



ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫЙ  
НАЦИОНАЛЬНЫЙ  
СТАНДАРТ  
РОССИЙСКОЙ  
ФЕДЕРАЦИИ

ПНСТ  
604—  
2022

---

## Нефтяная и газовая промышленность СИСТЕМЫ ПОДВОДНОЙ ДОБЫЧИ

### Использование подводных расходомеров сырого газа в системах измерения распределения

Издание официальное

Москва  
Российский институт стандартизации  
2022

## Предисловие

1 РАЗРАБОТАН Обществом с ограниченной ответственностью «Газпром 335» (ООО «Газпром 335»)

2 ВНЕСЕН Техническим комитетом по стандартизации ТК 023 «Нефтяная и газовая промышленность»

3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 26 октября 2022 г. № 86-пнст

*Правила применения настоящего стандарта и проведения его мониторинга установлены в ГОСТ Р 1.16—2011 (разделы 5 и 6).*

*Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии собирает сведения о практическом применении настоящего стандарта. Данные сведения, а также замечания и предложения по содержанию стандарта можно направить не позднее чем за 4 мес до истечения срока его действия разработчику настоящего стандарта по адресу: [inf@gazprom335.ru](mailto:inf@gazprom335.ru) и/или в Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии по адресу: 123112 Москва, Пресненская набережная, д. 10, стр. 2.*

*В случае отмены настоящего стандарта соответствующая информация будет опубликована в ежемесячном информационном указателе «Национальные стандарты» и также будет размещена на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет ([www.rst.gov.ru](http://www.rst.gov.ru))*

© Оформление. ФГБУ «РСТ», 2022

Настоящий стандарт не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

II

## Содержание

|                                                                    |    |
|--------------------------------------------------------------------|----|
| 1 Область применения . . . . .                                     | 1  |
| 2 Нормативные ссылки. . . . .                                      | 1  |
| 3 Термины, определения, сокращения и обозначения . . . . .         | 2  |
| 3.1 Термины и определения. . . . .                                 | 2  |
| 3.2 Сокращения. . . . .                                            | 5  |
| 3.3 Обозначения . . . . .                                          | 5  |
| 4 Основные принципы измерения распределенных потоков . . . . .     | 5  |
| 4.1 Методы и средства измерения расхода сырого газа . . . . .      | 5  |
| 4.2 Правила измерения распределенных потоков сырого газа . . . . . | 6  |
| 5 Метрологическое обеспечение . . . . .                            | 7  |
| Приложение А (справочное) Оценка неопределенности. . . . .         | 8  |
| Библиография . . . . .                                             | 10 |

## Введение

Создание и развитие отечественных технологий и техники для освоения шельфовых нефтегазовых месторождений должно быть обеспечено современными стандартами, устанавливающими требования к проектированию, строительству и эксплуатации систем подводной добычи. Для решения данной задачи Министерством промышленности и торговли Российской Федерации и Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии реализуется «Программа по обеспечению нормативной документацией создания отечественной системы подводной добычи для освоения морских нефтегазовых месторождений». В объеме работ программы предусмотрена разработка национальных стандартов и предварительных национальных стандартов, областью применения которых являются системы подводной добычи углеводородов.

Целью разработки настоящего стандарта является установление для систем подводной добычи углеводородов общих положений по использованию подводных расходомеров сырого газа в системах измерения распределенных потоков в системах подводной добычи углеводородов.

## ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

## Нефтяная и газовая промышленность

## СИСТЕМЫ ПОДВОДНОЙ ДОБЫЧИ

## Использование подводных расходомеров сырого газа в системах измерения распределения

Petroleum and natural gas industries. Subsea production systems. Use of subsea wet-gas flowmeter in allocation measurement systems

Срок действия — с 2023—02—01  
до 2026—02—01

## 1 Область применения

1.1 Настоящий стандарт устанавливает общие положения и правила по применению подводных расходомеров сырого газа для измерения распределенных потоков в системах подводной добычи углеводородов.

1.2 В соответствии со статьей 2 [1] настоящий стандарт применяется в целях накопления опыта в отношении объекта стандартизации для возможной последующей разработки на его основе национального стандарта.

