

Предложения по доработке ГОСТ Р 8.615

№ п/п	Положения ГОСТ Р 8.615	Предлагаемые изменения	Обоснование
Сведения о стандарте	1 РАЗРАБОТАН Государственным предприятием Ханты-Мансийского автономного округа – Югры «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана» (ГП ХМАО – Югры «НАЦРН им. В.И. Шпильмана»); Открытым акционерным обществом «Тюменский нефтяной научно-технологический центр» (ОАО «ТНЦ»)	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»)	
Содержание	6 Требования к измерениям количества сырой нефти и нефтяного газа по отдельной скважине	6 Требования к измерениям количества сырой нефти и объема попутного нефтяного газа по скважине (группе скважин)	Уточнение
Содержание	7 Требования к измерениям количества сырой нефти по лицензионному участку	7 Требования к измерениям количества сырой нефти в системе сбора и подготовки	По лицензионному участку при прямом методе определения количества добытой нефти измеряют и подготовленную нефть.
Содержание	8 Методы измерений	8. Методы измерений массы сырой нефти	В данный раздел не входит ПНГ
Содержание	9 Требования к измерениям количества нефтяного газа	9 Требования к измерениям объема попутного нефтяного газа в системе сбора и подготовки	Уточнение
Раздел 1 Область применения аб.1	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.	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.	

<p>Раздел 1 Область применения аб.2</p>	<p>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.</p>	<p>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.</p>	
<p>Раздел 1 Область применения аб.3</p>	<p>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».</p>	<p>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.</p>	
<p>Раздел 2 Нормативные ссылки</p>	<p>ГОСТ Р 8.563—96 Государственная система обеспечения единства измерений. Методики выполнения измерений</p>	<p>Изменить: ГОСТ Р 8.563—2009 Государственная система обеспечения единства измерений. Методики (методы) измерений Дополнить: 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. Эксплуатационная документация. Исключить: ГОСТ Р 8.595—2004 Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений. ГОСТ Р 51858-2002 Нефть. Общие технические условия.</p>	<p>В тексте ГОСТ с изменениями отсутствуют ссылки на данный ГОСТ</p>
<p>Раздел 3 Термины и определения</p>	<p>3.1 масса балласта: Общая масса воды, хлористых солей и механических примесей, содержащихся в сырой нефти.</p>		<p>Расположить термины в алфавитном порядке, присвоив номер 3.4</p>
<p>Раздел 3 Термины и определения</p>	<p>3.2 дебит скважины: Количество продукции нефтяной скважины, полученное в течение суток.</p>	<p>3.1 дебит скважины: Количество нефти, воды и попутного газа (показатели дебита), извлечённых из скважины в течение суток</p>	<p>Расположить термины в алфавитном порядке</p>

Раздел 3 Термины и определения	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. (Изм, № 1 от 26.08.2008).	3.2 измерительная установка: Измерительная система по ГОСТ Р 8.596, предназначенная для измерений дебита скважины (группы скважин) и других параметров показателей дебета.	
Раздел 3 Термины и определения	3.4 лицензионный участок: Геометризованный 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)	Исключить	По тексту ГОСТ с данными изменениями не упоминается
Раздел 3 Термины и определени	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 попутный нефтяной газ: Газ, растворенный в нефти, или смесь растворенного газа и газа из газовой шапки, добываемый через нефтяные скважины совместно с нефтью.	
Раздел 3 Термины и определения	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. (Изм, № 1 от 26.08.2008).	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	
Раздел 3 Термины и определения	3.12 система измерений количества и параметров свободного нефтяного газа; СИКГ: Совокупность функционально объединенных средств измерений, систем обработки информации и технологического оборудования,	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	

	<p>предназначенная для:</p> <ul style="list-style-type: none"> - 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. (Изм, № 1 от 26.08.2008). 		
Раздел 3 Термины и определения	3.13 периодический режим измерений: Режим измерений, характеризующийся поочередным выполнением для каждой скважины единичных измерений, периодичность, количество или длительность которых регламентируются в МВИ	Исключить	Раскрывается в измененной редакции п. 6.6
Раздел 3 Термины и определения	3.17 параметры сырой нефти: Физические величины: температура, плотность, давление, масса балласта, объем растворенного газа.	3.8 параметры сырой нефти: Физические величины – температура, давление, плотность, концентрация растворенного газа, механических примесей, воды, хлористых солей, объем свободного газа.	
Раздел 5 п.5.1	<p>5.1 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]. (Изм, № 1 от 26.08.2008).</p> <p>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.</p>	<p>5.1 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].</p> <p>Метрологическое обеспечение ИУ, СИКНС и СИКГ должно соответствовать требованиям ГОСТ Р 8.596.</p>	
Раздел 5 п.5.2	<p>5.2 Измерения количества извлекаемой из недр сырой нефти и нефтяного газа выполняются по отдельным скважинам и лицензионным участкам по МВИ, аттестованным и утвержденным в порядке, установленном ГОСТ Р 8.563.</p> <p>Разработку и аттестацию МВИ с приме-</p>	<p>5.2 Измерения количества и других параметров извлекаемой из недр сырой нефти и нефтяного газа выполняют на скважинах и на объектах сбора и подготовки по методикам измерений, разработанным в соответствии с требованиями настоящего стандарта.</p> <p>Методики измерений, применяемые в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений, подлежат аттеста-</p>	

