ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО

ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ГОСТ Р 8.615— 2005

Государственная система обеспечения единства измерений

ИЗМЕРЕНИЯ КОЛИЧЕСТВА ИЗВЛЕКАЕМОЙ ИЗ НЕДР НЕФТИ И НЕФТЯНОГО ГАЗА

Общие метрологические и технические требования

Издание официальное

Москва
Стандартинформ
2007

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 стандарте

1 РАЗРАБОТАН Открытым акционерным обществом «Тюменский нефтяной научно-технический центр» (ОАО «ТНЦ»)

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 28 декабря 2005 г. № 411-ст

4 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

5 ПЕРЕИЗДАНИЕ. Декабрь 2007 г.

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

© Стандартинформ, 2006
© Стандартинформ, 2007

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 2
5 Общие положения 2
6 Требования к измерениям количества сырой нефти и нефтяного газа по отдельной скважине 3
7 Требования к измерениям количества сырой нефти по лицензионному участку 3
8 Методы измерений 4
9 Требования к измерениям количества нефтяного газа 5
Приложение А (рекомендуемое) Форма технического задания на проектирование системы измерений количества и параметров нефти сырой 7
Приложение Б (рекомендуемое) Форма технического задания на разработку методики выполнения измерений «Масса сырой нефти. Методика выполнения измерений с помощью СИКНС №_____» 11
Приложение В (рекомендуемое) Требования к погрешности средств измерений, применяемых в составе системы измерений количества и параметров нефти сырой 14
Приложение Г (рекомендуемое) Требования к погрешностям измерений и средств измерений, используемых при косвенном методе статических измерений 15
Приложение Д (рекомендуемое) Порядок определения массы сырой нефти косвенным методом статических измерений 16
Библиография 19

ОКС 17.020
Группа Т86.2

Поправка к ГОСТ Р 8.615—2005 Государственная система обеспечения единства измерений. Измерения количества извлекаемых из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования (см. ИУС № 1 2010 г., № 11 2008 г.)

В каком месте	Напечатано	Должно быть
Пункт 6.1. Последний абзац	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 7.3	7.3 Измерения количества сырой нефти при пробной, опытно-промышленной и промышленной разработках залежей допускается выполнять с помощью автоматизированных ИУ, в том числе мобильных.	7.3 Измерения количества сырой нефти при пробной и опытно-промышленной разработке залежей допускается выполнять с помощью автоматизированных ИУ, в том числе мобильных. При промышленной разработке залежей измерения количества сырой нефти допускается выполнять мобильными ИУ на одиночных (некустовых) скважинах.

(ИУС № 9 2010 г.)

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Государственная система обеспечения единства измерений

ИЗМЕРЕНИЯ КОЛИЧЕСТВА ИЗВЛЕКАЕМОЙ 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 — 2006—03—01

1 Область применения

Настоящий стандарт устанавливает общие метрологические и технические требования к измерениям количества сырой нефти и нефтяного газа, извлекаемых из недр на территории Российской Федерации, а также нормы погрешности измерений с учетом параметров сырой нефти и нефтяного газа.

Стандарт применяют в качестве основы для разработки методик выполнения измерений количества извлекаемой из недр сырой нефти и нефтяного газа и выбора конкретных средств измерений.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ Р 8.563—96 Государственная система обеспечения единства измерений. Методики выполнения измерений

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

ГОСТ Р 8.599—2003 Государственная система обеспечения единства измерений. Плотность и объем нефти. Таблицы коэффициентов пересчета плотности и массы

ГОСТ Р 51858—2002 Нефть. Общие технические условия

ГОСТ 8.586.5—2005 Государственная система обеспечения единства измерений. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Часть 5. Методика выполнения измерений

ГОСТ 400—80 Термометры стеклянные для испытаний нефтепродуктов. Технические условия

ГОСТ 1756—2000 (ИСО 3007—99) Нефтепродукты. Определение давления насыщенных паров

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

ГОСТ 2517—85 Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб

ГОСТ 2939—63 Газы. Условия для определения объема

ГОСТ 3900—85 Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности

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

ГОСТ 14921—78 Газы углеводородные сжиженные. Методы отбора проб

ГОСТ 18481—81 Ареометры и цилиндры стеклянные. Общие технические условия

ГОСТ 21534—76 Нефть. Методы определения содержания хлористых солей

ГОСТ 28498—90 Термометры жидкостные стеклянные. Общие технические требования. Методы испытаний

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 соответству-

Издание официальное

ющим 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 **балласт**: Содержащиеся в нефти вода, хлористые соли и механические примеси.

3.2 **дебит скважины**: Количество продукции нефтяной скважины, полученное в течение суток.

3.3 **измерительная установка**: Установка, представляющая собой совокупность функционально объединенных мер, измерительных приборов, измерительных преобразователей и других устройств, предназначенная для измерений одной или нескольких величин и расположенная в одном месте.

3.4 **лицензионный участок**: Геометризированный участок недр, на котором юридическому лицу предоставлено исключительное право на проведение лицензионных работ и пространственные границы которого определены в порядке, установленном Федеральным законом «О лицензировании отдельных видов деятельности» (от 08 августа 2001 г. № 128-ФЗ).

3.5 **масса брутто нефти**: Масса нетто нефти вместе с массой балласта.

3.6 **масса нетто нефти**: Разность массы брутто нефти и массы балласта.

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

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

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

3.10 **система измерений количества и параметров нефти сырой;** СИКНС: Система измерений, представляющая собой совокупность средств измерений, системы обработки информации, технологического оборудования и трубопроводной арматуры, функционирующих как единое целое, основанная на методе динамических измерений массы брутто сырой нефти и предназначенная для:

- получения информации об измеряемых параметрах сырой нефти;
- автоматической и ручной обработки результатов измерений;
- индикации и регистрации результатов измерений и их обработки.