## 2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 8.009 Государственная система обеспечения единства измерений. Нормируемые метрологические характеристики средств измерений

ГОСТ 8.740 Государственная система обеспечения единства измерений. Расход и количество газа. Методика измерений с помощью турбинных, ротационных и вихревых расходомеров и счетчиков

ГОСТ 31370 (ИСО 10715:1997) Газ природный. Руководство по отбору проб

ГОСТ Р 8.568 Государственная система обеспечения единства измерений. Аттестация испытательного оборудования. Основные положения

ГОСТ Р 51672 Метрологическое обеспечение испытаний продукции для целей подтверждения соответствия. Основные положения

ГОСТ Р 59304 Нефтяная и газовая промышленность. Системы подводной добычи. Термины и определения

**П р и м е ч а н и е** — При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов в информационной системе общего пользования — на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет или по ежегодному информационному указателю «Национальные стандарты», который опубликован по состоянию на 1 января текущего года, и по выпускам ежемесячного информационного указателя «Национальные стандарты» за текущий год. Если заменен ссылочный стандарт, на который дана недатированная ссылка, то рекомендуется использовать действующую версию этого стандарта с учетом всех внесенных в данную версию изменений. Если заменен ссылочный стандарт, на который дана датированная ссылка, то рекомендуется использовать версию этого стандарта с указанным выше годом утверждения (принятия). Если после утверждения настоящего стандарта в ссылочный стандарт, на который дана датированная ссылка, внесено изменение, затрагивающее положение, на которое дана ссылка, то это положение рекомендуется применять без учета данного изменения. Если ссылочный стандарт отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, рекомендуется применять в части, не затрагивающей эту ссылку.

Издание официальное

1



### 3 Термины, определения, сокращения и обозначения

#### 3.1 Термины и определения

В настоящем стандарте применены термины по ГОСТ Р 59304, ГОСТ Р 8.740, [2] и [3], а также следующие термины с соответствующими определениями:

**3.1.1 газожидкостное соотношение:** Отношение расхода добытого газа к расходу жидкого углеводорода в любом месте, измеряемое в стандартных кубических метрах газа на кубический метр жидкого углеводорода.

**3.1.2 дебит скважины:** Объем пластового флюида, поступающего из скважины в единицу времени.

**3.1.3 дисбаланс системы:** Разница между общим измеренным расходом и суммой индивидуальных теоретических количеств.

**3.1.4 дисперсия:** Ожидаемое значение квадрата разницы между измерением и его средним значением.

**3.1.5 дисперсия выборки:** Оценка дисперсии на основе  $n$  выборки случайной величины.

**3.1.6 зависимость давление—объем—температура:** Набор показателей количественного изменения свойств составного флюида при переходе от одного набора условий ( $P$ ,  $V$  и  $T$ ) к другому, вычисляемый путем применения уравнений состояния.

**3.1.7 индивидуальное распределенное количество:** Доля от общего измеренного объема, включающая в себя расчетную долю дисбаланса системы, определенная на основании измеренного отдельным средством измерений значения таким образом, что сумма всех индивидуальных распределенных величин становится равной общему измеренному расходу.

**3.1.8 индивидуальное теоретическое количество:** Объем, предоставленный отдельным за действованным средством измерений или соответствующий точке измерения после преобразования в теоретическое значение посредством уравнений состояния или другого поправочного коэффициента, обычно производимого для приведения измеренного расхода к тем же значениям температуры и давления, что и у общего измеренного расхода.

3.1.9

**истинное значение:** Значение, к которому стремится среднее значение единичных результатов испытаний, полученных в нескольких лабораториях (число лабораторий  $L$ ) при условии, что  $L$  неограниченно возрастает (стремится к бесконечности).

**Примечание** — Для целей данного документа роль истинного значения выполняет принятое опорное значение. Истинное значение зависит от применяемого метода испытаний.

[[4], пункт 3.4]

**3.1.10 контрольный расходомер:** Расходомер, используемый для измерения расхода смешанного потока флюида.

**3.1.11 многофазный поток:** Поток составного флюида, включающего в себя природный газ, углеводородные жидкости, воду и закачанные флюиды или любые их комбинации.