	<p>нением ИУ обеспечивает завод-изготовитель в установленном порядке. (Изм, № 1 от 26.08.2008).</p> <p>Измерения по отдельным скважинам могут выполняться индивидуальными или групповыми ИУ. (Изм, № 1 от 26.08.2008).</p>	<p>ции и регистрации в Федеральном информационном фонде, в соответствии с требованиями ГОСТ Р 8.563.</p> <p>Абзац 3 исключить.</p>	
Раздел 5 п.5.4	<p>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. (Изм, № 1 от 26.08.2008).</p>	<p>Исключить</p>	
Раздел 5		<p>Дополнить:</p> <p>5.4 Программное обеспечение (ПО), применяемое в ИУ, СИКНС, СИКГ должно соответствовать требованиям ГОСТ Р 8.654.</p> <p>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 3286-2010, МИ 3290-2010.</p> <p>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.</p>	
Раздел 6	<p>6 Требования к измерениям количества сырой нефти и нефтяного газа по отдельной скважине</p>	<p>6 Требования к измерениям количества сырой нефти и объема попутного нефтяного газа по скважине (группе скважин)</p>	
Раздел 6 п.6.1	<p>6.1 Пределы допускаемой относительной погрешности измерений:</p> <p>а) массы сырой нефти: $\pm 2,5\%$;</p> <p>б) массы сырой нефти без учета воды при содержании воды в сырой нефти (в объемных долях):</p> <p>до 70 % - $\pm 6\%$;</p> <p>от 70 % до 95 % - $\pm 15\%$;</p> <p>свыше 95 % — предел допускаемой относительной погрешности устанавливаются в МВИ, утвержденных и аттестованных в установленном порядке;</p> <p>в) объема свободного нефтяного газа: $\pm 5\%$</p>	<p>6.1 Для измерения количества сырой нефти и объема попутного нефтяного газа должны применяться ИУ, имеющие следующие пределы допускаемой относительной погрешности измерений:</p> <p>а) массы сырой нефти: $\pm 2,5\%$;</p> <p>б) массы сырой нефти без учета воды при содержании воды в сырой нефти (в объемных долях):</p> <p>до 70 % - $\pm 6\%$;</p> <p>от 70 % до 95 % - $\pm 15\%$;</p> <p>свыше 95 % — предел допускаемой относительной погрешности устанавливаются в методике измерений;</p> <p>в) объема свободного нефтяного газа: $\pm 5\%$.</p> <p>Расчет метрологических характеристик ИУ проводится в соот-</p>	

	<p>%.(Изм, № 1 от 26.08.2008).</p> <p>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. (Изм, № 1 от 26.08.2008).</p>	<p>ветствие с требованиями ГОСТ Р 8.596.</p> <p>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.</p> <p>Исключить</p>	
Раздел 6 п.6.3	<p>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.</p>	<p>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.</p>	
Раздел 6 п.6.4	<p>6.4 ИУ должна обеспечивать регистрацию отработанного скважинами времени.</p> <p>Допускается регистрация отработанного скважинами времени в контроллерах ИУ или пунктах сбора информации систем телемеханики (СКАДА-систем).</p>	<p>6.4 ИУ должна обеспечивать регистрацию отработанного скважинами времени.</p> <p>Допускается регистрация отработанного скважинами времени в системах телемеханики.</p>	
Раздел 6 п.6.5	<p>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.</p>	<p>6.5 При передаче измерительной информации в системы управления технологическими процессами, информационные системы и др., должны быть выполнены требования ГОСТ Р 8.596-2002 и ГОСТ Р 8.654-2009.</p>	
Раздел 6 п.6.6	<p>6.6 Измерения количества сырой нефти и свободного нефтяного газа должны осуществляться в непрерывном или периодическом режимах. (Изм, № 1 от 26.08.2008).</p>	<p>6.6 Измерения количества сырой нефти и объема попутного нефтяного газа в течение времени работы скважины должны осуществляться в непрерывном или периодическом режимах.</p> <p>При периодических измерениях для ИУ должны нормироваться минимально-допустимые диапазоны измерений количества сырой нефти и объема попутного нефтяного газа, при которых выполняется</p>	

