

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 834 «Крымский»
ООО «РН-Краснодарнефтегаз»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 834 «Крымский» ООО «РН-Краснодарнефтегаз» (далее – система) предназначена для автоматических измерений массы и показателей качества нефти, поступающей из двух разных нефтегазоносных горизонтов (IV горизонт и V-VI горизонты) и имеющей сильно отличающиеся по показателям свойства, по промысловым трубопроводам при проведении учетных операций между сдающей (ООО «РН-Краснодарнефтегаз») и принимающей (ОАО «Черномортранснефть») сторонами.

Описание средства измерений

Принцип действия системы основан на использовании прямого метода динамических измерений массы нефти с применением преобразователей массового расхода. Выходные электрические сигналы с преобразователей массового расхода поступают на соответствующие входы измерительно-вычислительного комплекса, который преобразует их и вычисляет массу брутто нефти по реализованному в нем алгоритму.

Система представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, спроектированной для конкретного объекта и состоящей из блока фильтров, блока измерительных линий (БИЛ), блока измерений показателей качества нефти (далее – БИК), системы обработки информации и системы дренажа. Монтаж и наладка системы осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной и эксплуатационной документацией на систему и ее компоненты.

Система состоит из четырех (двух рабочих, двух резервных) измерительных каналов массы брутто нефти, а также измерительных каналов плотности, температуры, давления, разности давления, объемного расхода в БИК, в которые входят следующие средства измерений:

- счетчики-расходомеры массовые Micro Motion модификации CMF 400 (далее – СРМ), Госреестр № 45115-10;
- преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835 (далее – ПП), Госреестр № 15644-06;
- датчики давления Метран-55, Госреестр № 18375-08;
- датчики давления Метран-150, Госреестр № 32854-08;
- термопреобразователи с унифицированным выходным сигналом ТСПУ-205, Госреестр № 15200-06;
- термопреобразователи с унифицированным выходным сигналом ТСПУ-276, Госреестр № 21968-11;
- расходомер-счетчик ультразвукой многоканальный УРСВ «Взлет-МР», Госреестр № 28363-04.

В систему обработки информации системы входят:

- комплекс измерительно-вычислительный «СУРГУТ-УНм», Госреестр № 25706-08, свидетельство о метрологической аттестации программного обеспечения от 14 июня 2013 г. № № 011/ВЯ-2013;
- автоматизированное рабочее место (АРМ) оператора СИКН на базе прикладного программного обеспечения Genesis 32.

В состав системы входят показывающие средства измерений:

- манометры для точных измерений МТИ, Госреестр № 1844-63;
- манометры дифференциальные сильфонные показывающие ДСП -160, Госреестр № 11433-91;

– термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4, Госреестр № 303-61.

Система обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- автоматическое измерение массы брутто нефти прямым методом динамических измерений в рабочем диапазоне расхода, температуры, давления и плотности нефти;
- автоматическое вычисление массы нетто нефти как разности массы брутто нефти и массы балласта с использованием результатов определения массовой доли механических примесей, массовой доли хлористых солей и массовой доли воды в аккредитованной испытательной лаборатории;
- измерение давления и температуры нефти автоматическое и с помощью показывающих средств измерений давления и температуры нефти соответственно;
- проведение контроля метрологических характеристик (КМХ) и поверки СРМ с применением стационарной установки трубопоршневой «Сапфир МН» 500 (далее – стационарная ТПУ) в комплекте с ПП или передвижной установки трубопоршневой «Сапфир МН» 300 (далее – передвижная ТПУ) в комплекте с ПП;
- ручное и автоматизированное управление запорной и регулирующей арматурой;
- автоматический и ручной отбор проб согласно ГОСТ 2517-85 «ГСИ. Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб»;
- автоматический контроль параметров измеряемого потока, их индикацию и сигнализацию нарушений установленных границ;
- защиту информации от несанкционированного доступа программными средствами.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) системы (комплекс измерительно-вычислительный «СУРГУТ-УНм», АРМ оператора СИКН на базе прикладного программного обеспечения Genesis 32) обеспечивает реализацию функций системы. ПО системы разделено на метрологически значимую и метрологически не значимую части. Первая хранит все процедуры, функции и подпрограммы, осуществляющие регистрацию, обработку, хранение, отображение и передачу результатов измерений параметров технологического процесса, а также защиту и идентификацию ПО системы. Вторая хранит все библиотеки, процедуры и подпрограммы взаимодействия с операционной системой и периферийными устройствами (не связанные с измерениями параметров технологического процесса). Наименования ПО и идентификационные данные указаны в таблице 1.

Т а б л и ц а 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Другие идентификационные данные (если имеются)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
Комплекс измерительно-вычислительный «СУРГУТ-УНм»	1.02 190613	A8F75404	-	CRC 32
АРМ оператора СИКН на базе прикладного программного обеспечения Genesis 32	6.11 290713	62683E5C	-	CRC 32

Защита ПО системы от непреднамеренных и преднамеренных изменений и обеспечение его соответствия утвержденному типу, осуществляется путем: разделения, идентификации, защиты от несанкционированного доступа.

Идентификация ПО системы осуществляется путем отображения на мониторе операторской станций управления структуры идентификационных данных. Часть этой структуры, отно

сящаяся к идентификации метрологически значимой части ПО системы, представляет собой хэш-сумму (контрольную сумму) по значимым частям.

ПО системы защищено от несанкционированного доступа, изменения алгоритмов и установленных параметров, путем ввода логина и пароля, ведения журнала событий, доступного только для чтения. Доступ к метрологически значимой части ПО системы для пользователя закрыт. При изменении установленных параметров (исходных данных) в ПО системы обеспечивается подтверждение изменений, проверка изменений на соответствие требованиям реализованных алгоритмов, при этом сообщения о событиях (изменениях) записывается в журнал событий, доступный только для чтения. Данные, содержащие результаты измерений, защищены от любых искажений путем кодирования. Уровень защиты ПО системы от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню защиты «С» по МИ 3286-2010 «Рекомендация. Проверка защиты программного обеспечения и определение ее уровня при испытаниях средств измерений в целях утверждения типа».

Метрологические и технические характеристики

Основные метрологические и технические характеристики системы приведены в таблице 2.
Т а б л и ц а 2 – Основные метрологические и технические характеристики системы

Наименование характеристики	Значение характеристики	
	IV горизонт	V-VI горизонты
Измеряемая среда	Нефть по ГОСТ Р 51858-2002	
Диапазон расхода через СИКН, т/ч:		
– минимальный	90	
– максимальный	350	
Диапазон кинематической вязкости измеряемой среды в рабочем диапазоне температуры, мм ² /с (сСт)	От 25 до 60	От 2,5 до 6
Диапазон плотности измеряемой среды, кг/м ³		
–при минимальной в течение года температуре измеряемой среды	От 870 до 930	От 810 до 840
– при максимальной в течение года температуре измеряемой среды	От 840 до 900	От 790 до 820
Суммарные потери давления при максимальном расходе и максимальной вязкости, МПа, не более:	0,2	
– при проведении измерений		
– при проведении поверки и КМХ	0,4	
Диапазон избыточного давления, МПа	От 0,1 до 0,9	
Диапазон температуры, °С	От плюс 5 до плюс 30	
Массовая доля воды, %, не более	1,0	
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100	
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05	
Массовая доля парафина, %, не более	6,0	
Массовая доля сероводорода, млн ⁻¹ (ppm), не более	10	
Массовая доля серы, %, не более	0,6	
Давление насыщенных паров, кПа (мм рт. ст.), не более	66,7 (500)	
Массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме, млн ⁻¹ , (ppm), не более	40	
Содержание свободного газа	Не допускается	
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	± 0,25	
Пределы допускаемой относительной погрешности изме-	± 0,35	

рений массы нетто нефти, %	
Режим работы СИКН	Постоянный, автоматизированный

Знак утверждения типа

наносится справа в нижней части титульного листа инструкции по эксплуатации системы типографским способом.

Комплектность средства измерений

- Система измерений количества и показателей качества нефти № 834 «Крымский» ООО «РН-Краснодарнефтегаз», 1 шт., заводской № 017;
- Руководство по эксплуатации «Система измерений количества и показателей качества нефти № 834 «Крымский» ООО «РН-Краснодарнефтегаз»;
- «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 834 «Крымский» ООО «РН-Краснодарнефтегаз». Методика поверки. МП 0075-14-2013».

Поверка

осуществляется по документу МП 0075-14-2013 «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 834 «Крымский» ООО «РН-Краснодарнефтегаз». Методика поверки.», утвержденной ФГУП ВНИИР 02 сентября 2013 г.

Основные средства поверки:

- Установка трубопоршневая «Сапфир МН» 500 (далее – ТПУ), верхний предел измерений объемного расхода $500 \text{ м}^3/\text{ч}$, пределы допускаемой относительной погрешности $\pm 0,05 \%$.
- калибратор температуры модели АТС 156 В, диапазон воспроизводимых температур от минус $20 \text{ }^\circ\text{C}$ до $155 \text{ }^\circ\text{C}$, пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,04 \text{ }^\circ\text{C}$;
- калибратор многофункциональный модели ASC300-R: внешний модуль давления – нижний предел воспроизведения давления 0 бар, верхний предел воспроизведения давления 1,03424 бар (15 psi), пределы допускаемой основной погрешности $\pm 0,025 \%$ от верхнего предела измерений; внешний модуль давления – нижний предел воспроизведения давления 0 бар, верхний предел воспроизведения давления 206 бар, пределы допускаемой основной погрешности $\pm 0,025 \%$ от верхнего предела измерений;
- установка пикнометрическая переносная, пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений плотности $\pm 0,10 \text{ кг/м}^3$ в диапазоне плотности от 600 до 1100 кг/м^3 ;
- устройство для поверки вторичной измерительной аппаратуры узлов учета нефти и нефтепродуктов УПВА, пределы допускаемой абсолютной погрешности воспроизведений силы постоянного тока $\pm 3 \text{ мкА}$ в диапазоне от 0,5 до 20 мА, пределы допускаемой относительной погрешности воспроизведений частоты и периода следования импульсов $\pm 5 \times 10^{-4}$ в диапазоне от 0,1 до 15000 Гц, пределы допускаемой абсолютной погрешности воспроизведений количества импульсов в пачке $\pm 2 \text{ имп.}$ в диапазоне от 20 до $5 \times 10^8 \text{ имп.}$

Допускается применение других средств измерений с характеристиками не хуже указанных.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений приведена в инструкции «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 834 «Крымский» ООО «РН-Краснодарнефтегаз» (свидетельство об аттестации МИ № 01.00257-2008/69014-13 от 14 мая 2013 г., номер в федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.29.2013.14970).

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти № 834 «Крымский» ООО «РН-Краснодарнефтегаз»

1 ГОСТ 8.510-2002 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений объема и массы жидкости».

2 ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.»

3 ГОСТ Р 8.595-2004 «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методам выполнения измерений».

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений – осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Прайм Групп» (ООО «Прайм Групп»)

Юридический адрес: 123298, г. Москва, ул. 3-я Хорошевская, д. 12.

Тел./Факс: (499) 579-77-01/02, e-mail: info@primegroup.ru

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Научно производственное предприятие «ГКС» (ООО «НПП «ГКС»)

Юридический адрес: 420107, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Петербургская, д. 50.

Почтовый адрес: 420111, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Московская, д. 35.

Тел.: +7 (843) 221-70-00; факс: +7 (843) 221-70-01

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт расходометрии» (ФГУП «ВНИИР»).

Юридический адрес: Россия, Республика Татарстан, 420088, г. Казань, ул. 2-я Азинская, 7а.

Тел. +7 (843) 272-70-62, факс: +7 (843) 272-00-32, e-mail: office@vniir.org.

Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИР» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30006-09 от 16.12.2009 г.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п. «____» _____ 2014 г.

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 834 «Крымский» ООО «РН-Краснодарнефтегаз»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 834 «Крымский» ООО «РН-Краснодарнефтегаз» (далее – система) предназначена для автоматических измерений массы и показателей качества нефти, поступающей из двух разных нефтегазоносных горизонтов (IV горизонт и V-VI горизонты) и имеющей сильно отличающиеся по показателям свойства, по промысловым трубопроводам при проведении учетных операций между сдающей (ООО «РН-Краснодарнефтегаз») и принимающей (ОАО «Черномортранснефть») сторонами.

