



Республика Молдова

НАЦИОНАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО РЕГУЛИРОВАНИЮ В ЭНЕРГЕТИКЕ

ПОСТАНОВЛЕНИЕ № HANRE297/2022
от 03.06.2022

об утверждении Положения об измерении природного газа в коммерческих целях

Опубликован : 24.06.2022 в MONITORUL OFICIAL № 187-193 статья № 721 Data intrării în vigoare

ИЗМЕНЕНО

[ПНАРЭ540 от 08.09.26, МО444-447/11.09.26 ст.772; в силу с 11.09.26](#)

Зарегистрировано:

Министерство юстиции

№ 1726 от 14 июня 2022 г.

Министр _____ Серджиу ЛИТВИНЕНКО

На основании ст. 8 ч. (2), п. г), ст. 69 ч. (2) Закона № 108/2016 о природном газе (Официальный монитор Республики Молдова, 2016 г., №193-203, ст.415), с последующими изменениями, Административный совет Национального агентства по регулированию в энергетике ПОСТАНОВЛЯЕТ:

1. Утвердить Положение об измерении природного газа в коммерческих целях (согласно приложению).

2. Признать утратившим силу Положение о порядке измерения природного газа в коммерческих целях, утвержденное Постановлением Административного совета Национального агентства по регулированию в энергетике № 385 от 12 августа 2010 г. (Официальный монитор Республики Молдова, 2010, №211-212, ст.750), зарегистрированным в Министерстве юстиции под № 777 от 18 октября 2010 г.

3. Контроль за исполнением настоящего постановления возложить на Департамента природного газа и тепловой энергии.

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ДИРЕКТОР Вячеслав УНТИЛА

ДИРЕКТОРА Еужен КАРПОВ

Виолина ШПАК

Алексей ТАРАН

№ 297. Кишинэу, 3 июня 2022 г.

Утверждено:

Постановлением

Административного совета НАРЭ

№ 297 от 3 июня 2022 г.

ПОЛОЖЕНИЕ

об измерении природного газа в коммерческих целях

ГЛАВА I

ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Часть 1

Цель и область применения

1. Положение об измерении природного газа в коммерческих целях (далее - *Положение*), определяет условия, при которых осуществляется измерение природного газа произведенного, переданного, распределенного, поставленного и потребленного в точках коммерческого учета.

2. Требования Положения применяются без дискриминации к правоотношениям, в которых участвуют производители, системные операторы, поставщики и конечные потребители, в том числе при выдаче разрешений на подключение к сети природного газа, при проектировании, монтаже и эксплуатации измерительного оборудования.

3. Положение применяется при:

1) установлении точек учета и минимальных технических требований к измерительному оборудованию, установленному в каждой категории точек коммерческого учета;

2) измерении передачи природного газа, в том числе в контексте трансграничного обмена, распределенного, поставленного или потребленного природного газа;

3) определении функций и обязанностей производителей, системных операторов, поставщиков и конечных потребителей, связанных с измерением природного газа в коммерческих целях;

4) сборе и представлении системными операторами данных об измерительном оборудовании и показаний измерительного оборудования, в целях выписки счетов-фактур за оказанные операторами услуги и за природный газ, использованный конечными потребителями;

- 5) требованиям о функционировании класса точности измерительного оборудования;
- 6) порядку сбора, обработки, сохранения и представления показаний измерительного оборудования заявителям, в том числе системным операторам, поставщикам и конечным потребителям;
- 7) установлении Минимальных требований к параметрам качества природного газа.

[Пкт.3 подпкт.7) введен ПНАРЭ540 от 08.09.26, МО444-447/11.09.26 ст.772; в силу с 11.09.26]

Часть 2

Используемые понятия

4. В целях настоящего Положения используются термины, определенные Законом о природном газе № 108/2016, Законом о метрологии № 19/2016 (далее - Закон № 19/2016), а также следующие термины и определения:

деятельность по измерению природного газа – совокупность действий (измерение как таковое, снятие показаний измерительного оборудования, сбор данных о показаниях измерительного оборудования, определение объемов природного газа, управление базой данных об измерительном оборудовании и представление информации, связанной с измерением природного газа), осуществляемых системными операторами в связи с измерением и регистрацией объемов природного газа в коммерческих целях;

вычислитель расхода – устройство измерения интегрированного объема или энергии, исходя из значения расхода в реальных условиях, приведенного к стандартным условиям;

