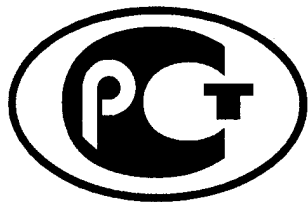

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО

ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ



НАЦИОНАЛЬНЫЙ
СТАНДАРТ
РОССИЙСКОЙ
ФЕДЕРАЦИИ

ГОСТ Р
8.647-2011
(ПРОЕКТ)

Государственная система обеспечения единства измерений

МЕТРОЛОГИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОЛИЧЕСТВА
НЕФТИ И ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА,
ДОБЫТЫХ НА УЧАСТКЕ НЕДР

ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

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 Государственным предприятием Ханты-Мансийского автономного округа – Югры «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана» (ГП ХМАО – Югры «НАЦРН им. В.И. Шпильмана»);

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

1.3 Обществом с ограниченной ответственностью Консалтинго-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 Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии 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.....	3
5	Общие положения	3
6	Требования к метрологическому обеспечению определения количества добытой нефти и ресурса попутного нефтяного газа на скважинах.....	6
7	Требования к метрологическому обеспечению определения фактически добытой нефти.....	7
8	Метрологическое обеспечение измерений массы нефти в резервуарах и транспортных мерах вместимости	9
9	Требования к метрологическому обеспечению определения количества добытого и сожженного в факелах попутного нефтяного газа	10
	Библиография	11

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Государственная система обеспечения единства измерений
**МЕТРОЛОГИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЛИЧЕСТВА
НЕФТИ И ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА,
ДОБЫТЫХ НА УЧАСТКЕ НЕДР
ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ**

State system for ensuring the uniformity of measurements.

Metrological maintenance of quantity definition of taken from site
of bowels crude oil and oil gas.

Basic principles

Дата введения – 2011-xx-01

1 Область применения

Настоящий стандарт устанавливает требования к метрологическому обеспечению определения количества добытых из недр нефти и попутного нефтяного газа по скважинам и участку недр.

Положения настоящего стандарта следует применять для разработки нормативных документов по метрологическому обеспечению и методик определения количества нефти и попутного нефтяного газа, добытых из недр.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ Р 8.615-2005 Государственная система обеспечения единства измерений. Измерения количества извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования (с изм. № 1 от 26.08.2008; с изм. № 2 от 01.05.2010; с изм. № 3 от xx.xx.2011).

ГОСТ Р 8.595-2004 Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методам вы-

полнения измерений.

ГОСТ Р 51858-2002 Нефть. Общие технические условия.

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

ГОСТ 8.346-2000 Государственная система обеспечения единства измерений. Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические. Методика поверки.

ГОСТ 8.570-2000 Государственная система обеспечения единства измерений. Резервуары стальные вертикальные цилиндрические. Методика поверки (с изм. № 1 от 01.06.2008).

ГОСТ 8.569-98 Государственная система обеспечения единства измерений. Автоцистерны для жидких нефтепродуктов. Методика поверки.

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.

П р и м е ч а н и е – При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов в информационной системе общего пользования на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет или по 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 заменяющим (измененным) стандартом. Если ссылочный стандарт отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяются в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины и определения

В настоящем стандарте применены термины по ГОСТ Р 8.615, а также следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 Добытый попутный нефтяной газ: Суммарный объем, приведенный к стандартным условиям, попутного нефтяного газа лицензионного участка, образованный по окончании технологического цикла отделения его от

нефти и сопутствующей воды, и направленный для утилизации.

3.2 Попутный нефтяной газ (свободный газ): Смесь газа газовой шапки и углеводородных газов, находящихся в свободном состоянии, выделившихся из сырой нефти в процессе ее добычи, транспортировки и подготовки, отделенная от нефти и подготовленная к переработке или к дальнейшей транспортировке потребителю.

3.3 Фактически добытая нефть: Добытая нефть, в отношении которой в налоговом периоде завершен комплекс технологических операций (процессов) по её добыче из недр (отходов, потерь) в соответствии с проектными документами на разработку месторождения, и которая по своему качеству соответствует требованиям ГОСТ Р 51858, с учётом изменения остатков сырой неподготовленной нефти в системе сбора и подготовки.

4 Сокращения

В настоящем стандарте использованы следующие сокращения:

ИС – измерительная система;

ИУ – измерительная установка;

ЛУ – лицензионный участок недр;

МЭР – эксплуатационный рапорт за месяц;

НГДП – нефтегазодобывающее предприятие;

СИ – средство измерений;

СИКГ – система измерений количества и параметров попутного нефтяного газа;

СИКН – система измерений количества и параметров нефти, которая по своему качеству соответствует требованиям ГОСТ Р 51858;

СИКНС – система измерений количества и параметров добытой сырой необработанной нефти;

УПН – установка подготовки нефти.

