



ПОСТАНОВЛЕНИЕ
об утверждении Положения о порядке измерения
природного газа в коммерческих целях

№ 385 от 12.08.2010

Мониторул Официал N 211-212/750 от 29.10.2010

* * *

Зарегистрировано:
Министерство юстиции
№ 777 от 18.10.2010 г.
_____ Александру ТЭНАСЕ

Действуя в соответствии с положениями ст.7 – ст.9 [Закона о природном газе № 123-ХVIII от 23 декабря 2009 г.](#) (*Официальный монитор Республики Молдова, 2010, № 23-24, ст.31*), на основании положений ст.31 и ст.54 абзац (5) [Закона о природном газе](#) Административный совет Национального агентства по регулированию в энергетике (НАРЭ)

ПОСТАНОВЛЯЕТ:

1. Утвердить **Положение о порядке измерения природного газа в коммерческих целях** в новой редакции.
2. Признать утратившим силу [Постановление Административного совета НАРЭ № 259 от 23 августа 2007](#) об утверждении Положения о порядке измерения природного газа в коммерческих целях (*Официальный монитор Республики Молдова, 2008, № 28-29, ст.71*), зарегистрированного Министерством юстиции под номером 550 от 31 января 2008 г.
3. Контроль применения настоящего положения участниками рынка природного газа возложить на управление по регулированию и лицензированию.

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ДИРЕКТОР НАРЭ

Виктор ПАРЛИКОВ

Директора

**Мариана Ботезату
Марин Профир
Леонид Белински
Николае Райляну**

Кишинэу, 12 августа 2010 г.

№ 385.

Утверждено:
Постановлением Административного
совета НАРЭ
№ 385 от 12 августа 2010 г.

ПОЛОЖЕНИЕ
о порядке измерения природного газа в коммерческих целях

Глава I ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Часть 1

Цель и сфера применения

1. Положение о порядке измерения природного газа в коммерческих целях (в дальнейшем – Положение) определяет условия, при которых осуществляется измерение в точках коммерческого учета количества природного газа, произведенного, импортированного, экспортированного, транзитного, переданного, распределенного, поставленного или потребленного и определяет категории систем учета количества природного газа.

2. Требования Положения регулируют правоотношения между производителями, оператором передающей сети, операторами распределительных сетей, поставщиками и потребителями природного газа, а также выдачу разрешения на подключение к газовой сети, монтаж и эксплуатацию измерительного оборудования.

3. Положение применяется при:

1) установлении точек учета;
2) осуществлении измерений природного газа в нижеследующих точках коммерческого учета:

a) на входе в передающие сети Республики Молдова из транспортной системы других стран;

b) на выходе из передающих сетей, соответственно, на входе непосредственно в распределительную сеть или в газовые сети, снабжающие конечных потребителей, присоединенных к передающим сетям;

c) на выходе из распределительных сетей одного оператора распределительной сети, соответственно, на входе в распределительную сеть другого оператора распределительной сети, присоединенную к сети первого;

d) на выходе из распределительных сетей, соответственно, на входе в газовые сети конечных потребителей, присоединенных к распределительным сетям;

3) сборе данных относительно измерительного оборудования природного газа в коммерческих целях и данных, полученных при снятии показаний измерительного оборудования в целях фактурирования и содержания баз данных;

4) предоставлении данных относительно измерительного оборудования природного газа в коммерческих целях и данных, полученных при снятии показаний измерительного оборудования в целях фактурирования и обеспечения прозрачности при осуществлении деятельности по измерению природного газа.

Часть 2

Основные понятия

4. Применяемые в Положении основные понятия означают следующее:

Вычислитель дебета – устройство измерения интегрированного объема, массы или энергии, начиная от значений дебета в реальных условиях, приведенного к стандартным условиям;

Стандартные условия – определенные условия, к которым приведено количество измеренного природного газа (температура $T = 293,15^{\circ}\text{K}$ ($t = 20^{\circ}\text{C}$); давление $P = 101325$ Па, (H/m^2), (760 мм ртутного столба); влажность = 0);

Конвертор объема (корректор, вычислитель расхода) – электронное или механическое устройство, подключенное/встроенное к счетному механизму одного измерительного оборудования, который автоматически преобразует измеренный в рабочих условиях объем природного газа, в зависимости от реальных параметров газа (рабочего давления и температуры), в объем газа, приведенный к стандартным условиям;

Физические и химические характеристики природного газа – характеристики, определяющие качество природного газа, числовые значения которых используются при расчетах объемов природного газа;

Область дебета – гамма дебетов природного газа, ограниченная максимальным и минимальным дебетами, для которых погрешность измерений измерительного оборудования находится в определенных пределах;

Диапазон измерения – множество значений измеряемой величины, для которой предполагается, что погрешность измерений одного измерительного оборудования находится в определенных пределах;

Измерительное оборудование – прибор или система для измерения объема поставляемого природного газа и, при необходимости, расхода природного газа с целью выписки счетов-фактур;

Место потребления – месторасположение газоиспользующей установки конечного потребителя, где потребляется природный газ, поставленный через один или несколько разграничительных пунктов;

Точка коммерческого учета – место, в котором установлено измерительное оборудование для природного газа и в котором природный газ переходит из собственности одного участника рынка природного газа в собственность другого участника рынка природного газа;

Система – совокупность совместимых средств измерений;

Измерительный датчик – устройство, посредством которого преобразованная согласно определенному закону величина на входе соответствует величине на выходе.

Часть 3

Основные права и обязанности

5. Конечный потребитель имеет право участвовать при измерениях природного газа, осуществляемых поставщиком.

6. Оператор передающей сети осуществляет измерение количества природного газа и снимает показания измерительного оборудования, установленного в точках коммерческого учета, измерения объемов природного газа, импортируемого, экспортируемого и транзитируемого по системе природного газа.

7. Оператор передающей сети осуществляет чтение показаний измерительного оборудования, установленного в точках коммерческого учета объемов природного газа, входящих в передающую сеть природного газа, а также совместно с соответствующим оператором распределительной сети природного газа – показания измерительного оборудования, установленного в точках коммерческого учета природного газа, входящих в распределительную сеть природного газа из передающей сети природного газа.

8. Показания измерительного оборудования объемов природного газа, поставленного конечным потребителям, чьи установки присоединены к передающей сети, читаются оператором передающей сети. Конечный потребитель, поставщик (оператор

распределительной сети) имеют право участвовать при чтении показаний этого измерительного оборудования.

9. Оператор распределительной сети осуществляет чтение показаний измерительного оборудования всех конечных потребителей, чьи установки присоединены к распределительной сети, а также показания измерительного оборудования в точках коммерческого учета, установленного в разграничительном пункте установок оператора распределительной сети и оператора передающей сети.