физические и химические характеристики природного газа – характеристики, которыми определяется качество природного газа, числовые значения которых используются для расчета количества/объемов природного газа;

класс точности – общая характеристика газоизмерительного оборудования, которая определяется предельными основными и дополнительными допустимыми погрешностями, а также рядом других свойств, которые влияют на точность измерений, производимых измерительным оборудованием;

стандартные условия – параметры, к которым приведен природный газ, измеренный в рабочих условиях (температура $t = 20^{\circ}\text{C}$ ($293,15^{\circ}\text{K}$); атмосферное давление $P_{\text{atm.}} = 101,325 \text{ кПа}$ {1,01325 бар}, {760 мм рт.ст.});

нормальные условия – параметры, к которым приведен природный газ, измеренный в рабочих условиях (температура $t_n = 0^{\circ}\text{C}$ { $273,15^{\circ}\text{K}$ }, давление $P_n = 101,325 \text{ кПа}$ {1,01325 бар.});

конвертер 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 природного газа – рабочего давления и температуры) в объем природного газа, приведенный к стандартным условиям;

конвертер – установленное на газовом счетчике устройство, которое автоматически преобразует объем, измеренный в условиях измерения, в объем в стандартных условиях;

диапазон расхода – спектр расходов природного газа, ограниченный максимальным и минимальным расходами, для которых погрешность измерений измерительного оборудования находится в определенных пределах;

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

точка коммерческого учета – место установки измерительного оборудования, в котором природный газ измеряется, передается/принимается и, при необходимости, переходит из собственности одного участника рынка природного газа в собственность другого участника рынка природного газа;

датчик – средство измерения (устройство), посредством которого преобразованная согласно определенному закону величина на входе соответствует величине на выходе.

Часть 3

Права и обязанности, связанные с

измерением в коммерческих целях

5. Измерение природного газа в коммерческих целях осуществляется системными операторами. Производитель несет ответственность за измерение природного газа в точках коммерческого учета, установленных на выходе из производственной установки.

5¹. Системные операторы обязаны соблюдать Минимальные требования к параметрам качества природного газа, установленные согласно приложению

[Пкт.5¹ введен ПНАРЭ540 от 08.09.26, МО444-447/11.09.26 ст.772; в силу с 11.09.26]

6. Конечный потребитель вправе присутствовать при снятии показаний, при проверке и проведении научно-технического исследования измерительного оборудования, установленного в точке коммерческого учета природного газа.

7. Оператор передающей системы (далее - ОПС) осуществляет снятие показаний измерительного оборудования, установленного в точке коммерческого учета на входе/выходе в/из передающей сети природного газа.

8. Показания измерительного оборудования конечных потребителей, чьи установки подключены к передающей сети природного газа, считываются ОПС на месте и/или дистанционно.

9. В случае, в котором конечный потребитель имеет одну базу данных своего измерительного оборудования, он может обеспечивать доступ системным операторам к базе этих данных на основе заключенного между сторонами соглашения.

10. Снятие показаний измерительного оборудования, установленного в точках коммерческого учета, расположенных на передаточных станциях (ПС) на входе в

распределительную сеть, осуществляется ОПС.

11. Оператор распределительной системы (далее - ОРС) производит снятие показаний измерительного оборудования, установленного в точках коммерческого учета, расположенных в разграничительных пунктах между ОРС, и у конечных потребителей, чьи установки подключены к распределительной сети природного газа.

12. Конечный потребитель несет ответственность за целостность измерительного оборудования и наложенных на него пломб, если измерительное оборудование установлено в пределах собственности конечного потребителя. Целостность измерительного оборудования и наложенных пломб, если измерительное оборудование установлено в пределах собственности или на установках/в сетях системного оператора, находится под ответственностью системного оператора.