5 Общие положения

5.1 Методы определения количества добытого полезного ископаемого (нефти и попутного нефтяного газа) должны быть метрологически обеспече-

ны.

Метрологическое обеспечение включает:

- метрологическую экспертизу проектной и технической документации на ИУ, СИКНС, СИКГ, СИКН, ИС*
- метрологическую экспертизу методик определения количества добытой нефти и попутного нефтяного газа по лицензионному участку (группе ЛУ)
- метрологическую экспертизу алгоритмов обработки измерительной информации;
- метрологическую экспертизу стандартов предприятия, инструкций по учёту и других нормативных документов, разрабатываемых в целях определения количества добытого полезного ископаемого;
- расчёт метрологических характеристик ИУ, СИКНС, СИКГ, СИКН, ИС*
- разработку методик измерений*
- аттестацию методик измерений в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений*
- аттестацию программного обеспечения поставляемого совместно с ИУ, СИКНС, СИКГ, СИКН, ИС*
- аттестацию программного обеспечения, предназначенного для сбора, хранения, обработки и расчёта количества добытой нефти и попутного нефтяного газа за отчётный период по ЛУ и организации в целом
- проведение испытаний ИУ, СИКНС, СИКГ, СИКН, ИС в целях утверждения типа (применяемые в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений)*
- проведение поверочных и калибровочных работ*.

П р и м е ч а н и е – Мероприятия отмеченные * обязательные.

5.2 Определение количества добытой нефти и попутного нефтяного газа проводят по методикам, разработанным для каждого лицензионного участка (группы ЛУ) и утверждённым руководителем предприятия. В методике должны быть определены требования к исходным данным и оценке достоверности получаемых результатов.

Количество добытой из недр нефти определяют в единицах массы (тоннах), а свободного нефтяного газа – в единицах объема (метрах кубических), приведенных к нормальным условиям.

5.3 Порядок измерений, сбора, обработки, хранения и использования измерительной информации в целях определения количества добытой нефти и попутного нефтяного газа за отчётный период НГДП определяет самостоятельно и устанавливает в стандартах предприятия и инструкциях по учёту.

5.3.1 При утверждении в учётной политике НГДП косвенного метода определения количества добытой нефти и попутного нефтяного газа стандартами предприятия и, или инструкциями по учёту должно быть определено метрологическое обеспечение показателей добычи по скважинам в соответствии с ГОСТ Р 8.615.

Требования к метрологическому обеспечению определения количества добытой нефти и попутного нефтяного газа изложены в разделе 6 настоящего стандарта.

5.3.2 При утверждении в учётной политике НГДП прямого метода определения количества добытой нефти и попутного нефтяного газа стандартами предприятия и, или инструкциями по учёту должно быть определено метрологическое обеспечение определения фактической добычи и определения фактических потерь за отчётный период.

Метрологическое обеспечение показателей фактической добычи нефти должно соответствовать требованиям ГОСТ Р 8.595 с учётом метрологического обеспечения измерений остатков нефти до завершения полного цикла подготовки.

5.3.3 Фактические потери нефти и попутного нефтяного газа по ЛУ определяют как разницу между расчетным количеством углеводородного сырья, извлеченного (поднятого на поверхность земли) из недр, и количеством фактически добытой нефти и попутного нефтяного газа. Метрологическое обеспечение показателей для расчёта количества добытой из недр нефти должно соответствовать ГОСТ Р 8.615.

5.4 Результаты определения показателей добычи и исходные данные для их определения документируются в порядке, установленном в НГДП.

5.5 Результаты измерений по ИУ, СИКНС, СИКГ, СИКН, ИС регистрируются и оформляются в соответствии с эксплуатационно-технической документацией и методиками измерений.

5.6 Организацию и выполнение работ по обеспечению единства измерений при определении добытого полезного ископаемого в НГДП должна

осуществлять метрологическая служба предприятия или юридического лица, оказывающая услуги для сторонних организаций.

При этом метрологическая служба НГДП в добровольном, а метрологическая служба юридического лица, оказывающая услуги, в обязательном порядке должна быть аккредитована на техническую компетентность в осуществлении метрологического надзора.

6 Требования к метрологическому обеспечению определения количества добытой нефти и ресурса попутного нефтяного газа на скважинах

6.1 Для определения количества добытой нефти и объёма попутного нефтяного газа по ЛУ на скважинах должны быть выполнены следующие требования:

- проведены измерения показателей дебита;
- проведены измерения балласта в сырой нефти;
- проведены измерения растворённого газа в сырой нефти;
- проведена оценка достоверности полученных результатов;
- проведена регистрация полученных результатов;
- проведены вычисления массы нетто нефти и объёма попутного нефтяного газа, приведенного к нормальным условиям по скважинам;
- проведены оценка дополнительной погрешности вызванной периодичностью и длительностью измерений и расчёт поправки для определения показателей добычи за отчётный период;
- проведены расчёты массы нетто нефти и объёма попутного нефтяного газа, приведенного к нормальным условиям по лицензионному участку за отчётный период.

Периодичность и длительность проведения измерений должна соответствовать технической (проектной) документации на ИУ.

6.2 Метрологическое обеспечение показателей для расчёта количества добытой из недр нефти и объёма попутного нефтяного газа должно соответствовать требованиям ГОСТ Р 8.615.

Допускается вносить поправки в результаты измерений, полученные в соответствие с ГОСТ Р 8.615 на основании измерений, выполненных в соот-

ветствие с требованиями других нормативных документов, устанавливающих более высокие нормы точности измерений, при возможности применения совместных или совокупных методов измерений.

6.3 По окончании отчетного периода результаты расчёта массы нетто добытой нефти и объёма (при стандартных условиях) попутного нефтяного газа по лицензионному участку за отчётный период заносят в МЭР.

Форму МЭР устанавливает НГДП, если иное не предусмотрено в нормативных документах.

6.4 При пробной эксплуатации месторождения данные (п. 6.3) по одиноким разведочным скважинам заносят в МЭР в отдельную группу.

7 Требования к метрологическому обеспечению определения фактически добытой нефти

7.1 Измерения фактически добытой нефти должны проводиться по завершении полного цикла подготовки нефти в соответствии с утверждённым проектом на разработку ЛУ (месторождения).

7.1.1 Места проведения измерений:

7.1.1.1 Измерения фактически добытой нефти могут проводиться непосредственно на выходе концевых сепарационных установок прямым или косвенным методами динамических измерений.

7.1.1.2 При наличии на выходе УПН резервуарного парка для приёма подготовленной до требований стандарта нефти, измерения могут производиться в резервуарах (стальных вертикальных или горизонтальных) с использованием косвенным методом статических измерений или косвенным методом, основанном на гидростатическом принципе.

Измеряют количество полученного в резервуар продукта, количество отпущенного из резервуара продукта и количество остатка.

При наличии источников технологических потерь, массу данных потерь за отчётный период включают в фактическую добычу.

7.1.1.3 При организации измерений фактически добытой нефти на выходе резервуаров применяют различные методы измерений в зависимости от способа отпуска (по трубопроводу с применением СИКН, в автоцистерны, в железнодорожные цистерны и т.д.).

Количество фактически добытой нефти определяется по результатам измерений массы отпущенной нефти и остатков нефти в резервуарах на начало и конец измерений.

При этом технологические потери на участках, связанных с измерениями за отчётный период включают в фактическую добычу.

7.1.2 Для измерения массы нетто подготовленной нефти до требований стандарта должны проводиться измерения содержания в нефти воды, механических примесей и хлористых солей для определения суммарной массы балласта.

7.2 При подготовке нефти разных лицензионных участков до требований стандарта на едином пункте подготовки нефти или УПН масса нетто фактически добытой нефти определяется отдельно по каждому лицензионному участку.

Методика расчёта массы нетто по лицензионному участку должна быть приведена в инструкции по учёту или в отдельном документе (в соответствии с п. 5.1).

7.3 Количество фактически добытой нефти в НГДП за отчетный период должно быть определено с учетом количества нефти в системе сбора и подготовки, не прошедшей полный цикл подготовки (масса нетто сырой неподготовленной нефти).

7.3.1 Масса нетто сырой нефти в резервуарах хранения определяется косвенным методом статических измерений по методикам измерений, разработанным и аттестованным в соответствии с ГОСТ Р 8.563.

7.3.2 Масса нетто сырой нефти в технологических трубопроводах, аппаратах, резервуарах, емкостях и т.п. определяется по технологическим картам, разработанным на основе технической (проектной) документации и фактических измерений.

7.3.3 Массу нетто сырой нефти, не прошедшей полный цикл подготовки, в системе сбора и подготовки определяют как разность остатков массы на конец и начало отчётного периода.

7.3.4 Для измерения массы нетто сырой нефти должны проводиться измерения содержания в нефти воды, механических примесей и хлористых солей для определения суммарной массы балласта, а также количество свободного и

растворенного в нефти газа.