10. Оператор передающей сети удовлетворяет обращение оператора распределительной сети (поставщика) о присутствии при осуществлении контроля и/или чтения показаний измерительного оборудования конечных потребителей, подключенных к передающей сети природного газа.

11. Для осуществления деятельности измерения природного газа оператор передающей сети, оператор распределительной сети (поставщик) и не бытовой потребитель в соответствии с настоящим Положением обеспечивают:

a) оснащение точек коммерческого учета, находящихся в их ответственности, измерительным оборудованием в соответствии с законодательством разрешенным для использования на территории Республики Молдова, адекватным и поверенным метрологически;

b) установку, настройку, периодическую метрологическую поверку и эксплуатацию измерительного оборудования;

c) измерение всех необходимых параметров природного газа, исходя из категории точки коммерческого учета, находящихся в его ответственности;

d) функционирование измерительного оборудования в пределах указанного класса точности для той категории, для которой они были предназначены;

e) соблюдение требований безопасности, установленных для каждой точки коммерческого учета;

f) доступ договорной стороны к информации из базы данных измерительного оборудования;

g) доступ оператора распределительной сети или оператора передающей сети к измерительному оборудованию для снятия на месте показаний для проверки их работоспособности и для проверки схемы подключения и пломб;

h) сбор и хранение данных измерительного оборудования, в том числе их безопасность.

12. Восстановление функциональности или замена вышедшего из строя принадлежащего ему измерительного оборудования, на котором зарегистрирован инцидент, осуществляется: оператором передающей сети в срок до 24 часов и оператором распределительной сети в срок до 72 часов. Указанные сроки относятся к рабочим дням.

13. Оператор распределительной сети действует в соответствии с Положением о поставке и использовании природного газа, утвержденным [Постановлением Административного совета НАРЭ № 304 от 7 августа 2008 года \(Официальный монитор Республики Молдова, 2008 г., № 162-164, ст.471\)](#), в случае выхода из строя измерительного оборудования, установленного у конечных потребителей, чьи установки присоединены к распределительной сети природного газа.

14. Оператор распределительной сети обязан предоставить поставщикам, по их обращению, информацию о параметрах природного газа, поставленного согласно заключенным договорам, данные об измерительном оборудовании и показания

измерительного оборудования, установленного у конечных потребителей, с которыми поставщики заключили договора на поставку природного газа.

15. Оператор передающей сети, оператор распределительной сети, поставщик обеспечивают измерение объемов природного газа, использованного для технологических нужд.

16. Конверсия объемов природного газа, измеряемых в рабочих условиях к стандартным условиям, является обязательным, за исключением бытовых потребителей в зависимости от местоположения точек учета.

17. Класс точности измерительного оборудования должен соответствовать значениям, определенным в разрешении на подключение, но не ниже установленных настоящим Положением.

18. Определение физических и химических характеристик, численные значения которых используются при вычислении объемов природного газа, осуществляется в аккредитованных химико-аналитических лабораториях.

Условия отбора проб природного газа в целях определения физических и химических характеристик природного газа, а также периодичность ввода этих значений в корректоры объема указываются в договоре на поставку природного газа.

19. В целях контроля работы основного измерительного оборудования конечный потребитель имеет право установить контрольное измерительное оборудование того же класса точности. Контрольное измерительное оборудование не считается заменяющим основное измерительное оборудование.

20. Контрольное измерительное оборудование монтируется заявителем в точках коммерческого учета природного газа согласно технической документации (проекта), согласованной оператором, передающим природный газ.

21. Оператор передающей сети, оператор распределительной сети, потребитель в целях передачи на расстоянии показаний измерительного оборудования (давления, температуры, мгновенного дебета, количества природного газа), обеспечивают доступ для установки в точках коммерческого учета необходимого оборудования (принадлежностей) без нарушения точности измерений.

Часть 4

Категории точек учета

22. Положение определяет следующие категории точек коммерческого учета природного газа в зависимости от определенных требований к измерительному оборудованию к ответственному за установку измерительного оборудования и ответственному за осуществление деятельности по измерению:

Категория А: точка коммерческого учета количества природного газа, импортируемого, экспортируемого и транзитно передаваемого через газовую систему, точки коммерческого учета на межсистемных газопроводах с другими газовыми системами.

Категория В: точка коммерческого учета количества природного газа, входящего в распределительную сеть природного газа из передающей сети природного газа, точка коммерческого учета количества природного газа, поставленного из передающей сети природного газа к установкам конечных потребителей, подключенным к передающей сети природного газа, точки коммерческого учета количества природного газа, входящего в распределительную сеть природного газа одного оператора распределительной сети из распределительных сетей природного газа другого оператора распределительной сети,

точка коммерческого учета количества природного газа, входящего в передающую или распределительную сети природного газа из установок по производству.

Категория С: точка коммерческого учета количества природного газа, поставленного конечным потребителям, с дебетом потребления в 50 м³/ч и более, чьи установки подключены к распределительным сетям природного газа.

Категория D: точка коммерческого учета количества природного газа, поставленного конечным потребителям, с дебетом потребления от 25 м³/ч до 50 м³/ч и более, чьи установки подключены к распределительным сетям природного газа.

Категория E: точка коммерческого учета количества природного газа, поставленного не бытовым потребителям, с дебетом потребления менее 25 м³/ч, чьи установки подключены к распределительным сетям природного газа.

Категория F: точка учета количества природного газа, поставленного бытовым потребителям.

Глава II ТРЕБОВАНИЯ К ИЗМЕРИТЕЛЬНОМУ ОБОРУДОВАНИЮ, ИСПОЛЬЗУЕМОМУ В СИСТЕМЕ ИЗМЕРЕНИЯ

Часть 1

Основные требования

23. Измерительное оборудование устанавливается в точках коммерческого учета и определяется в разграничительном пункте собственности сторон. В обоснованных случаях в соответствии с действующим законодательством возможны отклонения от данного условия.

24. В случае снабжения места потребления газом через несколько точек присоединения, могут быть определены несколько точек коммерческого учета.

25. Коммерческий учет природного газа на рынке природного газа осуществляется посредством измерительного оборудования, смонтированного в точках коммерческого учета природного газа.

26. Средства измерения, используемые в системе измерения количества природного газа на рынке природного газа, должны быть разрешены к применению в Республике Молдова в порядке, предусмотренном действующим законодательством, и метрологически поверенными в соответствии с [Законом о метрологии № 647-XIII от 17 ноября 1995 года \(Официальный монитор Республики Молдова, 1996, № 13, ст.124\)](#), а необходимая точность и технические характеристики этих средств должны соответствовать разработанному проекту конкретной системы измерения.

