ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО

ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ГОСТ Р 8.1016— 2022

Государственная система обеспечения единства измерений

ИЗМЕРЕНИЯ КОЛИЧЕСТВА ДОБЫВАЕМЫХ ИЗ НЕДР НЕФТИ И ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА

Общие метрологические и технические требования

Издание официальное

Москва
Российский институт стандартизации
2023

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

1 РАЗРАБОТАН Всероссийским научно-исследовательским институтом расходометрии — филиалом федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии им. Д.И. Менделеева» (ВНИИР — филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»)

2 ВНЕСЕН Управлением метрологии Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 27 декабря 2022 г. № 1638-ст

4 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

5 ДЕЙСТВУЕТ ВЗАМЕН ПНСТ 360—2019

*Правила применения настоящего стандарта установлены в статье 26 Федерального закона от 29 июня 2015 г. № 162-ФЗ «О стандартизации в Российской Федерации». Информация об изменениях к настоящему стандарту публикуется в ежегодном (по состоянию на 1 января текущего года) информационном указателе «Национальные стандарты», а официальный текст изменений и поправок — в ежемесячном информационном указателе «Национальные стандарты». В случае пересмотра (замены) или отмены настоящего стандарта соответствующее уведомление будет опубликовано в ближайшем выпуске ежемесячного информационного указателя «Национальные стандарты». Соответствующая информация, уведомление и тексты размещаются также в информационной системе общего пользования — на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет (*gost.e-ecolog.ru

© Оформление. ФГБУ «Институт стандартизации», 2023

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

Содержание

1 Область применения 1
2 Нормативные ссылки 1
3 Термины и определения. 1
4 Сокращения 3
5 Общие положения 3
6 Рекомендации к измерениям количества нефти и свободного попутного нефтяного газа в составе нефтегазоводяной смеси по отдельной скважине, группе скважин с применением измерительной установки или многофазного расходомера. 3
7 Рекомендации к измерениям количества нефти в составе нефтегазоводяной смеси с применением системы измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси 4
8 Рекомендации к измерениям количества свободного попутного нефтяного газа в составе нефтегазоводяной смеси по лицензионному участку 5
9 Методы измерений 5
Приложение А (рекомендуемое) Пределы допускаемой относительной погрешности косвенных измерений массы нетто нефти с применением системы измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси. 6
Библиография 7

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Государственная система обеспечения единства измерений

ИЗМЕРЕНИЯ КОЛИЧЕСТВА ДОБЫВАЕМЫХ ИЗ НЕДР НЕФТИ И ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА

Общие метрологические и технические требования

State system for ensuring the uniformity of measurements. Measurements of the amount of extracted sub-soil oil and associated petroleum gas. General metrological and technical requirements

Дата введения — 2023—02—01

1 Область применения

Настоящий стандарт содержит общие метрологические и технические рекомендации к измерениям количества (массы, объема) и других параметров извлеченных из недр нефти (кроме извлеченной шахтным способом) и попутного нефтяного газа на территории Российской Федерации.

Настоящий стандарт применяют при разработке методик (методов) измерений, а также документов, результаты использования которых являются основанием для расчета извлеченных из недр массы нефти и объема свободного попутного нефтяного газа в составе нефтегазоводяной смеси.

Результаты измерений массы нефти являются основанием для уточнения результатов измерений с применением систем измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси, измерительных установок и средств измерений по лицензионным участкам, отдельным скважинам или группам скважин в соответствии с порядком, предусмотренным [1].

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использована нормативная ссылка на следующий стандарт:

ГОСТ Р 8.880 Государственная система обеспечения единства измерений. Нефть сырая. Отбор проб из трубопровода

Примечание — 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.

3 Термины и определения

В настоящем стандарте применены следующие термины с соответствующими определениями:

Издание официальное

3.1 **измерительная установка:** Совокупность функционально объединенных средств измерений и вспомогательных устройств, размещенная в одной пространственно обособленной зоне и предназначенная:

- для прямых или косвенных измерений количества скважинной жидкости;
- косвенных измерений количества попутного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям;
- косвенных измерений массы скважинной жидкости без учета воды и попутного нефтяного газа или массы нетто нефти;
- измерений параметров измеряемой среды;
- отображения (индикации) и регистрации результатов измерений.

Примечание — Измерительные установки подразделяются на индивидуальные измерительные установки, т. е. обслуживающие отдельную скважину, и групповые измерительные установки, т. е. обслуживающие несколько скважин поочередно.

3.2

косвенное измерение (косвенный метод измерений): Измерение, при котором искомое значение величины определяют на основании результатов прямых измерений других величин, функционально связанных с искомой величиной.

[[2], статья 4.20]

3.3 **лицензионный участок недр:** Геометризированный участок недр, на котором юридическому лицу в соответствии с лицензией предоставлено исключительное право на проведение лицензионных работ и пространственные границы которого определены в порядке, установленном действующим законодательством Российской Федерации.

3.4 **масса нетто нефти:** Величина, полученная в результате вычета масс отделенных воды, попутного нефтяного газа и примесей, а также содержащихся в нефти во взвешенном состоянии воды, хлористых солей и механических примесей, определенных с применением средств измерений и результатов лабораторных испытаний, из массы скважинной жидкости.

3.5 **многофазный поток:** Поток, состоящий из двух или более фаз, одновременно протекающих в канале замкнутого поперечного сечения.

3.6 **многофазный расходомер:** Средство измерений, предназначенное для динамических измерений расходов многофазного потока и его отдельных компонентов без предварительной сепарации.

3.7 **нефтегазоводяная смесь или скважинная жидкость:** Смесь, извлеченная из недр, содержащая углеводороды широкого физико-химического состава, попутный нефтяной газ, воду, минеральные соли, механические примеси и другие химические соединения.

3.8 **параметры свободного попутного нефтяного газа:** Физические величины: температура, плотность и давление, компонентный состав.

3.9 **периодический режим измерений:** Режим измерений, характеризующийся поочередным выполнением измерений для каждой скважины.