3.1.12

**неопределенность (измерений):** Неотрицательный параметр, характеризующий рассеяние значений величины, приписываемых измеряемой величине на основании измерительной информации.

**Примечание** — Неопределенность измерений включает составляющие, обусловленные систематическими эффектами, в том числе составляющие, связанные с поправками и приписанными значениями эталонов, а также дефиниционную неопределенность. Иногда поправки на оцененные систематические эффекты не вводят, а вместо этого их рассматривают как составляющие неопределенности измерений.

[[3], статья 5.34]

**3.1.13 общее количество:** Объем флюида, измеренный контрольным средством измерений после смешивания отдельных потоков.

**3.1.14 объемная доля воды:** Объемный процент воды в общем потоке флюида.

**3.1.15 объемная доля газа (жидкости):** Доля (часть) из общего объемного потока сырого газа, относящаяся к потоку газа (жидкости), при фактических условиях в трубе в момент измерения.

**3.1.16 оценка:** Количественное значение величины, скорректированное в части воздействия влияющих факторов.

**3.1.17 параметр Локхарта — Мартинелли:** Параметр, используемый для указания степени «влажности» сырого газа.

3.1.18

**пластовые флюиды:** Смесь углеводородных и неуглеводородных компонентов, находящихся в пластовых условиях в газовой или жидкой фазе.

Примечание — К пластовым флюидам относятся: пластовый газ, пластовая нефть, пластовая вода и выпавший в пласте конденсат.

[ГОСТ Р 54910—2012, статья 9]

3.1.19

**погрешность (результата измерения):** Разность между измеренным значением величины и опорным значением величины.

Примечания

1 Если опорное значение величины известно, как, например, при калибровке средств измерений, то известно и значение погрешности измерения. Если в качестве опорного значения выступает истинное значение величины, то значение погрешности неизвестно.

2 В РМГ 29—99 использовался термин «погрешность результата измерения»: отклонение результата измерения от истинного (действительного) значения измеряемой величины. Изменение термина вызвано изменением понятия «результат измерения» (см. 5.1, примечание 1).

3 Погрешность измерения равна сумме случайной и систематической погрешностей.

[[3], статья 5.16]

**3.1.20 подводный расходомер:** Измерительный прибор, предназначенный для измерения расхода жидкости (газа), эксплуатируемый в подводном положении.

**3.1.21 предел дисбаланса:** Предел устойчивого режима системы, установленный с целью выполнения контрактных обязательств и/или нормативных требований.

**3.1.22 распределение:** Процесс (математический) присвоения частей смешанного потока добычи источникам, как правило, скважинам, внесшим вклад в общий поток.

**3.1.23 распределение на основе неопределенности:** Способ распределения потока флюида, при котором учитывают относительные неопределенности измерений, включая измерения, выполненные каждым из измерителей распределения, эталонными расходомерами, а также любыми другими средствами измерений, чьи показания влияют на измерение потока углеводорода.

**3.1.24 распределительный расходомер:** Расходомер, используемый для измерения расходов из одиночной скважины или входного промыслового трубопровода.

Примечание — Распределительный расходомер не является контрольным расходомером.

**3.1.25 система измерения распределения:** Совокупность средств измерений, вычислительных приборов и программного обеспечения, используемых для определения распределения потока добываемого флюида.

3.1.26

**систематическая погрешность (измерения):** Составляющая погрешности измерения, остающаяся постоянной или же закономерно изменяющаяся при повторных измерениях одной и той же величины.

Примечания

1 В зависимости от характера изменения во времени систематические погрешности подразделяют на постоянные, прогрессирующие, периодические и погрешности, изменяющиеся по сложному закону. В зависимости от характера изменения по диапазону измерений систематические погрешности подразделяются на постоянные и пропорциональные.



Постоянные погрешности — погрешности, которые в течение длительного времени, например в течение времени выполнения всего ряда измерений, остаются постоянными (или неизменными). Они встречаются наиболее часто.

Прогрессирующие погрешности — непрерывно возрастающие или убывающие погрешности. К ним относятся, например, погрешности вследствие износа измерительных наконечников, контактирующих с деталью при контроле ее прибором активного контроля.

Периодические погрешности — погрешности, значение которых является периодической функцией времени или перемещения указателя измерительного прибора.