13. Для осуществления деятельности по измерению природного газа системные операторы и небытовой потребитель, в соответствии с требованиями настоящего Положения, обеспечивают:

1) оснащение точки коммерческого учета, находящейся под своей ответственностью, измерительным оборудованием, разрешенным к применению в Республике Молдова, которое соответствует проекту и прошло метрологическую проверку;

2) установку, эксплуатацию, конфигурирование и периодическую метрологическую проверку измерительного оборудования;

3) измерение необходимых параметров природного газа (температура, давление), в зависимости от категории точки коммерческого учета, находящейся под своей ответственностью;

4) функционирование измерительного оборудования в пределах класса точности, указанного для той категории, для которой оно было предназначено;

5) соблюдение требований безопасности, в соответствии с положениями, определенными для каждого измерительного оборудования;

6) доступ стороны договора к информации из базы данных измерительного оборудования системного оператора;

7) доступ системного оператора к измерительному оборудованию для проверки, снятия показаний на месте, проверки схемы подключения и пломб;

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

14. Повторный ввод в действие или замена измерительного оборудования, принадлежащего системному оператору и на котором был зарегистрирован инцидент, осуществляется ОПС в течение до 24 часов, в ОРС – в течение до 72 часов. Указанные сроки относятся к рабочим дням.

15. В случае выхода из строя измерительного оборудования, установленного у конечных потребителей, чьи установки подключены к распределительной сети природного газа, ОРС действует в соответствии с Положением о подключении к сетям природного газа и предоставлении услуг по передаче и распределению природного газа, утвержденным Постановлением НАРЭ № 112/2019 (Положение о подключении) и Положением о поставке

природного газа, утвержденным Постановлением НАРЭ №113/2019 (Положение о поставке).

16. Системный оператор обязан предоставлять по требованию поставщиков информацию о параметрах качества поставляемого природного газа, данные, связанные с измерительным оборудованием, и показания измерительного оборудования, установленного у конечных потребителей, согласно условиям договора, на предоставление услуги по передаче или распределению природного газа.

17. Системные операторы обеспечивают измерение природного газа, использованного для технологических нужд, в соответствии с настоящим Положением.

18. Конверсия объемов природного газа, измеряемых в рабочих условиях, к стандартным условиям является обязательной, за исключением объемов природного газа, поставляемого бытовым потребителям.

19. Условия отбора проб природного газа для определения физических и химических характеристик природного газа, а также периодичность ввода их значений в конвертеры объема устанавливаются в соглашении об эксплуатации/межсистемном соединении между системными операторами, а в случае небытовых потребителей – в техническом соглашении, заключенном с системным оператором.

20. В целях дистанционной передачи показаний измерительного оборудования (давление, температура, мгновенный расход, объем природного газа) системные операторы, конечный потребитель обеспечивают доступ другой стороны к точке коммерческого учета для установки необходимого оборудования (принадлежностей/устройств), не нарушая правильность измерения.

21. Конечный потребитель вправе устанавливать контрольное измерительное оборудование такого же класса точности в целях проверки работы измерительного оборудования, которое служит для измерения природного газа в коммерческих целях. Контрольное измерительное оборудование не противопоставляется измерительному оборудованию, которое служит для измерения природного газа в коммерческих целях.

Часть 4

Категории точек коммерческого учета

22. Положение определяет следующие категории точек коммерческого учета природного газа:

1) Категория А:

а) точки коммерческого учета природного газа на входе/выходе в/из передающей сети природного газа в/из трансграничных точек межсистемного соединения, в соответствии с соглашениями о межсистемных соединениях между ОПС;

б) точки коммерческого учета природного газа на входе/выходе в/из передающей сети природного газа в/из других передающих сетей природного газа, в соответствии с соглашениями о межсистемных соединениях /эксплуатации между ОПС.

2) Категория В:

а) точки коммерческого учета природного газа на выходе из передаточной станции в

распределительную сеть природного газа;

b) точки коммерческого учета природного газа к установкам конечных потребителей, напрямую подключенным к передающей природного газа;

c) точки коммерческого учета природного газа, поставляемого из распределительной сети природного газа, управляемой одним ОПС, в распределительную сеть природного газа, управляемую другим ОПС;

d) точки коммерческого учета природного газа, поставляемого из производственных установок в передающие или распределительные сети природного газа.

3) *Категория C*: точки коммерческого учета природного газа, где установлено согласно проекту измерительное оборудование конечных потребителей с расходом потребления ≥ 50 м³/ч, чьи установки подключены к распределительным сетям природного газа.

4) *Категория D*: точки коммерческого учета а природного газа, где установлено согласно проекту, измерительное оборудование небытовых потребителей с расходом потребления от 25 м³/ч до 50 м³/ч, чьи установки подключены к распределительным сетям природного газа.