3.10 **попутный нефтяной газ:** Смесь углеводородных и неуглеводородных газов и водяных паров, находящихся как в свободном, так и в растворенном состоянии в нефтегазоводяной смеси.

3.11

прямое измерение (прямой метод измерений): Измерение, при котором искомое значение величины получают непосредственно от средства измерений.

[[2], статья 4.19]

3.12 **растворенный попутный нефтяной газ:** Часть попутного нефтяного газа, не выделившаяся в свободное состояние и растворенная в скважинной жидкости.

3.13 **свободный попутный нефтяной газ:** Часть попутного нефтяного газа, выделившаяся из нефтегазоводяной смеси в процессе ее добычи, транспортировки и подготовки, находящаяся в свободном состоянии.

3.14 **измерительная система (измерений) количества и параметров нефтегазоводяной смеси:** Совокупность функционально объединенных средств измерений, систем обработки информации и технологического оборудования, предназначенная:

- для прямых или косвенных измерений количества скважинной жидкости;
- косвенных измерений массы нетто нефти;
- измерений параметров измеряемой среды;
- отображения (индикации) и регистрации результатов измерений.

3.15 **измерительная система (измерений) количества и параметров свободного попутного нефтяного газа:** Совокупность функционально объединенных средств измерений, систем обработки информации и технологического оборудования, предназначенная:

- для косвенных измерений объема свободного попутного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям;
- отображения (индикации) и регистрации результатов измерений.

3.16 **стандартные условия:** Абсолютное давление, равное 0,101325 МПа, и температура, равная 20 °С (293,15 К) или 15 °С (288,15 К) для нефти и 20 °С (293,15 К) для свободного попутного нефтяного газа.

3.17 **содержание объемной доли воды в скважинной жидкости:** Величина, численно характеризующая отношение объема воды, содержащейся в скважинной жидкости, к объему скважинной жидкости, в долях единицы или процентах.

4 Сокращения

В настоящем стандарте применены следующие сокращения:
ИУ — измерительная установка;
МИ — методика (метод) измерений;
МФР — многофазный расходомер;
СИ — средство измерений;
СИКГ — система измерений количества и параметров свободного попутного нефтяного газа;
СИКНС — система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси;
СОИ — система обработки информации.

5 Общие положения

5.1 Проект технической документации на ИУ, МФР, СИКНС, СИКГ или других СИ должен пройти метрологическую экспертизу и соответствовать обязательным требованиям законодательства и требованиям настоящего стандарта.

5.2 Технические и метрологические характеристики СИ и оборудования, входящих в состав ИУ, МФР, СИКНС, СИКГ или других СИ, должны соответствовать проектам, разработанным по техническим заданиям на проектирование, прошедшим метрологическую экспертизу, и соответствовать обязательным требованиям законодательства и требованиям настоящего стандарта.

5.3 СИ, применяемые на объектах, поднадзорных Ростехнадзору, должны иметь сертификат соответствия Техническому регламенту Таможенного союза (ТР ТС). СИ, введенные в эксплуатацию до принятия настоящего стандарта и применяемые на объектах, поднадзорных Ростехнадзору, должны иметь разрешение на применение, выданное этой службой.

5.4 СИ, применяемые для прямых или косвенных измерений количества скважинной жидкости, нефти и свободного попутного нефтяного газа, должны быть утвержденных типов.

5.5 Измерения количества скважинной жидкости, нефти и свободного попутного нефтяного газа выполняют в соответствии с МИ, аттестованными и утвержденными в установленном законодательством Российской Федерации порядке [3].

6 Рекомендации к измерениям количества нефти и свободного попутного нефтяного газа в составе нефтегазоводяной смеси по отдельной скважине, группе скважин с применением измерительной установки или многофазного расходомера

6.1 Количество нефти и свободного попутного нефтяного газа в составе нефтегазоводяной смеси по отдельной скважине измеряют с применением ИУ или МФР в непрерывном или периодическом режиме.

6.2 Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений ИУ или МФР:

а) массы скважинной жидкости — не более ±2,5 % (при вязкости нефти в пластовых условиях до 200 мПа·с) или не более ±10,0 % (при вязкости нефти в пластовых условиях 200 мПа·с и более);

б) массы скважинной жидкости за вычетом массы воды и попутного нефтяного газа при содержании воды в скважинной жидкости (в объемных долях):

- от 0 % до 70 % — не более ±6 %;
- свыше 70 % до 95 % — не более ±15 %;
- свыше 95 % — не нормируется;

в) массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси — определяют при разработке и аттестации МИ;

г) объема свободного попутного нефтяного газа в составе нефтегазоводяной смеси, приведенного к стандартным условиям, — не более ±5 %.

6.3 Вычислительные устройства ИУ и МФР должны обеспечивать регистрацию и хранение информации о результатах измерений за период не менее одного года.

6.4 Срок хранения архивной информации о результатах измерений вычислительными устройствами ИУ и МФР должен быть не менее одного года. Первичную документацию о результатах измерений продукции скважин на бумажном носителе следует хранить не менее четырех лет.

6.5 ИУ и МФР должны обеспечивать регистрацию отработанного скважинами времени. Допускается регистрация отработанного скважинами времени в контроллерах ИУ или пунктах сбора информации систем телемеханики (СКАДА-систем).

6.6 Вычислительные устройства ИУ и МФР должны обеспечивать передачу на верхний уровень информационных систем (пунктов сбора информации систем телемеханики или центральных серверов корпоративных баз данных) архивной информации и информации о текущих результатах измерений.

6.7 МИ с применением ИУ должны содержать методы корректирования массы скважинной жидкости на капельную жидкость, унесенную в газовую линию ИУ, и методы корректирования объема свободного попутного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, на остаточный свободный газ в жидкостной линии.

7 Рекомендации к измерениям количества нефти в составе нефтегазоводяной смеси с применением системы измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси

7.1 Массу нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси измеряют прямым или косвенным методами измерений посредством СИКНС.