27. Электронное измерительное оборудование должно обеспечивать возможность хранения регистрируемых значений в течение не менее 35 дней, без нарушения точности этих значений, и возможность чтения показаний, как на месте, так и на расстоянии, посредством автоматизированной системы учета и обработки данных.

28. Источники питания электрической энергии, измерительного оборудования не могут быть использованы для обеспечения других аппаратов и систем. Измерительное оборудование природного газа должно использоваться только по назначению – для измерения объемов и параметров природного газа.

29. Монтаж измерительного оборудования выполняется в соответствии с проектами, согласованными с оператором распределительной сети, оператором передающей сети и,

при вводе в эксплуатацию, составляется протокол сдачи в эксплуатацию измерительного оборудования, образец которого утверждается Национальным агентством по регулированию в энергетике (в дальнейшем – Агентство).

30. Точки коммерческого учета природного газа должны проектироваться, строиться, эксплуатироваться и содержаться в соответствии с действующими техническими нормами и регламентами, с инструкциями производителей средств и оборудования для измерения и соответствовать минимальным требованиям относительно передаче-приемке природного газа, указанным сторонами в договорах на поставку природного газа.

31. Используемые средства измерения должны соответствовать параметрам потока газа (дебету, давлению, температуре), качеству измеряемого природного газа и среде, в которой они смонтированы и эксплуатируются, а также иметь возможность подключения к единой информационной системе оператора передающей сети, оператора распределительной сети и/или конечного потребителя.

При измерении природного газа, используемого для технологических нужд, в установках и помещениях, принадлежащих оператору передающей сети или оператору распределительной сети, будет использовано измерительное оборудование, отвечающее условиям, предусмотренным для точек коммерческого учета соответствующей категории.

Часть 2

Технические требования к измерительному оборудованию, установленному в точках коммерческого учета категории А

32. Технические характеристики и параметры измерительного оборудования природного газа, установленного в точках коммерческого учета категории А, определяются с соблюдением требований к необходимой точности измерительного оборудования оператором передающей сети по взаимному согласию с внешним поставщиком в случае межсистемных газопроводов с другими газовыми системами, или оператором передающей сети.

33. Оператор передающей сети обязан установить измерительное оборудование с возможностью почасового измерения количества природного газа, которое обеспечивает:

а) измерение объемов природного газа в рабочих условиях и их конверсию к стандартным условиям;

б) определение качества природного газа в потоке, автоматическую регистрацию и архивацию параметров природного газа (давление, рабочая температура и состав природного газа);

в) возможность подключения измерительного оборудования к автоматизированной системе чтения показаний и параметров природного газа на расстоянии;

д) регистрацию времени повреждения измерительного оборудования и времени превышения нормированных метрологических параметров;

е) сохранение данных на протяжении не менее 35 дней.

34. Для точек коммерческого учета, установленных на межсистемных газопроводах газовой системы Республики Молдова с газовыми системами других стран, установка, эксплуатация, периодическая метрологическая поверка, ремонт и замена измерительного оборудования производится оператором передающей сети, который является ответственным за целостность измерительного оборудования и установленных пломб.

Часть 3

Технические требования к измерительному оборудованию, установленному в точках коммерческого учета категории В

35. Параметры, технические характеристики и требуемая необходимая точность измерительного оборудования природного газа, установленного в точках коммерческого учета категории **В**, определяются оператором передающей сети или оператором распределительной сети и указываются в разрешении на подключение.

36. Заявитель обязан установить измерительное оборудование с мощностью почасового измерения количества природного газа, которое обеспечивает:

а) измерение объемов природного газа в рабочих условиях и их конверсия к стандартным условиям;

б) автоматическую регистрацию и архивацию рабочих параметров природного газа (давления, температуры и состава природного газа);

с) возможность подключения измерительного оборудования системы измерения к автоматизированной системе чтения показаний и параметров природного газа на расстоянии;

д) регистрацию времени повреждения измерительного оборудования;

е) сохранение данных на протяжении не менее 35 дней.

37. Оператор распределительной сети, газовые сети которого подключены к распределительной сети природного газа другого оператора распределительной сети, ответствен за целостность измерительного оборудования и установленных обеими сторонами пломб. Конечные потребители, установки которых присоединяются к передающей сети природного газа, ответственны за целостность измерительного оборудования и установленных пломб. Производители, чьи установки подключены к передающей или распределительной сетям природного газа, ответственны за целостность измерительного оборудования и установленных пломб.

Часть 4

Технические требования к измерительному оборудованию, установленному в точках коммерческого учета категорий С, D и E

38. Параметры, технические характеристики и требуемая необходимая точность измерительного оборудования природного газа, установленного в точках коммерческого учета категорий **С, D и E**, определяются оператором распределительной сети и указываются заявителю в разрешении на подключение к распределительной сети природного газа.

39. Заявитель обязан установить измерительное оборудование, указанное в разрешении на подключение, с способностью почасового измерения количества природного газа.

40. Измерительное оборудование, установленное в точках коммерческого учета категорий **С, D и E**, и оснащенное ротационным, турбинным, ультразвуковым счетчиком, включая электронный конвертор, с способностью почасового измерения количества природного газа, обеспечивает:

а) измерение объемов природного газа в рабочих условиях и их конверсию к стандартным условиям;

б) автоматическую регистрацию и архивацию рабочих параметров природного газа (давление, температура природного газа);

- с) возможность подключения измерительного оборудования к автоматизированной системе чтения показаний и параметров природного газа на расстоянии;
- д) сохранение данных на протяжении не менее 35 дней.

41. Измерительное оборудование, установленное в точках коммерческого учета категории **С**, оснащенное диафрагменным счетчиком, включая электронный конвертор мощностью почасового измерения количества природного газа, обеспечивает:

- а) измерение объемов природного газа в рабочих условиях и их конверсию к стандартным условиям;
- б) автоматическую регистрацию и архивацию температуры природного газа;
- с) возможность подключения измерительного оборудования к автоматизированной системе чтения показаний и параметров природного газа на расстоянии;
- д) сохранение данных на протяжении не менее 35 дней.

42. Измерительное оборудование, установленное в точках коммерческого учета категорий **Д и Е**, оснащенное диафрагменным счетчиком, обеспечивает:

- а) измерение объемов природного газа в рабочих условиях и конверсию температуры, посредством встроенного устройства или электронного конвертора к стандартным условиям;
- б) возможность подключения измерительного оборудования (по случаю) к автоматизированной системе чтения показаний и параметров природного газа на расстоянии.

43. Конечные потребители, установки которых подключены к распределительной сети природного газа, ответственны за целостность измерительного оборудования и установленных пломб.

Часть 5

Технические требования к измерительному оборудованию, установленному в точках коммерческого учета категории **Г**

44. Параметры, технические характеристики и требования к необходимой точности измерительного оборудования природного газа, установленного в точках коммерческого учета категории **Г**, устанавливаются оператором распределительной сети (поставщиком) и указываются в разрешении на подключение.

