



Республика Молдова

**МИНИСТЕРСТВО ЭКОНОМИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ И
ЦИФРОВИЗАЦИИ**

**ПРИКАЗ № 104
от 05-09-2024**

**об утверждении нормы законодательной
метрологии NML 03-20:2024 „Комплексы
для измерения количества природного газа
с сужающими устройствами. Технические и
метрологические требования. Методика поверки”**

Опубликован : 10-09-2024 в Monitorul Oficial № 386-388 статья № 707

На основании п. f) части (3) статьи 5, части (3) статьи 6 и части (3) статьи 13 Закона о метрологии № 19/2016, части (3) статьи 56 Закона № 100/2017 о нормативных актах, а также для обеспечения единства, законности и точности измерений в областях общественного интереса на территории Республики Молдова ПРИКАЗЫВАЮ:

1. Утвердить норму законодательной метрологии NML 03-20:2024 „Комплексы для измерения количества природного газа с сужающими устройствами. Технические и метрологические требования. Методика поверки”, согласно приложению.

2. Признать утратившей силу норму законодательной метрологии NML MPRU 290/03:2012 “Измерительные комплексы типа „ФЛОУТЕК”, „ФЛОУТЕК-ТМ” и „ФЛОУКОР”. Методика поверки”, утвержденную Приказом Министерства экономики №157/2012.

3. Опубликовать настоящий приказ в Официальном мониторе Республики Молдова и на официальном сайте министерства.

4. ПУ «Национальный институт метрологии» разместить настоящий приказ на веб-сайте и опубликовать в специализированном журнале „Metrologie”.

5. Настоящий приказ вступает в силу в течение 6 месяцев со дня опубликования в Официальном мониторе Республики Молдова.

**ЗАМ. ПРЕМЬЕР-МИНИСТРА,
МИНИСТР**

Думитру АЛАЙБА

№ 104. Кишинэу, 5 сентября 2024 г.

НОРМА ЗАКОНОДАТЕЛЬНОЙ МЕТРОЛОГИИ
NML 03-20:2024 „Комплексы для измерения количества природного газа
с сужающими устройствами. Технические и метрологические требования.
Методика поверки”

I. НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

1. Настоящая норма законодательной метрологии (далее - норма) применяется к комплексам для измерения количества природного газа с сужающими устройствами (далее - комплексы), предназначенным для измерений в области общественного интереса. Норма используется для проведения метрологических испытаний в целях утверждения типа, первичной, периодической и после ремонтной метрологических поверок, в соответствии с Постановлением Правительства №1042/2016 «Об утверждении Официального перечня средств измерений, подлежащих законодательному метрологическому контролю».

II. НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

Закон о метрологии № 19/2016, с последующими изменениями и дополнениями.

Постановление Правительства № 1042/2016 об утверждении Официального перечня средств измерений, подлежащих законодательному метрологическому контролю.

Постановление НАРЭ № 297/2022 об утверждении Постановления об измерении природного газа в коммерческих целях.

SM EN ISO 5167-1:2022 Измерение расхода жидкости с помощью устройств, создающих перепад давления, помещенных в заполненные каналы с круглым поперечным сечением. Часть 1: Общие принципы и требования

SM ISO/IEC Ghid 99:2017 Международный словарь по метрологии. Основные и общие понятия и соответствующие термины (VIM).

III. ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

2. Для правильного толкования настоящей нормы законодательной метрологии применяются термины в соответствии с Законом о метрологии № 19/2016, стандартом SM SR Ghid ISO/CEI 99:2012, а также следующие дополнения:

счётчик расхода – прибор для расчёта расхода (объёма) или внутренней энергии, начиная от значения расхода в реальных условиях, приведённых к стандартным;

стандартные условия – параметры, к которым был приведён измеренный природный газ при рабочих условиях (температура $T = 20\text{ }^{\circ}\text{C}$; атмосферное давление $P_{\text{атм}} = 101,325\text{ кПа}$);

нормальные условия - параметры, к которым был приведён измеренный природный газ при рабочих условиях (температура $T_n = 0\text{ }^{\circ}\text{C}$, давление $P_n = 101,325\text{ кПа}$);

коммерческая точка измерения – место установки измерительного оборудования, в котором переданный/полученный природный газа измеряется и, соответственно, переходит из собственности одного участника газового рынка в собственность другого участника рынка природного газа;

корректор объема – электронное или механическое устройство, подключенное/интегрированное в расчетный механизм измерительного оборудования, которое автоматически преобразует измеренный объем природного газа в рабочих условиях (в зависимости от фактических параметров природного газа – давление и рабочая температура) в объем природного газа при стандартных условиях;

датчик – средство измерения (устройство) которое, в соответствии с определенным законом, придает значению величины входа, соответствующее значение величины выхода;

основные условия – специальные условия, при которых преобразуется измеренное количество природного газа;

предел максимальной допустимой погрешности (ДМП) - наибольшая погрешность, положительная или отрицательная, средства измерения.