7.2 Обработку результатов измерений следует осуществлять с применением СОИ, защищенной от несанкционированных настройки и вмешательства.

7.3 СОИ должна обеспечивать автоматизированное выполнение функций сбора, обработки, отображения, регистрации и хранения информации по результатам измерений и управление режимами работы СИКНС. В СОИ следует предусмотреть технические средства для хранения архивов в течение указанных сроков:

- журналы событий, тренды — не менее одного года;
- данные оперативной информации за 2 ч, отчеты за смену, сутки — не менее одного года;
- месячные отчеты — не менее двух лет.

7.4 Пределы допускаемой относительной погрешности косвенных измерений массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси с применением СИКНС, на которых ведутся учетные операции, в зависимости от содержания объемной доли воды (см. таблицу 1) определяют на стадии разработки технических заданий на проектирование СИКНС и разработку МИ и проекта на основе технико-экономического анализа в зависимости от условий измерений, выбранного метода измерений и метрологических характеристик СИ.

Таблица 1

Содержание объемной доли воды в скважинной жидкости φ, %	Пределы допускаемой относительной погрешности косвенных измерений массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси с применением СИКНС δM, %
От 0 до 5 включ.	±1,0
Св. 5 до 15 включ.	$\pm(0{,}15\varphi + 0{,}25)$
Св. 15 до 35 включ.	$\pm(0{,}075\varphi + 1{,}375)$
Св. 35 до 55 включ.	$\pm(0{,}15\varphi - 1{,}25)$

Окончание таблицы 1

Содержание объемной доли воды в скважинной жидкости φ, %	Пределы допускаемой относительной погрешности косвенных измерений массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси с применением СИКНС δM, %
Св. 55 до 65 включ.	±(0,3φ – 9,5)
Св. 65 до 70 включ.	±10,0
Примечание — При содержании объемной доли воды в скважинной жидкости свыше 70 % погрешности нормируют при разработке и аттестации МИ.	

Пределы допускаемой относительной погрешности косвенных измерений массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси с применением СИКНС, δM, %, на которых ведутся учетные операции, в зависимости от содержания объемной доли воды, отображены графически в приложении А.

7.5 В случае применения ИУ или МФР для измерений массы скважинной жидкости и массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси по лицензионному участку погрешность массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси определяют при разработке и аттестации МИ.

8 Рекомендации к измерениям количества свободного попутного нефтяного газа в составе нефтегазоводяной смеси по лицензионному участку

8.1 Количество свободного попутного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, в составе нефтегазоводяной смеси по лицензионному участку измеряют с применением СИ (включая СИКГ и МФР) в соответствии с утвержденными МИ, аттестованными в установленном порядке, как сумму измерений, полученных по всем газовым линиям (включая факельные линии).

8.2 При применении газлифтного способа добычи нефти осуществляют измерения количества закачанного газа.

8.3 Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема свободного попутного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, составляют ±5,0.

9 Методы измерений

9.1 Измерения массы скважинной жидкости выполняют прямым или косвенным методом измерений. Измерения массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси выполняют косвенным методом измерений. Измерение объема свободного попутного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, выполняют косвенным методом измерений.

9.2 Место, периодичность и процедура отбора проб измеряемой среды должны быть регламентированы в МИ.

9.3 Отбор проб скважинной жидкости проводят в соответствии с ГОСТ Р 8.880 или [4] в соответствии с аттестованной методикой отбора проб.

9.4 Определение содержания воды в скважинной жидкости проводят поточными или лабораторными анализаторами и другими методами, аттестованными в установленном порядке.

Приложение А
(рекомендуемое)

Пределы допускаемой относительной погрешности косвенных измерений массы нетто нефти с применением системы измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси

Пределы допускаемой относительной погрешности косвенных измерений массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси с применением СИКНС, на которых ведутся учетные операции, в зависимости от содержания объемной доли воды, отображены графически на рисунке А.1.

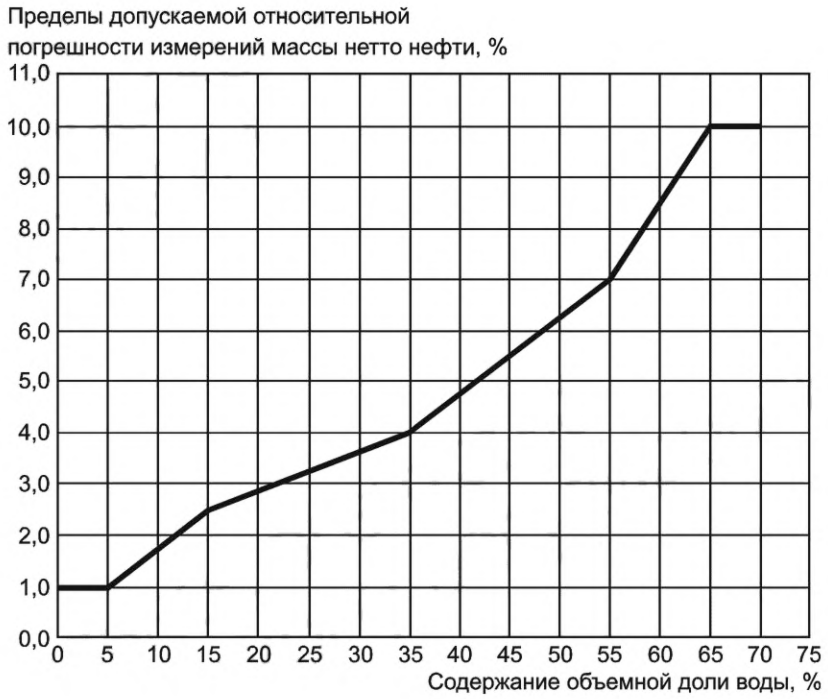

Рисунок А.1

Библиография

[1] Постановление Правительства Российской Федерации от 16 мая 2014 г. № 451 «Об утверждении Правил учета нефти»