45. Оператор распределительной сети является ответственным за установку, эксплуатацию, содержание и периодическую метрологическую поверку измерительного оборудования, установленного в точках коммерческого учета категории **Г**.

Для бытовых потребителей, расходы, связанные с приобретением, метрологической поверкой, установкой, эксплуатацией, содержанием, ремонтом и заменой измерительного оборудования расхода природного газа относятся на оператора распределительной сети.

46. Ответственными за целостность измерительного оборудования в точках коммерческого учета категории **Г** и установленных пломб являются соответствующие конечные потребители.

Глава III

МЕТРОЛОГИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ИЗМЕРИТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ, ИСПОЛЬЗУЕМОГО НА РЫНКЕ ПРИРОДНОГО ГАЗА

Часть 1

Измерительное оборудование с системой измерения с сужающими устройствами

47. Измерительное оборудование с системой измерения на базе сужающих устройств состоит из следующих компонентов:

- 1) участков газопровода до и после сужающего устройства;
- 2) первичного элемента;
- 3) сужающего устройства типа:
 - a) диафрагма с угловым отбором давления;
 - b) диафрагма с фланцевым отбором давления;
 - c) диафрагма с отбором давления на L_1 и L_2 (диафрагмы могут монтироваться в держатель диафрагмы);
- 4) вспомогательных элементов (импульсных трубок для отбора параметров природного газа);
- 5) вторичных элементов (датчиков), которыми могут быть:
 - a) датчики статического давления;
 - b) датчики дифференциального давления;
 - c) датчики температуры (термосопротивления);
 - d) многопараметрический датчик или датчик плотности.

48. Точность измерений вторичных элементов измерительной системы – соответственно датчиков статического, дифференциального давления, многопараметрических или датчиков плотности не должна превышать максимальную погрешность:

- a) в $\pm 0,1\%$ и температуры в $\pm 0,35^\circ\text{C}$ при транспортировке природного газа через магистральные газопроводы;
- b) в $\pm 0,25\%$ и температуры в $\pm 0,5^\circ\text{C}$ для учета объемов у конечных потребителей.

49. Вычислитель дебета соответствующей системы измерения (включая все датчики) имеет максимально допустимую погрешность расчета скорректированного объема в $\pm 0,5\%$, учитывающую погрешности измерения температуры и давления.

Часть 2

Измерительное оборудование с системами измерения с ротационными или турбинными счетчиками

50. Измерительное оборудование с системой измерения с ротационными или турбинными счетчиками может быть двух конфигураций:

- (1) a) ротационный или турбинный счетчик газа;
- b) электронный конвертор объема природного газа, который может быть двух типов:
 - комплект (со встроенными датчиками);
 - с внешними датчиками;
- (2) a) ротационный или турбинный счетчик газа;
- b) датчики:
 - статического давления и температуры;
 - плотности;
- c) вычислитель дебета (конвертор).

51. Электронные конверторы объема должны соответствовать требованиям SM EN 12405.

52. Согласно международным требованиям Международной организации законодательной метрологии R32 и рекомендациям допустимые погрешности при первичной метрологической поверке для ротационных или турбинных счетчиков составляют:

- a) для $Q_{(min)} \leq Q < Q_{(t)}$, максимальная погрешность составляет $\pm 2\%$;
- b) для $Q_{(t)} < Q \leq Q_{(max)}$, максимальная погрешность составляет $\pm 1\%$,

где:

$Q_{(max)}$ – максимальный дебет, при котором показания измерительного оборудования соответствуют требованиям максимально допустимых погрешностей;

$Q_{(min)}$ – минимальный дебет, при котором показания измерительного оборудования соответствуют требованиям минимально допустимых погрешностей;

$Q_{(t)}$ – транзитный дебет – дебет, разделяющий область дебета на две четко обозначенные зоны, имеющие различные максимально допустимые погрешности.

Значения транзитного дебета зависят от соотношения $Q_{(max)} / Q_{(min)}$.

Турбинные счетчики		Ротационные счетчики	
Соотношение $Q_{(max)} / Q_{(min)}$	$Q_{(t)}$	Соотношение $Q_{(max)} / Q_{(min)}$	$Q_{(t)}$
10 : 1	0,20 $Q_{(max)}$	< 20 : 10	0,20 $Q_{(max)}$
20 : 1	0,20 $Q_{(max)}$	30 : 1	0,15 $Q_{(max)}$
30 : 1	0,15 $Q_{(max)}$	50 : 1	0,10 $Q_{(max)}$
50 : 1	0,10 $Q_{(max)}$	< 50 : 1	0,05 $Q_{(max)}$

53. Если первоначальная метрологическая поверка производится при давлении более 4 bar (0,4 МПа), то максимально допустимыми погрешностями являются следующие:

- a) для $Q_{(min)} \leq Q < Q_{(t)}$, максимальная погрешность составляет $\pm 1\%$;
- b) для $Q_{(t)} < Q \leq Q_{(max)}$, максимальная погрешность составляет $\pm 5\%$.

54. Максимально допустимыми погрешностями при первичной поверке для электронных конверторов (вычислителей дебета) (со встроенным датчиком) являются:

- a) $\pm 0,2\%$ при стандартных условиях ($t = 20^\circ\text{C} \pm 5^\circ\text{C}$ и атмосферное давление /101300 Па/);
- b) $\pm 0,5\%$ при рабочих условиях.

55. Оператор распределительной сети и оператор передающей сети принимают необходимые меры по обеспечению работы измерительного оборудования в установленных для нее пределах точности измерения количества природного газа.

Часть 3

Измерительное оборудование с системой измерения с ультразвуковыми газовыми счетчиками

56. Измерительное оборудование с системой измерения с ультразвуковыми газовыми счетчиками состоит из:

- 1) ультразвукового счетчика;
- 2) датчиков, которые могут быть:
 - a) статического давления и температуры;
 - b) плотности;
- 3) вычислителя дебета (конвертора объема).

Часть 4
Измерительное оборудование с системой измерения
с диафрагменными (мембранными) счетчиками
природного газа

57. Измерительное оборудование с системой измерения с диафрагменным (мембранным) счетчиком природного газа состоит из счетчика природного и механического или электронного конвертора объема, которые в автоматическом режиме преобразовывают измеренный объем природного газа в рабочих условиях в объем природного газа, приведенный к стандартным условиям, и используется для измерения природного газа, поставляемого не бытовым потребителям.

58. Измерение объема природного газа диафрагменным счетчиком газа осуществляется при помощи измерительных камер с мембраной со встроенным устройством конверсии температуры или без такового. Максимально допустимые погрешности при метрологической поверке диафрагменных счетчиков природного газа должны соответствовать требованиям RTM NML 3-05:2003.

