ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО

ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

РЕКОМЕНДАЦИИ
ПО МЕТРОЛОГИИ

**Р 50.2.068—
2009**

Государственная система обеспечения единства измерений

СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА СЫРОЙ НЕФТИ И НЕФТЯНОГО ГАЗА

Нормируемые метрологические характеристики

Издание официальное

БЗ 12—2009/23

Москва
Стандартинформ
2011

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

Цели и принципы стандартизации в Российской Федерации установлены Федеральным законом от 27 декабря 2002 г. № 184-ФЗ «О техническом регулировании», а правила применения национальных стандартов Российской Федерации — ГОСТ Р 1.0—2004 «Стандартизация в Российской Федерации. Основные положения»

Сведения о рекомендациях

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

2 ВНЕСЕНЫ Управлением метрологии Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

3 УТВЕРЖДЕНЫ И ВВЕДЕНЫ В ДЕЙСТВИЕ Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 15 декабря 2009 г. № 1110-ст

4 ВВЕДЕНЫ ВПЕРВЫЕ

Информация об изменениях к настоящим рекомендациям публикуется в ежегодно издаваемом информационном указателе «Национальные стандарты», а текст изменений и поправок — в ежемесячно издаваемых информационных указателях «Национальные стандарты». В случае пересмотра (замены) или отмены настоящих рекомендаций соответствующее уведомление будет опубликовано в ежемесячно издаваемом информационном указателе «Национальные стандарты»

© Стандартинформ, 2011

Настоящие рекомендации не могут быть полностью или частично воспроизведены, тиражированы и распространены в качестве официального издания без разрешения Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

Содержание

1 Область применения 1
2 Нормативные ссылки 1
3 Термины, определения и сокращения 1
4 Общие положения 2
5 Методы измерений количества сырой нефти и объема нефтяного газа по отдельной скважине . . . 3
6 Методы измерений количества сырой нефти и объема нефтяного газа по лицензионному участку 3
7 Нормируемые метрологические характеристики средств измерений количества сырой нефти и нефтяного газа по отдельной скважине 4
8 Обеспечение единства измерений 5
Приложение А (рекомендуемое) Перечень документов, представляемых на метрологическую экспертизу проекта 6

Р Е К О М Е Н Д А Ц И И П О М Е Т Р О Л О Г И И

Государственная система обеспечения единства измерений

СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА СЫРОЙ НЕФТИ И НЕФТЯНОГО ГАЗА

Нормируемые метрологические характеристики

State system for ensuring the uniformity of measurements.
Measuring systems for crude oil and petroleum gas quantities.
Norms of metrological characteristics

Дата введения — 2010—12—01

1 Область применения

Настоящие рекомендации устанавливают нормируемые метрологические характеристики средств измерений количества добываемой нефти и нефтяного газа для применения проектными организациями — разработчиками средств измерений количества сырой нефти и нефтяного газа.

2 Нормативные ссылки

В настоящих рекомендациях использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ Р 8.615—2005 Государственная система обеспечения единства измерений. Измерения количества извлекаемых из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования

ГОСТ 8.009—84 Государственная система обеспечения единства измерений. Нормируемые метрологические характеристики средств измерений

Примечание — При пользовании настоящими рекомендациями 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 ежегодно издаваемому информационному указателю «Национальные стандарты», который опубликован по состоянию на 1 января текущего года, и по соответствующим ежемесячно издаваемым информационным указателям, опубликованным в текущем году. Если ссылочный документ заменен (изменен), то при пользовании настоящими рекомендациями, следует руководствоваться заменяющим (измененным) документом. Если ссылочный документ отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины, определения и сокращения

В настоящих рекомендациях применены следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 **измерительная установка:** Совокупность функционально объединенных приборов, измерительных преобразователей и других устройств, предназначенных для измерений одной или нескольких величин и размещенных в одной пространственно обособленной зоне.

3.2 **лицензионный участок:** Геометризированный участок недр, на котором юридическому лицу предоставлено исключительное право на проведение лицензионных работ и пространственные границы которого определены в порядке, установленном законодательством страны — собственника недр.

Издание официальное

3.3 **масса нетто сырой нефти:** Разность массы сырой нефти и массы балласта.