3.11 **сырая нефть**: Жидкая природная ископаемая смесь углеводородов широкого физико-химического состава, содержащая свободный и растворенный газ, воду, минеральные соли, механические примеси и используемая в качестве основного сырья для производства жидких энергоносителей (бензина, керосина, дизельного топлива, мазута), смазочных масел, битумов и кокса.

4 Сокращения

В настоящем стандарте использованы следующие сокращения:

ИУ — измерительная установка;

МВИ — методика выполнения измерений;

ПР — преобразователь расхода;

СИ — средство измерений;

СИКНС — система измерений количества и параметров нефти сырой.

5 Общие положения

5.1 Для измерений количества сырой нефти и нефтяного газа применяют СИ в виде ИУ и СИКНС, имеющих сертификат об утверждении типа и внесенных в Государственный реестр средств измерений в соответствии с правилами по метрологии [1].

СИ подлежат государственному метрологическому контролю, осуществляемому в виде периодических поверок в соответствии с правилами по метрологии [2], проводимых органами Государственной метрологической службы или метрологическими службами юридических лиц, аккредитованными на право поверки СИ.

СИ, применяемые на объектах, поднадзорных Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору, должны иметь разрешение на применение, выданное этой службой.

СИ, введенные в эксплуатацию до принятия настоящего стандарта, подлежат техническому освидетельствованию на соответствие требованиям настоящего стандарта и модернизации с последующим проведением испытаний в целях утверждения типа.

5.2 Измерения количества извлекаемой из недр сырой нефти и нефтяного газа выполняют по отдельным скважинам и лицензионным участкам по МВИ, аттестованным и утвержденным в порядке, установленном ГОСТ Р 8.563.

5.3 Результаты измерений количества сырой нефти выражают в единицах массы, а нефтяного газа — в единицах объема, приведенного к стандартным условиям по ГОСТ 2939.

6 Требования к измерениям количества сырой нефти и нефтяного газа по отдельной скважине

6.1 Для измерений количества сырой нефти и нефтяного газа применяют ИУ с пределами допускаемой основной относительной погрешности измерений:

а) массы сырой нефти: ± 2,5 %;

б) массы нефти с содержанием воды до:

70 %: ± 6,0 %;

95 %: ± 15,0 %;

98 %: ± 30,0 %;

в) объема нефтяного газа: ± 5,0 %.

6.2 Указанную в 6.1 точность измерений обеспечивают при наличии данных о плотности нефти и воды, определенных по МВИ, аттестованным и утвержденным в порядке, установленном ГОСТ Р 8.563.

6.3 Вычислительные устройства ИУ должны обеспечивать регистрацию и хранение информации о результатах измерений количества и параметров сырой нефти по каждой скважине за период не менее одного месяца.

6.4 ИУ должна обеспечивать регистрацию отработанного скважинами времени.

Допускается регистрация отработанного скважинами времени в контроллерах ИУ или пунктах сбора информации систем телемеханики (СКАДА-систем).

6.5 Вычислительные устройства ИУ 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.

7 Требования к измерениям количества сырой нефти по лицензионному участку

7.1 Измерения количества сырой нефти выполняют с применением СИКНС динамическими или статическими методами измерений.

7.2 С помощью СИКНС выполняют измерения брутто сырой нефти, отбор проб, измерения температуры и давления нефти, определение плотности нефти и содержания в нефти воды.

7.3 Измерения количества сырой нефти при пробной и опытно-промышленной разработке залежей допускается выполнять с помощью автоматизированных ИУ, в том числе мобильных.

7.4 При транспортировании сырой нефти с лицензионного участка на различные объекты измерения количества сырой нефти выполняют для каждого объекта.

7.5 СИКНС должны соответствовать следующим техническим требованиям:

7.5.1 Состав СИКНС, технические и метрологические характеристики СИ и оборудования, входящих в состав СИКНС, должны соответствовать проекту, разработанному по техническому заданию на проектирование СИКНС, прошедшему метрологическую экспертизу и экспертизу промышленной безопасности, и требованиям настоящего стандарта.

Формы технических заданий на проектирование СИКНС и разработку соответствующей МВИ приведены в приложениях А и Б.

7.5.2 Обработку результатов измерений следует осуществлять с применением системы обработки информации.

7.5.3 В составе СИКНС применяют СИ, имеющие сертификат об утверждении типа и внесенные в Государственный реестр средств измерений. Требования к погрешности СИ, применяемых в составе СИКНС, приведены в приложении В.

7.5.4 Значения пределов допускаемой основной относительной погрешности измерений количества сырой нефти с помощью СИКНС определяют на стадии разработки технических заданий на проектирование СИКНС и разработку МВИ и проекта на основе технико-экономического анализа в зависимости от условий измерений, выбранного метода измерений и метрологических характеристик СИ.

7.5.5 Пределы допускаемой основной относительной погрешности СИКНС в зависимости от содержания воды в сырой нефти приведены в таблице 1.

Таблица 1

Содержание воды в сырой нефти, объемная доля, %	Пределы допускаемой основной относительной погрешности СИКНС (погрешности измерений массы нефти), %
До 5	± 0,35
До 10	± 0,4
До 20	± 1,5
До 50	± 2,5
До 70	± 5,0
До 85	± 15,0
Примечание — При содержании воды в сырой нефти более 85 % рекомендуется обеспечить предварительный сброс воды.	

7.6 Измерения количества сырой нефти по лицензионному участку при подготовке нефти для приведения ее параметров в соответствие с требованиями ГОСТ Р 51858 выполняют по ГОСТ Р 8.595.

7.7 Требования к погрешности СИ, используемых при косвенном методе статических измерений, приведены в приложении Г.