59. Все виды используемых счетчиков (диафрагменных, ротационных, турбинных или ультразвуковых) должны обеспечивать точное функционирование в случае превышения (измерения) дебета на $1,2Q_{(max)}$ как минимум в течение одного часа.

Часть 5
Вычислители дебета и электронные конверторы объема

60. Рекомендуется рассчитывать фактор сжимаемости Z в соответствии с NX-19 для распределительных сетей и GERG 91 для передающих сетей.

61. Конвертор должен показывать приведенный объем без использования дополнительного оборудования. Показание приведенного объема должно быть выражено, как правило, в единицах объема. По согласию сторон, причастных к измерению природного газа, для показания приведенного объема могут использоваться представления типа 10^n единицы объема.

62. Конвертор не должен влиять на точность функционирования счетчика.

63. Конвертор должен оповещать о функционировании вне области измерения различных параметров (температуры, давления, дебет). В этом случае, измерительное оборудование прекратит расчет приведенного объема и будет накапливать в другом реестре памяти зарегистрированный счетчиком неприведенный объем или приведенный на основе подставленных в расчеты значений давления и температуры. Значения давления и температуры, подставленные в расчеты, будут уточнены оператором сети, который передает природный газ, и согласованы заказчиком.

64. Срок службы блока питания конвертора должен составлять не менее пяти лет. При разрядке батареи на 90%, конвертор должен выдавать на экран визуальный предупреждающий сигнал.

65. Электронные конверторы объема и индикаторные механизмы ротационных и турбинных счетчиков должны обладать степенью защиты от жидких или твердых примесей на уровне минимум IP 65.

66. Электронные конверторы объема и его принадлежности должны быть взрывобезопасного исполнения в случае их установки во взрывоопасном помещении.

67. Вычислители дебета могут быть оснащены печатающим устройством на случай печатания декларации о конфигурации, потреблении или параметрах поставленного

природного газа, либо должны располагать интерфейсом, на котором при подключении какого-либо вычислителя станет возможным снятие указанных показаний.

68. Вычислители дебета должны афишировать информацию обо всех аварийных ситуациях или отдельно показывать данные о расходе, зарегистрированные за время аварийной ситуации.

69. Для обеспечения бесперебойного питания электрической энергией электронных систем измерения они должны быть предусмотрены с автономными бесперебойными источниками питания в течение не менее 24 часов. В случае, если система измерения снабжена группой автономных электрогенерирующих источников, то бесперебойное энергопитание должно обеспечиваться в течение не менее 12 часов.

Часть 6

Датчики и вычислители дебета

70. Во избежание влияния атмосферного давления на погрешность измерений при измерении статического давления будут использованы датчики абсолютного давления. Для абсолютных давлений природного газа свыше 21 бара (2,1 МПа) могут использоваться и датчики статического давления.

71. Чувствительный элемент термосопротивления должен быть составлен из металлов без примесей. Термосопротивление должно быть типовым и иметь не менее трех проводов.

Глава IV

ПРОЕКТИРОВАНИЕ, МОНТАЖ, ЭКСПЛУАТАЦИЯ, МЕТРОЛОГИЧЕСКАЯ ПОВЕРКА И РЕМОНТ ИЗМЕРИТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Часть 1

Проектирование измерительного оборудования

72. Измерительное оборудование в точках коммерческого учета природного газа будет проектироваться в соответствии с:

а) NCN G.05.01 – 2006, (*Sisteme de distribuție a gazelor*) Газораспределительными системами, утвержденными Агентством строительства и развития территории Республики Молдова Приказом № 42 от 6 сентября 2006 года;

б) NRS 35-04-09:2002/A1, (*Regulile de securitate în ramura gazificării*) Правилами безопасности в области газификации, утвержденными Постановлением департамента “Moldova-Standard” № 1229-RT от 17 декабря 2002 года;

в) NRS 35-04-74:2005, (*Reguli de exploatare tehnică a sistemelor de aprovizionare cu gaze*) Правилами технической эксплуатации систем газоснабжения, утвержденными Постановлением Службы стандартизации и метрологии Республики Молдова № 1845-RT от 26 ноября 2005;

д) СНиПом 2.05.06/85 Магистральные газопроводы, утвержденным Министерством строительства и развития территории [Приказом № 40 от 2 сентября 2008](#) года;

е) Правилами технической эксплуатации магистральных газопроводов, утвержденными Министерством строительства и развития территории [Приказом № 40 от 2 сентября 2008](#) года.

73. Проекты точек коммерческого учета природного газа должны быть согласованы с оператором передающей сети или оператором распределительной сети.

74. Измерительное оборудование будет спроектировано таким образом, чтобы обеспечивалось его правильное функционирование во всем диапазоне дебетов, давления и температуры, а также в пределах варьирования химического состава природного газа, указанных в разрешении на подключение. Для случаев, когда в природном газе присутствуют жидкие или твердые загрязняющие элементы, при проектировании будут предусмотрены и соответствующие сепараторы и фильтры. Измерительное оборудование будет спроектировано таким образом, чтобы обеспечить бесперебойные, надежные поставки даже во время осуществления работ по техническому обслуживанию. В экстремальных случаях должна сохраняться возможность изоляции измерительного оборудования от газопровода, расположенного до и после, посредством быстродействующей и надежной запорной арматуры.

75. В тех случаях, когда возможен встречный поток природного газа через измерительное оборудование, влияющий на точность измерений, обязательным является монтаж обратного клапана, обеспечивающего движение потока только в одном направлении.

76. В случае, когда одним измерительным оборудованием невозможно обеспечить весь интервал измерений дебета соответствующего конечного потребителя, необходимо выбрать два или более измерительных оборудований, установленных таким образом, чтобы можно было использовать их одновременно или поочередно, в зависимости от дебета, затребованного конечным потребителем, в указанный период, а также чтобы крайние пределы дебета не влияли на точность измерения объемов поставляемого природного газа.

77. При проектировании измерительного оборудования внутренний диаметр трубопровода, расположенного до регулятора давления, будет рассчитан на условиях максимальной скорости истечения природного газа, которая составит 30 м/с. Для определения внутреннего диаметра трубопровода, расположенного после регулятора давления, в расчетах максимальная скорость будет ограничиваться 20 м/с.

Исключения из этого правила допустимы для трубопроводов, расположенных до и после сужающего устройства или счетчика, для которых – независимо от расположения по отношению к регулятору давления, для расчетов лимитируется максимальная скорость в 20 м/с.