3.4 **нефтяной газ (попутный):** Смесь углеводородных и неуглеводородных газов и паров, находящихся как в свободном, так и в растворенном состоянии, выделяющихся из нефтяной скважины в процессе добычи сырой нефти.

3.5 **растворенный газ:** Легкие углеводороды, в стандартных условиях находящиеся в газообразном состоянии и выделяемые из сырой нефти при технологических операциях подготовки сырой нефти.

3.6 **стандартные условия:** Условия, соответствующие температуре, равной 15 °С или 20 °С, и избыточному давлению, равному нулю.

3.7 **система измерений количества и параметров сырой нефти;** СИКНС: Совокупность функционально объединенных средств измерений, систем обработки информации и технологического оборудования, предназначенная для:

- измерений массы сырой нефти методом прямых или косвенных измерений;
- определения массы нетто сырой нефти;
- измерений параметров сырой нефти;
- отображения (индикации) и регистрации результатов измерений.

3.8 **нефть сырая необработанная (сырая нефть):** Жидкое минеральное сырье, состоящее из смеси углеводородов широкого физико-химического состава, которое содержит растворенный газ, воду, минеральные соли, механические примеси и другие химические соединения.

3.9 **система измерений количества и параметров свободного нефтяного газа;** СИКГ: Совокупность функционально объединенных средств измерений, систем обработки информации и технологического оборудования, предназначенная для:

- измерений объема свободного нефтяного газа;
- измерений параметров свободного нефтяного газа;
- вычисления объема свободного нефтяного газа, приведенного к нормальным условиям;
- отображения (индикации) и регистрации результатов измерений.

3.10 **нормальные условия:** Условия, соответствующие температуре 20 °С (293,15 К) и давлению 760 мм рт. ст. (0,101325 МПа).

3.11 **периодический режим измерений:** Режим измерений, характеризующийся поочередным выполнением для каждой скважины единичных измерений, периодичность, количество или длительность которых регламентируют в методике (методе) измерений.

3.12 **свободный нефтяной газ:** Смесь углеводородных газов, выделившихся из нефтяной скважины в процессе добычи сырой нефти, ее транспортирования и подготовки, находящихся в свободном состоянии.

В настоящих рекомендациях использованы следующие сокращения:

ИУ — измерительная установка;

МХ — метрологические характеристики;

СИ — средство измерений.

4 Общие положения

4.1 Для измерений количества сырой нефти и нефтяного газа в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений применяют СИ утвержденного типа.

4.2 Соответствие МХ СИ количества сырой нефти и нефтяного газа требованиям настоящих рекомендаций подтверждают результатами испытаний и отражают в технической документации и описании типа СИ.

4.3 Количество сырой нефти определяют в единицах массы (тоннах), а свободного нефтяного газа — в единицах объема (метрах кубических), приведенных к нормальным условиям.

4.4 Измерения количества извлекаемых из недр сырой нефти и нефтяного газа выполняют по отдельным скважинам и лицензионным участкам по методикам выполнения измерений, утвержденным в установленном порядке.

5 Методы измерений количества сырой нефти и объема нефтяного газа по отдельной скважине

5.1 Для измерения количества сырой нефти и объема нефтяного газа по отдельной скважине применяют ИУ.

5.2 Различают сепарационные и бессепарационные ИУ.

5.3 К сепарационным ИУ относят установки, основанные на методе разделения в сепараторе газожидкостного потока, поступающего из нефтяной скважины, на нефтяной газ и сырую нефть.

5.4 К бессепарационным относят мультифазные и мультифазные парциальные ИУ. Мультифазные ИУ позволяют непосредственно определять расходы нефти, воды и нефтяного газа в потоке. Принцип действия мультифазных парциальных ИУ заключается в измерении характеристик части газожидкостного потока, поступающего из нефтяной скважины, либо в предварительном разделении потока с помощью мини-сепараторов на нефтяной газ, нефть и воду и последующих измерениях значений их расходов непосредственно в потоке.

5.5 Для измерений массы сырой нефти применяют прямые и косвенные методы динамических или статических измерений.

5.6 При прямом методе динамических измерений массу сырой нефти измеряют непосредственно с применением массовых счетчиков-расходомеров. Влагосодержание сырой нефти определяют поточным измерительным преобразователем влагосодержания или по отобранной пробе в аккредитованной лаборатории.