Погрешности, изменяющиеся по сложному закону, происходят вследствие совместного действия нескольких систематических погрешностей.

Пропорциональные погрешности — погрешности, значение которых пропорционально значению измеряемой величины.

2 Оставшуюся систематическую погрешность измерения после введения поправки называют неисключенной систематической погрешностью (НСП).

3 Для оценки систематической погрешности измерения в ВIM3 используется термин *смещение (при измерении)*.

[[3], статья 5.19]

### 3.1.27

**случайная погрешность (измерения):** Составляющая погрешности измерения, изменяющаяся случайным образом (по знаку и значению) при повторных измерениях, проведенных в определенных условиях.

[[3], статья 5.17]

### 3.1.28

**среднее квадратическое отклонение;** стандартное отклонение: Параметр функции распределения измеренных значений или показаний, характеризующий их рассеивание и равный положительному корню квадратному из дисперсии этого распределения.

Примечания

1 Оценкой среднего квадратического отклонения является выборочное стандартное отклонение, определяемое по формуле

$$s(x) = \sqrt{\frac{\sum_{k=1}^n (x_k - \bar{x})^2}{n-1}},$$

где  $x_k$  —  $k$ -е измеренное значение или показание в ряду из  $n$  значений;

$\bar{x}$  — среднее арифметическое из  $n$  измеренных значений или показаний.

2 Является оценкой стандартного отклонения распределения и называется выборочным стандартным отклонением среднего арифметического.

3 Выборочное стандартное отклонение иногда неправильно называют «средняя квадратическая погрешность».

[[3], статья 5.18]

3.1.29 **сырой газ:** Особая форма многофазного потока, в котором доминирующим флюидом является газ и в котором присутствует свободно текущая жидкость.

3.1.30 **товарный газ:** Газ, очищенный и пригодный для транспортирования и использования.

3.1.31 **уравнения состояния:** Уравнения, описывающие отношения составов, давлений, температур и других физических свойств газов и жидкостей между собой и используемые для прогнозирования изменения агрегатного состояния при изменении внешних условий.

3.1.32 **эталонный расходомер:** Расходомер, использующийся для определения действительных значений расходов смешанного потока, служащий для верификации испытуемых расходомеров.



### 3.2 Сокращения

В настоящем стандарте применены следующие сокращения:

ГСССД — Государственная служба стандартных справочных данных;

GVF — объемная доля газа (gas volume fraction);

PVT — зависимость давление—объем—температура (pressure-volume-temperature).

### 3.3 Обозначения

В настоящем стандарте применены следующие обозначения:

$d$  — установленный предел погрешности;

$I$  — дисбаланс системы;

$M_i$  — расходомер, измеряющий отдельные потоки;

$M_z$  — расходомер, измеряющий смешанные потоки;

$n$  — число проб;

$s$  — стандартное отклонение;

$t$  — коэффициент Стьюдента;

$X$  — параметр Локхарта — Мартинелли;

$\alpha_i$  — коэффициент распределения, используемый для присвоения дисбаланса  $i$ -му средству измерений;

$Q_i$  — индивидуальное теоретическое количество;

$Q_g$  — массовый расход газа;

$Q_g^v$  — объемный расход газа;

$Q_l$  — массовый расход жидкости;

$Q_l^v$  — объемный расход жидкости;

$Q_{flare}$  — расход на постоянный сброс (сжигание на факельной установке);

$Q_{fuel}$  — расход на собственные нужды (топливо);

$Q_{sales}$  — расход на транспортирование (внешний транспорт);

$Q_z$  — общее количество;

$\rho_g$  — плотность газа;

$\rho_l$  — плотность жидкости;

$\sigma_i^2$  — дисперсия случайной величины;

$\sigma_z^2$  — дисперсия общего количества;

$\sigma_{flare}^2$  — дисперсия измерения расхода на постоянный сброс (сжигание на факельной установке);

$\sigma_{fuel}^2$  — дисперсия измерения расхода на собственные нужды (топливо);

$\sigma_{sales}^2$  — дисперсия измерения расхода на транспортирование (внешний транспорт);

$\varepsilon_i$  — погрешность прибора измерения.