Допускаются скорости истечения выше в случаях оснащения точек коммерческого учета ультразвуковыми счетчиками, в соответствии с рекомендациями производителя. Краны, расположенные до и после измерительного оборудования, должны быть полностью открыты до размера диаметра внутреннего трубопровода. Данное условие не обязательно в случае применения ротационных счетчиков.

78. В случае проектирования нескольких измерительных линий для природного газа, их количество должно быть выбрано таким образом, чтобы максимальный дебет точки коммерческого учета природного газа можно было измерить при одной закрытой линии, причем остальные линии должны работать в заданных условиях.

79. Одоризация природного газа не должна влиять на качественные показатели измерительного оборудования. Одоризационная установка будет размещена за измерительным оборудованием.

80. Любое средство измерения, которое подключается к измерительному оборудованию, не должно влиять на точность измерения.

Монтаж и сдача в эксплуатацию измерительного оборудования

81. Допускается установка только измерительного оборудования, разрешенного к использованию на территории Республики Молдова согласно [Закону о метрологии № 647-ХІІІ от 17 ноября 1995](#) года (*Официальный монитор Республики Молдова, № 13/124 от 29.02.1996 года, специальное издание, стр.4*).

82. В подъезде многоквартирного дома, на многоквартирном доме или группе многоквартирных домов для измерения количества природного газа (в целях фактурирования) может использоваться только измерительное оборудование, отвечающее установленным техническим требованиям и поверенное метрологически, что должно подтверждаться свидетельством о государственной поверке. Измерительное оборудование должно быть опломбировано пломбой оператора распределительной сети или, при необходимости, пломбой управляющего многоквартирным домом.

83. При вводе в эксплуатацию измерительного оборудования составляется протокол сдачи в эксплуатацию измерительного оборудования.

84. Оператор распределительной сети, поставщик имеют свободный доступ к измерительному оборудованию, находящемуся на территории конечного потребителя, подключенного к сети природного газа.

Часть 3

Условия монтажа измерительного оборудования

85. Монтаж измерительного оборудования природного газа осуществляется в соответствии с проектом, требованиями настоящего Положения и другими действующими нормативно-техническими документами. Монтаж осуществляется авторизованными предприятиями при наличии лицензии на право осуществления данных работ.

86. Измерительное оборудование монтируется в помещениях, в шкафах или коробках, обеспечивая возможность их технического обслуживания и чтения показаний. Разрешается монтаж измерительных систем на открытом воздухе, в закрытой коробке или в шкафу, с условием, что такое местоположение обеспечит конверсию измеряемых объемов природного газа к стандартным условиям и без влияния на точность измерений.

87. Для измерительного оборудования с сужающими устройствами рекомендуется соблюдение условий монтажа первичного элемента, предусмотренных в соответствующих нормативно-технических документах. Вторичные элементы будут смонтированы таким образом, чтобы была возможность их изолирования от процесса, при проведении их осмотра (контроля) на месте или транспортировки в метрологическую лабораторию для их метрологической поверки.

88. Для измерительного оборудования с ротационными, турбинными и/или ультразвуковыми счетчиками, в целях обеспечения равномерного профиля истечения (потока) природного газа предусматриваются прямые участки трубопровода без препятствий, смещений, отводов давления до и после счетчиков. Требования к длинам прямых участков до и после счетчика, представленные в соответствующих нормативных документах, являются обязательными для исполнения.

Длины прямых участков могут быть снижены путем монтажа установок, уравнивающих истечение (поток) природного газа, согласно стандартам, применительно к каждому методу измерения.

Часть 4

Монтаж датчиков температуры, статического и дифференциального давления, многопараметрических и датчиков плотности

89. Электронные датчики температуры, статического давления, дифференциального давления, многопараметрические датчики и датчики плотности могут монтироваться в термостатных коробках для обеспечения рабочей температуры, соответствующей точности показаний, если при утверждении типа не предусмотрено иное.

90. Датчики температуры устанавливаются в соответствии с требованиями нормативных документов для каждого типа измерительного оборудования. Предпочтителен их монтаж перед счетчиком.

91. Для обеспечения правильного измерения температуры, датчик температуры должен проникать внутрь трубы на глубину $0,3 - 0,7 D$.

Температурная гильза для датчика температуры монтируется в соответствии с требованиями действующих нормативных технических документов, соответствующих каждому типу счетчика.

92. Датчики температуры, статического давления, дифференциального давления и многопараметрические датчики монтируются таким образом, чтобы имелась возможность их изолирования от процесса при проведении их поверки и калибровки. Изолирующая запорная арматура должна обладать возможностью пломбирования для предотвращения случайного закрытия, которое может повлиять на качество измерения.

93. В случае использования измерительного оборудования, отличного от оборудования с сужающим устройством, проба природного газа для датчика плотности должна быть отобрана от патрубка отбора давления на счетчике, обозначенного $p(m)$.

94. Соединительный трубопровод между патрубком, обозначенным $p(m)$, и датчиком плотности должен быть герметично изолирован для минимизации воздействия внешней температуры.

95. В случае использования датчиков плотности, которые монтируются в трубопровод, они будут смонтированы только до счетчика /системы измерения или измерительного оборудования, во избежание изменения профиля истечения (потока) природного газа.

Данное правило не является обязательным в случаях с ротационными счетчиками.

96. Приемка в эксплуатацию измерительного оборудования производится в присутствии персонала сторон, находящихся в договорных отношениях, с составлением и подписанием сторонами протокола сдачи в эксплуатацию.

Часть 5

Техническое обслуживание измерительного оборудования

97. Техническое обслуживание измерительного оборудования осуществляется квалифицированными лицами, ответственными за обслуживание и ремонт газовых устройств, в соответствии с требованиями главы 6 Правил безопасности в области газификации *NRS 35-04-09:2002*, утвержденных *Постановлением Департамента "Moldova-Standard" № 1229-PT от 17 декабря 2002* года. Данные работы выполняются собственником измерительного оборудования или, при случае, они могут быть выполнены оператором распределительной сети на основе отдельного договора.

98. Одновременно с техническим обслуживанием будет осуществлен и визуальный контроль измерительного оборудования относительно:

а) целостности счетчика (механических дефектов);

- b) наличия пломб, состояния и их соответствия оттискам, указанных в протоколе сдачи в эксплуатацию измерительного оборудования;
- c) соответствия данных, указанных на измерительном оборудовании, с данными из паспорта (тип, номер счетчика, год выпуска и др.);
- d) наличия указателя направления истечения на счетчике;
- e) наличия отпечатков (признаков) вмешательства со стороны конечного потребителя в механизм измерительного оборудования или его отключения от газопровода;
- f) соответствия схемы подключения со схемой в проекте.

99. Для диафрагменных счетчиков, при случае чтения показаний, будет осуществляться визуальный осмотр для констатации наличия повреждений или нарушения антикоррозийной защиты.