[2] РМГ 29—2013 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрология. Основные термины и определения

[3] Приказ Минпромторга Российской Федерации от 15 декабря 2015 г. № 4091 «Об утверждении Порядка аттестации первичных референтных методик (методов) измерений, референтных методик (методов) измерений и методик (методов) измерений и их применения

[4] РМГ 109—2011 Государственная система обеспечения единства измерений. Нефть. Отбор проб из трубопроводов

УДК 665.6:620.113:006.354 ОКС 17.020

Ключевые слова: смесь нефтегазоводяная, скважинная жидкость, нефть, попутный нефтяной газ, измерение количества, погрешность измерений, скважина, лицензионный участок

Редактор *Е.В. Якубова*
Технический редактор *В.Н. Прусакова*
Корректор *Е.Д. Дульнева*
Компьютерная верстка *Е.О. Асташина*

Сдано в набор 29.12.2022. Подписано в печать 13.01.2023. Формат 60×84⅛. Гарнитура Ариал.
Усл. печ. л. 1,40. Уч.-изд. л. 1,12.

Подготовлено на основе электронной версии, предоставленной разработчиком стандарта

Создано в единичном исполнении в ФГБУ «Институт стандартизации»
для комплектования Федерального информационного фонда стандартов,
117418 Москва, Нахимовский пр-т, д. 31, к. 2.

gost.e-ecolog.ru gost.e-ecolog.ru

ОКС 17.020

Изменение № 1 ГОСТ Р 8.1016—2022 Государственная система обеспечения единства измерений. Измерения количества добываемых из недр нефти и попутного нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования

Утверждено и введено в действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 08.12.2025 № 1649-ст

Дата введения — 2026—01—15

Титульный лист, первая страница. Наименование стандарта изложить в новой редакции:

«**Государственная система обеспечения единства измерений. Измерения количества нефтегазоводяной смеси и ее компонентов. Общие метрологические и технические требования**».

Первая страница. Наименование стандарта на английском языке. Заменить слова: «Measurements of the amount of extracted sub-soil oil and associated petroleum gas» на «Measurements of the amount of oil-gas-water mixtures and their components».

Содержание. Раздел 2 исключить;

разделы 6—8. Наименования изложить в новой редакции:

«6 Требования к измерениям количества нефтегазоводяной смеси, нефти и попутного нефтяного газа в составе нефтегазоводяной смеси по отдельной скважине, группе скважин с применением измерительных установок или многофазных расходомеров

7 Требования к измерениям количества нефти в составе нефтегазоводяной смеси с применением систем измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси

8 Требования к измерениям количества попутного нефтяного газа в составе нефтегазоводяной смеси».

Раздел 1 изложить в новой редакции:

«Настоящий стандарт содержит общие метрологические и технические требования к измерениям количества нефтегазоводяной смеси и ее компонентов, в том числе нефти, по скважине (группе скважин), а также физико-химических свойств нефтегазоводяной смеси с применением измерительных установок (ИУ), многофазных расходомеров (МФР), систем измерений количества нефтегазоводяной смеси (СИКНС) прямым и косвенным методами динамических измерений на территории Российской Федерации.

Результаты измерений количества нефтегазоводяной смеси прямым и косвенным методами динамических измерений с применением ИУ, МФР, СИКНС по скважине (или группе скважин) могут быть использованы для определения дебита скважин по массе нетто нефти в соответствии с порядком [1].

Настоящий стандарт рекомендуется использовать при разработке и аттестации индивидуальных методик измерений количества нефтегазоводяной смеси и ее компонентов для конкретных условий измерений».

Раздел 2 исключить.

Пункт 3.1 изложить в новой редакции:

«3.1 **измерительная установка**: Совокупность функционально объединенных средств измерений и вспомогательных устройств, размещенная в одной пространственно обособленной зоне и предназначенная для:

- измерений количества нефтегазоводяной смеси;
- измерений количества попутного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям;
- измерений массы нефтегазоводяной смеси без учета воды и попутного нефтяного газа или массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси;
- измерений параметров измеряемой среды;
- измерений физико-химических свойств нефтегазоводяной смеси (при наличии технической возможности);
- отображения (индикации) и регистрации результатов измерений.

Примечание — Измерительные установки подразделяют на индивидуальные измерительные установки, т.е. обслуживающие отдельную скважину, групповые измерительные установки, т.е. обслуживающие несколько скважин, и передвижные (мобильные) измерительные установки, т.е. имеющие возможность перемещаться в пространстве и обслуживать одну или несколько различных скважин (группу скважин)».

Пункт 3.3 исключить.

Пункт 3.4 изложить в новой редакции:

«3.4 **масса нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси**: Величина, полученная в результате вычета масс отделенных воды (включая хлористые соли, механические примеси в растворенном и взвешенном состоянии), попутного нефтяного газа и примесей, а также содержащихся в нефти во взвешенном состоянии воды, хлористых солей и механических примесей, определенных с применением средств измерений и результатов лабораторных испытаний, из массы нефтегазоводяной смеси».

Пункты 3.6—3.8 изложить в новой редакции:

«3.6 **многофазный расходомер:** Средство измерений, предназначенное для динамических измерений расходов многофазного потока и его отдельных компонентов без разделения на фазы.

Примечание — Многофазный расходомер может применяться в составе измерительной установки или самостоятельно (автономно).

3.7

нефтегазоводяная смесь: Смесь, извлеченная из недр, содержащая углеводороды широкого физико-химического состава, попутный нефтяной газ, воду, минеральные соли, механические примеси и другие химические соединения. Понятия «нефтегазоводяная смесь» и «скважинная жидкость» равнозначны. [[1], пункт 2]

3.8 **параметры состояния попутного нефтяного газа**: Физические величины: температура, плотность, давление, компонентный состав».

Пункт 3.9 исключить.

Пункт 3.12 изложить в новой редакции:

«3.12 **растворенный попутный нефтяной газ:** Часть попутного нефтяного газа, не выделившаяся в свободное состояние и растворенная в нефтегазоводяной смеси.

Примечание — Содержание (наличие и количество) растворенного попутного нефтяного газа в составе нефтегазоводяной смеси зависит от термобарических условий, в которых находится нефтегазоводяная смесь».

Пункт 3.13 дополнить примечанием:

«Примечание — Содержание (наличие и количество) свободного попутного нефтяного газа в составе нефтегазоводяной смеси зависит от термобарических условий, в которых находится нефтегазоводяная смесь».

Пункт 3.14 изложить в новой редакции:

«3.14 **система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси:** Совокупность функционально объединенных средств измерений, систем сбора и обработки информации и технологического оборудования, предназначенная для:

- измерений количества нефтегазоводяной смеси;
- измерений массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси;
- измерений физико-химических свойств нефтегазоводяной смеси;
- отображения (индикации) и регистрации результатов измерений».

Пункт 3.15 исключить.

Пункт 3.17 изложить в новой редакции:

«3.17 **содержание воды в нефтегазоводяной смеси**: Величина, численно характеризующая отношение объема воды (включая хлористые соли, механические примеси в растворенном и взвешенном состоянии), содержащейся в жидкой фазе нефтегазоводяной смеси, к объему жидкой фазы нефтегазоводяной смеси в долях единицы или процентах.

Примечание — Растворенный газ влияет на результат измерений объемной доли воды. Поточные СИ измеряют объемную долю воды в смеси нефти, растворенного газа и воды. В лаборатории измеряют объемную долю воды в смеси нефти и воды».

Раздел 4. Исключить слова: «СИКГ — система измерений количества и параметров свободного попутного нефтяного газа;».

Пункты 5.1—5.3 исключить.

Пункты 5.4, 5.5 изложить в новой редакции:

«5.4 СИ, применяемые для измерений количества нефтегазоводяной смеси, нефти и свободного попутного нефтяного газа, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений, должны быть утвержденного типа.

5.5 Измерения количества нефтегазоводяной смеси, нефти в составе нефтегазоводяной смеси и попутного нефтяного газа, относящиеся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений, выполняют в соответствии с МИ, аттестованными и утвержденными в установленном порядке [3]».

Раздел 6. Наименование изложить в новой редакции:

«**6 Требования к измерениям количества нефтегазоводяной смеси, нефти и попутного нефтяного газа в составе нефтегазоводяной смеси по отдельной скважине, группе скважин с применением измерительных установок или многофазных расходомеров**».

Пункты 6.1, 6.2 изложить в новой редакции:

«6.1 Количество нефтегазоводяной смеси, нефти и попутного нефтяного газа в составе нефтегазоводяной смеси по отдельной скважине или группе скважин измеряют с применением ИУ или МФР непрерывно или периодически.

6.2 Показатели точности измерений ИУ или МФР (пределы допускаемой относительной погрешности измерений) при измерении:

а) количества нефтегазоводяной смеси прямым и косвенным методами динамических измерений [4]:

1) не более ±2,5 % (при вязкости нефти в пластовых условиях до 200 мПа·с);
2) не более ±10,0 % (при вязкости нефти в пластовых условиях 200 мПа·с и более);

б) массы нефтегазоводяной смеси за вычетом массы воды и попутного нефтяного газа прямым и косвенным методами динамических измерений:

1) при вязкости нефти в пластовых условиях до 200 мПа·с и при содержании воды в нефтегазоводяной смеси:
   - от 0 % до 70 % — не более ± 6 %;
   - свыше 70 % до 95 % — не более ± 15 %;
   - свыше 95 % — не нормируется;
2) при вязкости нефти в пластовых условиях 200 мПа·с и более — определяют при разработке и аттестации МИ;

в) массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси — определяют при разработке и аттестации МИ в установленном порядке [3];

г) объема попутного нефтяного газа (суммы свободного и растворенного) в составе нефтегазоводяной смеси, приведенного к стандартным условиям, — не более ±5 %».

Пункты 6.3, 6.4 исключить.

Пункты 6.6, 6.7 изложить в новой редакции:

«6.6 При наличии конструктивной и технической возможности вычислительные устройства ИУ, МФР должны обеспечивать передачу на информационные системы верхнего уровня (пункты сбора информации систем телемеханики или центральные серверы корпоративных баз данных) информации о текущих результатах измерений. Информационные системы верхнего уровня должны обеспечивать регистрацию и хранение архивной информации о результатах измерений за период не менее одного года.

При отсутствии конструктивной и технической возможности обеспечить передачу информации на информационные системы верхнего уровня регистрацию и хранение архивной информации о результатах измерений не менее года должны обеспечивать вычислительные устройства ИУ, МФР.

6.7 МИ с применением ИУ должны содержать методы:

а) корректирования массы жидкой фазы нефтегазоводяной смеси на массу растворенного газа;

б) корректирования объема попутного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, на остаточный свободный и растворенный газ в измерительной линии жидкости сепарационной ИУ.

Методы корректирования результатов измерений массы и/или массового расхода нефти и объема и/или объемного расхода попутного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, должны учитывать процесс массообмена, происходящий между фазами в многофазном потоке при изменении термобарических условий».

Раздел 7. Наименование изложить в новой редакции:

«**7 Требования к измерениям количества нефти в составе нефтегазоводяной смеси с применением систем измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси**».

Пункт 7.1 изложить в новой редакции:

«7.1 Количество нефтегазоводяной смеси, прошедшей предварительную подготовку, и массу нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси измеряют с применением СИКНС».

Пункты 7.4, 7.5 изложить в новой редакции:

«7.4 Показатели точности измерений массы нефтегазоводяной смеси, прошедшей предварительную подготовку, массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси с применением СИКНС определяют на стадии разработки технических требований, технических заданий на проектирование СИКНС, проектной документации на СИКНС и требований к МИ на основе технико-экономического анализа в зависимости от условий измерений, выбранного метода измерений и метрологических характеристик СИ.