8 Методы измерений

8.1 Необходимость учета содержания нефтяного газа в свободном состоянии (далее — свободный газ) и растворенного газа в сырой нефти (далее — растворенный газ) определяют в зависимости от условий сепарации и откачки сырой нефти. Если сырую нефть откачивают через СИКНС из резервуаров и СИКНС расположена на выходе насосов, а также при откачке сырой нефти из сепараторов, если давление в СИКНС всегда выше давления сепарации, корректировку массы сырой нефти на свободный газ не проводят.

8.2 Корректировку на свободный газ проводят в том случае, если в сырой нефти при сдаче потребителю установлено его наличие.

При отсутствии на СИКНС стационарных СИ содержания свободного газа допускается выполнять измерения содержания свободного газа переносными СИ.

8.3 Корректировку массы сырой нефти на растворенный газ выполняют по результатам определения количества растворенного газа в соответствии с МВИ, аттестованными и утвержденными в порядке, установленном ГОСТ Р 8.563.

8.4 Для измерений массы сырой нефти и объема нефтяного газа по отдельной скважине применяют бессепарационные и сепарационные методы с использованием ИУ.

8.4.1 К бессепарационным методам относят методы с использованием мультифазных и мультифазных парциальных установок.

8.4.1.1 Метод с использованием мультифазных установок позволяет непосредственно определять расходы нефти, воды и нефтяного газа в потоке.

8.4.1.2 Метод с использованием мультифазных парциальных установок заключается в разделении смеси с помощью мини-сепараторов на нефтяной газ, нефть и воду и последующих измерениях значений их расходов непосредственно в потоке.

8.4.2 К сепарационным методам относят методы, основанные на разделении в сепараторе смеси, поступающей из нефтяной скважины, на нефтяной газ и нефть. Объемный расход нефтяного газа измеряют счетчиком газа, и его значение приводят к стандартным условиям. Нефть накапливают в емкости, а время накопления фиксируют.

8.4.2.1 Сепарационный метод с отстоем воды

Сырую нефть выдерживают в емкости до расслоения на пластовую воду и нефть. Затем воду и нефть сливают отдельно, измеряя их массы прямым методом динамических измерений.

8.4.2.2 Сепарационный метод, основанный на прямом методе измерений массы

Массу сырой нефти в емкости измеряют прямым методом статических измерений или прямым методом динамических измерений при сливе. С помощью влагомера при сливе или в лаборатории по отобранной пробе измеряют содержание воды в сырой нефти. На основе этих данных вычисляют массы воды и нефти.

8.4.2.3 Сепарационный метод, основанный на косвенном методе динамических измерений массы

Объем сырой нефти измеряют с помощью счетчика объема при сливе. С помощью влагомера при сливе или в лаборатории по отобранной пробе измеряют содержание воды в сырой нефти. Плотность нефти и воды определяют в лаборатории по отобранной пробе. На основе этих данных вычисляют массы воды и нефти.

8.4.2.4 Сепарационный метод, основанный на гидростатическом принципе

Массу сырой нефти измеряют косвенным методом, основанным на гидростатическом принципе. Для этого измеряют гидростатическое давление сырой нефти и объем сырой нефти с помощью мер вместимости. С помощью влагомера при сливе или в лаборатории по отобранной пробе измеряют содержание воды в сырой нефти. На основе этих данных вычисляют массы воды и нефти.

8.5 При измерениях количества сырой нефти с помощью СИКНС метод измерений выбирают при разработке МВИ в зависимости от содержания воды в сырой нефти, типа преобразователя расхода (объемный, массовый), наличия плотномера, наличия и типа влагомера.

8.6 Измерения количества сырой нефти при сдаче нефти по резервуарам выполняют косвенным методом статических измерений или косвенным методом, основанным на гидростатическом принципе.

8.6.1 Количество сырой нефти в резервуарах определяют в порядке, приведенном в приложении Д.

8.6.2 Если в процессе транспортирования и сдачи сырой нефти на подготовку происходит окончательное разгазирование при температуре большей, чем в градуированном резервуаре, с помощью которого осуществляют прием-передачу, то вводят дополнительный коэффициент, учитывающий уменьшение массы сырой нефти при окончательном разгазировании. Кроме того, вводят коэффициент технологических потерь сырой нефти от испарения в технологических и товарных резервуарах.

8.6.3 Корректировку на свободный газ при определении массы сырой нефти данным методом не проводят, так как все операции выполняют в открытых резервуарах после полного удаления свободного газа.

8.7 Отбор проб сырой нефти проводят по каждой партии нефти по ГОСТ 2517 с учетом следующих требований:

8.7.1 Используют пробозаборное устройство щелевого типа с одним или пятью отверстиями.

8.7.2 Перед пробозаборным устройством устанавливают диспергатор.

8.7.3 Автоматический пробоотборник настраивают таким образом, чтобы он отбирал точечные пробы через равные объемы перекачанной сырой нефти.

8.7.4 Отбор пробы нефти из резервуара проводят после отстоя не менее двух часов и полного удаления отстоявшейся воды и загрязнений.

8.8 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 количества нефтяного газа

9.1 Измерения количества сепарированного нефтяного газа по скважинам выполняют с помощью СИ, имеющих сертификат об утверждении типа и внесенных в Государственный реестр средств измерений, или с помощью сужающих устройств по ГОСТ 8.586.5 при контроле режима работы скважин и технологии разработки месторождений.

9.2 Результаты измерений количества нефтяного газа выражают в соответствии с 5.3.

9.3 Количество 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.

9.4 Методику расчета погрешности измерений количества нефтяного газа включают в МВИ.

9.5 Предел допускаемой основной относительной погрешности измерений объема нефтяного газа не должен превышать 5 %.

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

9.7 Проектирование систем учета нефтяного газа осуществляют на основании технического задания на проектирование, утвержденного организацией-заказчиком в соответствии с руководящим документом [3].