100. Контроль достоверности показаний диафрагменных счетчиков природного газа обычно осуществляется путем включения горелки газовой плиты (при возможном минимальном расходе) и наблюдения равномерности изменения показаний счетчика (третья цифра после запятой). В этих целях включение соответствующей газовой горелки осуществляется конечным потребителем, собственником газовой плиты. На ротационных счетчиках необходима установка устройства для слежения за значением падения давления на счетчике. Ее увеличение выше нормального значения, заданного производителем, подтверждает появление какого-либо механического дефекта или стопора. Ответственный за измерение обязан довести соответствующий факт до сведения поставщика, принять срочные меры для выявления причины и, по случаю, стороны совместно примут решение о необходимости проверки счетчика на стенде.

101. В случае появления аномалии, отклонений в функционировании ротационного, турбинного или ультразвукового счетчиков (если есть существенные различия в измерении параметров процесса от ожидаемых) можно приступить к переходу для измерений путем установки контрольного счетчика и сопоставления двух комплектов показаний, или к демонтажу и проверке данного счетчика. Проверяться будет целостность устройства ламинирования истечения и роторов, турбины. Также необходимо будет проверить, если имеются отложения на внутренних стенах корпуса счетчика, пластинах поршней, турбины или на ультразвуковых датчиках. Отложения удаляются особой процедурой.

Оператор распределительной сети, поставщик, конечный потребитель вправе инициировать экспертную поверку измерительного оборудования.

102. На измерительном оборудовании с сужающим устройством, в зависимости от конкретных условий, в особенности качество природного газа (жидкие и твердые примеси), будет проверено следующее:

- a) диаметр “d” сужающего устройства;
- b) целостность и острота грани сужающего устройства;
- c) наличие отложений в трубопроводах до и после сужающего устройства и на сужающем устройстве;
- d) концентричность сужающего устройства с трубопроводами до и после.

Часть 6

Метрологическая поверка и ремонт измерительного оборудования

103. Метрологическая поверка измерительного оборудования осуществляется в лабораториях, определенных Национальным органом по метрологии, согласно требованиям [Закона о метрологии № 647-ХІІІ от 17 ноября 1995 г.](#) (*Официальный монитор*

Республики Молдова, 2008, № 13/124, специальное издание, стр.4). Собственник измерительного оборудования несет затраты за ремонт и периодическую метрологическую поверку измерительного оборудования, за исключением бытовых потребителей.

104. В случае, если измерительное оборудование у бытового потребителя повреждено по его вине, установленной согласно законодательству, расходы по ремонту и метрологической поверке после ремонта измерительного оборудования несет бытовой потребитель.

105. Периодичность метрологической поверки измерительного оборудования установлена Официальным перечнем средств измерений, подлежащих обязательному государственному метрологическому контролю L.O-2004, утвержденным [Постановлением департамента “Молдова-Стандарт” № 1445-М от 4 января 2004](#) года (*Официальный монитор Республики Молдова, 2004 г., № 35-38, ст.81*).

106. В случае повреждения метрологической поверочной марки или ввода в эксплуатацию измерительного оборудования после его длительного хранения (свыше половины срока между двумя метрологическими поверками) измерительное оборудование представляется на внеплановую метрологическую поверку.

107. Стороны договора могут инициировать экспертную (внеплановую) метрологическую поверку измерительного оборудования до истечения максимально допустимого интервала времени между двумя последовательными метрологическими поверками в том случае, когда у одной из сторон есть претензии. Если вследствие экспертной метрологической поверки претензии подтверждаются, поставщик/оператор распределительной сети производит перерасчет.

108. Экспертная метрологическая поверка измерительного оборудования по требованию конечного потребителя или поставщика производится независимой технически освидетельствованной метрологической лабораторией.

109. У бытового потребителя вместо измерительного оборудования, демонтированного для прохождения метрологической поверки, оператор распределительной сети (поставщик) устанавливает, как правило, другой счетчик из оборотного фонда или, при его отсутствии, – байпас.

В случае установки байпаса объем использованного природного газа за период от монтажа байпаса до установки измерительного оборудования будет рассчитываться в соответствии с пунктом 118 Положения.

Глава V

ПОЛОЖЕНИЯ О РЕГИСТРАЦИИ ПОКАЗАНИЙ ИЗМЕРИТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ. О КОММЕРЧЕСКОМ УЧЕТЕ И БЕЗОПАСНОСТИ ИЗМЕРЕНИЙ

Часть 1

Документы и регистрации

110. Оператор передающей сети, оператор распределительной сети по случаю обязаны обладать архивом, содержащим информацию о каждой точке коммерческого учета на рынке природного газа в ответственности оператора передающей сети, конечного потребителя, включающим как минимум следующие документы:

- а) технический паспорт установки;

- b) протоколы, составленные в связи с установкой и вводом в эксплуатацию счетчиков/систем и измерительного оборудования;
- c) акт конфигурации;
- d) акт калибровки;
- e) журнал ежемесячных регистраций;
- f) журнал аварий;
- g) отчеты о несоответствии, составленные в случае проведения аудита (технического, метрологического);
- h) протоколы, составленные в случае устранения несоответствий.

111. В каждой точке коммерческого учета природного газа на рынке природного газа должны быть зарегистрированы следующие данные:

- a) год производства, наименование измерительного оборудования, установленные пломбы;
- b) номер и серия всего установленного измерительного оборудования;
- c) дата и время замены поврежденных элементов измерительного оборудования, чтения последних показаний на их интегрирующих устройствах (по случаю);
- d) дата и время начала и окончания калибровки (наладки) и/или произведенных проверок;
- e) результаты проверок и/или произведенных калибровок;
- f) дата и время внесения изменений в настройке конверторов или вычислителей дебета, и какие изменения внесены;
- g) дата, время и причина возникновения аварийной ситуации, дата и время исчезновения аварийной ситуации.

112. Все отчеты о содержании и контроле измерительного оборудования будут подписаны лицом, производившим соответствующие операции.

Часть 2

Коммерческий учет природного газа

113. Учет природного газа осуществляется с целью:

- a) определения объемов потребленного природного газа;
- b) фактурирования и оплаты между сторонами договора.

114. В случае, когда точка коммерческого учета не установлена в точке разграничения, объем поставленного природного газа будет рассчитан с учетом технических потерь природного газа в трубопроводе, запорной арматуре, аксессуарах, расположенных между разграничительным пунктом и точкой коммерческого учета, рассчитанных согласно *Методологии расчета расхода природного газа на технологические нужды и технические потери природного газа в распределительных сетях*, утвержденной [Постановлением Административного совета Национального агентства по регулированию в энергетике № 33 от 6 февраля 2001](#) года (*Официальный монитор Республики Молдова, 2001 г., № 19-20, ст.67*).