Рекомендуемые пределы допускаемой относительной погрешности СИКНС при измерении массы нефтегазоводяной смеси (при содержании воды в нефтегазоводяной смеси до 35 %) должны быть не более ±0,5 %.

Рекомендуемые пределы допускаемой относительной погрешности СИКНС при измерении массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси приведены в таблице 1.

Таблица 1

Содержание воды в нефтегазоводяной смеси φ, %	Пределы допускаемой относительной погрешности СИКНС при измерении массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси δM, %
От 0 до 5 включ.	±1,0
Св. 5 до 15 включ.	$\pm (0{,}15\varphi + 0{,}25)$
Св. 15 до 35 включ.	$\pm (0{,}075\varphi + 1{,}375)$
Примечание — При содержании воды в нефтегазоводяной смеси свыше 35 % показатели точности нормируют при разработке и аттестации МИ в установленном порядке [3].	

7.5 Массу нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси допускается измерять с применением ИУ или МФР. В случае применения ИУ или МФР показатели точности измерений массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси определяют при разработке и аттестации МИ в установленном порядке [3]».

Раздел 7 дополнить пунктом 7.6:

«7.6 Результаты измерений массы нетто нефти, полученные в том числе с применением СИКНС, могут быть использованы для предварительного уточнения результатов определения массы нетто нефти, добытой в отчетный период по каждой скважине».

Раздел 8 изложить в новой редакции:

«**8 Требования к измерениям количества попутного нефтяного газа в составе нефтегазоводяной смеси**

8.1 Объем попутного нефтяного газа, приведенный к стандартным условиям, в составе нефтегазоводяной смеси вычисляют как сумму объемов свободного и растворенного попутного нефтяного газа, приведенных к стандартным условиям.

8.2 Объем свободного попутного нефтяного газа, приведенный к стандартным условиям, измеряют с применением ИУ или МФР.

8.3 В случае применения ИУ, которые при измерениях используют разделение жидкости и газа, объем свободного попутного нефтяного газа вычисляют как сумму объемов свободного попутного нефтяного газа в измерительных линиях газа и жидкости. В обоснованных случаях (например, по результатам анализа отобранной пробы нефтегазоводяной смеси из измерительной линии жидкости ИУ, при работе на номинальном режиме сепаратора ИУ, по результатам определения метрологических характеристик ИУ с применением эталонов, по результатам испытаний в целях утверждения типа СИ) объем свободного попутного нефтяного газа в измерительной линии жидкости ИУ допускается принимать равным нулю.

8.4 Объем растворенного попутного нефтяного газа, приведенный к стандартным условиям, измеряют с применением ИУ или МФР, с учетом содержания растворенного газа, приведенного к стандартным условиям, в единице объема нефтегазоводяной смеси в условиях измерений, коэффициента, учитывающего наличие растворенного газа в нефти, кажущейся плотности попутного растворенного газа, плотности растворенного попутного нефтяного газа при стандартных условиях. Объем растворенного попутного нефтяного газа допускается измерять другими методами».

Пункт 9.1 изложить в новой редакции:

«9.1 Измерения массы нефтегазоводяной смеси выполняют прямым или косвенным методом измерений.

Измерения массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси выполняют косвенным методом измерений.

Измерение объема свободного попутного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, выполняют косвенным методом измерений».

Пункт 9.3 исключить.

Пункт 9.4 изложить в новой редакции:

«9.4 Содержание воды в нефтегазоводяной смеси определяют с применением поточных средств измерений и (или) по результатам лабораторных испытаний отобранной пробы нефтегазоводяной смеси».

Приложение А исключить.

Библиография. Позицию [4] изложить в новой редакции:

«[4] Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений».

(ИУС № 3 2026 г.)

ОКС 17.020

Изменение № 1 ГОСТ Р 8.1016—2022 Государственная система обеспечения единства измерений. Измерения количества добываемых из недр нефти и попутного нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования

Утверждено и введено в действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 08.12.2025 № 1649-ст

Дата введения — 2026—01—15

Титульный лист, первая страница. Наименование стандарта изложить в новой редакции:

«**Государственная система обеспечения единства измерений. Измерения количества нефтегазоводяной смеси и ее компонентов. Общие метрологические и технические требования**».

Первая страница. Наименование стандарта на английском языке. Заменить слова: «Measurements of the amount of extracted sub-soil oil and associated petroleum gas» на «Measurements of the amount of oil-gas-water mixtures and their components».

Содержание. Раздел 2 исключить;

разделы 6—8. Наименования изложить в новой редакции:

«6 Требования к измерениям количества нефтегазоводяной смеси, нефти и попутного нефтяного газа в составе нефтегазоводяной смеси по отдельной скважине, группе скважин с применением измерительных установок или многофазных расходомеров

7 Требования к измерениям количества нефти в составе нефтегазоводяной смеси с применением систем измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси

8 Требования к измерениям количества попутного нефтяного газа в составе нефтегазоводяной смеси».

Раздел 1 изложить в новой редакции:

«Настоящий стандарт содержит общие метрологические и технические требования к измерениям количества нефтегазоводяной смеси и ее компонентов, в том числе нефти, по скважине (группе скважин), а также физико-химических свойств нефтегазоводяной смеси с применением измерительных установок (ИУ), многофазных расходомеров (МФР), систем измерений количества нефтегазоводяной смеси (СИКНС) прямым и косвенным методами динамических измерений на территории Российской Федерации.

Результаты измерений количества нефтегазоводяной смеси прямым и косвенным методами динамических измерений с применением ИУ, МФР, СИКНС по скважине (или группе скважин) могут быть использованы для определения дебита скважин по массе нетто нефти в соответствии с порядком [1].

Настоящий стандарт рекомендуется использовать при разработке и аттестации индивидуальных методик измерений количества нефтегазоводяной смеси и ее компонентов для конкретных условий измерений».

Раздел 2 исключить.