7.4 Контроль технологических режимов добычи, сбора, транспортировки и подготовки нефти должен проводиться в пределах границ материальной ответственности НГДП путем проведения измерений и определения небалансов за установленные промежутки времени.

Места проведения таких измерений, методы и средства измерений, состав измеряемых параметров и нормы точности их измерений НГДП устанавливает самостоятельно.

8 Метрологическое обеспечение измерений массы нефти в резервуарах и транспортных мерах вместимости

8.1 Измерения массы нетто нефти, проводимые в резервуарах по завершении полного цикла подготовки, предусмотренного проектом разработки месторождения должны проводиться по методикам измерений, разработанным в соответствии с ГОСТ Р 8.595.

Данные методики должны быть аттестованы в соответствии с ГОСТ Р 8.563 и внесены в федеральный информационный фонд.

8.2 Измерения массы нетто нефти, проводимые в резервуарах до завершения полного цикла подготовки, предусмотренного проектом разработки месторождения должны проводиться по методикам измерений, разработанным в соответствии с ГОСТ Р 8.563.

Методики измерений, применяемых в целях определения остатков нефти на начало и конец отчетного периода должны быть аттестованы в соответствии с ГОСТ Р 8.563 и внесены в федеральный информационный фонд.

8.3 Для измерений массы нетто нефти должны применяться стандартизованные горизонтальные и вертикальные резервуары, требования к которым изложены в ГОСТ 8.346, ГОСТ 8.570.

В том случае, если резервуары входят в состав ИС, то должны быть обеспечены требования в соответствии с ГОСТ Р 8.596 и ГОСТ Р 8.654.

8.4 Автоцистерны, предназначенные для приёма, транспортировки и отпуска нефти (включая сырую нефть) должны соответствовать требованиям ГОСТ 8.569.

Измерения массы нетто нефти, проводимые с применением автоцистерн

по завершении полного цикла подготовки, предусмотренного проектом разработки месторождения должны проводиться по методикам измерений, разработанным в соответствии с ГОСТ Р 8.595.

Данные методики должны быть аттестованы в соответствии с ГОСТ Р 8.563 и внесены в федеральный информационный фонд.

8.5 Измерения массы нетто сырой нефти отпущенной (реализованной) с применением автоцистерн, должна определяться по методикам измерений, разработанным и аттестованным в соответствии с ГОСТ Р 8.563.

9 Требования к метрологическому обеспечению определения количества добытого и сожженного в факелах попутного нефтяного газа

9.1 Измерения количества добытого и сожженного в факелах попутного нефтяного газа НГДП должны проводить с целью контроля технологических процессов добычи, сбора, подготовки к утилизации попутного нефтяного газа, а также предоставления сведений в государственные органы о рациональном использовании добытого полезного ископаемого.

9.2 Места проведения измерений определяются согласно принятой схеме и технологии разработки ЛУ (месторождения) и должны охватывать все газовые линии, где попутный нефтяной газ отделяется от нефти и воды (образуется), направляется для использования и сжигания на факельных установках.

9.3 Методы и средства измерений, применяемые для определения количества добытого попутного нефтяного газа в целях предоставления сведений в государственные органы должны соответствовать ГОСТ Р 8.615.

9.4 Измерения количества добытого попутного нефтяного газа с целью контроля технологических режимов добычи, образования и подготовки попутного нефтяного газа должны проводиться в пределах границ материальной ответственности НГДП.

Места проведения таких измерений, методы и средства измерений, состав измеряемых параметров попутного нефтяного газа, нормы точности их измерений, а также методики определения небалансов за установленные промежутки времени, НГДП устанавливает самостоятельно.

Библиография

- [1] «Об обеспечении единства измерений» Федеральный закон Российской Федерации от 26 июня 2008 года N 102-ФЗ
- [2] «Закон о недрах» Федеральный закон Российской Федерации от 21 февраля 1992 года N 2395-1
- [3] ПР 50-732-93 Правила по метрологии. Государственная система обеспечения единства измерений. Типовое положение о метрологической службе государственных органов управления Российской Федерации и юридических лиц
- [4] МИ 2304-08 Рекомендации. Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологический надзор, осуществляемый метрологическими службами юридических лиц. Общие положения
- [5] МИ 2492-08 Рекомендации. Государственная система обеспечения единства измерений. Порядок аккредитации метрологических служб юридических лиц на техническую компетентность в осуществлении метрологического надзора

УДК 665.6:620.113:006.354

ОКС 17.020

Т 80

Ключевые слова: нефть, сырая нефть, попутный нефтяной газ, измерения, количество, объём, скважина, лицензионный участок