9.8 Системы учета нефтяного газа должны соответствовать проекту, разработанному по техническому заданию на проектирование и прошедшему метрологическую экспертизу и экспертизу промышленной безопасности, и требованиям настоящего стандарта.

Приложение А
(рекомендуемое)

Форма технического задания на проектирование системы измерений количества и параметров нефти сырой

УТВЕРЖДАЮ

Руководитель организации—владельца СИКНС

_____ _____
подпись инициалы, фамилия

«_____»_____ 20___ г.

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПАРАМЕТРОВ НЕФТИ СЫРОЙ

_____
наименование проектируемого объекта

Техническое задание на рабочий проект

СОГЛАСОВАНО

Руководитель организации—разработчика проекта

_____ _____
подпись инициалы, фамилия

«_____»_____ 20___ г.

1. Наименование проектируемого объекта СИКНС: №_____
_____.
наименование организации—владельца СИКНС

2. Основание для проектирования: договор №_____.

3. Вид строительства (новое строительство, модернизация, реконструкция): _____.

4. Цель модернизации (реконструкции): _____.

5. Назначение объекта: измерения количества сырой нефти.

6. Месторасположение объекта (район, пункт, площадка строительства, место в технологической схеме предварительной подготовки и транспортировки нефти): _____.

7. Номенклатура и объем производства: одна СИКНС.

8. Исходные данные для проектирования

8.1. Режим работы СИКНС (непрерывный, цикличный): _____.

8.2. Технологическая схема, состав СИКНС: _____.

8.3. Наименование, тип эталонного средства измерений расхода (для поверки расходомеров), его производительность, $м^3/ч$ (т/ч): _____.

8.4. Метрологические характеристики СИКНС (пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти, пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений объема или массы брутто сырой нефти, %): _____.

8.5. Максимальная и минимальная пропускная способность СИКНС, $м^3/ч$ (т/ч): _____.

8.6. Количество измерительных линий в СИКНС, включая контрольную и резервные, шт.: _____.

8.7. Максимальное и минимальное рабочее давление в СИКНС, МПа: _____.

8.8. Максимальная и минимальная температура сырой нефти, °С: _____.

8.9. Пределы изменения вязкости сырой нефти в рабочих условиях в течение года, сСт: _____.

8.10. Максимальная и минимальная плотность сырой нефти в рабочих условиях, $кг/м^3$: _____.

8.11. Максимальная и минимальная плотность дегазированной обезвоженной нефти, приведенная к стандартным условиям, $кг/м^3$: _____.

8.12. Пределы изменения содержания воды в сырой нефти (с учетом нештатных режимов), объемная доля, %:
_____.

8.13. Пределы изменения содержания остаточного свободного газа в сырой нефти на СИКНС в рабочих условиях, объемная доля, %: _____.

8.14. Пределы изменения содержания растворенного газа в сырой нефти, $м^3/м^3$: _____.

8.15. Плотность нефтяного газа, $кг/м^3$: _____.

8.16. Плотность пластовой воды, $кг/м^3$: _____.

8.17. Максимальное содержание механических примесей в сырой нефти, массовая доля, %: _____.

8.18. Объемная доля сероводорода в сырой нефти, %: _____.

8.19. Объемная доля парафина в сырой нефти, %: _____.

8.20. Особенности структуры потока сырой нефти (стойкая эмульсия или наличие свободной воды):
_____.

8.21. Возможные нештатные режимы работы и пределы изменений параметров при этих режимах:
_____.

8.22. Длительность планируемого периода времени между двумя очередными измерениями содержания остаточного свободного и растворенного газа в сырой нефти на СИКНС, сут (мес): _____.

9. Диаметр подводящего и отводящего нефтепроводов к СИКНС, мм: _____.

10. Особые условия проектирования: _____.

11. Дренаж нефти и нефтесодержащих стоков (в дренажную систему): _____.

12. Промливневые стоки с площадки, СИКНС и эталонного преобразователя расхода (в дренажную емкость): _____

13. Электроснабжение СИКНС (основное, резервное): _____.

14. Контрольные кабельные линии: _____.

15. Наименование строительно-монтажной организации: _____.

16. Наименование организации—разработчика проекта: _____.

17. Наименование организации-заказчика: _____.

18. Сроки начала и окончания строительства: _____.

19. Этапы проектирования (рабочий проект): _____.

20. Состав проекта: _____.

21. Охрана труда, техника безопасности, противопожарные мероприятия и мероприятия по охране окружающей среды: _____.

Приложения к техническому заданию:

1. Протоколы измерений содержания остаточного свободного и растворенного газа в сырой нефти.
2. Физико-химические параметры сырой нефти.
3. Генеральный план площадки строительства (горизонтальные и вертикальные планировки, сводный план инженерных сетей).
4. Технические условия на электроснабжение, теплоснабжение, водоснабжение, канализацию.
5. Задание на составление сметной документации.
6. Характеристика верхних грунтов, максимальный уровень грунтовых вод, максимально допускаемая нагрузка на грунты, кг/см^2.

Ответственные исполнители:

_____ _____

подпись инициалы, фамилия

_____ _____

подпись инициалы, фамилия

_____ _____

подпись инициалы, фамилия

СОГЛАСОВАНО

Главный инженер проекта

_____ _____

подпись инициалы, фамилия

«_____»_____ 20___ г.

Примечания

1 Избыточное давление сырой нефти на выходе СИКНС должно обеспечивать бескавитационную работу турбинного ПР и должно быть не менее определенного по формуле

$$P = 2{,}06\ P_{н} + 2\Delta P > P_{мин},$$

где P — избыточное давление на выходе СИКНС, МПа;

$P_{н}$ — давление насыщенных паров, определенное в соответствии с ГОСТ 1756 при максимальной температуре сырой нефти в СИКНС, МПа;

ΔP — перепад давления на турбинном ПР, указанный в техническом паспорте, МПа;

$P_{мин}$ — давление на выходе СИКНС, МПа.