		условие п. 6.1. Периодичность и длительность измерений количества сырой нефти и объема попутного нефтяного газа устанавливаются в методике измерений.	
Раздел 7	7 Требования к измерениям количества сырой нефти по лицензионному участку	7 Требования к измерениям количества сырой нефти в системе сбора и подготовки	
Раздел 7 п.7.1	7.1 Измерения количества сырой нефти выполняются с применением СИКНС статическими методами измерений. (Изм, № 1 от 26.08.2008). Допускается количество добытой нефти по лицензионному участку определять как сумму результатов измерений, полученных с помощью СИ, ИУ, СИКНС по МВИ, утвержденной в установленном порядке. (Изм, № 1 от 26.08.2008).	7.1 Для измерения массы сырой нефти должны применяться СИКНС, реализующие прямой или косвенный метод измерений. Исключить	
Раздел 7 п.7.2	7.2 С помощью СИКНС выполняют измерения массы сырой нефти с последующим определением массы нетто сырой нефти. (Изм, № 1 от 26.08.2008).	7.2 Для измерения массы нетто сырой нефти должны быть дополнительно измерены масса балласта и масса растворенного нефтяного газа. В сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений для этих целей в состав СИКНС должны входить блоки контроля качества сырой нефти.	
	7.3 Измерения количества сырой нефти при пробной и опытно-промышленной разработке залежей допускается выполнять с помощью автоматизированных ИУ, в том числе мобильных.	Исключить	В измененном тексте нет ссылок на ЛУ
Раздел 7 п.7.4	7.4 При транспортировании сырой нефти с лицензионного участка на различные объекты измерения количества сырой нефти выполняют для каждого объекта.	7.4 При реализации сырой нефти до завершения полного цикла подготовки её до требований стандарта СИКНС должны быть утвержденного типа, методики измерений аттестованы и зарегистрированы, программное обеспечение аттестовано (в соответствии с п.п. 5.1, 5.2, 5.4).	
Раздел 7 п.7.5	7.5 СИКНС должны соответствовать следующим техническим требованиям:	7.5 При реализации сырой нефти до завершения полного цикла подготовки её до требований стандарта СИКНС должны соответствовать следующим требованиям: СИКНС, которые применяются для измерений при реализации сырой нефти до завершения полного цикла подготовки её до требований стандарта, должны соответствовать следующим требованиям:	

<p>Раздел 7 п.7.5.1</p>	<p>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.</p> <p>Формы технических заданий на проектирование СИКНС и разработку соответствующей МВИ приведены в приложениях А и Б.</p>	<p>7.5.1 СИКНС должен быть изготовлен в соответствии с техническим проектом и техническим заданием, прошедшими метрологическую экспертизу в аккредитованных метрологических службах.</p> <p>Технический проект должен соответствовать требованиям ГОСТ 2.120 и требованиям технического задания.</p> <p>Обязательно в состав проекта должны быть включены следующие документы:</p> <ul style="list-style-type: none"> 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. <p>Эксплуатационные документы СИКН должны быть разработаны в соответствии с требованиями ГОСТ 2.601.</p>	
<p>Раздел 7 п.7.5.2</p>	<p>7.5.2 Обработку результатов измерений следует осуществлять с применением системы обработки информации.</p>	<p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>В БОИ должна быть предусмотрена пломбировка в целях защиты информации.</p>	
<p>Раздел 7 п.7.5.3</p>	<p>7.5.3 В составе СИКНС применяют СИ, имеющие сертификат об утверждении типа и внесенные в Государственный реестр средств измерений. (Изм, № 1 от 26.08.2008).</p>	<p>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].</p>	
<p>Раздел 7 п.7.5.4</p>	<p>7.5.4 Значения пределов допускаемой 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</p>	<p>7.5.4 Требования к метрологическим характеристикам СИКНС определяют на стадии разработки технического задания на проектирование.</p> <p>Расчёт и обоснование метрологических характеристик СИКНС проводится на стадии технического проектирования, на основе технико-экономического анализа в зависимости от условий измерений,</p>	