## 4 Основные принципы измерения распределенных потоков

### 4.1 Методы и средства измерения расхода сырого газа

4.1.1 В состав системы измерения распределенных потоков сырого газа входят распределительные расходомеры (на скважинах) и контрольные расходомеры (для измерений количества товарного газа; газа, сжигаемого на факельных установках; газа, расходуемого на собственные нужды).

4.1.2 Для измерения расхода сырого газа применяют расходомеры переменного перепада давления. Для определения объемной доли газа учитывают плотности газа и жидкости. Для определения границы между сырым газом и остальными формами многофазного потока используется параметр Локхарта — Мартинелли. Параметр Локхарта — Мартинелли определяют согласно [5] по формуле

$$X = \frac{Q_l}{Q_g} \sqrt{\frac{\rho_g}{\rho_l}}, \quad (1)$$

где  $Q_l$  и  $Q_g$  — массовые расходы жидкости и газа, являющиеся плотностями жидкости и газа в условиях расходомера.

Так как массовый расход является произведением плотности и объемного расхода, можно также определить параметр Локхарта — Мартинелли в единицах фактических объемных расходов  $Q_l^v$  и  $Q_g^v$  по формуле

$$X = \frac{Q_l^v}{Q_g^v} \sqrt{\frac{\rho_l}{\rho_g}}. \quad (2)$$

Методы для измерения расхода сырого газа применяют в случае, когда параметр Локхарта — Мартинелли для флюида не превышает 0,35.

4.1.3 Сырой газ, в котором отношение массового расхода жидких углеводородов к расходу газообразных углеводородов находится в диапазоне от 5 % до 10 %, относят к сырым газам категории 2.

4.1.4 При измерении расхода жидких углеводородов в дебите учитывают то, что в жидкой фазе флюида присутствуют вода и жидкие углеводороды, а также химические реагенты (ингибитор гидратообразования, ингибитор коррозии и т. п.).

4.1.5 При оценке скорости потока учитывают категории сырого газа (см. также [5]).

4.1.6 Для определения объемной доли воды и газожидкостного соотношения выполняют анализ проб каждой скважины.

4.1.7 Для контроля изменений фазового состояния флюида необходимо использовать аттестованные методики. Целесообразно также предусмотреть выполнение анализа PVT и применение действующих методик ГСССД. В целях автоматизации последовательности операций, изложенных в методиках, возможно применение сертифицированных программных комплексов.

## 4.2 Правила измерения распределенных потоков сырого газа

4.2.1 Показания всех расходомеров системы распределения должны быть приведены к общим условиям PVT (см. также [5]).

4.2.2 Для учета дисбаланса в системе измерения распределения потоков сырого газа используют методологию распределения, включающую отношение случайных составляющих неопределенностей измерений всех задействованных средств измерений.

4.2.3 Принцип распределения на основе неопределенности показан на рисунке 1 (см. также [5]). Показания измеряющего смешанные потоки расходомера  $M_z$  являются общим количеством  $Q_z$ , в то время как показания менее точных расходомеров отдельных потоков  $M_i$ , преобразованные в состояния фазы  $M_z$ , являются индивидуальными теоретическими количествами  $Q_i$ , также известными как пропускная способность каждого расходомера. Несмотря на то что средство измерения  $M_z$ , как правило, высокоточное, а средства измерения  $M_i$  имеют меньшую точность, описанные в настоящем стандарте методы не зависят от данного условия и могут быть применены в случаях несоответствия данным условиям. В части учета количества добытого газа необходимо производить распределение в объемах газа, приведенных к стандартным условиям. В части учета количества добытого газа следует учитывать [6].

4.2.4 Разницу между общим количеством и суммой индивидуальных теоретических количеств определяют как дисбаланс системы  $I$  согласно формуле

$$I = Q_z - \sum_{i=1}^n Q_i. \quad (3)$$

4.2.5 Дисбаланс должен быть распределен между распределительными расходомерами. В распределении дисбаланса между потоками следует использовать коэффициент распределения  $\alpha_i$ , вычисляемый по формуле

$$\alpha_i = \frac{\sigma_i^2}{\sigma_z^2 + \sum_{j=1}^n \sigma_j^2} + \frac{Q_i}{\sum_{j=1}^n Q_j} \cdot \frac{\sigma_z^2}{\sigma_z^2 + \sum_{j=1}^n \sigma_j^2}. \quad (4)$$

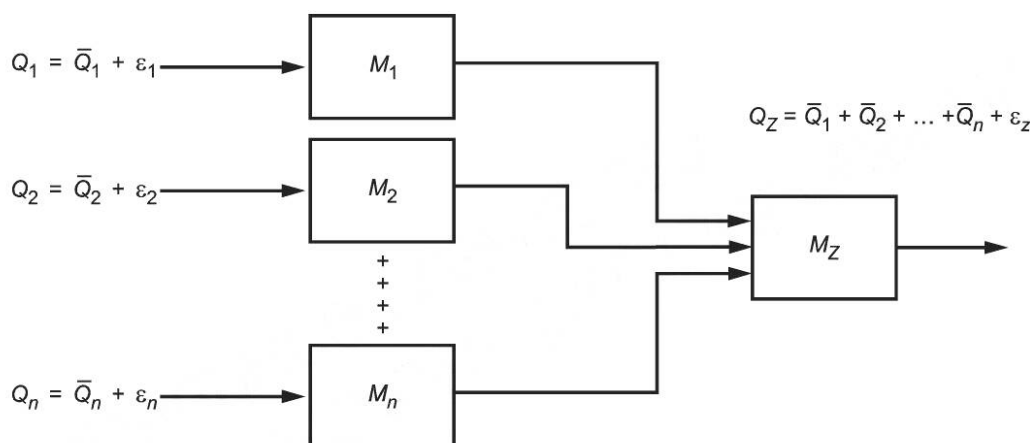


Рисунок 1 — Смешение  $n$  потоков добычи  $Q_i$  для образования потока  $Q_Z$

4.2.6 Коэффициент распределения представляет собой отношение погрешности  $i$ -го распределительного расходомера, выраженной дисперсией  $\sigma_i^2$ , к сумме дисперсий всех расходомеров, применяемых в системе измерения распределения.

4.2.7 Распределение на основе неопределенности и получение оптимальных параметров могут быть выполнены с учетом [5].

4.2.8 Измеренный контрольным расходомером расход газа является суммой измерений газа, проходящего через все трубопроводы. Можно записать уравнение для выходной суммы  $Q_Z$  как

$$Q_Z = Q_{sales} + Q_{fuel} + Q_{flare} + \dots \quad (5)$$

4.2.9 Учитывая независимость измерений каждого распределительного расходомера, дисперсию общего количества  $Q_Z$  определяют как дисперсию общего количества всех измерений  $\sigma_Z^2$

$$\sigma_Z^2 = \sigma_{sales}^2 + \sigma_{fuel}^2 + \sigma_{flare}^2 + \dots \quad (6)$$

4.2.10 Во время эксплуатации распределительных расходомеров учитывают изменение свойств флюида и необходимость периодических отборов проб для выполнения калибровки.

4.2.11 Частоту отбора проб определяют на основании аналогичного опыта наблюдений за изменением свойств флюида. Количество проб вычисляют по формуле

$$\sqrt{n} = t \cdot \frac{s}{d}. \quad (7)$$

Пример вычисления числа проб приведен в ГОСТ 31370.

4.2.12 Для определения работоспособности системы измерения распределения может применяться оценка неопределенности, приведенная в приложении А (см. также [5]).

## 5 Метрологическое обеспечение

5.1 Подводный расходомер является средством измерения, и его метрологическое обеспечение должно соответствовать требованиям [7].

5.2 Все метрологические характеристики подводного расходомера следует нормировать в соответствии с условиями, указанными в ГОСТ 8.009.

5.3 Метрологическое обеспечение испытаний — в соответствии с ГОСТ Р 51672.

5.4 Испытательное оборудование должно быть аттестовано в соответствии с требованиями ГОСТ Р 8.568.

5.5 При калибровке распределительного расходомера многофазных потоков следует учитывать высокую степень неопределенности измерений, связанную с необходимостью обеспечения воспроизводимости результатов измерения расхода многофазного потока (см. также [5]).



## Приложение А (справочное)

### Оценка неопределенности

В настоящем стандарте под неопределенностью понимается характеристика разброса значений измеряемой величины относительно ее истинного значения. Под истинным значением подразумевается величина, которая была бы зарегистрирована в случае идеального измерения (т. е. при отсутствии каких-либо погрешностей измерения). Погрешность является разницей между результатом измерения и истинным значением измеряемой величины.

Выделяют случайные и систематические погрешности. Систематическая погрешность представляет собой разницу между средним значением измеряемой величины и ее истинным значением, как правило, постоянным. Случайная погрешность представляет собой погрешность, изменяющуюся в пределах среднего значения измерения непредсказуемым, двояким (одинаково равными положительными или отрицательными значениями) образом.

Среднее значение измеряемой величины является результатом, получаемым в случае проведения бесконечного числа измерений и расчета среднего арифметического значения. Дисперсией измеряемой величины является ожидаемое значение квадрата разницы между измеряемой величиной и ее средним значением. Термин «ожидаемое значение» используют в вероятностном смысле. Среднеквадратическое отклонение погрешности измерения является квадратным корнем из его дисперсии.

При отсутствии сведений об эксплуатационных характеристиках расходомера в конкретной ситуации необходимо провести измерения для получения статистических величин параметров, таких как систематическая погрешность, среднеквадратическое отклонение и дисперсия. Дисперсию (экспериментальную) выборки  $\sigma_z^2$  определяют по формуле

$$\sigma_z^2 = \frac{1}{n-1} \cdot \sum_{i=1}^n (z_i - \bar{z})^2, \quad (\text{A.1})$$

где  $n$  — число наблюдений в выборке;

$z_i$  — значение наблюдаемой случайной величины выборки;

$\bar{z}$  — среднее значение величин выборки.

Среднее значение величин выборки  $\bar{z}$  вычисляют по формуле

$$\bar{z} = \frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^n z_i. \quad (\text{A.2})$$

Таким образом, дисперсия выборки представляет разброс измеренных данных в пределах среднего значения на основании  $n$  зарегистрированных образцов.

Среднеквадратическое отклонение выборки  $\sigma_z$  определяют как квадратный корень из дисперсии выборки по формуле

$$\sigma_z = \sqrt{\frac{1}{n-1} \cdot \sum_{i=1}^n (z_i - \bar{z})^2}. \quad (\text{A.3})$$

В случае подводных расходомеров сырого газа неопределенности измерений, как в силу систематических, так и в силу случайных погрешностей, должны быть идентифицированы в обязательных лабораторных гидравлических испытаниях. Лабораторные гидравлические испытания используют для калибровки средств измерения по контрольным средствам измерения газа и жидкости с целью создания калибровочных кривых. Процесс определения таких кривых должен исключить большинство систематических погрешностей расходомера. Более того, выполняя несколько измерений в идентичных условиях потока и параметрах окружающей среды, можно получить характеристику ожидаемой в этих условиях случайной погрешности измерения. Она может принять форму описанного выше среднеквадратического отклонения выборки, что далее даст возможность создать диапазон погрешности во всем рабочем диапазоне расходомера сырого газа. Кроме содержания жидкости в лабораторных условиях также должны изменяться и другие влияющие величины, такие как давление, скорость потока и свойства флюида (например, объемная доля, минерализация и плотность воды). Эти влияния также должны быть учтены в составном рабочем диапазоне неопределенности.

Типовые калибровочные данные, которые могут быть получены от лабораторных гидравлических испытаний, показаны на рисунках А.1 и А.2. В дополнение к базовой погрешности расходомера при измерении газа без присутствия жидкостей разброс данных показывает погрешности в силу присутствия жидкостей.

В данном примере главной погрешностью является случайная (несистематическая) погрешность в результате жидкостной нагрузки расходомера. На рисунке А.2 проложены средние значения выборки при различных значениях GVF, а вокруг этой средней проложен диапазон средней погрешности. Средняя представляет системати-

ческое смещение (погрешность), которое(ую) можно считать как «калиброванный выход», в то время как диапазон дает значения для использования в распределении на основе погрешности.

Большинство систематических погрешностей системы должно быть устранено применением данных результатов калибровки в процессе настройки расходомера сырого газа.