2 При разработке технического задания на проектирование СИКНС предусматривают меры, исключающие возможность выделения свободного нефтяного газа из сырой нефти. Давление $P_{мин}$, МПа, устанавливают по формуле

$$P_{мин} > P_{с} + \delta P,$$

где $P_{с}$ — максимально допускаемое давление сепарации в установке перед СИКНС, МПа;

δP = 0,1…0,5 МПа (запас по давлению).

3 Измерения содержания остаточного свободного и растворенного газа в сырой нефти на СИКНС выполняют при двух крайних значениях давления на СИКНС через равные промежутки времени в течение периода, установленного программой исследований.

Приложение Б
(рекомендуемое)

Форма технического задания на разработку методики выполнения измерений «Масса сырой нефти. Методика выполнения измерений с помощью СИКНС №_____»

УТВЕРЖДАЮ

Руководитель организации-заказчика

_____ _____

подпись инициалы, фамилия

«_____»_____ 20___ г.

МАССА СЫРОЙ НЕФТИ
МЕТОДИКА ВЫПОЛНЕНИЯ ИЗМЕРЕНИЙ С ПОМОЩЬЮ СИКНС
№_____

_____

наименование организации—владельца СИКНС

Техническое задание

СОГЛАСОВАНО

Руководитель организации—разработчика МВИ

_____ _____

подпись инициалы, фамилия

«_____»_____ 20___ г.

1. Наименование и область применения

1.1. Наименование: Масса сырой нефти. Методика выполнения измерений на СИКНС №_____
_____.
наименование организации—владельца СИКНС

1.2. Настоящая методика выполнения измерений (далее — МВИ) предназначена для использования на СИКНС №_____
наименование организации—владельца СИКНС

при измерениях массы нетто сырой нефти. В МВИ должны быть учтены особенности оснащения СИКНС, параметры сырой нефти и требования к погрешности измерений.

МВИ не может быть использована другими организациями.

2. Основание для разработки

2.1. Основанием для разработки являются договор и настоящее техническое задание.

3. Основные требования

3.1. СИКНС должна соответствовать проекту СИКНС №_____, требованиям ГОСТ Р 8.615—2005 и быть принята в эксплуатацию в соответствии с конкретными нормами и правилами.

3.2. Все средства измерений, входящие в состав СИКНС, должны быть поверены в установленном порядке.

3.3. МВИ должна соответствовать требованиям ГОСТ Р 8.563—96.

3.4. Документ на МВИ должен быть выполнен в соответствии с требованиями нормативных документов по стандартизации Российской Федерации и Государственной системы обеспечения единства измерений.

4. Основные параметры сырой нефти

4.1. Измеряемая среда: сырая нефть (брутто, нетто).

4.2. Диапазон измерений расхода, $м^3/ч$:

- максимальный: _____;
- минимальный: _____.

4.3. Давление, МПа:

- максимальное: _____;
- минимальное: _____.

4.4. Температура, °С:

- максимальная: _____;
- минимальная: _____.

4.5. Вязкость, $мм^2/с$:

- максимальная: _____;
- минимальная: _____.

4.6. Плотность сырой нефти в рабочих условиях, $т/м^3$:

- максимальная: _____;
- минимальная: _____.

4.7. Плотность обезвоженной дегазированной нефти в стандартных условиях, $т/м^3$:

- максимальная: _____;
- минимальная: _____.

4.8. Содержание парафина, %, не более: _____.

4.9. Плотность пластовой воды в стандартных условиях, $т/м^3$: _____.

4.10. Плотность свободного и растворенного газа в сырой нефти, приведенного к стандартному давлению, $т/м^3$: _____.

4.11. Объемная доля воды в сырой нефти, %, не более: _____.

4.12. Объемная доля свободного газа в сырой нефти в рабочих условиях, %: от_____до_____.

4.13. Количество растворенного газа в сырой нефти, объемная доля, $м^3/м^3$ или массовая доля, кг/т (т/т) : _____.

4.14. Содержание механических примесей в сырой нефти, массовая доля, %: _____.

4.15. Особенности структуры потока сырой нефти (стойкая эмульсия или наличие свободной воды): _____.

5. Режим работы СИКНС

5.1. Место установки СИКНС (объект, площадка и место в технологической схеме): _____.

5.2. Технологическая схема СИКНС: _____.

5.3. Количество измерительных линий в СИКНС, включая контрольную и резервные, шт.: _____.

5.4. Режим работы СИКНС (непрерывный, цикличный автоматический): _____.

5.5. Режим работы эталонного средства измерений расхода: периодический.

5.6. Нормативный документ на методику поверки эталонного средства измерений расхода: _____.

5.7. Периодичность отбора проб объединенной пробы: не менее одного раза в сутки.

5.8. Возможные нештатные режимы работы СИКНС, технологического оборудования и пределы изменений параметров нефти: _____.

5.9. Периодичность измерений содержания остаточного свободного и растворенного газа в сырой нефти в процессе эксплуатации СИКНС, сут (мес): _____.

6. Основные метрологические характеристики

6.1. Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений массы сырой нефти и массы нетто нефти, %: ± _____.

6.2. Для обеспечения указанных значений погрешности в состав СИКНС должны входить следующие средства измерений:

6.2.1. Поточный преобразователь плотности с абсолютной погрешностью, кг/м^3, не более: _____.

6.2.2. Автоматический влагомер с абсолютной погрешностью, %, не более: _____.

6.2.3. Массовые (объемные) расходомеры с допускаемой относительной погрешностью, %, не более: _____.

6.2.4. Преобразователи давления с основной погрешностью, %, не более: _____.

6.2.5. Преобразователи температуры с абсолютной погрешностью, °С, не более: _____.