5) *Категория E*: точки коммерческого учета природного газа, где установлено согласно проекту, измерительное оборудование небытовых потребителей с расходом потребления < 25 м³/ч, чьи установки подключены к распределительным сетям природного газа.

6) *Категория F*: точки коммерческого учета природного газа, где установлено измерительное оборудование бытовых потребителей.

ГЛАВА II

ТРЕБОВАНИЯ К ИЗМЕРИТЕЛЬНОМУ ОБОРУДОВАНИЮ

Часть 1

Общие требования

23. Измерительное оборудование устанавливается в точке коммерческого учета, которая находится в точке разграничения собственности сторон. По обстоятельствам, допускается установка измерительного оборудования в другой точке, на основе заключенных сторонами актов/соглашений.

24. Расходы на установку, эксплуатацию, периодическую метрологическую проверку, ремонт и замену измерительного оборудования между системными операторами оплачиваются за счет системного оператора, чьи сети природного газа подлежат подключению или подключены к передающей сети природного газа другого ОПС либо к распределительной сети природного газа другого ОПС, либо за счет системного оператора - собственника измерительного оборудования.

25. Измерительное оборудование, используемое при измерении природного газа, должно быть легализовано, выпущено на рынок после метрологической проверки в соответствии с Законом о метрологии № 19/2016 (далее – Закон о метрологии), Постановлением Правительства № 1042/ 2016 об утверждении Официального перечня средств измерения и измерений, подлежащих законодательному метрологическому контролю, и должно быть включено в Государственный реестр средств измерений согласно Закону о природном газе № 108/2016.

26. Измерительное оборудование, установленное в точке коммерческого учета категории А-Е, должно регистрировать и хранить в памяти необходимые значения и параметры в течение не менее 35 дней без нарушения его точности измерения, и должно обеспечивать снятие показаний как на месте, так и дистанционно через автоматическую систему считывания данных.

27. 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 – измерения объемов, количества и параметров природного газа.

28. Монтаж измерительного оборудования выполняется в соответствии с проектами, согласованными с ОРС / ОПС, а ввод в действие оформляется протоколом сдачи в эксплуатацию измерительного оборудования по образцу, установленному в Положении о подключении.

29. Используемое измерительное оборудование должно соответствовать параметрам газового потока (расходу, давлению, температуре) и той среде, в которой оно установлено и эксплуатируется, а также дать возможность подключения к автоматической системе дистанционного считывания данных ОПС, ОРС и/или конечного потребителя.

30. При измерении природного газа, используемого для технологических нужд в установках и в зданиях, принадлежащих системным операторам, будет использовано измерительное оборудование, отвечающее требованиям, предусмотренным для точек коммерческого учета соответствующей категории, указанной в пункте 22.

Часть 2

Технические требования к измерительному оборудованию категории А

31. Технические характеристики и параметры измерительного оборудования, подлежащего установке в точке коммерческого учета категории А, определяются системными операторами по взаимному согласию, включая операторов передающих систем соседних стран, на основе соглашений об эксплуатации/межсистемном соединении в соответствии с положениями Кодекса сетей природного газа, утвержденного Постановлением НАРЭ № 420/2019, с соблюдением требований к необходимому классу точности измерительного оборудования.

32. ОПС обязан установить измерительное оборудование с возможностью почасового измерения и регистрации природного газа, которое обеспечивает:

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

2) определение качества природного газа в потоке, автоматическую регистрацию и архивацию параметров природного газа (давление, рабочая температура и физико-химические параметры);

3) возможность подключения измерительного оборудования к автоматизированной системе чтения показаний и параметров природного газа (давление, температура природного газа);

4) регистрация времени повреждения измерительного оборудования и времени превышения нормированных метрологических параметров;

5) хранение данных/информации на протяжении не менее 35 дней.

33. ОПС несет ответственность за целостность измерительного оборудования и наложенных пломб, за установку, эксплуатацию, периодическую метрологическую проверку, ремонт и замену измерительного оборудования, установленного в трансграничных точках межсистемного соединения.

Часть 3

Технические требования к измерительному

оборудованию категории В

34. Параметры, требования к классу точности и технические характеристики измерительного оборудования, подлежащего установке в точке коммерческого учета категории В, определяются ОПС или ОРС и указываются в разрешении на подключение.