Пункт 3.1 изложить в новой редакции:

«3.1 **измерительная установка**: Совокупность функционально объединенных средств измерений и вспомогательных устройств, размещенная в одной пространственно обособленной зоне и предназначенная для:

- измерений количества нефтегазоводяной смеси;
- измерений количества попутного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям;
- измерений массы нефтегазоводяной смеси без учета воды и попутного нефтяного газа или массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси;
- измерений параметров измеряемой среды;
- измерений физико-химических свойств нефтегазоводяной смеси (при наличии технической возможности);
- отображения (индикации) и регистрации результатов измерений.

Примечание — Измерительные установки подразделяют на индивидуальные измерительные установки, т.е. обслуживающие отдельную скважину, групповые измерительные установки, т.е. обслуживающие несколько скважин, и передвижные (мобильные) измерительные установки, т.е. имеющие возможность перемещаться в пространстве и обслуживать одну или несколько различных скважин (группу скважин)».

Пункт 3.3 исключить.

Пункт 3.4 изложить в новой редакции:

«3.4 **масса нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси**: Величина, полученная в результате вычета масс отделенных воды (включая хлористые соли, механические примеси в растворенном и взвешенном состоянии), попутного нефтяного газа и примесей, а также содержащихся в нефти во взвешенном состоянии воды, хлористых солей и механических примесей, определенных с применением средств измерений и результатов лабораторных испытаний, из массы нефтегазоводяной смеси».

Пункты 3.6—3.8 изложить в новой редакции:

«3.6 **многофазный расходомер:** Средство измерений, предназначенное для динамических измерений расходов многофазного потока и его отдельных компонентов без разделения на фазы.

Примечание — Многофазный расходомер может применяться в составе измерительной установки или самостоятельно (автономно).

3.7

нефтегазоводяная смесь: Смесь, извлеченная из недр, содержащая углеводороды широкого физико-химического состава, попутный нефтяной газ, воду, минеральные соли, механические примеси и другие химические соединения. Понятия «нефтегазоводяная смесь» и «скважинная жидкость» равнозначны. [[1], пункт 2]

3.8 **параметры состояния попутного нефтяного газа**: Физические величины: температура, плотность, давление, компонентный состав».

Пункт 3.9 исключить.

Пункт 3.12 изложить в новой редакции:

«3.12 **растворенный попутный нефтяной газ:** Часть попутного нефтяного газа, не выделившаяся в свободное состояние и растворенная в нефтегазоводяной смеси.

Примечание — Содержание (наличие и количество) растворенного попутного нефтяного газа в составе нефтегазоводяной смеси зависит от термобарических условий, в которых находится нефтегазоводяная смесь».

Пункт 3.13 дополнить примечанием:

«Примечание — Содержание (наличие и количество) свободного попутного нефтяного газа в составе нефтегазоводяной смеси зависит от термобарических условий, в которых находится нефтегазоводяная смесь».

Пункт 3.14 изложить в новой редакции:

«3.14 **система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси:** Совокупность функционально объединенных средств измерений, систем сбора и обработки информации и технологического оборудования, предназначенная для:

- измерений количества нефтегазоводяной смеси;
- измерений массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси;
- измерений физико-химических свойств нефтегазоводяной смеси;
- отображения (индикации) и регистрации результатов измерений».

Пункт 3.15 исключить.

Пункт 3.17 изложить в новой редакции:

«3.17 **содержание воды в нефтегазоводяной смеси**: Величина, численно характеризующая отношение объема воды (включая хлористые соли, механические примеси в растворенном и взвешенном состоянии), содержащейся в жидкой фазе нефтегазоводяной смеси, к объему жидкой фазы нефтегазоводяной смеси в долях единицы или процентах.

Примечание — Растворенный газ влияет на результат измерений объемной доли воды. Поточные СИ измеряют объемную долю воды в смеси нефти, растворенного газа и воды. В лаборатории измеряют объемную долю воды в смеси нефти и воды».

Раздел 4. Исключить слова: «СИКГ — система измерений количества и параметров свободного попутного нефтяного газа;».

Пункты 5.1—5.3 исключить.

Пункты 5.4, 5.5 изложить в новой редакции:

«5.4 СИ, применяемые для измерений количества нефтегазоводяной смеси, нефти и свободного попутного нефтяного газа, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений, должны быть утвержденного типа.

5.5 Измерения количества нефтегазоводяной смеси, нефти в составе нефтегазоводяной смеси и попутного нефтяного газа, относящиеся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений, выполняют в соответствии с МИ, аттестованными и утвержденными в установленном порядке [3]».

Раздел 6. Наименование изложить в новой редакции:

«**6 Требования к измерениям количества нефтегазоводяной смеси, нефти и попутного нефтяного газа в составе нефтегазоводяной смеси по отдельной скважине, группе скважин с применением измерительных установок или многофазных расходомеров**».

Пункты 6.1, 6.2 изложить в новой редакции:

«6.1 Количество нефтегазоводяной смеси, нефти и попутного нефтяного газа в составе нефтегазоводяной смеси по отдельной скважине или группе скважин измеряют с применением ИУ или МФР непрерывно или периодически.

6.2 Показатели точности измерений ИУ или МФР (пределы допускаемой относительной погрешности измерений) при измерении:

а) количества нефтегазоводяной смеси прямым и косвенным методами динамических измерений [4]:

1) не более ±2,5 % (при вязкости нефти в пластовых условиях до 200 мПа·с);
2) не более ±10,0 % (при вязкости нефти в пластовых условиях 200 мПа·с и более);

б) массы нефтегазоводяной смеси за вычетом массы воды и попутного нефтяного газа прямым и косвенным методами динамических измерений:

1) при вязкости нефти в пластовых условиях до 200 мПа·с и при содержании воды в нефтегазоводяной смеси:
   - от 0 % до 70 % — не более ± 6 %;
   - свыше 70 % до 95 % — не более ± 15 %;
   - свыше 95 % — не нормируется;
2) при вязкости нефти в пластовых условиях 200 мПа·с и более — определяют при разработке и аттестации МИ;

в) массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси — определяют при разработке и аттестации МИ в установленном порядке [3];

г) объема попутного нефтяного газа (суммы свободного и растворенного) в составе нефтегазоводяной смеси, приведенного к стандартным условиям, — не более ±5 %».

Пункты 6.3, 6.4 исключить.

Пункты 6.6, 6.7 изложить в новой редакции:

«6.6 При наличии конструктивной и технической возможности вычислительные устройства ИУ, МФР должны обеспечивать передачу на информационные системы верхнего уровня (пункты сбора информации систем телемеханики или центральные серверы корпоративных баз данных) информации о текущих результатах измерений. Информационные системы верхнего уровня должны обеспечивать регистрацию и хранение архивной информации о результатах измерений за период не менее одного года.

При отсутствии конструктивной и технической возможности обеспечить передачу информации на информационные системы верхнего уровня регистрацию и хранение архивной информации о результатах измерений не менее года должны обеспечивать вычислительные устройства ИУ, МФР.

6.7 МИ с применением ИУ должны содержать методы:

а) корректирования массы жидкой фазы нефтегазоводяной смеси на массу растворенного газа;

б) корректирования объема попутного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, на остаточный свободный и растворенный газ в измерительной линии жидкости сепарационной ИУ.

Методы корректирования результатов измерений массы и/или массового расхода нефти и объема и/или объемного расхода попутного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, должны учитывать процесс массообмена, происходящий между фазами в многофазном потоке при изменении термобарических условий».

Раздел 7. Наименование изложить в новой редакции:

«**7 Требования к измерениям количества нефти в составе нефтегазоводяной смеси с применением систем измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси**».

Пункт 7.1 изложить в новой редакции:

«7.1 Количество нефтегазоводяной смеси, прошедшей предварительную подготовку, и массу нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси измеряют с применением СИКНС».

Пункты 7.4, 7.5 изложить в новой редакции:

«7.4 Показатели точности измерений массы нефтегазоводяной смеси, прошедшей предварительную подготовку, массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси с применением СИКНС определяют на стадии разработки технических требований, технических заданий на проектирование СИКНС, проектной документации на СИКНС и требований к МИ на основе технико-экономического анализа в зависимости от условий измерений, выбранного метода измерений и метрологических характеристик СИ.

Рекомендуемые пределы допускаемой относительной погрешности СИКНС при измерении массы нефтегазоводяной смеси (при содержании воды в нефтегазоводяной смеси до 35 %) должны быть не более ±0,5 %.

Рекомендуемые пределы допускаемой относительной погрешности СИКНС при измерении массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси приведены в таблице 1.

Таблица 1

Содержание воды в нефтегазоводяной смеси φ, %	Пределы допускаемой относительной погрешности СИКНС при измерении массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси δM, %
От 0 до 5 включ.	±1,0
Св. 5 до 15 включ.	$\pm (0{,}15\varphi + 0{,}25)$
Св. 15 до 35 включ.	$\pm (0{,}075\varphi + 1{,}375)$
Примечание — При содержании воды в нефтегазоводяной смеси свыше 35 % показатели точности нормируют при разработке и аттестации МИ в установленном порядке [3].	

7.5 Массу нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси допускается измерять с применением ИУ или МФР. В случае применения ИУ или МФР показатели точности измерений массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси определяют при разработке и аттестации МИ в установленном порядке [3]».

Раздел 7 дополнить пунктом 7.6:

«7.6 Результаты измерений массы нетто нефти, полученные в том числе с применением СИКНС, могут быть использованы для предварительного уточнения результатов определения массы нетто нефти, добытой в отчетный период по каждой скважине».

Раздел 8 изложить в новой редакции:

«**8 Требования к измерениям количества попутного нефтяного газа в составе нефтегазоводяной смеси**

8.1 Объем попутного нефтяного газа, приведенный к стандартным условиям, в составе нефтегазоводяной смеси вычисляют как сумму объемов свободного и растворенного попутного нефтяного газа, приведенных к стандартным условиям.

8.2 Объем свободного попутного нефтяного газа, приведенный к стандартным условиям, измеряют с применением ИУ или МФР.

8.3 В случае применения ИУ, которые при измерениях используют разделение жидкости и газа, объем свободного попутного нефтяного газа вычисляют как сумму объемов свободного попутного нефтяного газа в измерительных линиях газа и жидкости. В обоснованных случаях (например, по результатам анализа отобранной пробы нефтегазоводяной смеси из измерительной линии жидкости ИУ, при работе на номинальном режиме сепаратора ИУ, по результатам определения метрологических характеристик ИУ с применением эталонов, по результатам испытаний в целях утверждения типа СИ) объем свободного попутного нефтяного газа в измерительной линии жидкости ИУ допускается принимать равным нулю.

8.4 Объем растворенного попутного нефтяного газа, приведенный к стандартным условиям, измеряют с применением ИУ или МФР, с учетом содержания растворенного газа, приведенного к стандартным условиям, в единице объема нефтегазоводяной смеси в условиях измерений, коэффициента, учитывающего наличие растворенного газа в нефти, кажущейся плотности попутного растворенного газа, плотности растворенного попутного нефтяного газа при стандартных условиях. Объем растворенного попутного нефтяного газа допускается измерять другими методами».

Пункт 9.1 изложить в новой редакции:

«9.1 Измерения массы нефтегазоводяной смеси выполняют прямым или косвенным методом измерений.

Измерения массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси выполняют косвенным методом измерений.

Измерение объема свободного попутного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, выполняют косвенным методом измерений».

Пункт 9.3 исключить.

Пункт 9.4 изложить в новой редакции:

«9.4 Содержание воды в нефтегазоводяной смеси определяют с применением поточных средств измерений и (или) по результатам лабораторных испытаний отобранной пробы нефтегазоводяной смеси».

Приложение А исключить.

Библиография. Позицию [4] изложить в новой редакции:

«[4] Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений».

(ИУС № 3 2026 г.)

gost.e-ecolog.ru