6.2.6. Манометры класса точности не ниже: _____.

6.2.7. Термометры стеклянные с ценой деления, °С: _____.

7. Средства измерений, вспомогательные устройства

В состав СИКНС входят следующие узлы и блоки:

7.1. Блок контроля качества (или измерительная линия контроля качества), содержащий _____.
указывают состав

7.2. Блок измерительных линий, включающий в себя фильтры, а также _____.
указывают состав

7.3. Эталонное средство измерений расхода с узлом обвязки производительностью, м^3/ч (т/ч): _____.

7.4. Система обработки информации.

7.5. Индикатор содержания свободного газа.

8. Охрана труда. Техника безопасности и противопожарные мероприятия. Мероприятия по охране окружающей среды

8.1. МВИ должна обеспечивать выполнение требований норм и правил по технике безопасности, охране труда, окружающей среды и противопожарных мероприятий.

Приложения к техническому заданию

1. Протоколы измерений содержания остаточного свободного и растворенного газа в сырой нефти.
2. Физико-химические параметры сырой нефти.

Исполнители:

_____	_____	_____
должность	подпись	инициалы, фамилия
_____	_____	_____
должность	подпись	инициалы, фамилия
_____	_____	_____
должность	подпись	инициалы, фамилия

«___»_____ 20___ г.

Приложение В
(рекомендуемое)

Требования к погрешности средств измерений, применяемых в составе системы измерений количества и параметров нефти сырой

Таблица В.1 — Требования к погрешности средств измерений, применяемых в составе СИКНС

Наименование СИ	Пределы допускаемой основной погрешности	Примечание
1 Преобразователь массового расхода	± 0,25 %	При содержании свободного газа в нефти не более 1 %
2 Турбинный ПР	± 0,15 %	При содержании воды в нефти до 5 %
3 Преобразователь давления	± 0,6 %	—
4 Преобразователь температуры	± 0,2 °С	—
5 Преобразователь плотности поточный	± 0,03 %	—
6 Система обработки информации	± 0,05 %	—
7 Вторичный прибор ПР—измерительный канал системы обработки информации	± 0,05 %	—
8 Преобразователь влагосодержания поточный	± 0,06 %	В диапазоне измерений от 0 % до 2 %
	± 0,15 %	В диапазоне измерений от 0 % до 10 %
	± 0,2 %	В диапазоне измерений от 0 % до 20 %
	± 1,0 %	В диапазоне измерений от 20 % до 70 %
	± 1,5 %	В диапазоне измерений от 70 % до 100 %
9 Вискозиметр	± 1,0 %	—
10 Устройство для корректировки коэффициента преобразования турбинного ПР по расходу или вязкости	± 0,05 %	—
11 Суммирующий прибор	± 0,05 %	—

Примечания

1 На стадии разработки проекта СИКНС допускают выбор СИ с другими метрологическими характеристиками (с учетом их влияния на пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений массы нефти).

2 Отсутствие свободного газа в сырой нефти контролируют индикатором наличия свободного газа или поточным прибором.

Приложение Г
(рекомендуемое)

Требования к погрешностям измерений и средств измерений, используемых при косвенном методе статических измерений

Таблица Г.1 — Требования к погрешностям измерений и средств измерений, используемых при косвенном методе статических измерений

Наименование СИ	Погрешность измерений	Пределы допускаемой основной погрешности СИ
Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические	Не более 0,20 %	—
Резервуары стальные вертикальные цилиндрические	Не более 0,20 %	—
Уровнемер стационарный или рулетка измерительная с грузом или измеритель межфазного уровня (электронная рулетка)	—	± 3 мм
Плотномер лабораторный или переносной или ареометр типа АН или АНТ1 по ГОСТ 18481 с ценой деления шкалы 0,5 кг/м^3	—	± 1 кг/м^3
Термометр по ГОСТ 28498, ГОСТ 400 или техническим условиям [4], или преобразователь температуры	—	± 0,2 °С

Приложение Д
(рекомендуемое)

Порядок определения массы сырой нефти косвенным методом статических измерений

Д.1 Перечень СИ и требования к погрешности приведены в приложении Г.

Д.2 Основные требования к условиям эксплуатации

Д.2.1 Технологическая обвязка и запорная арматура резервуаров и СИКНС должны быть технически исправны и не допускать перетока и утечки сырой нефти.

Д.2.2 Для обеспечения учетных операций резервуары следует подвергать периодической очистке от пирофорных отложений, высоковязких остатков, минеральных загрязнений, ржавчины, воды.

Д.2.3 Базовую высоту резервуара измеряют один раз в год.

Д.2.4 Прием и сдачу сырой нефти с использованием резервуаров проводят после не менее чем двухчасового отстоя, удаления отстоявшейся воды и загрязнений.

Д.3 Основные требования к проведению измерений объема, плотности и температуры сырой нефти

Д.3.1 Уровень общего объема сырой нефти в резервуарах измеряют стационарными уровнемерами или вручную измерительной рулеткой с грузом.

Измерения уровня рулеткой выполняют в соответствии с 7.1.6 рекомендаций по метрологии [5].

Д.3.2 Измерения уровня воды в резервуарах выполняют в соответствии с 7.1.6 рекомендаций по метрологии [5].

Д.3.3 Для определения фактического объема нефти из объема, соответствующего уровню наполнения резервуара, следует вычесть объем воды.

Д.3.4 Плотность нефти измеряют плотномером в соответствии с инструкцией по его эксплуатации или по ГОСТ 3900 и рекомендации [6] по объединенной пробе нефти, отобранной в соответствии с ГОСТ 2517 из резервуара или трубопровода, по которому проводят закачку (откачку) нефти. Полученное значение плотности приводят к средней температуре нефти в резервуаре в соответствии с рекомендацией [6].

