

Предложения по доработке ГОСТ Р 8.647

№пп	Положения ГОСТ Р 8.647	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 определению количества добытых нефти и свободного нефтяного газа по скважине	6 Требования к метрологическому обеспечению определения количества добытых нефти и попутного нефтяного газа по скважинам	В соответствии с наименованием стандарта
Содержание	7 Требования к учету количества добытой нефти по участку недр	7 Требования к метрологическому обеспечению определения фактически добытой нефти	В соответствии с наименованием стандарта
Содержание	8 Требования к учёту количества добытого свободного нефтяного газа по участку недр	8 Требования к метрологическому обеспечению определения количества свободного нефтяного газа	В соответствии с наименованием стандарта
Содержание	9 Метрологическое обеспечение учета добытых нефти и нефтяного газа	9 Метрологическое обеспечение измерений массы нефти в резервуарах и транспортных мерах вместимости	Содержание раздела раскрыто в предыдущих разделах

<p>Раздел 1 Область применения</p>	<p>Настоящий стандарт устанавливает требования к метрологическому обеспечению определения количества нефти и свободного нефтяного газа, добытых из недр по скважинам и участку недр.</p> <p>Настоящий стандарт следует применять для разработки методик и нормативных документов по метрологическому обеспечению определения количества нефти и свободного нефтяного газа, добытых из недр.</p>	<p>Настоящий стандарт устанавливает требования к метрологическому обеспечению определения количества нефти и попутного нефтяного газа, добытых из недр, по скважинам и участку недр.</p> <p>Положения настоящего стандарта следует применять при разработке нормативных документов по метрологическому обеспечению и методик определения количества нефти и попутного нефтяного газа, добытых из недр.</p>	<p>Метрологическое обеспечение должно быть определено к ПНГ (включая растворённый газ)</p>
<p>Раздел 2 Нормативные ссылки</p>	<p>ГОСТ Р 8.615-2005 Государственная система обеспечения единства измерений. Измерения количества извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования</p>	<p>ГОСТ Р 8.615-2005 Государственная система обеспечения единства измерений. Измерения количества извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования (с изм. № 1 от 26.08.2008; с изм. № 2 от 01.05.2010; с изм. № 3 от xx.xx.2011).</p> <p>ГОСТ Р 8.563-2009 Государственная система обеспечения единства измерений. Методики (методы) измерений.</p> <p>ГОСТ 8.570-2000 Государственная система обеспечения единства измерений. Резервуары стальные вертикальные цилиндрические. Методика поверки (с изм. № 1 от 01.06.2008)</p> <p>ГОСТ Р 8.596-2002 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.</p> <p>ГОСТ Р 8.654-2009 Государственная система обеспечения единства измерений. Требования к программному обеспечению средств измерений. Основные положения.</p>	<p>Уточнение НД</p>
<p>Раздел 3</p>	<p>Термины и определения</p>	<p>3.1 Добытый попутный нефтяной газ: Суммарный объем, приведенный к стандартным условиям, попутного нефтяного газа лицензионного участка, образованный по окончании технологического цикла отделения его от нефти и сопутствующей воды, и направленный для утилизации.</p> <p>3.2 Попутный нефтяной газ (свободный газ): Смесь газа газовой шапки и углеводородных газов, находящихся в свободном состоянии, выделившихся из сырой нефти в процессе ее добычи, транспортировки и подготовки,</p>	<p>Согласно тексту дополнений и изменений к ГОСТ</p>

		<p>отделенная от нефти и подготовленная к переработке или к дальнейшей транспортировке потребителю.</p> <p>3.3 Фактически добытая нефть: Добытая нефть, в отношении которой в налоговом периоде завершен комплекс технологических операций (процессов) по её добыче из недр (отходов, потерь) в соответствии с проектными документами на разработку месторождения, и которая по своему качеству соответствует требованиям ГОСТ Р 51858, с учётом изменения остатков сырой неподготовленной нефти в системе сбора и подготовки.</p>	
Раздел 4	Сокращения	<p>ЛУ – лицензионный участок недр; СИКГ – система измерений количества и параметров попутного нефтяного газа; СИКН - система измерений количества и параметров фактически добытой нефти; СИКНС - система измерений количества и параметров добытой сырой необработанной нефти. УПН – установка подготовки нефти.</p>	Добавление
Раздел 5	Общие положения	5 Общие положения	
Раздел 5 п.5.1	5.1 Определение количества добытых из недр нефти и свободного нефтяного газа проводят по скважинам, по каждому ППС участка недр и по участку недр.	<p>5.1 Методы определения количества добытого полезного ископаемого (нефти и попутного нефтяного газа) должны быть метрологически обеспечены. Метрологическое обеспечение включает:</p> <ul style="list-style-type: none"> - метрологическую экспертизу проектной и технической документации на ИУ, СИКНС, СИКГ, СИКН, ИС* - метрологическую экспертизу методик определения количества добытой нефти и попутного нефтяного газа по лицензионному участку (группе ЛУ) - метрологическую экспертизу алгоритмов обработки измерительной информации; - метрологическую экспертизу стандартов предприятия, инструкций по учёту и других нормативных документов, разрабатываемых в целях определения количества добытого полезного ископаемого; - расчёт метрологических характеристик ИУ, СИКНС, СИКГ, СИКН, ИС* - разработку методик измерений* - аттестацию методик измерений в сфере государственно- 	В общих положениях обычно раскрывают предметную область – «метрологическое обеспечение»

