ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО

ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ПНСТ 360— 2019

Государственная система обеспечения единства измерений

ИЗМЕРЕНИЯ КОЛИЧЕСТВА ДОБЫВАЕМЫХ ИЗ НЕДР НЕФТИ И ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА

Общие метрологические и технические требования

Издание официальное

Москва
Стандартинформ
2019

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

1 РАЗРАБОТАН Федеральным государственным унитарным предприятием «Всероссийский научно-исследовательский институт расходометрии» (ФГУП «ВНИИР»)

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 13 сентября 2019 г. № 30-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: gost.e-ecolog.ru *и в Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии по адресу: 109074 Москва, Китайгородский проезд, д. 7, стр. 1.*

*В случае отмены настоящего стандарта соответствующее уведомление будет опубликовано в ежемесячном информационном указателе «Национальные стандарты» и также будет размещено на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет (*gost.e-ecolog.ru

© Стандартинформ, оформление, 2019

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 2
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 4
7 Рекомендации к измерениям количества нефти в составе нефтегазоводяной смеси с применением системы измерений количества 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 нефтегазоводяной смеси 6
Библиография 7

ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫЙ 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

Срок действия — с 2019—10—01
до 2022—10—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.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие документы:

ГОСТ Р 8.595—2004 Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений

ГОСТ Р 8.880—2015 Государственная система обеспечения единства измерений. Нефть сырая. Отбор проб из трубопровода

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

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.

Издание официальное

3 Термины и определения

В настоящем стандарте применены следующие термины с соответствующими определениями:

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: Измерение, при котором искомое значение величины определяют на основании результатов прямых измерений других величин, функционально связанных с искомой величиной.

[РМГ 29—2013, статья. 4.20]

3.3 **лицензионный участок недр:** Геометризированный участок недр, на котором юридическому лицу в соответствии с лицензией предоставлено исключительное право на проведение 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: Измерение, при котором искомое значение величины получают непосредственно от средства измерений.

[РМГ 29—2013, 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, выраженная в долях единицы или процентах.

4 Сокращения

В настоящем стандарте использованы следующие сокращения:

ИУ — измерительная установка;

МИ — методика (метод) измерений;

МФР — многофазный расходомер;

СИ — средство измерений;

СОИ — система обработки информации;

СИКГ — система измерений количества и параметров свободного попутного нефтяного газа;

СИКНС — система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси.

5 Общие положения

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

5.2 Технические и метрологические характеристики СИ и оборудования, входящих в состав ИУ, МФР, СИКНС, СИКГ, или иных СИ должны соответствовать проектам, разработанным по техническим заданиям на проектирование, прошедшим метрологическую экспертизу, 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 Результаты измерений массы нефти по ГОСТ Р 8.595 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].

5.6 Измерения количества скважинной жидкости, нефти и свободного попутного нефтяного газа выполняют в соответствии с МИ, аттестованными и утвержденными в установленном законодательством Российской Федерации порядке [2].

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 с применением ИУ или МФР:

а) массы скважинной жидкости — не более ± 2,5 % (при вязкости нефти в пластовых условиях не более 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 1 года.

6.4 Срок хранения архивной информации о результатах измерений вычислительными устройствами ИУ и МФР должен быть не менее 1 года. Первичная документация о результатах измерений продукции скважин на бумажном носителе должна храниться не менее 4 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 массу капельной жидкости, унесенную в газовую линию ИУ, и методы корректирования объема свободного попутного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, на объем остаточного свободного газа в жидкостной линии.

7 Рекомендации к измерениям количества нефти в составе нефтегазоводяной смеси с применением системы измерений количества 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 1 года;
- данные оперативной информации, собранные в течение 2 ч, отчеты за смену, 1 сут — не менее 1 года;
- месячные отчеты — не менее 2 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 исходя из 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 δМ, %
От 0 до 5	± 1,0
Св. 5 до 15	± (0,15φ + 0,25)
» 15 » 35	± (0,075φ + 1,375)
» 35 » 55	± (0,15φ – 1,25)
» 55 » 65	± (0,3φ – 9,5)
» 65 » 70	± 10,0
Примечание — При содержании объемной доли воды в скважинной жидкости свыше 70 % погрешности нормируют при разработке и аттестации МИ.	

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 Измерение массы скважинной жидкости выполняют прямым или косвенным методом измерений; массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси — косвенным методом измерений; объема свободного попутного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, — 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 РМГ 109 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 нефтегазоводяной смеси

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

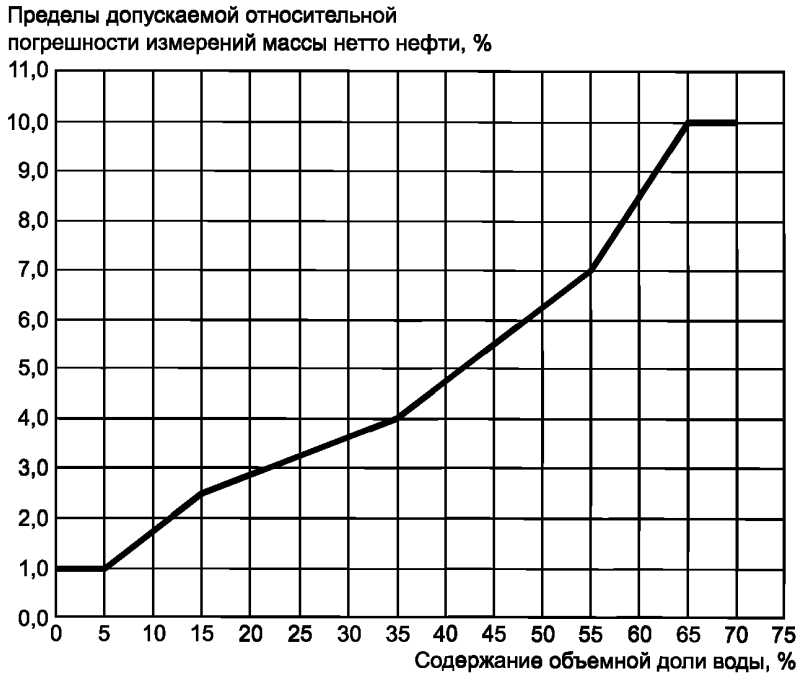

Рисунок А.1

Библиография

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

[2] Приказ Минпромторга России от 15 декабря 2015 г. № 4091 «Об утверждении Порядка аттестации первичных референтных методик (методов) измерений, референтных методик (методов) измерений и методик (методов) измерений

УДК 665.6:620.113:006.354 ОКС 17.020 Т80

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

БЗ 10—2019/125

Редактор *Л.С. Зимилова*
Технический редактор *И.Е. Черепкова*
Корректор *О.В. Лазарева*
Компьютерная верстка *И.А. Налейкиной*

Сдано в набор 16.09.2019. Подписано в печать 15.10.2019. Формат 60×84 1/8. Гарнитура Ариал.
Усл. печ. л. 1,40. Уч.-изд. л. 1,26.
Подготовлено на основе электронной версии, предоставленной разработчиком стандарта

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

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

gost.e-ecolog.ru