115. Объем поставленного природного газа рассчитывается исходя из:

- a) показаний, зарегистрированных измерительным оборудованием;
- b) потерь природного газа, рассчитанных согласно Методологии, утвержденной [Постановлением Административного совета Национального агентства по регулированию в энергетике № 33 от 6 февраля 2001](#) года (*Официальный монитор Республики Молдова, 2001 г., № 19-20, ст.67*);

с) утечек природного газа, выявленных в сетях, расположенных между точкой разграничения и точкой коммерческого учета;

d) договора, заключенного между сторонами.

116. Область измерения измерительного оборудования природного газа должна соответствовать измеряемому минимальному дебету (Q_{\min}) и измеряемому максимальному дебету (Q_{\max}). В случае выявления дебета ниже минимального ограничения (Q_{\min}) измерительного оборудования объем природного газа рассчитывается по минимальному допустимому значению измерительного оборудования.

117. В случае выявления дебета расхода природного газа, превышающего максимально допустимый предел измерения (Q_{\max}) измерительного оборудования, объем природного газа рассчитывается путем суммирования произведений ($W_{\max} \times N$), где W_{\max} – максимальный дебет расхода неопломбированного газоиспользующего оборудования и N – количество часов использования неопломбированного оборудования, оговоренных в договоре.

118. На время проведения периодической метрологической поверки измерительного оборудования у конечных потребителей с точкой коммерческого учета категории **F** объем природного газа определяется на основании среднесуточного потребления природного газа, зарегистрированного измерительным оборудованием в расчетном периоде при аналогичных температурах воздуха, а у конечных потребителей с точками коммерческого учета категорий **B; C; D; E** объем газа рассчитывается согласно условиям договора на поставку природного газа.

119. Поставщик и небытовые потребители, ежемесячно, в течение трех рабочих дней после расчетного периода, составляют акт о поставленном, распределенном или переданном объеме природного газа.

120. До окончательного разрешения разногласий между поставщиком и конечным потребителем объем поставленного природного газа определяется согласно условиям договора на поставку природного газа.

121. Стороны договора, заранее, как минимум за 3 дня, должны взаимно извещать друг друга в письменной форме о намерении произвести работы, связанные с измерениями природного газа (замена, осмотр сужающих устройств, отключение счетчиков, а также изменение базы данных в измерительном оборудовании).

122. В случае выхода из строя измерительного оборудования не по вине конечного потребителя объемы поставленного природного газа будут рассчитаны согласно условиям пункта 118 настоящего Положения. В остальных случаях выхода из строя измерительного оборудования объемы потребленного природного газа будут рассчитаны согласно *Положению о поставке и использовании природного газа*, утвержденному [Постановлением Административного совета НАРЭ № 304 от 07 августа 2008](#) года (*Официальный монитор Республики Молдова, 2008 г., № 162-164, ст.471*).

Часть 3

Безопасность измерений

123. В целях обеспечения безопасности измерения, измерительное оборудование должно быть опломбировано согласно [Закону о метрологии № 647-ХІІІ от 17 ноября 1995](#) г. По согласию сторон могут быть установлены дополнительные пломбы.

124. Конечный потребитель обеспечивает доступ представителям поставщика, оператора сети для осуществления контроля, для снятия показаний измерительного

оборудования природного газа и к установкам конечного потребителя согласно договору на поставку природного газа.

125. Доступ к точкам коммерческого учета природного газа будет обеспечен только персоналу, указанному в списке, приложенном к договору на поставку природного газа, при предъявлении служебного удостоверения и в присутствии конечного потребителя или его представителя, персонала поставщика или оператора сети собственника (оператора) точки коммерческого учета природного газа.

126. Точки коммерческого учета, находящиеся (по случаю) в резерве, будут герметично изолированы путем закрытия и пломбирования кранов. На автоматизированных точках коммерческого учета природного газа положение кранов “открыто”/“закрыто” будет визуально показано на системе мониторинга. Отсутствие истечения (потока) природного газа через эти системы будет проверяться показателем “0” на каком-либо контрольном манометре, установленном на соответствующем участке между кранами.

127. Краны, расположенные до и после действующего измерительного оборудования, будут опломбированы в полностью открытом положении. На автоматизированных точках коммерческого учета положение кранов “открыто”/“закрыто” будет визуально показано на системе мониторинга.

128. Для телепередачи зарегистрированных измерительным оборудованием данных устанавливаются следующие требования:

- а) безопасность и целостность передаваемых данных будут обеспечены в соответствии с положениями законодательства, применяемого в данной области;
- б) зарегистрированные данные будут защищены паролем *software*;
- в) снятые значения параметров процесса через конверторы/вычислители дебета должны быть типа “только чтение”, без возможности их изменения путем вмешательства любыми способами доступа (местного или дистанционного). Отсутствие возможности внешнего воздействия на электронные средства измерения, в том числе и посредством программ *software*, должно быть указано их производителем.

Часть 4

Разрешение претензий и разногласий

129. Претензии и разногласия, относящиеся к измерениям природного газа, которые могут возникать между сторонами, разрешаются в соответствии с [Законом о природном газе](#), [Положением о поставке и использовании природного газа](#), настоящим Положением и условиями договоров на поставку природного газа.

130. Поставщик рассмотрит претензии и опротестования конечных потребителей относительно измерения объемов природного газа в сроки, предусмотренные законодательством, и предпримет конкретные меры для решения затронутых проблем.

131. Конечный потребитель имеет право присутствовать при осуществлении экспертной метрологической поверки или, по случаю, при проведении научно-технического исследования.

Глава VI

ЗАКЛЮЧИТЕЛЬНЫЕ И ПЕРЕХОДНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

132. Измерительное оборудование, функционирующее на дату ввода в действие настоящего Положения, и которое не отвечает требованиям этого, может быть

использовано только для точек коммерческого учета категории **С, Д и Е** на нормированный период эксплуатации, но не далее 2011 года. До окончания указанного предельного срока, поставщик природного газа совместно с конечным потребителем будет рассчитывать и применять коэффициенты коррекции, при расчете объемов природного газа, зарегистрированных средствами измерения измерительного оборудования, не оснащенного устройством конверсии объемов природного газа к стандартным условиям. Метод расчета коэффициента коррекции и его применение должны быть определены договаривающимися сторонами в договоре на поставку природного газа.

133. Измерительное оборудование, установленное в любой точке коммерческого измерения, после модификации или замены должно соответствовать требованиям настоящего Положения.

134. Оператор передающей сети и оператор распределительной сети обязаны согласиться с предложениями небытовых потребителей об установке измерительного оборудования с лучшими техническими характеристиками, чем установленные настоящим Положением, а сопутствующие затраты будут отнесены на небытового потребителя.