		<p>го регулирования обеспечения единства измерений*</p> <ul style="list-style-type: none"> - аттестацию программного обеспечения поставляемого совместно с ИУ, СИКНС, СИКГ, СИКН, ИС* - аттестацию программного обеспечения, предназначенного для сбора, хранения, обработки и расчёта количества добытой нефти и попутного нефтяного газа за отчётный период по ЛУ и организации в целом - проведение испытаний ИУ, СИКНС, СИКГ, СИКН, ИС в целях утверждения типа (применяемые в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений)* - проведение поверочных и калибровочных работ* <p>П р и м е ч а н и е – Мероприятия отмеченные * обязательные.</p>	
Раздел 5 п.5.2	<p>5.2 Количество добытой из недр нефти определяют в единицах массы (тоннах), а свободного нефтяного газа – в единицах объема (метрах кубических), приведенных к нормальным условиям (по ГОСТ Р 8.615).</p> <p>Отчеты должны быть составлены за каждый отчетный период, которым является календарный месяц.</p>	<p>5.2 Определение количества добытой нефти и попутного нефтяного газа проводят по методикам, разработанным для каждого лицензионного участка (группы ЛУ) и утвержденным руководителем предприятия. В методике должны быть определены требования к исходным данным и оценке достоверности получаемых результатов.</p> <p>Количество добытой из недр нефти определяют в единицах массы (тоннах), а свободного нефтяного газа – в единицах объема (метрах кубических), приведенных к нормальным условиям.</p>	Необходимо указать, что метрологическое обеспечение направлено на реализацию методов (методик) определения количества добытого полезного ископаемого
Раздел 5 п.5.3	<p>5.3 Учету нефти и свободного нефтяного газа (далее – учет) за отчетный период подлежат вся нефть и свободный нефтяной газ, добытые из недр участка недр, их потери и наличие в начале и конце отчетного периода, полученные и/или переданные подразделениям владельца лицензии и заинтересованным лицам.</p>	<p>5.3 Порядок измерений, сбора, обработки, хранения и использования измерительной информации в целях определения количества добытой нефти и попутного нефтяного газа за отчётный период НГДП определяет самостоятельно и устанавливает в стандартах предприятия и инструкциях по учёту.</p>	Определяется порядок измерений.
Раздел 5 п.5.3.1	<p>5.3.1 При косвенном методе определения количества нефти и свободного нефтяного газа потери определяют путем расчета. В состав потерь включают технологические (нормативные) и сверхнормативные потери.</p> <p>Технологические потери обусловлены применяе-</p>	<p>5.3.1 При утверждении в учётной политике НГДП косвенного метода определения количества добытой нефти и попутного нефтяного газа стандартами предприятия и, или инструкциями по учёту должно быть определено метрологическое обеспечение показателей добычи по скважинам в соответствии с ГОСТ Р 8.615.</p>	См. налоговую экспертизу