35. Заявитель обязан установить измерительное оборудование с возможностью почасового измерения и регистрации природного газа, которое обеспечивает:

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

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

3) возможность подключения оборудования измерительной системы к автоматической системе дистанционного снятия показаний и параметров (давление, температура) природного газа;

4) регистрацию времени работы вне диапазона измерения различных параметров (температура, давление, расход) и сохранение в другом журнале памяти нескорректированного объема, зарегистрированного за эти периоды;

5) хранение данных на протяжении не менее 35 дней.

36. ОРС, сети которого подключены к распределительным сетям природного газа другого ОРС, несет ответственность за целостность измерительного оборудования и наложенных обеими сторонами пломб.

Конечные потребители, чьи установки подключены к передающей сети природного газа, несут ответственность за целостность измерительного оборудования и наложенных пломб.

Производители, чьи установки подключены к сети природного газа, несут ответственность за целостность измерительного оборудования и наложенных пломб.

Часть 4

Технические требования к измерительному

оборудованию категорий С, D и E

37. Параметры, требования к классу точности и технические характеристики измерительного оборудования, подлежащего установке в точке коммерческого учета категорий С, D и E, определяются ОРС и указываются заявителю в разрешении на подключение к распределительной сети природного газа.

38. В случае точек коммерческого учета категорий С и D, заявитель обязан установить измерительное оборудование согласно разрешению на подключение, с возможностью почасового измерения и регистрации природного газа.

39. Измерительное оборудование, установленное в точке коммерческого учета категорий С, D и E, оснащенное ротационным, турбинным, ультразвуковым счетчиком, счетчиком с сужающим устройством, включая конвертер объема с возможностью почасового измерения и регистрации природного газа, обеспечивает:

1) измерение объемов природного газа в рабочих условиях и их конверсия с помощью встроенного устройства или конвертера объема к стандартным условиям;

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

3) возможность подключения измерительного оборудования к автоматической системе дистанционного снятия показаний и параметров природного газа;

4) хранение данных (температура, давление, расход, объем и др.) на протяжении не менее 35 дней;

5) регистрацию времени работы вне диапазона измерения некоторых параметров (расход) и сохранение в другом журнале памяти нескорректированного объема, зарегистрированного за эти периоды.

40. Измерительное оборудование, установленное в точке коммерческого учета категории С, оснащенное диафрагменным счетчиком, включая конвертер объема с возможностью почасового измерения и регистрации природного газа, обеспечивает:

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

2) автоматическую регистрацию и архивацию данных о температуре, давлении, расходе природного газа;

3) возможность подключения измерительного оборудования к автоматической системе дистанционного снятия показаний измерительного оборудования и параметров природного газа;

4) хранение данных (температура, давление, расход, объем и др.) на протяжении не менее 35 дней.

5) регистрацию времени работы вне диапазона измерения некоторых параметров (расход) и сохранение в другом журнале памяти нескорректированного объема, зарегистрированного за эти периоды.

41. Измерительное оборудование, установленное в точке коммерческого учета категории D и E, оснащенное диафрагменным счетчиком, обеспечивает:

1) измерение объемов природного газа в рабочих условиях и конверсия температуры, с помощью встроенного устройства или конвертера объема, к стандартным условиям;

2) возможность подключения измерительного оборудования к автоматической системе дистанционного снятия показаний и параметров природного газа.

Часть 5

Технические требования к измерительному оборудованию категории F

42. Параметры, требования к необходимому классу точности и технические характеристики измерительного оборудования, подлежащего установке в точке коммерческого учета категории F, определяются ОРС и указываются в разрешении на подключение к распределительной сети природного газа.

43. ОРС несет ответственность за установку, эксплуатацию, техническое обслуживание и периодическую метрологическую проверку измерительного оборудования (ИО), установленного в точках учета категории F, за исключением случаев, когда бытовой потребитель ходатайствует об установке «умного» оборудования, позволяющего вести почасовую регистрацию потребленного количества (объемов) природного газа.

44. Расходы, связанные с приобретением, установкой, опломбированием, метрологической проверкой, техническим обслуживанием, ремонтом и заменой измерительного оборудования, установленного в точках коммерческого учета категории F, оплачиваются ОРС, за исключением случаев, когда бытовой потребитель ходатайствует об установке «умного» оборудования, позволяющего вести почасовую регистрацию потребленных объемов природного газа. В последнем случае соответствующий бытовой потребитель оплачивает расходы на приобретение, техническое обслуживание и замену данного измерительного оборудования.