5.7 При косвенном методе динамических измерений массу сырой нефти определяют по результатам измерения объема и плотности сырой нефти. Объем сырой нефти измеряют с помощью объемных счетчиков (преобразователей объемного расхода). Плотность и влагосодержание сырой нефти определяют поточными измерительными преобразователями или по отобранной пробе в аккредитованной лаборатории.

5.8 Объем нефтяного газа после сепарации измеряют счетчиком газа или определяют его по результатам измерений объемного расхода продукции скважины и объемного содержания газа в ней. Результат измерений объема, температуры и давления нефтяного газа в рабочих условиях используют для расчета объема нефтяного газа при нормальных условиях.

6 Методы измерений количества сырой нефти и объема нефтяного газа по лицензионному участку

6.1 Для измерения количества сырой нефти и объема нефтяного газа по лицензионному участку применяют СИКНС и СИКГ соответственно.

6.2 СИКНС реализует прямой или косвенный метод динамических измерений массы сырой нефти.

6.3 При прямом методе динамических измерений массу сырой нефти измеряют непосредственно с применением массовых счетчиков-расходомеров. Влагосодержание сырой нефти определяют поточным измерительным преобразователем влагосодержания или по отобранной пробе в аккредитованной лаборатории.

6.4 При косвенном методе динамических измерений массу сырой нефти определяют по результатам измерения объема и плотности сырой нефти. Объем сырой нефти измеряют с помощью объемных счетчиков (преобразователей объемного расхода). Плотность и влагосодержание сырой нефти определяют поточными измерительными преобразователями или по отобранной пробе в аккредитованной лаборатории.

6.5 СИКГ реализует прямой или косвенный метод динамических измерений объема нефтяного газа.

6.6 При прямом методе динамических измерений объем нефтяного газа в рабочих условиях измеряют объемным счетчиком. Плотность нефтяного газа определяют поточными измерительными преобразователями или расчетным путем по его компонентному составу. Компонентный состав нефтяного газа измеряют с помощью хроматографа непосредственно на СИКГ или по отобранной пробе в аккредитованной лаборатории. Результаты измерений объема, температуры и давления нефтяного газа в рабочих условиях и компонентного состава нефтяного газа используют для расчета объема нефтяного газа при нормальных условиях.

6.7 При косвенном методе динамических измерений массу нефтяного газа измеряют массовым счетчиком. Плотность нефтяного газа при нормальных условиях определяют расчетным путем по компонентному составу. Компонентный состав нефтяного газа измеряют с помощью хроматографа непосредственно на СИКГ или по отобранной пробе в аккредитованной лаборатории. Объем нефтяного газа при нормальных условиях определяют как отношение массы нефтяного газа к его плотности при нормальных условиях.

7 Нормируемые метрологические характеристики средств измерений количества сырой нефти и нефтяного газа по отдельной скважине

7.1 В соответствии с ГОСТ 8.009 к основным МХ СИ относятся диапазон измерений, пределы основной допускаемой погрешности измерений и функция влияния величин и неинформативных параметров. Основными МХ СИ массы сырой нефти и объема нефтяного газа по отдельной скважине являются:

- диапазон измерений объемного расхода сырой нефти в рабочих условиях, $м^3$/сут (при использовании объемных счетчиков);
- диапазон измерений массового расхода сырой нефти, т/сут (при использовании массовых счетчиков);
- диапазон измерений объемного расхода нефтяного газа в рабочих условиях, $м^3$/сут;
- пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений массы сырой нефти, %;
- пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти, %;
- пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений объема свободного нефтяного газа, %.

7.2 Влияющими величинами при измерении массы сырой нефти по отдельной скважине являются следующие параметры:

- объемная доля воды в сырой нефти, % (только при использовании объемных счетчиков);
- вязкость сырой нефти, сСт (только при использовании объемных счетчиков);
- объемное содержание нефтяного газа в сырой нефти в рабочих условиях, $м^3/м^3$.

7.3 К основным МХ СИКНС относятся:

- диапазон измерений массового расхода сырой нефти, т/ч;
- пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений массы сырой нефти, %;
- пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти, %.

7.4 Влияющими величинами при измерении массы сырой нефти СИКНС являются следующие параметры:

- объемная доля воды в сырой нефти, % (только при использовании объемных счетчиков);
- вязкость сырой нефти, сСт (только при использовании объемных счетчиков);
- объемное содержание нефтяного газа в сырой нефти в рабочих условиях, $м^3/м^3$;
- давление насыщенных паров, кПа (при отсутствии свободного нефтяного газа в сырой нефти).

7.5 К основным МХ СИКГ относятся:

- диапазон измерений объемного расхода нефтяного газа, $м^3$/ч;
- пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений объема свободного нефтяного газа, %.

7.6 Влияющей величиной при измерении объема нефтяного газа является объемное влагосодержание в рабочих условиях, %.

7.7 Изменения значений МХ, вызванные изменениями влияющих величин, нормируют путем установления пределов допускаемой дополнительной погрешности СИ. Для каждой влияющей величины отдельно нормируют пределы допускаемой дополнительной погрешности СИ.

7.8 При нормировании МХ указывают пределы изменений всех влияющих величин с соответствующими пределами допускаемой дополнительной погрешности. Отсутствие влияния каких-либо из указанных выше величин на МХ СИ может быть установлено только после проведения соответствующих испытаний. Функцию влияния величин и неинформативных параметров определяют как зависимость пределов относительной погрешности СИ от изменения всех влияющих величин и неинформативных параметров.

7.9 Нормируемые МХ СИ указывают в технической документации на СИ и подтверждают результатами испытаний в целях утверждения типа СИ.

7.10 Характеристики погрешностей СИ массы сырой нефти и объема нефтяного газа выбирают в соответствии с ГОСТ Р 8.615.

8 Обеспечение единства измерений

8.1 При измерении количества сырой нефти и нефтяного газа в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений применяют методики (методы) измерений, аттестованные в соответствии с действующим законодательством в области обеспечения единства измерений.

Все СИ, входящие в их состав ИУ, СИКНС и СИКГ должны быть утвержденного типа и своевременно поверены, иметь эксплуатационную документацию, включающую методику поверки (если это установлено в описании типа СИ).

8.2 При разработке ИУ, СИКНС и СИКГ для измерений в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений проводят обязательную метрологическую экспертизу технической документации в установленном порядке. Перечень документов, представляемых на метрологическую экспертизу проекта, приведен в приложении А.

Приложение А
(рекомендуемое)

Перечень документов, представляемых на метрологическую экспертизу проекта

1 Техническое задание, утвержденное и согласованное в установленном порядке.
2 Технологическая схема.
3 Функциональная схема автоматизации.
4 Пояснительная записка.
5 Эксплуатационные документы, на которые приведены ссылки в пояснительной записке.
6 Дополнительные материалы и информация по согласованию с организацией, проводящей метрологическую экспертизу.

УДК 389:681:006.354 ОКС 17.020 Т85

Ключевые слова: средства измерений, нефть сырая, нефтяной газ, метрологические характеристики

Р е к о м е н д а ц и и п о м е т р о л о г и и

Государственная система обеспечения единства измерений

СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА СЫРОЙ НЕФТИ И НЕФТЯНОГО ГАЗА

Нормируемые метрологические характеристики

Р 50.2.068—2009

Редактор *А.Д. Чайка*
Технический редактор *В.Н. Прусакова*
Корректор *М.В. Бучная*
Компьютерная верстка *И.А. Налейкиной*

Сдано в набор 16.02.2011. Подписано в печать 03.03.2011. Формат 60 × 84 1/8. Бумага офсетная. Гарнитура Ариал.
Печать офсетная. Усл. печ. л. 1,40. Уч.-изд. л. 0,80. Тираж 141 экз. Зак. 128. Изд. № 3985/4.

ФГУП «СТАНДАРТИНФОРМ», 123995 Москва, Гранатный пер., 4.
gost.e-ecolog.ru gost.e-ecolog.ru
Набрано во ФГУП «СТАНДАРТИНФОРМ» на ПЭВМ.
Отпечатано в филиале ФГУП «СТАНДАРТИНФОРМ» — тип. «Московский печатник», 105062 Москва, Лялин пер., 6.

gost.e-ecolog.ru