	<p>мой технологией производственного процесса, соответствующего проекту обустройства месторождения.</p> <p>Технологические потери нефти определяют в соответствии с указаниями [1]. Технологические потери нефтяного газа определяются согласно методике определения потерь, приведенной в [2].</p> <p>Сверхнормативные потери определяют в соответствии с актами потерь нефти и свободного нефтяного газа, документально оформленными в установленном порядке.</p>	<p>Требования к метрологическому обеспечению определения количества добытой нефти и попутного нефтяного газа изложены в разделе 6 настоящего стандарта.</p>	
<p>Раздел 5 п.5.3.2</p>	<p>5.3.2 При прямом методе определения количества нефти, фактические потери определяют как разницу между расчетным количеством извлеченной (поднятой на поверхность земли) из недр нефти и количеством фактически добытой нефти.</p>	<p>5.3.2 При утверждении в учётной политике НГДП прямого метода определения количества добытой нефти и попутного нефтяного газа стандартами предприятия и, или инструкциями по учёту должно быть определено метрологическое обеспечение определения фактической добычи и определения фактических потерь за отчётный период.</p> <p>Метрологическое обеспечение показателей фактической добычи нефти должно соответствовать требованиям ГОСТ Р 8.595 с учётом метрологического обеспечения измерений остатков нефти до завершения полного цикла подготовки.</p> <p>5.3.3 Фактические потери нефти и попутного нефтяного газа по ЛУ определяют как разницу между расчетным количеством углеводородного сырья, извлеченного (поднятого на поверхность земли) из недр, и количеством фактически добытых нефти и попутного нефтяного газа.</p>	<p>Необходимо раскрыть метрологическое обеспечение данного метода</p>
<p>Раздел 5 п.5.4</p>	<p>5.4 Результаты всех учетных операций за отчетный период должны быть оформлены в виде документов в соответствии с требованиями настоящего стандарта.</p>	<p>5.4 Результаты определения показателей добычи и исходные данные для их определения документируются в порядке, установленном в НГДП.</p>	<p>Стандарт не может устанавливать требования к учётным формам НГДП</p>
<p>Раздел 5 п.5.5</p>	<p>5.5 Результаты измерений количества нефти, выполненных в соответствии с требованиями ГОСТ Р 8.615, допускается применять для определения массы нефти по ГОСТ Р 8.595 (обезвоженной, обессоленной и стабилизированной) в соответствии с требованиями ГОСТ Р 51858.</p>	<p>5.5 Результаты измерений по ИУ, СИКНС, СИКГ, СИКН, ИС регистрируются и оформляются в соответствии с эксплуатационно-технической документацией и методиками измерений.</p>	<p>Сформулирован в другом разделе стандарта</p>

Раздел 5 п.5.6	Отсутствует	<p>5.6 Организацию и выполнение работ по обеспечению единства измерений при определении добытого полезного ископаемого в НГДП должна осуществлять метрологическая служба предприятия или юридического лица, оказывающая услуги для сторонних организаций.</p> <p>При этом метрологическая служба НГДП в добровольном, а метрологическая служба юридического лица, оказывающая услуги, в обязательном порядке должна быть аккредитована на техническую компетентность в осуществлении метрологического надзора.</p>	Устанавливает кто должен в НГДП отвечать за измерения
Раздел 6	6 Требования к определению количества добытых нефти и свободного нефтяного газа по скважине	6 Требования к метрологическому обеспечению определения количества добытой нефти и ресурса попутного нефтяного газа на скважинах	См. выше
Раздел 6 п.6.1	6.1 Учет количества добытой нефти и свободного нефтяного газа по скважине проводят с использованием данных результатов измерений СИ и ИУ, соответствующих требованиям ГОСТ Р 8.615 и других нормативных документов.	<p>6.1 Для определения количества добытой нефти и попутного нефтяного газа по ЛУ на скважинах должны быть выполнены следующие требования:</p> <ul style="list-style-type: none"> - проведены измерения показателей дебита; - проведены измерения балласта в сырой нефти; - проведены измерения растворённого газа в сырой нефти; <p>ти;</p> <ul style="list-style-type: none"> - проведена оценка достоверности полученных результатов; - проведена регистрация полученных результатов; - проведены вычисления массы нетто нефти и объёма попутного нефтяного газа, приведенного к нормальным условиям по скважинам; - проведены оценка дополнительной погрешности вызванной периодичностью и длительностью измерений и расчёт поправки для определения показателей добычи за отчётный период; - проведены расчёты массы нетто нефти и объёма попутного нефтяного газа, приведенного к нормальным условиям по лицензионному участку за отчётный период. <p>Периодичность и длительность проведения измерений должна соответствовать технической (проектной) документации на ИУ.</p>	Необходимо определить содержание требований в целях определения количества добытых нефти и попутного нефтяного газа по ЛУ. Учёт не является предметом рассмотрения стандарта.
Раздел 6	Отсутствует	6.2 Метрологическое обеспечение показателей для рас-	