ГЛАВА III

МЕТРОЛОГИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ИЗМЕРИТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ, ИСПОЛЬЗУЕМОГО НА РЫНКЕ ПРИРОДНОГО ГАЗА

Часть 1

Измерительное оборудование с сужающим устройством

45. Измерительное оборудование с сужающим устройством состоит из следующих компонентов:

1) участков газопровода до и после сужающего устройства;

2) первичного элемента:

3) сужающего устройства типа:

- a) диафрагмы с угловым отбором давления;
- b) диафрагмы с фланцевым отбором давления;
- c) диафрагмы с отбором давления на L_1 и L_2 (диафрагмы могут монтироваться в держатели диафрагмы).

4) вспомогательных элементов - импульсных трубок для отбора параметров природного газа;

5) вторичных элементов (датчиков), которыми могут быть:

- a) датчики давления;
- b) датчики дифференциального давления;
- c) датчики температуры (термосопротивления);
- d) многопараметрические датчики или датчики плотности.

46. Вторичные элементы системы, соответственно, датчики давления, дифференциального давления, многопараметрические датчики или датчики плотности не должны превышать максимальную погрешность:

1) в $\pm 0,1$ % и температуры в $\pm 0,35^0$ С при измерении природного газа в передающих сетях в случаях точек коммерческого учета категории А;

2) в $\pm 0,25$ % и температуры в $\pm 0,5^0$ С при измерении природного газа в точках коммерческого учета категорий В, С, D, Е.

47. Вычислитель расхода измерительного оборудования с сужающим устройством (включая все датчики) должен иметь максимально допустимую погрешность расчета скорректированного объема в $\pm 0,5$ % значения, которая включает и погрешности измерения температуры и дифференциального давления.

Часть 2

Измерительное оборудование, состоящее

из ротационного или турбинного газового

счетчика

48. Измерительное оборудование, состоящее из ротационного или турбинного счетчика, может быть двух конфигураций:

- 1) I конфигурация;
 - a) ротационный или турбинный счетчик;
 - b) конвертер объема, который может быть двух типов:

-комплектный (со встроенными датчиками);

-с внешними датчиками;

2) II конфигурация;

a) ротационный или турбинный счетчик;

b) датчики:

-давления и температуры;

- плотности;

c) конвертер объема.

49. Конвертеры объема должны соответствовать положениям SM EN 12405 Газовые счетчики. Конверсионные устройства. Часть 1: Конверсия объема газа.

50. Согласно NML 3-11:2018 со ссылкой на SM EN 12480:2018 «Газовые счетчики. Газовые счетчики с вращающимися поршнями», утвержденному Решением Национального института стандартизации Молдовы №234 от 22.08.2018 г., допустимые погрешности при первичной метрологической проверке для ротационных или турбинных счетчиков составляют:

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

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

где:

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

$Q_{(\min)}$ - минимальный расход, при котором показания измерительного оборудования соответствуют требованиям максимально допустимых погрешностей;

$Q_{(t)}$ - транзитный расход - расход, разделяющий диапазон расхода на две отдельные зоны, имеющие разные максимально допустимые погрешности;

3) $Q_{(t)}$ - значение транзитного расхода в зависимости от соотношения $Q_{(\max)}/Q_{(\min)}$, приводится в представленной ниже таблице.

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	$0,10 Q_{(\max)}$	$> 50 : 1$	$0,05 Q_{(\max)}$

Часть 3

Измерительное оборудование, состоящее из

ультразвукового газового счетчика

51. Ультразвуковое измерительное оборудование в точке коммерческого учета, в состав которого входит ультразвуковой счетчик, состоит из:

- 1) ультразвукового счетчика;
- 2) датчиков, которые могут быть:
 - a) давления и температуры;
 - b) плотности;
- 3) конвертера объема.

52. Ультразвуковая система измерения регулируется ISO 17089-1:2018 Измерение расхода текучих сред в закрытых сетях. Ультразвуковые счетчики расхода газа. Часть 1: Счетчики для коммерческого учета и измерений в газораспределительных системах.

Ультразвуковые газовые счетчики не должны превышать максимальную погрешность:

- 1) 0,7% при измерении природного газа в передающих сетях в точках коммерческого учета категории А;
- 2) при измерении природного газа в точках коммерческого учета категорий В, С, D и Е согласно таблице: