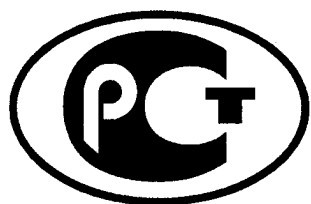

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО

ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ



НАЦИОНАЛЬНЫЙ
СТАНДАРТ
РОССИЙСКОЙ
ФЕДЕРАЦИИ

ГОСТ Р
8.615-2011
(ПРОЕКТ)

Государственная система обеспечения единства измерений

ИЗМЕРЕНИЯ КОЛИЧЕСТВА ИЗВЛЕКАЕМЫХ ИЗ НЕДР НЕФТИ
И ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА

ОБЩИЕ МЕТРОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ

Издание официальное

Москва
Стандартинформ
2011

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 стандарте

1 РАЗРАБОТАН

1.1 Открытым акционерным обществом «Тюменский нефтяной научно-технологический центр» (ОАО «ТНЦ»)

1.2 Государственным предприятием Ханты-Мансийского автономного округа ЮГРА «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана (ГП «НАЦРН им. В.И. Шпильмана»)»

1.3 Обществом с ограниченной ответственностью Консалтингово-инжиниринговым предприятием «Метрологический центр энергоресурсов» (ООО КИП «МЦЭ»)

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 xx xxx 2011 г. № xxx-ст

4 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

Информация об изменениях к настоящему стандарту 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 настоящего стандарта соответствующее уведомление будет опубликовано в ежемесячно издаваемом информационном указателе «Национальные стандарты». Соответствующая информация, уведомление и тексты размещаются также в информационной системе общего пользования — на официальном сайте национального органа Российской Федерации по стандартизации в сети Интернет

© Стандартиформ, 2011

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.....	4
5	Общие положения	4
6	Требования к измерениям количества сырой нефти и объёма попутного нефтяного газа по скважине (группе скважин)	5
7	Требования к измерениям количества сырой нефти в системе сбора и подготовки.....	6
8	Методы измерений массы сырой нефти	8
9	Требования к измерениям объёма попутного нефтяного газа.....	9
	Библиография.....	12

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Государственная система обеспечения единства измерений
ИЗМЕРЕНИЯ КОЛИЧЕСТВА ИЗВЛЕКАЕМЫХ ИЗ НЕДР НЕФТИ И
НЕФТЯНОГО ГАЗА

ОБЩИЕ МЕТРОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ

State system for ensuring the uniformity of measurements.

The measuring of quantity of taken from bowels oil and oil gas.

General metrological and technical requirements

Дата введения — 2011—хх—01

1 Область применения

Настоящий стандарт устанавливает общие метрологические и технические требования к измерениям количества (массы, объема) добываемых нефти и попутного нефтяного газа с учетом их физико-химических параметров на всех этапах их движения от скважины до конечного потребителя на территории Российской Федерации.

Настоящий стандарт обязателен для применения при разработке методик измерений, результаты которых являются основанием для расчета количества извлеченных из недр нефти и попутного нефтяного газа, при разработке государственных нормативных и иных документов, регламентирующих порядок реализации (использованию) сырой необработанной нефти и попутного нефтяного газа, а также при разработке технических и рабочих проектов по контролю за технологическими процессами добычи, сбора, транспорта, хранения и подготовки сырой необработанной нефти и попутного нефтяного газа.

Допускается уточнять результаты измерений, полученные в соответствии с требованиями настоящего стандарта, путем введения поправок, определяемых на основе методов совместных или совокупных измерений. При этом должна быть дана оценка достоверности определения поправки.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ Р 8.563-2009 Государственная система обеспечения единства измерений. Методики (методы) измерений.

ГОСТ Р 8.596-2002 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

ГОСТ Р 8.654-2009 Государственная система обеспечения единства измерений. Требования к программному обеспечению средств измерений. Основные положения.

ГОСТ 2.120-73* ЕСКД. Технический проект.

ГОСТ 2.601-95 ЕСКД. Эксплуатационные документы.

ГОСТ 2477-65 Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды

ГОСТ 2517-85 Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб.

ГОСТ 6370-83 Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей.

ГОСТ 14921-78 Газы углеводородные сжиженные. Методы отбора проб.

ГОСТ 21534-76 Нефть. Методы определения содержания хлористых солей.

Примечание — При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов в информационной системе общего пользования — на официальном сайте национального органа Российской Федерации по стандартизации 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 стандарт заменен (изменен), то при пользовании настоящим стандартом следует руководствоваться замененным (измененным) стандартом. Если ссылочный стандарт отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяют в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины и определения

В настоящем стандарте применены следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 дебит скважины: Количество нефти, воды, попутного нефтяного газа (показатели дебита), извлечённых из скважины в течение суток.

3.2 измерительная установка: Измерительная система по

ГОСТ Р 8.596, предназначенная для измерений дебита скважины (группы скважин) и других параметров показателей дебита.

3.3 масса балласта: Общая масса воды, хлористых солей и механических примесей, содержащихся в сырой нефти.

3.4 масса нетто сырой нефти: Разность массы сырой нефти и массы балласта.

3.5 нефть сырая необработанная (далее — **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.

3.6 параметры попутного нефтяного газа: Физические величины - температура, давление, плотность.

3.7 параметры сырой нефти: Физические величины – температура, давление, плотность, концентрация растворенного газа, механических примесей, воды, хлористых солей, объём свободного газа.

3.8 попутный нефтяной газ: Газ, растворенный в нефти, или смесь растворенного газа и газа из газовой шапки, добываемый через нефтяные скважины совместно с нефтью.

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

3.10 свободный нефтяной газ: Смесь углеводородных газов, выделившихся из сырой нефти в процессе ее добычи, транспортировки, подготовки и находящихся в свободном состоянии.

3.11 система измерений количества и параметров свободного нефтяного газа: Измерительная система по ГОСТ Р 8.596, предназначенная для измерений объёма и параметров попутного нефтяного газа.

3.12 система измерений количества и параметров нефти сырой: Измерительная система по ГОСТ Р 8.596, предназначенная для измерений массы и других параметров сырой нефти.

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

4 Сокращения

В настоящем стандарте использованы следующие сокращения:

ИУ — измерительная установка;

СИ — средство измерений;

СИКГ - система измерений количества и параметров свободного нефтяного газа;

СИКНС — система измерений количества и параметров нефти сырой.

5 Общие положения

5.1 Результаты измерений количества сырой нефти выражают в единицах массы, а попутного нефтяного газа — в единицах объема, приведенного к стандартным условиям.

5.2 Измерительные установки, СИКНС, СИКГ применяемые в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений подлежат утверждению типа и внесению в Федеральный информационный фонд средств измерений, в соответствии с требованиями [1].

Метрологическое обеспечение ИУ, СИКНС и СИКГ должно соответствовать требованиям ГОСТ Р 8.596.

5.3 Измерения количества и других параметров извлекаемой из недр сырой нефти и попутного нефтяного газа выполняют на скважинах и на объектах сбора и подготовки по методикам измерений, разработанным в соответствии с требованиями настоящего стандарта.

Методики измерений, применяемые в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений, подлежат аттестации и регистрации в Федеральном информационном фонде, в соответствии с требованиями ГОСТ Р 8.563.

5.4 Программное обеспечение (ПО), применяемое в ИУ, СИКНС, СИКГ должно соответствовать требованиям ГОСТ Р 8.654.

Программное обеспечение, применяемое в ИУ, СИКНС, СИКГ в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений подлежит проверке в ходе проведения испытаний в целях утверждения типа в соответствии с МИ 3286 [2], МИ 3290 [3].

Программное обеспечение, поставляемое совместно (раздельно, дополнительно) с ИУ, СИКНС, СИКГ в сфере государственного регулирования

обеспечения единства измерений подлежит аттестации в соответствии с ГОСТ Р 8.654.

6 Требования к измерениям количества сырой нефти и объёма попутного нефтяного газа по скважине (группе скважин)

6.1 Для измерения количества сырой нефти и объёма попутного нефтяного газа должны применяться ИУ, имеющие следующие пределы допустимой относительной погрешности измерений:

а) массы сырой нефти $\pm 2,5 \%$;

б) массы сырой нефти без учета воды при содержании воды в сырой нефти (в объемных долях):

до 70 % $\pm 6 \%$;

от 70 % до 95 % $\pm 15 \%$;

свыше 95 % предел допустимой относительной погрешности устанавливаются в методике измерений;

в) объёма свободного нефтяного газа $\pm 5 \%$.

Расчёт метрологических характеристик ИУ проводится в соответствии с требованиями ГОСТ Р 8.596.

При измерении массы нетто сырой нефти дополнительно должны быть учтены погрешности измерений параметров сырой нефти, обусловленные методом измерений. Рассчитанные значения погрешности измерений должны быть приведены в методике измерений.

6.3 ИУ должны обеспечивать регистрацию, хранение и передачу информации о результатах измерений количества и параметров сырой нефти по скважине (группе скважин) с привязкой к времени (длительности) измерений за период не менее одного месяца.

6.4 ИУ должна обеспечивать регистрацию отработанного скважинами времени.

Допускается регистрация отработанного скважинами времени в системах телемеханики.

6.5 При передаче измерительной информации в системы управления технологическими процессами, информационные системы и др., должны быть выполнены требования ГОСТ Р 8.596 и ГОСТ Р 8.654.

6.6 Измерения количества сырой нефти и попутного нефтяного газа в

течение времени работы скважины должны осуществляться в непрерывном или периодическом режимах.

При периодических измерениях для ИУ должны нормироваться минимально-допустимые диапазоны измерений количества сырой нефти и объема попутного нефтяного газа, при которых выполняется условие п. 6.1.

Периодичность и длительность измерений количества сырой нефти и объема попутного нефтяного газа устанавливаются в методике измерений.

7 Требования к измерениям количества сырой нефти в системе сбора и подготовки

7.1 Для измерения массы сырой нефти должны применяться СИКНС, реализующие прямой или косвенный методы измерений.

7.2 Для измерения массы нетто сырой нефти должны быть дополнительно измерены масса балласта и масса растворённого нефтяного газа.

В сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений для этих целей в состав СИКНС должны входить блоки контроля качества сырой нефти.

7.3 При реализации сырой нефти до завершения полного цикла подготовки её до требований стандарта СИКНС должны быть утверждённого типа, методики измерений аттестованы и зарегистрированы, программное обеспечение аттестовано (в соответствии с п.п. 5.1, 5.2, 5.4).

7.4 СИКНС, которые применяются для измерений при реализации сырой нефти до завершения полного цикла подготовки её до требований стандарта, должны соответствовать следующим требованиям:

7.5.1 СИКНС должны быть изготовлены в соответствии с техническим проектом и техническим заданием, прошедшими метрологическую экспертизу в аккредитованных метрологических службах.

Технический проект должен соответствовать требованиям ГОСТ 2.120 и требованиям технического задания.

В составе проекта обязательно должны быть разработаны следующие документы:

- пояснительная записка;
- спецификация оборудования с указанием входящих в состав средств измерений (тип, модель, исполнение);

– расчёт метрологических характеристик в соответствии с ГОСТ Р 8.596;

– техническое задание на разработку методики измерений.

Эксплуатационные документы СИКН должны быть разработаны в соответствии с требованиями ГОСТ 2.601.

7.5.2 Блоки (системы) обработки измерительной информации (БОИ) и барьеры искробезопасности (БИ), входящие в состав СИКНС должны иметь стандартизованные входные и выходные токовые, частотные, цифровые сигналы и сигналы по напряжению.

Для БОИ и БИ имеющих структуру входных и выходных сигналов соответственно: «аналоговый сигнал» - «аналоговый сигнал», «аналоговый сигнал - цифровой сигнал» должны быть нормированы метрологические характеристики, связанные с преобразованием входной и выходной информации.

В БОИ для обработки измерительной информации должны применяться аттестованные установленным порядком алгоритмы и сведения об аттестации алгоритмов должны быть включены в проектную и эксплуатационную документацию.

В БОИ должна быть предусмотрена пломбировка в целях защиты информации.

7.5.3 СИ, включая БОИ и БИ, входящие в состав СИКНС, применяемых в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений должны быть утверждённого типа в соответствии с требованиями [1].

7.5.4 Требования к метрологическим характеристикам СИКНС определяют на стадии разработки технического задания на проектирование.

Расчёт и обоснование метрологических характеристик СИКНС проводится на стадии технического проектирования, на основе технико-экономического анализа в зависимости от условий измерений, выбранного метода измерений и метрологических характеристик СИ.

7.5.5 Методики измерений массы нетто сырой нефти с применением СИКНС, применяемые в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений, должны обеспечивать выполнение измерений в зависимости от содержания в ней воды с пределами допускаемой относительной погрешности, приведенными в таблице 1.

8 Методы измерений массы сырой нефти

8.1 В соответствии с требованиями настоящего стандарта измерения массы нетто сырой нефти проводят косвенными массовыми (с применением массометров в составе СИКНС) или объёмными (с применением объёмных счётчиков в составе СИКНС) методами измерений по методикам измерений.

Общими операциями косвенного метода измерений являются:

- измерение массы сырой нефти;
- измерение параметров сырой нефти (перечень параметров в соответствии с п. 3.8 определяется методом измерений массы сырой нефти).

Масса нетто сырой нефти определяется как разность между массой сырой нефти и массой балласта с учётом поправки на количество растворённого нефтяного газа.

Для выполнения требований п. 7.5.5 наличие свободного нефтяного газа в нефти не допускается.

Таблица 1

Содержание воды в сырой нефти, объемная доля	Пределы допускаемой относительной погрешности МВИ массы нетто сырой нефти с применением СИКНС
от 0 до 5	$\pm 0,35$
свыше 5 до 10	$\pm 0,4$
свыше 10 до 20	$\pm 1,5$
свыше 20 до 50	$\pm 2,5$
свыше 50 до 70	$\pm 5,0$
свыше 70 до 85	$\pm 15,0$

Примечание — При содержании воды в сырой нефти более 85 % требования к погрешности измерений определяются техническим заданием на методику измерений.

Методы измерения массы сырой нефти должны быть изложены в методике измерений входящей разделом в руководство по эксплуатации СИКНС и проверены (аттестованы) в ходе проведения испытаний в целях утверждения типа.

8.2 При наличии свободного газа в сырой нефти в СИКНС должно быть предусмотрено непрерывные или периодические измерения его объема.

По результатам измерений объема свободного газа в сырой нефти допус-

кается внесение поправки в результаты измерений массы сырой нефти.

Методы измерений, их периодичность и погрешность измерений, а также алгоритм расчета поправки, должны быть обоснованы и установлены в методике измерений, аттестованной в соответствии с ГОСТ Р 8.563.

8.3 Поправку к массе сырой нефти на растворённый нефтяной газ определяют по результатам измерения его концентрации в сырой нефти.

Допускается определять поправку на наличие растворённого газа (его массу) в сырой нефти по результатам периодических измерений. Периодичность и погрешность измерений должны быть обоснованы и установлены в методике измерений, аттестованной в соответствии с ГОСТ Р 8.563.

8.4 Метод измерений массы сырой нефти устанавливаются в техническом задании (при наличии информации о СИ) на СИКНС или выбирают в зависимости от условий измерений и параметров измеряемой среды в ходе технического проектирования и выбора СИ.

В зависимости от применяемых СИ расхода в СИКНС могут быть реализованы следующие методы измерений:

- объёмный;
- массовый;

8.5 Отбор проб сырой нефти выполняют по ГОСТ 2517. Порядок отбора проб регламентируется в руководстве по эксплуатации СИКНС (при наличии в его составе блока контроля качества) или в методике измерений.

8.6 Определение содержания воды, хлористых солей и механических примесей в сырой нефти проводят по ГОСТ 2477, ГОСТ 21534, ГОСТ 6370 или поточными и лабораторными анализаторами.

9 Требования к измерениям объема попутного нефтяного газа

9.1 Для измерения объема попутного нефтяного газа должны применяться СИКГ, реализующие стандартизованные методы измерений, утвержденные установленным порядком.

9.2 Результаты измерений объема попутного нефтяного газа выражают в соответствии с п. 5.3.

9.3 Методики измерений объема попутного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, с применением СИКГ для применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений должны обеспечивать

выполнение измерений с пределами допускаемой относительной погрешности не более $\pm 5\%$

9.4 Пробы для определения показателей качества нефтяного газа отбирают в соответствии с ГОСТ 14921.

9.5 СИКГ должны быть изготовлены в соответствие с техническим проектом и техническим заданием, прошедшими метрологическую экспертизу в аккредитованных метрологических службах.

9.5.1 Технический проект должен соответствовать требованиям ГОСТ 2.120 и требованиям технического задания.

9.5.2 Обязательно в состав проекта должны быть включены следующие документы:

- пояснительная записка;
- спецификация оборудования с указанием входящих в состав средств измерений (тип, модель, исполнение);
- расчёт метрологических характеристик в соответствие с ГОСТ Р 8.596;
- техническое задание на разработку методики измерений.

9.5.3 Эксплуатационные документы СИКГ должны быть разработаны в соответствие с требованиями ГОСТ 2.601.

9.5.4 Требования к метрологическим характеристикам СИКГ определяют на стадии разработки технического задания на проектирование.

9.5.5 Расчёт и обоснование метрологических характеристик СИКГ проводится на стадии технического проектирования, на основе технико-экономического анализа в зависимости от условий измерений, выбранного метода измерений и метрологических характеристик СИ.

9.6 Вычислители объёма газа (корректоры, контроллеры) и барьеры искробезопасности (БИ), входящие в состав СИКГ должны иметь стандартизованные входные и выходные токовые, частотные, цифровые сигналы и сигналы по напряжению.

9.6.1 Для вычислителей и БИ имеющих структуру входных и выходных сигналов соответственно: «аналоговый сигнал»-«аналоговый сигнал», «аналоговый сигнал-цифровой сигнал» должны быть нормированы метрологические характеристики, связанные с преобразованием входной и выходной информации.

9.6.2 В вычислителях для обработки измерительной информации и приведения объёма к нормальным условиям должны применяться стандартизованные

или аттестованные установленным порядком алгоритмы. Должна быть предусмотрена пломбировка вычислителей в целях защиты информации.

9.6.3 СИ, включая вычислители и БИ, входящие в состав СИКГ, применяемые в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений должны быть утверждённого типа в соответствии с требованиями [1].

Библиография

- [1] «Об обеспечении единства измерений» Федеральный закон Российской Федерации от 26 июня 2008 года N 102-ФЗ
- [2] МИ 3286-2010 Рекомендация. Проверка защиты программного обеспечения и определение её уровня при испытаниях средств измерений в целях утверждения типа
- [3] МИ 3290-2010 Государственная система обеспечения единства измерений. Рекомендации по подготовке, оформлению и рассмотрению материалов испытаний средств измерений в целях утверждения типа

УДК 665.6:620.113:006.354

ОКС 17.020

T86.2

Ключевые слова: нефть, попутный нефтяной газ, измерения количества, норма погрешности измерений, скважина, лицензионный участок
