

**Изменение № 1 ГОСТ Р 8.615—2005 Государственная система обеспечения единства измерений. Измерения количества извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования**

**Принято и введено в действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 26.08.2008 № 188-ст**

**Дата введения 2009—01—01**

Наименование. Заменить слово: «извлекаемой» на «извлекаемых».

Предисловие. Пункт 1 изложить в новой редакции:

«1 РАЗРАБОТАН Открытым акционерным обществом «Тюменский нефтяной научно-технологический центр» (ОАО «ТНЦ») и Государственным предприятием Ханты-Мансийского автономного округа ЮГРА «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В. И. Шпильмана» (ГП «НАЦРН им. В. И. Шпильмана»)».

Раздел 1 изложить в новой редакции:

**«1 Область применения**

Настоящий стандарт устанавливает общие метрологические и технические требования к измерениям количества (массы, объема) и других параметров извлекаемых из недр сырой нефти и свободного нефтяного газа на этапах добычи, сбора, транспортировки сырой нефти и свободного нефтяного газа и подготовки товарной продукции на территории Российской Федерации.

Стандарт применяют в качестве основы для разработки методик выполнения измерений, а также нормативных и других документов, результаты использования которых являются основанием для расчета количества сырой нефти, сырой нефти обезвоженной, нетто сырой нефти и свободного нефтяного газа, извлеченных из недр, расчета фактических потерь и проведения раздельного учета по скважинам, месторождениям и лицензионным участкам.

Результаты измерений массы нефти по ГОСТ Р 8.595 являются основанием для корректировки результатов измерений с применением СИКНС, ИУ и СИ по лицензионным участкам, отдельным скважинам или группам скважин».

*(Продолжение см. с. 22)*

Раздел 2. Ссылки на ГОСТ 8.563.2—97, ГОСТ Р 8.599—2003, ГОСТ 400—80, ГОСТ 18481—81, ГОСТ 28498—90, ГОСТ 2939—63, ГОСТ 3900—85 и их наименования исключить;

дополнить ссылкой:

«ГОСТ 8.586.5—2005 (ИСО 5167-1:2003) Государственная система обеспечения единства измерений. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Часть 5. Методика выполнения измерений».

Пункты 3.1, 3.3 изложить в новой редакции:

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

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

Пункт 3.5 исключить.

Пункты 3.6, 3.10, 3.11 изложить в новой редакции:

**«3.6 масса нетто сырой нефти:** Разность массы сырой нефти и массы балласта.

**3.10 система измерений количества и параметров нефти сырой; 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.

**3.11 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».

Раздел 3 дополнить пунктами — 3.12 — 3.15:

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

(Продолжение см. с. 23)

- 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.

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

**3.14 периодический режим измерений:** Режим измерений, характеризующийся поочередным выполнением для каждой скважины единичных измерений, периодичность, количество или длительность которых регламентируются в МВИ.

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

Раздел 4 дополнить абзацем (перед последним):

«СИКГ — система измерений количества и параметров свободного нефтяного газа»;

исключить абзац:

«ПР — преобразователь расхода».

Пункт 5.1. Первый абзац изложить в новой редакции:

«Для измерений количества сырой нефти и нефтяного газа применяют СИ, имеющие сертификат об утверждении типа и внесенные в Государственный реестр средств измерений в соответствии с правилами по метрологии [1]»;

четвертый абзац исключить.

Пункт 5.2 дополнить абзацами:

«Разработку и аттестацию МВИ с применением ИУ обеспечивает завод-изготовитель в установленном порядке.

Измерения по отдельным скважинам могут выполняться индивидуальными или групповыми ИУ».

Пункт 5.3 изложить в новой редакции:

«5.3 Результаты измерений количества сырой нефти выражают в единицах массы, а нефтяного газа — в единицах объема, приведенного к нормальным условиям согласно 3.13».

Раздел 5 дополнить пунктом — 5.4:

«5.4 Результаты измерений массы сырой нефти и объема свободного нефтяного газа, выполненных методами прямых и косвенных измерений в соответствии с аттестованными в установленном порядке МВИ, являются основанием для прямого учета на конкретном участке недр».

(Продолжение см. с. 24)



Пункт 6.1 изложить в новой редакции:

«6.1 Пределы допускаемой 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 допускаемой относительной погрешности устанавливают в МВИ, утвержденных и аттестованных в установленном порядке;

в) объема свободного нефтяного газа:  $\pm 5$  %.

В случае изменения газового фактора по лицензионным участкам не более чем на 5 % за предыдущие 5 лет допускается определение объема свободного нефтяного газа по скважинам на основании данных периодических гидродинамических исследований».