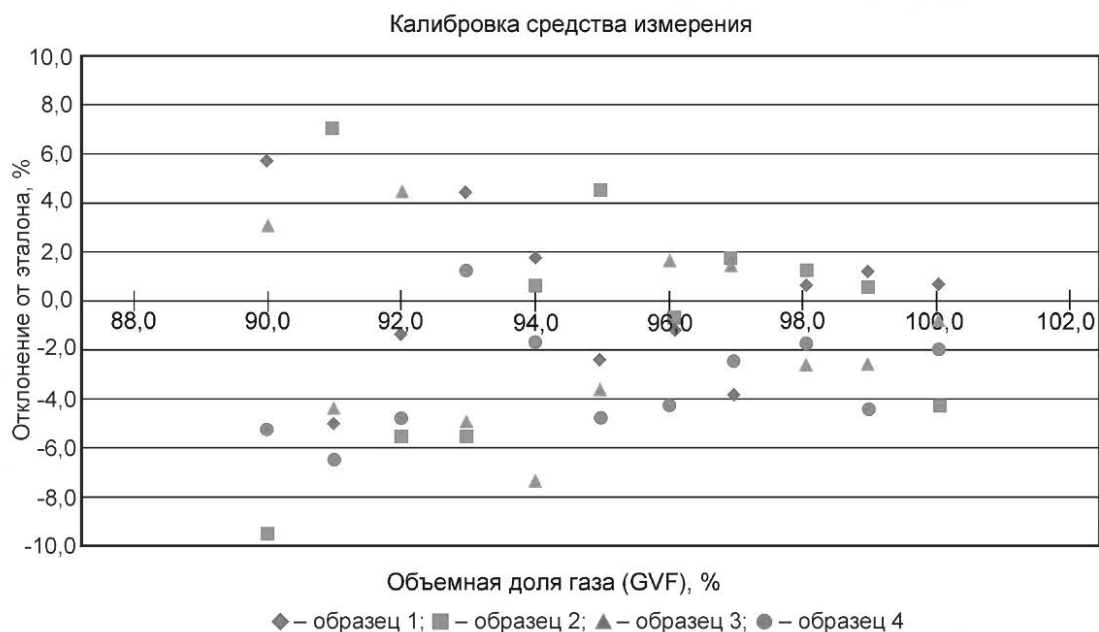


Рисунок А.1 — Типичные результаты калибровки потока



Рисунок А.2 — Кривая погрешности в результате калибровки

### Библиография

- [1] Федеральный закон от 29 июня 2015 г. № 162-ФЗ «О стандартизации в Российской Федерации»
- [2] Федеральный закон от 26 июня 2008 г. № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений»
- [3] РМГ 29-2013 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрология. Основные термины и определения
- [4] РМГ 94-2009 Государственная система обеспечения единства измерений. Испытательные лаборатории, осуществляющие контроль качества нефти при приемо-сдаточных операциях. Основные требования
- [5] API RP 85 Use of subsea wet-gas flowmeters in allocation measurement systems
- [6] Правила учета газа (утверждены Приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 30 декабря 2013 г. № 961)
- [7] Федеральный закон от 26 июня 2008 г. № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений»



---

УДК 629.12:006.354

ОКС 75.020

Ключевые слова: нефтяная и газовая промышленность; системы подводной добычи; подводный расходомер, сырой газ; система измерения, распределение

---

Редактор *Л.С. Зимилова*  
Технический редактор *В.Н. Прусакова*  
Корректор *Л.С. Лысенко*  
Компьютерная верстка *Л.А. Круговой*

Сдано в набор 31.10.2022. Подписано в печать 17.11.2022. Формат 60×84%. Гарнитура Ариал.  
Усл. печ. л. 1,86. Уч.-изд. л. 1,68.

Подготовлено на основе электронной версии, предоставленной разработчиком стандарта

---

Создано в единичном исполнении в ФГБУ «РСТ»  
для комплектования Федерального информационного фонда стандартов,  
117418 Москва, Нахимовский пр-т, д. 31, к. 2.  
[www.gostinfo.ru](http://www.gostinfo.ru) [info@gostinfo.ru](mailto:info@gostinfo.ru)