		<p>чѐта количества добытой из недр нефти и попутного нефтяного газа должно соответствовать требованиям ГОСТ Р 8.615.</p> <p>Допускается вносить поправки в результаты измерений, полученные в соответствии с ГОСТ Р 8.615 на основании измерений, выполненных в соответствии с требованиями других нормативных документов, устанавливающих более высокие нормы точности измерений, при возможности применения совместных или совокупных методов измерений.</p>	
Раздел 6 п. 6.2	<p>6.2 По окончании отчетного периода НГДП составляет МЭР, в котором данные по скважинам сгруппированы по принадлежности к месторождениям и участкам недр.</p> <p>Форму МЭР устанавливает НГДП, если иное не предусмотрено в нормативных документах.</p>	<p>6.3 По окончании отчетного периода результаты расчѐта массы нетто добытой нефти и объѐма попутного нефтяного газа (приведенного к стандартным условиям) по лицензионному участку за отчетный период заносят в МЭР.</p> <p>Форму МЭР устанавливает НГДП, если иное не предусмотрено в нормативных документах.</p>	Уточнение
Раздел 6 п.6.3	<p>6.3 При пробной эксплуатации месторождения данные по одиночным разведочным скважинам заносят в МЭР участка недр в отдельную группу.</p>	<p>6.4 При пробной эксплуатации месторождения данные (п. 6.3) по одиночным разведочным скважинам заносят в МЭР в отдельную группу.</p>	Уточнение
Раздел 7	<p>7 Требования к учету количества добытой нефти по участку недр</p>	<p>7 Требования к метрологическому обеспечению определения фактически добытой нефти</p>	См. выше
Раздел 7 п.7.1	<p>7.1 Учет количества добытой нефти по участку недр проводят на основании результатов учетных операций по документам, принятым НГДП в соответствии с действующими нормативными документами.</p>	<p>7.1 Измерения фактически добытой нефти должны проводиться по завершении полного цикла подготовки нефти в соответствии с утверждѐнным проектом на разработку месторождения.</p> <p>7.1.1 Места проведения измерений:</p> <p>7.1.1.1 Измерения фактически добытой нефти могут проводиться непосредственно на выходе концевых сепарационных установок прямым или косвенным методами динамических измерений.</p> <p>7.1.1.2 При наличии на выходе УПН резервуарного парка для приѐма подготовленной до требований стандарта нефти, измерения могут производиться в резервуарах (стальных вертикальных или горизонтальных) с использованием косвенного метода статических измерений или косвенного метода, основанного на гидростатическом принципе.</p> <p>Измеряют количество полученного в резервуар продукта, количество отпущенного из резервуара продукта и количество остатка.</p>	Целесообразно раскрыть метрологическое обеспечение фактической добычи

		<p>При наличии источников технологических потерь, массу данных потерь за отчетный период включают в фактическую добычу.</p> <p>7.1.1.3 При организации измерений фактически добытой нефти на выходе резервуаров применяют различные методы измерений в зависимости от способа отпуска (по трубопроводу с применением СИКН, в автоцистерны, в железнодорожные цистерны и т.д.).</p> <p>Количество фактически добытой нефти определяется по результатам измерений массы отпущенной нефти с учетом остатков нефти в резервуарах на начало и конец измерений.</p> <p>При этом технологические потери на участках, связанных с измерениями за отчетный период включают в фактическую добычу.</p> <p>7.1.2 Для измерения массы нетто подготовленной нефти до требований стандарта должны проводиться измерения содержания в нефти воды, механических примесей и хлористых солей для определения суммарной массы балласта.</p>	
Раздел 7 п.7.2	<p>7.2 Данные о количестве принятой и сданной нефти по каждому ППС отражают:</p> <ul style="list-style-type: none"> - в актах приема-сдачи при проведении операций приема-сдачи (отпуска) между НГДП и заинтересованными лицами; - в накладных на внутреннее перемещение. <p>Формы актов приема-сдачи и накладных устанавливают НГДП.</p>	<p>7.2 При подготовке нефти разных лицензионных участков до требований стандарта на едином пункте подготовки нефти или УПН масса нетто фактически добытой нефти определяется отдельно по каждому лицензионному участку.</p> <p>Методика расчёта массы нетто по лицензионному участку должна быть приведена в инструкции по учёту или в отдельном документе (в соответствии с п. 5.1).</p>	То же
Раздел 7 п.7.3	<p>7.3 Результаты учета количества добытой нефти по участку недр за отчетный период отражают в сводном отчете.</p> <p>Форма отчета приведена в приложении А.</p>	<p>7.3 Количество добытой нефти в НГДП должно быть определено с учетом количества нефти в системе сбора и подготовки, не прошедшей полный цикл подготовки (масса нетто сырой нефти).</p> <p>7.3.1 Масса нетто сырой нефти в резервуарах хранения определяется косвенным методом статических измерений по методикам измерений разработанным и аттестованным в соответствии с ГОСТ Р 8.563.</p> <p>7.3.2 Масса нетто сырой нефти в технологических трубопроводах, аппаратах, резервуарах, емкостях и т.п. определяется по технологическим картам, разработанным на основе технической (проектной) документации и фактических изме-</p>	То же