Д.3.5 Среднюю температуру нефти в резервуаре определяют с помощью стационарного преобразователя температуры в соответствии с требованиями инструкции по его эксплуатации одновременно с измерениями уровня или путем ее измерений при отборе точечных проб.

При отборе объединенной пробы стационарными пробоотборниками в один прием по ГОСТ 2517 определяют среднюю температуру нефти путем измерений температуры этой пробы термометром.

При отборе точечных проб температуру нефти в пробе определяют в течение двух-трех минут после отбора пробы, при этом переносной пробоотборник выдерживают на уровне отбираемой пробы не менее пяти минут. Термометр погружают в нефть на глубину, указанную в техническом паспорте на данный термометр, и выдерживают в пробе до принятия столбиком ртути постоянного положения.

Среднюю температуру нефти рассчитывают по температуре точечных проб, используя соотношение для составления объединенной пробы из точечных по ГОСТ 2517.

Допускается измерять температуру нефти преобразователем температуры, входящим в состав переносного плотномера или электронных рулеток, с одновременными измерениями плотности или уровня.

Д.3.6 Массу брутто сырой нефти $M_{бр}$, кг, при приведении результатов измерений объема и плотности нефти к стандартным условиям вычисляют по формуле

$$M_{бр} = \rho_o V_o, \qquad (Д.1)$$

где ρ_o, V_o — плотность и объем нефти, приведенные к стандартным условиям.

Плотность нефти, приведенную к температуре 15 °С, ρ_{15}, кг/м^3, вычисляют по формуле

$$\rho_{15} = \frac{\rho_{изм} K}{CTL_\rho}, \qquad (Д.2)$$

где $\rho_{изм}$ — плотность нефти, измеренная ареометром в лаборатории или преобразователем плотности, кг/м^3;

K — поправочный коэффициент на температурное расширение стекла для ареометров, вычисляемый по рекомендации [6] (если плотность измеряют преобразователем плотности, коэффициент K принимают равным единице);

CTL_ρ — поправочный коэффициент, учитывающий влияние температуры на плотность нефти, определенный для температуры нефти в лаборатории или преобразователем плотности и вычисляемый по Руководству [7].

Плотность нефти, приведенную к температуре 20 °С, ρ_{20}, кг/м^3, вычисляют по формуле

$$\rho_{20} = \rho_{15} \exp[-\beta_{15} 5(1 + 4\beta_{15})]. \quad (Д.3)$$

Объем нефти, приведенный к температуре 15 °С, V_{15}, м^3, вычисляют по формуле

$$V_{15} = V_{20}[1 + (2\alpha_{ст} + \alpha_s)(T_{ст} - 20)]CTL_v, \quad (Д.4)$$

где V_{20} — объем нефти в мере вместимости на измеряемом уровне H, определяемый по градуировочной таблице меры вместимости, составленной при температуре 20 °С, м^3. Данные градуировочных таблиц соответствуют температуре стенки мер вместимости, равной 20 °С;

$\alpha_{ст}$ — температурный коэффициент линейного расширения материала стенки меры вместимости, значение которого принимают равным 12,5 · 10^{-6} 1/°С для стали и 10 · 10^{-6} 1/°С для бетона;

α_s — температурный коэффициент линейного расширения материала средства измерений уровня (например, измерительной рулетки с грузом, метроштока, уровнемера поплавкового типа). Его значения принимают равными 12,5 · 10^{-6}1/°С для нержавеющей стали и 23 · 10^{-6} 1/°С для алюминия. В случае необходимости вводят температурные поправки к измеренному уровню, при этом значение коэффициента α_s принимают равным нулю;

$T_{ст}$ — температура стенки меры вместимости, принимаемая равной температуре нефти в мере вместимости, °С;

CTL_v — поправочный коэффициент, учитывающий влияние температуры на объем нефти, определенный для температуры нефти в мере вместимости или мере полной вместимости и вычисляемый по Руководству [7].

Объем нефти, приведенный к температуре 20 °С, V_{20}, м^3, вычисляют по формуле

$$V_{20} = V_{15} \exp[\beta_{15} 5(1 + 4\beta_{15})]. \quad (Д.5)$$

Д.3.7 Плотность нефти допускается приводить к плотности при температуре 15 °С или 20 °С по рекомендациям по метрологии [5], стандартам [8], [9] или [10].

Д.3.8 Плотность нефти при температуре 20 °С допускается приводить к плотности нефти при температуре 15 °С и наоборот по ГОСТ Р 8.599.

Д.3.9 Массу нефти $m_л$, кг, при приведении плотности нефти, измеренной в лаборатории, к условиям измерений объема нефти в мере вместимости или мере полной вместимости допускается вычислять по формуле

$$m_л = V_{20} \rho^{л}_{изм} [1 + (2\alpha_{ст} + \alpha_s)(T_{ст} - 20)][1 + \beta(T^{л}_{\rho} - T_{ст})]K, \quad (Д.6)$$

где V_{20} — объем нефти в мере вместимости на измеряемом уровне H, определяемый по градуировочной таблице меры вместимости, составленной при температуре 20 °С, м^3;

$\rho^{л}_{изм}$ — плотность нефти, измеренная в лаборатории при температуре $T^{л}_{\rho}$, кг/м^3;

$\alpha_{ст}$ — температурный коэффициент линейного расширения материала стенки меры вместимости, значения которого принимают равными 12,5 · 10^{-6} 1/°С для стали и 10 · 10^{-6} 1/°С для бетона;

α_s — температурный коэффициент линейного расширения материала средства измерений уровня (например, измерительной рулетки с грузом, метроштока, уровнемера поплавкового типа). Его значения принимают равными 12,5 · 10^{-6} 1/°С для нержавеющей стали и 23 · 10^{-6} 1/°С для алюминия;

$T_{ст}$ — температура стенки меры вместимости, принимаемая равной температуре нефти в мере вместимости, °С.