IV. ТЕХНИЧЕСКИЕ И МЕТРОЛОГИЧЕСКОЕ ТРЕБОВАНИЯ

3. Комплексы должны отвечать техническим и метрологическим требованиям, указанным в SM EN ISO 5167-1:2022, Постановлении НАРЭ № 297/2022 и настоящей нормы.

4. Датчики давления, дифференциального давления, не должны превышать максимальную погрешность при измерении природного газа:

1) $\pm 0,1$ % для точек коммерческого измерения категории А в транспортных сетях.

2) $\pm 0,25$ % для точек коммерческого измерения категорий В, С, D, Е.

Температурные датчики не должны превышать максимальный погрешность:

1) $\pm 0,35^0$ С для точек коммерческого измерения категории А в транспортных сетях;

2) $\pm 0,5^0$ С для точек коммерческого измерения категорий В, С, D, Е.

Калькулятор расхода измерительного оборудования с сужающим устройством (включая все датчики) будет иметь максимальную допустимую погрешность при расчете скорректированного объема $\pm 0,5$ %, значение, включая ошибки измерения температуры, давления и дифференциального давления.

Категории точек коммерческого измерения газа:

1) Категория А:

a) точки коммерческого измерения 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 операторами передающей системы (OST);

b) точки коммерческого измерения 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 OST.

2) Категория В:

a) точки коммерческого измерения природного газа на выходе из передаточной станции в распределительную сеть природного газа;

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

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

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

3) Категория С: точки коммерческого измерения природного газа, где установлено, согласно проекту, измерительное оборудование конечных потребителей с расходом потребления $\geq 50 \text{ м}^3/\text{ч}$, чьи установки подключены к распределительным сетям природного газа.

4) Категория D: точки коммерческого измерения природного газа, где установлено согласно проекту, измерительное оборудование небытовых потребителей с расходом потребления от $25 \text{ м}^3/\text{ч}$ до $50 \text{ м}^3/\text{ч}$, чьи установки подключены к распределительным сетям природного газа.

5) Категория E: точки коммерческого измерения природного газа, где установлено согласно проекту, измерительное оборудование небытовых потребителей с расходом потребления $< 25 \text{ м}^3/\text{ч}$, чьи установки подключены к распределительным сетям природного газа.

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

V. ФОРМЫ ЗАКОНОДАТЕЛЬНОГО МЕТРОЛОГИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ

5. Объём и последовательность проведения операции при утверждении типа, первичной, периодической и послеремонтной проверок, указаны в таблице 1.

Таблица 1

Наименование операции	Операция/№ пункта из главы XI „Проведение проверки	Формы законодательного метрологического контроля		
		Утверждение типа	Первичная проверка	Периодическая проверка/ после ремонта
Внешний осмотр и маркировки	15	да	да	да
Опробование	16	да	да	да
Проверка герметичности	17	да	да	да
Определение погрешности измерения температуры природного газа	18	да	да	да
Определение погрешности измерения давления и разницы давления природного газа	19	да	да	да
Определение относительной погрешности комплекса при измерении расхода	20	да	да	да

Программа испытаний с целью утверждения типа разрабатывается на основе требований стандартов, применимых к комплексам. Программа испытаний включает требования главы IV настоящей нормы, а также операции, указанные в таблице 1.

6. Операции поверки осуществляются аккредитованными и уполномоченными лабораториями в данной области в соответствии с Законом о метрологии № 19/2016.

7. Если комплекс не отвечает по крайней мере одному из требований, указанных в таблице 1, метрологическая поверка прерывается и считается, что комплекс не отвечает требованиям настоящей нормы и не может быть использован в области общественного интереса.

VI. ЭТАЛОНЫ И ОБОРУДОВАНИЕ

8. При проведении процедуры утверждения типа, при первичной, периодической и послеремонтных поверок, должны быть использованы рабочие эталоны, указанные в таблице 2.

Таблица 2

№ пункта из главы XI Проведение поверки	Наименование рабочего эталона или другого средства измерения	Технические и метрологические характеристики	Нормативный документ, который регламентирует технические требования
17, 18	Секундомер	Значение деления 0,2 с Диапазон измерений (1 ÷ 30) мин Неопределенность $\pm 0,3$ с	-
18	Калибратор температуры	от -30 °C до 70 °C неопределенность $U \leq 1/3$ МДП	-
18	Мост (магазин) сопротивления	от 0 Ω до 1000 Ω неопределенность от $0,1$ м Ω до $0,01$ Ω	-
19	Калибратор давления	от 0 до 10000 кПа неопределенность $U \leq 1/3$ МДП	-
19	Манометр поршневой	от 0 до 75 бар. неопределенность $U \leq 1/3$ МДП	-
18, 19	Средства мониторинга условий окружающей среды	Температура: от -30 °C до $+50$ °C неопределенность $\pm 0,2$ °C Влажность: от 10 % до 99 % неопределенность ± 3 % Атмосферное давление: от 80 кПа до 110 кПа неопределенность $\pm 0,5$ кПа	-

9. Использование других рабочих эталонов, характеристики которых лучше, чем те, которые указаны в таблице 2 и которые были калиброваны в установленном порядке, допускается.