		<p>рений.</p> <p>7.3.3 Массу нетто сырой нефти, не прошедшей полный цикл подготовки, в системе сбора и подготовки определяют как разность остатков массы на конец, и начало отчётного периода.</p> <p>7.3.4 Для измерения массы нетто сырой нефти должны проводиться измерения содержания в нефти воды, механических примесей и хлористых солей для определения суммарной массы балласта, а также количество свободного и растворенного в нефти газа.</p>	
Раздел 7 п.7.4	<p>7.4 За отчетный период определяют суммарное количество добытой нефти по всем скважинам участка недр.</p> <p>Устранение расхождения за отчетный период между суммарным количеством добытой нефти по всем скважинам участка недр и данными учета количества добытой нефти по участку недр осуществляют по документам, принятым НГДП в соответствии с действующими нормативными документами.</p>	<p>7.4 Контроль технологических режимов добычи, сбора, транспортировки и подготовки нефти должен проводиться в пределах границ материальной ответственности НГДП путем проведения измерений и определения небалансов за установленные промежутки времени.</p> <p>Места проведения таких измерений, методы и средства измерений, состав измеряемых параметров и нормы точности их измерений НГДП устанавливает самостоятельно.</p>	Уточнение
Раздел 8	8 Требования к учёту количества добытого свободного нефтяного газа по участку недр	8 Требования к метрологическому обеспечению определения количества добытого и сожженного в факелах попутного нефтяного газа	См. выше
Раздел 8 п.8.1	8.1 Учет количества добытого свободного нефтяного газа по участку недр осуществляют на основе прямого или косвенного метода определения количества добытых нефти и нефтяного газа.	8.1 Измерения количества добытого и сожженного в факелах попутного нефтяного газа НГДП должны проводить с целью контроля технологических процессов добычи, сбора, подготовки к утилизации попутного нефтяного газа, а также предоставления сведений в государственные органы о рациональном использовании добытого полезного ископаемого.	Учёт не предмет стандарта
Раздел 8 п.8.2	8.2 Учет количества добытого свободного нефтяного газа по участку недр проводят на основании результатов учетных операций в соответствии с нормативными документами.	8.2 Места проведения измерений определяются согласно принятой схеме и технологии разработки ЛУ (месторождения) и должны охватывать все газовые линии, где попутный нефтяной газ отделяется от нефти и воды (образуется), направляется для использования и сжигания на факельных установках.	Учёт не предмет стандарта

Раздел 8 п.8.3	8.3 Данные о количестве принятого и сданного свободного нефтяного газа по каждому ППС и в целом по участку недр регистрируют и документируют.	8.3 Методы и средства измерений, применяемые для определения количества добытого попутного нефтяного газа в целях предоставления сведений в государственные органы должны соответствовать ГОСТ Р 8.615.	Учёт не предмет стандарта
Раздел 8 п.8.4	8.4 Учет количества свободного нефтяного газа по участку недр проводят на основании результатов измерений, выполненных в соответствии с требованиями ГОСТ Р 8.615 по всем газовым линиям, имеющимся на участке недр, включая факельные линии. В учет свободного нефтяного газа, при газлифтном способе добычи нефти и/или закачке нефтяного газа в пласт, включают количество закачанного нефтяного газа за отчетный период.	8.4 Измерения количества добытого попутного нефтяного газа с целью контроля технологических режимов добычи, образования и подготовки попутного нефтяного газа должны проводиться в пределах границ материальной ответственности НГДП. Места проведения таких измерений, методы и средства измерений, состав измеряемых параметров попутного нефтяного газа, нормы точности их измерений, а также методики определения небалансов за установленные промежутки времени, НГДП устанавливает самостоятельно.	Учёт не предмет стандарта
Раздел 8 п.8.5	8.5 Результаты учета количества добытого свободного нефтяного газа на участке недр за отчетный период, оформленные в соответствии с требованиями нормативных документов, отражают в сводном отчете. Форма отчета приведена в приложении Б.	8.5 Исключить	Учёт не предмет стандарта
Раздел 8 п.8.6	8.6 За отчетный период определяют суммарное количество добытого свободного нефтяного газа по всем скважинам участка недр и участку недр в целом.	8.6 Исключить	Уточнение
Раздел 9	9 Метрологическое обеспечение учета добытых нефти и нефтяного газа	9 Метрологическое обеспечение измерений массы нефти в резервуарах и транспортных мерах вместимости	См. выше
Раздел 9 п.9.1	9.1 Значения пределов допускаемых относительных погрешностей измерений массы добытых сырой нефти и объема свободного нефтяного газа по скважине, а также массы сырой нефти и объема нефтяного газа по участку недр с целью определения количества нефти и нефтяного газа определяют в соответствии с ГОСТ Р 8.615.	9.1 Измерения массы нетто нефти, проводимые в резервуарах по завершении полного цикла подготовки, предусмотренного проектом разработки месторождения должны проводиться по методикам измерений, разработанным в соответствии с ГОСТ Р 8.595. Данные методики должны быть аттестованы в соответствии с ГОСТ Р 8.563 и внесены в федеральный информационный фонд.	