β — коэффициент объемного расширения нефти, значения которого определяют по рекомендации [6].

Формулу (Д.6) допускается применять при разности температур $T^{л}_{\rho}$ и $T_{ст}$ не более 15 °С.

Д.3.10 Массу нефти m_0, кг, принятой в меру вместимости или отпущенной из нее, определяют как абсолютное значение разности масс по формуле

$$m_0 = |m_1 - m_2|, \quad (Д.7)$$

где m_1, m_2 — массы, вычисленные по формуле (Д.1) или (Д.6) в начале и конце операции соответственно.

Д.3.11 Массу нетто нефти $m_н$, кг, вычисляют по формуле

$$m_н = m - m_б, \quad (Д.8)$$

где m — масса брутто нефти, кг, измеренная одним из методов;

$m_б$ — масса балласта, кг, вычисленная по формуле

$$m_б = m\frac{W_{мв} + W_{хс} + W_{мп}}{100}, \quad (Д.9)$$

где $W_{мв}$ — массовая доля воды в нефти, %;

$W_{хс}$ — массовая доля хлористых солей в нефти, %;

$W_{мп}$ — массовая доля механических примесей в нефти, %.

Д.3.11.1 Массовую долю воды в нефти определяют по ГОСТ 2477. Допускается измерять массовую долю воды в нефти поточным влагомером при откачке нефти из меры вместимости.

Д.3.11.2 Массовую долю хлористых солей в нефти определяют по ГОСТ 21534.

Д.3.11.3 Массовую долю механических примесей в нефти определяют по ГОСТ 6370.

Библиография

[1] ПР 50.2.009—94 Государственная система обеспечения единства измерений. Порядок проведения испытаний и утверждения типа средств измерений

[2] ПР 50.2.006—94 Государственная система обеспечения единства измерений. Порядок проведения поверки средств измерений

[3] РД 39-0148306-422—89 Руководство по проектированию газоизмерительных пунктов для систем учета

[4] ТУ 25-2021.003—88Е Термометры ртутные стеклянные лабораторные

[5] Р 50.2.040—2004 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение учета нефти при ее транспортировке по системе магистральных нефтепроводов. Основные положения

[6] МИ 2153—2004 Государственная система обеспечения единства измерений. Плотность нефти. Требования к методикам выполнения измерений ареометром при учетных операциях

[7] API 2540 Руководство по нефтяным измерительным стандартам (Таблица 54А, Главы с 11.1.54.1 по 11.1.54.3, Том X, 1-я ред., август 1980; Глава 11, Раздел 2.1 М. Коэффициенты сжимаемости для углеводородов, август 1984 г.)

[8] ASTM D 1250—80 Стандартное руководство по применению таблиц измерения параметров нефти и нефтепродуктов

[9] ИСО 91-1—92 Нефть и нефтепродукты. Таблицы параметров при температуре 15 °С

[10] ИСО 91-2—91 Нефть и нефтепродукты. Таблицы параметров при температуре 20 °С

УДК 665.6:620.113:006.354 ОКС 17.020 Т86.2

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

Редактор *Л.В. Афанасенко*
Технический редактор *В.Н. Прусакова*
Корректор *М.И. Першина*
Компьютерная верстка *Л.А. Круговой*

Подписано в печать 04.12.2007. Формат 60 × 84 1/8. Бумага офсетная. Гарнитура Ариал.
Печать офсетная. Усл. печ. л. 2,79. Уч.-изд. л. 1,75. Тираж 63 экз. Зак. 842.

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.

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; СИКГ:** 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: ±2,5 %;

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

до 70 % — ±6 %;

от 70 % до 95 % — ±15 %;

свыше 95 % — предел допускаемой относительной погрешности устанавливают в МВИ, утвержденных и аттестованных в установленном порядке;

в) объема свободного нефтяного газа: ±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)

Таблица 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	± 0,35
» 5 » 10	± 0,4
» 10 » 20	± 1,5
» 20 » 50	± 2,5
» 50 » 70	± 5,0
» 70 » 85	± 15,0
Примечание — 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 ± 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: «цикличный» 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^3 на кг/м^3;

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.)

Изменение № 2 ГОСТ Р 8.615—2005 Государственная система обеспечения единства измерений. Измерения количества извлекаемых из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования

Утверждено и введено в действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 13.10.2009 № 447-ст

Дата введения — 2010—05—01

Пункт 3.9 изложить в новой редакции:

(Продолжение см. с. 20)

(Продолжение Изменения № 2 к ГОСТ Р 8.615—2005)

«3.9 **стандартные условия:** Условия, соответствующие температуре, равной 20 °С, и избыточному давлению, равному нулю».

Пункт 3.13 исключить.

Раздел 3 дополнить пунктами — 3.16, 3.17:

«3.16 **параметры свободного нефтяного газа:** Физические величины: температура, плотность и давление.

(Продолжение см. с. 21)

3.17 **параметры сырой нефти:** Физические величины: температура, плотность, давление, масса балласта, объем растворенного нефтяного газа».

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 стандартным условиям».

Пункт 7.3 изложить в новой редакции:

(Продолжение см. с. 22)

(Продолжение Изменения № 2 к ГОСТ Р 8.615—2005)

«7.3 Измерения количества сырой нефти при пробной, опытно-промышленной и промышленной разработках залежей допускается выполнять с помощью автоматизированных ИУ, в том числе мобильных».

Пункт 8.8 изложить в новой редакции:

«8.8 Определение содержания воды, хлористых солей и механических примесей в сырой нефти проводят по ГОСТ 2477, ГОСТ 21534, ГОСТ 6370, поточными или лабораторными анализаторами и другими методами, аттестованными в установленном порядке».

(ИУС № 1 2010 г.)

gost.e-ecolog.ru