	в зависимости от условий измерений, выбранного метода измерений и метрологических характеристик СИ. (Изм, № 1 от 26.08.2008).	выбранного метода измерений и метрологических характеристик СИ.																													
Раздел 7 п.7.5.5	<p>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.</p> <p style="text-align: center;">Таблица 1</p> <table border="1" style="width: 100%;"> <thead> <tr> <th>Содержание воды в сырой нефти, объемная доля</th> <th>Пределы допускаемой относительной погрешности МВИ массы нетто сырой нефти с применением СИКНС</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>От 0 до 5</td> <td>± 0,35</td> </tr> <tr> <td>» 5 » 10</td> <td>± 0,4</td> </tr> <tr> <td>» 10 » 20</td> <td>± 1,5</td> </tr> <tr> <td>» 20 » 50</td> <td>± 2,5</td> </tr> <tr> <td>» 50 » 70</td> <td>± 5,0</td> </tr> <tr> <td>» 70 » 85</td> <td>± 15,0</td> </tr> </tbody> </table> <p>Примечание — При содержании воды в сырой нефти более 85 % погрешность нормируется в МВИ.</p>	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	<p>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</p> <p style="text-align: center;">Таблица 1</p> <table border="1" style="width: 100%;"> <thead> <tr> <th>Содержание воды в сырой нефти, объемная доля</th> <th>Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>от 0 до 5</td> <td>± 0,35</td> </tr> <tr> <td>свыше 5 до 10</td> <td>± 0,4</td> </tr> <tr> <td>свыше 10 до 20</td> <td>± 1,5</td> </tr> <tr> <td>свыше 20 до 50</td> <td>± 2,5</td> </tr> <tr> <td>свыше 50 до 70</td> <td>± 5,0</td> </tr> <tr> <td>свыше 70 до 85</td> <td>± 15,0</td> </tr> </tbody> </table> <p>Примечание — При содержании воды в сырой нефти более 85 % требования к погрешности измерений определяются техническим заданием на методику измерений.</p>	Содержание воды в сырой нефти, объемная доля	Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти	от 0 до 5	± 0,35	свыше 5 до 10	± 0,4	свыше 10 до 20	± 1,5	свыше 20 до 50	± 2,5	свыше 50 до 70	± 5,0	свыше 70 до 85	± 15,0	
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																														
Содержание воды в сырой нефти, объемная доля	Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти																														
от 0 до 5	± 0,35																														
свыше 5 до 10	± 0,4																														
свыше 10 до 20	± 1,5																														
свыше 20 до 50	± 2,5																														
свыше 50 до 70	± 5,0																														
свыше 70 до 85	± 15,0																														
Раздел 7 п.7.6	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.	7.6 Исключить																													
Раздел 8	8 Методы измерений	8. Методы измерений массы сырой нефти																													
Раздел 8 п.8.1	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	8.1 В соответствие с требованиями настоящего стандарта измерения массы нетто сырой нефти проводят косвенными массовыми (с применением массометров в составе СИКНС) или объемными (с применением объемных счётчиков в составе СИКНС) методами измерений по методикам измерений.																													

	<p>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.</p>	<p>Общими операциями косвенного метода измерений являются:</p> <ul style="list-style-type: none"> - измерение массы сырой нефти; - измерение параметров сырой нефти (перечень параметров в соответствии с п. 3.17 определяется методом измерений массы сырой нефти). <p>Масса нетто сырой нефти определяется как разность между массой сырой нефти и массой балласта с учётом поправки на количество растворённого нефтяного газа.</p> <p>Для выполнения требований п. 7.5.5 наличие свободного нефтяного газа не допускается.</p> <p>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.</p>	
Раздел 8 п.8.2	<p>8.2 Корректировку на свободный газ проводят в том случае, если в сырой нефти при сдаче потребителю установлено его наличие.</p> <p>При отсутствии на СИКНС стационарных СИ содержания свободного газа допускается выполнять измерения содержания свободного газа переносными СИ.</p>	<p>8.2 При наличии свободного газа в сырой нефти в СИКНС должно быть предусмотрено непрерывные или периодические измерения его объема.</p> <p>По результатам измерений объема свободного газа в сырой нефти допускается внесение поправки в результаты измерений массы сырой нефти.</p> <p>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.</p>	
Раздел 8 п.8.3	<p>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.</p>	<p>8.3 Поправку к массе сырой нефти на растворённый нефтяной газ определяют по результатам измерения его концентрации в сырой нефти.</p> <p>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.</p>	
Раздел 8 п.8.4	<p>8.4 Для измерений массы сырой нефти и объема нефтяного газа по отдельной скважине применяют бессепарационные и сепарационные методы с использованием ИУ.</p>	<p>8.4 Исключить</p>	<p>Изложить требования в разделе 9</p>
Раздел 8 п.8.5	<p>8.5 При измерениях количества сырой нефти с помощью СИКНС метод измерений выбирают</p>	<p>8.5 Метод измерений массы сырой нефти устанавливают в техническом задании (при наличии информации о СИ) на СИКНС или</p>	

	при разработке МВИ в зависимости от содержания воды в сырой нефти, типа преобразователя расхода (объемный, массовый), наличия плотномера, наличия и типа влагомера.	выбирают в зависимости от условий измерений и параметров измеряемой среды в ходе технического проектирования и выбора СИ.	
Раздел 8 п.8.6	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 Исключить	Резервуары не являются предметом рассмотрения настоящего стандарта
Раздел 8 п.8.6.2	8.6.2 Если в процессе транспортирования и сдачи сырой нефти на подготовку происходит окончательное разгазирование, 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. (Изм, № 1 от 26.08.2008).	8.6.2 Исключить	Резервуары не являются предметом рассмотрения настоящего стандарта
Раздел 8 п.8.6.3	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.	8.6.3 Исключить	Резервуары не являются предметом рассмотрения настоящего стандарта
Раздел 8 п.8.7	8.7 Отбор проб сырой нефти выполняют по ГОСТ 2517 и аттестованной методике пробоотбора: (Изм, № 1 от 26.08.2008).	8.7 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.	
Раздел 8 п.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 ко-	8.8 Исключить	

	личестве добытой нефти по лицензионным участкам и месторождениям. (Изм, № 1 от 26.08.2008).		
Раздел 9	9 Требования к измерениям количества нефтяного газа	9 Требования к измерениям объёма попутного нефтяного газа в системе сбора и подготовки	
Раздел 9 п.9.1	9.1 Измерения количества свободного нефтяного газа по скважинам выполняют с помощью СИ, имеющих сертификаты 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. (Изм, № 1 от 26.08.2008).	9.1 Для измерения объёма попутного нефтяного газа должны применяться СИКГ, реализующие стандартизованные методы измерений, утверждённые установленным порядком.	
Раздел 9 п.9.3	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 объёма свободного нефтяного газа не должны превышать $\pm 5\%$	9.3 Методики измерений объёма 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 $\pm 5\%$.	
Раздел 9 п.9.7	9.7 Проектирование систем измерений количества и параметров свободного нефтяного газа осуществляют на основании технического задания на проектирование, утвержденного организацией-заказчиком в соответствии с руководящим документом [3]. (Изм, № 1 от 26.08.2008)	9.7 СИКГ должны быть изготовлены в соответствии с техническим проектом и техническим заданием, прошедшими метрологическую экспертизу в аккредитованных метрологических службах. 9.7.1 Технический проект должен соответствовать требованиям ГОСТ 2.120 и требованиям технического задания. 9.7.2 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 соответствии с ГОСТ Р 8.596;	

		<p>техническое задание на разработку методики измерений.</p> <p>9.7.3 Эксплуатационные документы СИКГ должны быть разработаны в соответствие с требованиями ГОСТ 2.601.</p> <p>9.7.4 Требования к метрологическим характеристикам СИКГ определяют на стадии разработки технического задания на проектирование.</p> <p>9.7.5 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.</p>	
Раздел 9 п.9.8	<p>9.8 Системы измерений количества и параметров свободного нефтяного газа должны соответствовать проекту, разработанному по техническому заданию на проектирование и прошедшему метрологическую экспертизу и экспертизу промышленной безопасности, и требованиям настоящего стандарта. (Изм, № 1 от 26.08.2008).</p>	<p>9.8 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.</p> <p>9.8.1 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.</p> <p>9.8.2 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.</p> <p>9.8.3 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].</p>	
	Приложение А	Исключить	
	Приложение Б	Исключить	
Библиография	[1] ПР 50.2.009—94 Государственная система обеспечения единства измерений. Порядок проведения испытаний и утверждения типа средств измерений	Исключить	
Библиография	[2] ПР 50.2.006—94 Государственная система обеспечения единства измерений. Порядок проведения поверки средств измерений	Исключить	
Библиография	[3] РД 39-0148306-422 — 89 Руководство по проектированию газоизмерительных пунктов	Исключить	

	для систем учета		
Библиография		<u>Добавить:</u> [1] Федеральный закон Российской Федерации от 26 июня 2008 года N 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений» [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	