VII. ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ПЕРСОНАЛА

10. К проведению метрологических поверок допускаются лица, обладающие доказанной компетенцией в данной области измерений.

11. Все технологические операции (включая подключение и отключение средств поверки) должны быть осуществлены уполномоченным персоналом оператора системы транспортировки жидкостей, допущенным к выполнению этих работ.

VIII. ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

12. При выполнении работ на точке коммерческого измерения метролог-поверитель должен соблюдать правила пожарной безопасности, установленные на объекте, правила безопасности в секторе газификации, и правила техники безопасности при эксплуатации электрических установок, а также требования безопасности измерительных приборов, используемых в процессе поверки согласно эксплуатационной документации.

IX. УСЛОВИЯ ПРОВЕДЕНИЯ ПОВЕРКИ

13. Во время метрологической поверки должны соблюдаться следующие условия:

- 1) температура окружающей среды: от - 30 °С до + 50 °С;
- 2) относительная влажность воздуха при температуре + 35 °С не должна превышать 95 %, при низких температурах без присутствия конденсата на поверхностях;
- 3) атмосферное давление: от 84 кПа до 107 кПа.

Примечание: Соответствие условиям эксплуатации стандартов, используемых для поверки.

X. ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ

14. Перед проведением поверки необходимо:

- 1) эталонное оборудование должно быть подготовлено для поверки в соответствии с положениями руководств пользователя;
- 2) соблюдение схемы соединения измерительных комплексов с эталонным оборудованием.

XI. ВЫПОЛНЕНИЕ ПОВЕРКИ

15. Проверка внешнего вида и маркировки

При проверке внешнего вида комплекса устанавливается:

- 1) полнота и маркировка в соответствии с эксплуатационной документацией и типовым описанием измерительного комплекса;
- 2) отсутствие повреждений, которые могут повлиять на работу измерительного комплекса и чтение данных;
- 3) четкость надписей на табличке;

16. Опробование

При проведении опробования производственная мощность измерительного комплекса проверяется в соответствии с эксплуатационной документацией без определения метрологических характеристик при подаче входных сигналов. При изменении сигналов должно наблюдаться изменение индикаций измерительного комплекса.

17. Проверка герметичности

Проверка герметичности комплекса осуществляется путем создания и поддержания давления $\frac{1}{2} P_{\text{макс}}$.

Если в течение 30 секунд не наблюдается падения давления, то комплекс считается герметичным.

18. Определение погрешности измерения температуры природного газа

Определение погрешности измерения температуры природного газа измерительным комплексом проводится по крайней мере в 3 точках: $T_{\text{мин}}$, T (температура условий измерения), $T_{\text{макс}}$.

Определение погрешности измерения температуры, измеренного с помощью датчиков температуры (термосопротивления) осуществляется с использованием калибратора температуры, процедура проверки описана в рст. 18.1. Также может быть использован метод проверки датчика температуры, описанный в разделе 18.2.

18.1 Определение погрешности измерения температуры, измеренного с помощью датчиков температуры (термосопротивления) осуществляется с использованием калибратора температуры.

Датчик температуры вставляют в калибратор, с предварительно установленной требуемой температурой. Время удержания датчика температуры в калибраторе составляет 15 минут для каждой точки измерения температуры. Для каждой точки производится измерение и вычисляется абсолютная погрешность измерения термодинамической температуры, в °С, по формуле:

$$\Delta_T = (T_{\text{изм}} - T_{\text{эт}})^\circ\text{C}$$

где: $T_{\text{изм}}$ - температура, измеренная датчиком;

$T_{\text{эт}}$ - установленная температура (эталон).

Результат поверки считается положительным, если расчетная погрешность не превышает пределов допустимой погрешности.

18.2 Определение погрешностей измерения температуры природного газа с использованием моста (магазина) сопротивления.

Подключите мост (магазин) сопротивления к измерительному комплексу и установите температуру (установите значение сопротивления, соответствующее требуемому значению температуры, указанному в сертификате калибровки, приведенном на датчике температуры внутри измерительного комплекса).