Раздел 9 п.9.2	9.2 ИУ, СИКНС, СИКГ, а также СИ, входящие в них, должны иметь сертификат об утверждении типа.	<p>9.2 Измерения массы нетто нефти, проводимые в резервуарах до завершения полного цикла подготовки, предусмотренного проектом разработки месторождения должны проводиться по методикам измерений, разработанным в соответствии с ГОСТ Р 8.563.</p> <p>Методики измерений, применяемых в целях определения остатков нефти на начало и конец отчётного периода должны быть аттестованы в соответствии с ГОСТ Р 8.563 и внесены в федеральный информационный фонд.</p>	
Раздел 9 п.9.3	9.3 Параметры сырой нефти определяют по разработанным и аттестованным в установленном порядке методикам.	<p>9.3 Для измерений массы нетто нефти должны применяться стандартизованные горизонтальные и вертикальные резервуары, требования к которым изложены в ГОСТ 8.346, ГОСТ 8.570.</p> <p>В том случае, если резервуары входят в состав ИС, то должны быть обеспечены требования в соответствии с ГОСТ Р 8.596 и ГОСТ Р 8.654.</p>	
Раздел 9 п.9.4	9.4 Определение вместимости при применении косвенного метода статических измерений и косвенного метода, основанного на гидростатическом принципе, проводят в соответствии с действующими нормативными документами.	<p>9.4 Автоцистерны, предназначенные для приёма, транспортировки и отпуска нефти (включая сырую нефть) должны соответствовать требованиям ГОСТ 8.569.</p> <p>Измерения массы нетто нефти, проводимые с применением автоцистерн по завершении полного цикла подготовки, предусмотренного проектом разработки месторождения должны проводиться по методикам измерений, разработанным в соответствии с ГОСТ Р 8.595.</p> <p>Данные методики должны быть аттестованы в соответствии с ГОСТ Р 8.563 и внесены в федеральный информационный фонд.</p>	
Раздел 9 п.9.5	9.5 Измерения массы сырой нефти проводят по разработанным и аттестованным в установленном порядке методикам измерений.	9.5 Измерения массы нетто сырой нефти отпущенной (реализованной) с применением автоцистерн, должна определяться по методикам измерений, разработанным и аттестованным в соответствии с ГОСТ Р 8.563.	
	Приложение А	Исключить	
	Приложение Б	Исключить	

Библиография	<p>[1] РД 153-39-019-97 [2] РД 39-108-91</p>	<p>Исключить Исключить [1] Федеральный закон Российской Федерации от 26 июня 2008 года N 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений». [2] Федеральный закон Российской Федерации от 21 февраля 1992 года N 2395-1 «Закон о недрах». [3] ПР 50-732-93 Правила по метрологии. Государственная система обеспечения единства измерений. Типовое положение о метрологической службе государственных органов управления Российской Федерации и юридических лиц. [4] МИ 2304-08 Рекомендации. Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологический надзор, осуществляемый метрологическими службами юридических лиц. Общие положения. [5] МИ 2492-08 Рекомендации. Государственная система обеспечения единства измерений. Порядок аккредитации метрологических служб юридических лиц на техническую компетентность в осуществлении метрологического надзора.</p>	Добавление
--------------	--	--	------------