Пункт 6.2 исключить.

Раздел 6 дополнить пунктом — 6.6:

«6.6 Измерения количества сырой нефти и свободного нефтяного газа должны осуществляться в непрерывном или периодическом режимах».

Пункт 7.1. Исключить слова: «динамическими или»;

дополнить абзацем:

«Допускается количество добытой нефти по лицензионному участку определять как сумму результатов измерений, полученных с помощью СИ, ИУ, СИКНС по МВИ, утвержденной в установленном порядке».

Пункт 7.2 изложить в новой редакции:

«7.2 С помощью СИКНС выполняют измерения массы сырой нефти с последующим определением массы нетто сырой нефти».

Пункт 7.5.3. Исключить слова: «Требования к погрешности СИ, применяемых в составе СИКНС, приведены в приложении В».

Пункт 7.5.4. Исключить слово: «основной».

Пункт 7.5.5 изложить в новой редакции:

«7.5.5 Пределы допускаемой относительной погрешности МВИ массы нетто сырой нефти с применением СИКНС в зависимости от содержания воды в сырой нефти приведены в таблице 1.

*(Продолжение см. с. 25)*

Т а б л и ц а 1

В процентах

Содержание воды в сырой нефти, объемная доля	Пределы допускаемой относительной погрешности МВИ массы нетто сырой нефти с применением СИКНС
От 0 до 5	$\pm 0,35$
» 5 » 10	$\pm 0,4$
» 10 » 20	$\pm 1,5$
» 20 » 50	$\pm 2,5$
» 50 » 70	$\pm 5,0$
» 70 » 85	$\pm 15,0$
П р и м е ч а н и е — При содержании воды в сырой нефти более 85 % погрешность нормируется по МВИ.	

Пункт 7.7 исключить.

Пункт 8.4, подпункты 8.4.1 — 8.4.2.4 исключить.

Подпункт 8.6.1 исключить.

Подпункт 8.6.2. Исключить слова: «при температуре большей, чем в градуированном резервуаре, с помощью которого осуществляют прием-передачу».

Пункт 8.7 изложить в новой редакции:

«8.7 Отбор проб сырой нефти выполняют по ГОСТ 2517 и аттестованной методике пробоотбора».

Подпункты 8.7.1 — 8.7.4 исключить.

Раздел 8 дополнить пунктом — 8.9:

«8.9 Результаты вычислений массы нетто сырой нефти, полученные в соответствии с аттестованными МВИ с использованием СИКНС, могут являться информацией о количестве добытой обезвоженной, обессоленной и стабилизированной нефти для прямого учета нефти по лицензионным участкам и месторождениям. По результатам определения массы нефти обезвоженной, обессоленной и стабилизированной формируются отчетные данные о количестве добытой нефти по лицензионным участкам и месторождениям».

Пункт 9.1. Заменить слово и ссылку: «сепарированный» на «свободный», ГОСТ 8.563.2 на ГОСТ 8.586.5.

(Продолжение см. с. 26)

Пункт 9.2. Заменить слова: «нефтяного газа» на «свободного нефтяного газа».

Пункт 9.3 изложить в новой редакции:

«9.3 Количество свободного нефтяного газа, извлекаемого из недр по лицензионному участку, определяют по сумме измерений по всем газовым линиям, имеющимся на данном лицензионном участке (включая факельные линии).

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

Методику расчета погрешности измерений количества свободного нефтяного газа, приведенного к нормальным условиям согласно 3.13, включают в МВИ.

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема свободного нефтяного газа не должны превышать  $\pm 5\%$ .

Пункты 9.4, 9.5 исключить.

Пункты 9.7, 9.8. Заменить слова: «системы учета нефтяного газа» на «системы измерений количества и параметров свободного нефтяного газа».

Приложение А. Пункт 8.1. Заменить слово: «циклический» на «периодический»;

пункт 8.4. Исключить слова: «основной» (2 раза), «брутто»;

пункт 8.15. Заменить слова: «нефтяного газа» на «свободного нефтяного газа»;

дополнить пунктом — 8.23:

«8.23 Содержание хлористых солей в сырой нефти, массовая доля, %  
\_\_\_\_\_».

Приложение Б. Пункт 4.1. Исключить слово: «брутто»;

пункты 4.6, 4.7, 4.9. Заменить единицу величины: т/м<sup>3</sup> на кг/м<sup>3</sup>;

дополнить пунктом — 4.16:

«4.16 Содержание хлористых солей в сырой нефти, массовая доля, %  
\_\_\_\_\_».

Приложения В — Д исключить.

Библиография. Позиции [4] — [10] исключить.

(ИУС № 11 2008 г.)