Измерения производятся в шести точках, равномерно распределённых по всему измерительному диапазону, для каждой точки производится одно измерение и вычисляется относительная погрешность измерения термодинамической температуры, в °С, по формуле:

$$\Delta_T = (T_{\text{изм}} - T_{\text{эт}})^\circ\text{C}$$

где: $T_{\text{изм}}$ - температура, измеренная комплексом;

$T_{\text{эт}}$ - установленная температура (эталон).

Результат проверки считается положительным, если расчетная погрешность не превышает пределов допустимой погрешности.

19. Определение погрешности измерения давления и разницы давления природного газа

Определение погрешности измерения давления и разницы давления природного газа проводится в не менее чем шести точках, равномерно распределённых по диапазону измерения датчика давления и разности давления:

Например: 100 кПа, 200 кПа, 300 кПа, 400 кПа, 500 кПа, 600 кПа (в случае датчика давления).

Установить схему в соответствии с рисунком 1



Рисунок 1. Схема установки при проверке датчиков давления

В каждой точке производится по одному измерению, и вычисляется относительная погрешность измерения давления в процентах по формуле:

$$\delta_d = \frac{P_{\text{изм}} - P_{\text{эт}}}{P_{\text{макс}}} \times 100\%$$

где: $P_{\text{изм}}$ – давление, измеренное комплексом;

$P_{\text{макс}}$ – максимальное значение давления верхнего предела измерения датчика давления или разницы давления;

$P_{\text{эт}}$ – установить значение давления (эталон) ($P_{\text{эт}} = P_{\text{рет}} + P_{\text{атм}}$); для датчика давления, в случае датчика разности давления $P_{\text{атм}}$ не учитывается.

Результат проверки считается положительным, если расчетная погрешность не превышает пределов допустимой погрешности.

20. Определение относительной погрешности комплекса при измерении расхода

Измерения должны производиться по крайней мере в шести точках, равномерно распределенных по диапазону измерений датчика разности давления при следующих давлениях и температурах:

а) при давлении $P_{\text{макс}}$ и температуры минус $10\text{ }^{\circ}\text{C}$;

б) при давлении $P_{\text{ср}}$ и температуры $+10\text{ }^{\circ}\text{C}$;

В протокол записываются результаты расходов, указанные комплексом.

Используя специальную программу для расчета и проектирования расходомеров, содержащих датчики дифференциального давления, определяется эталонный (рассчитанный) расход. В качестве исходных данных, вписываются: размеры сужающего устройства и трубопровода, взятые из протокола, выданного аккредитованной калибровочной лабораторией, состав газов, значения разницы давления, температура и давление, при которых были проведены измерения измерительного комплекса.

Вычисляют относительную погрешность измерения расхода, в процентах, по формуле:

$$\delta_Q = \frac{Q_{\text{расч}} - Q_{\text{эт}}}{Q_{\text{эт}}} \times 100\%$$

где: $Q_{\text{расч}}$ – расход, рассчитанный комплексом;

Q_e – расход, рассчитанный специализированной программой комплекса.

Вычисление $Q_{\text{расч}}$: в расчете участвуют: диаметр сужающего устройства, состав газа, давление, разница давления, температура, указанная датчиками, эти элементы вносятся в калькулятор измерительного комплекса, который рассчитывает $Q_{\text{расч}}$.

Вычисление $Q_{\text{эт}}$: в расчете участвует давление, разность давления, температура, установленная для измерения, эти элементы вносятся в специализированную программу, которая рассчитывает $Q_{\text{эт}}$.

Результат проверки считается положительным, если расчетная погрешность не

превышает пределов допустимой погрешности.

XII. ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ЗАКОНОДАТЕЛЬНОГО МЕТРОЛОГИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ

21. Результаты поверки должны быть отражены в протоколе поверки, который должен содержать по крайней мере следующую информацию:

- 1) заявитель;
- 2) категория точки измерения коммерческого газа;
- 3) тип, серийный номер, изготовитель системы;
- 4) тип, серийный номер, диапазон измерений для датчиков измерительного комплекса;
- 5) характеристики сужающего устройства;
- 6) химический состав жидкости;
- 7) используемые эталоны;
- 8) условия окружающей среды;
- 9) измеренные значения;
- 10) расчет погрешностей;
- 11) максимально допустимые погрешности;
- 12) выводы по результатам.

22. В случае признания средства измерения годным к использованию, выдаётся свидетельство о поверке в соответствии с Постановлением Правительства №1042/2016, Приложение 2 и наносится поверительное клеймо в соответствии с описанием типа.

На обратной стороне свидетельства о поверке указывается тип, число, диапазон измерения для каждого датчика измерительного комплекса.

23. В случае признания средства измерения не годным к использованию, выдаётся свидетельство о непригодности в соответствии с Постановлением Правительства №1042/2016, Приложение 2.

Примечание: При ремонте компонентов измерительных комплексов что непосредственно применяют при определении $Q_{ком}$, либо при их замене, необходимо проведение поверок.