Описание средства измерений

Принцип действия системы основан на использовании прямого метода динамических измерений массы нефти с применением преобразователей массового расхода. Выходные электрические сигналы с преобразователей массового расхода поступают на соответствующие входы измерительно-вычислительного комплекса, который преобразует их и вычисляет массу брутто нефти по реализованному в нем алгоритму.

Система представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, спроектированной для конкретного объекта и состоящей из блока фильтров, блока измерительных линий (БИЛ), блока измерений показателей качества нефти (далее – БИК), системы обработки информации и системы дренажа. Монтаж и наладка системы осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной и эксплуатационной документацией на систему и ее компоненты.

Система состоит из четырех (двух рабочих, двух резервных) измерительных каналов массы брутто нефти, а также измерительных каналов плотности, температуры, давления, разности давления, объемного расхода в БИК, в которые входят следующие средства измерений:

- счетчики-расходомеры массовые Micro Motion модификации CMF 400 (далее – СРМ), Госреестр № 45115-10;
- преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835 (далее – ПП), Госреестр № 15644-06;
- датчики давления Метран-55, Госреестр № 18375-08;
- датчики давления Метран-150, Госреестр № 32854-08;
- термопреобразователи с унифицированным выходным сигналом ТСПУ-205, Госреестр № 15200-06;
- термопреобразователи с унифицированным выходным сигналом ТСПУ-276, Госреестр № 21968-11;
- расходомер-счетчик ультразвукой многоканальный УРСВ «Взлет-МР», Госреестр № 28363-04.

В систему обработки информации системы входят:

- комплекс измерительно-вычислительный «СУРГУТ-УНм», Госреестр № 25706-08, свидетельство о метрологической аттестации программного обеспечения от 14 июня 2013 г. № № 011/ВЯ-2013;
- автоматизированное рабочее место (АРМ) оператора СИКН на базе прикладного программного обеспечения Genesis 32.

В состав системы входят показывающие средства измерений:

- манометры для точных измерений МТИ, Госреестр № 1844-63;
- манометры дифференциальные сильфонные показывающие ДСП -160, Госреестр № 11433-91;
- термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4, Госреестр № 303-61.

Система обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- автоматическое измерение массы брутто нефти прямым методом динамических измерений в рабочем диапазоне расхода, температуры, давления и плотности нефти;
- автоматическое вычисление массы нетто нефти как разности массы брутто нефти и массы балласта с использованием результатов определения массовой доли механических примесей, массовой доли хлористых солей и массовой доли воды в аккредитованной испытательной лаборатории;
- измерение давления и температуры нефти автоматическое и с помощью показывающих средств измерений давления и температуры нефти соответственно;
- проведение контроля метрологических характеристик (КМХ) и поверки СРМ с применением стационарной установки трубопоршневой «Сапфир МН» 500 (далее – стационарная ТПУ) в комплекте с ПП или передвижной установки трубопоршневой «Сапфир МН» 300 (далее – передвижная ТПУ) в комплекте с ПП;
- ручное и автоматизированное управление запорной и регулирующей арматурой;
- автоматический и ручной отбор проб согласно ГОСТ 2517-85 «ГСИ. Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб»;
- автоматический контроль параметров измеряемого потока, их индикацию и сигнализацию нарушений установленных границ;
- защиту информации от несанкционированного доступа программными средствами.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) системы (комплекс измерительно-вычислительный «СУРГУТ-УНМ», АРМ оператора СИКН на базе прикладного программного обеспечения Genesis 32) обеспечивает реализацию функций системы. ПО системы разделено на метрологически значимую и метрологически не значимую части. Первая хранит все процедуры, функции и подпрограммы, осуществляющие регистрацию, обработку, хранение, отображение и передачу результатов измерений параметров технологического процесса, а также защиту и идентификацию ПО системы. Вторая хранит все библиотеки, процедуры и подпрограммы взаимодействия с операционной системой и периферийными устройствами (не связанные с измерениями параметров технологического процесса). Наименования ПО и идентификационные данные указаны в таблице 1.

Т а б л и ц а 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Другие идентификационные данные (если имеются)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
Комплекс измерительно-вычислительный «СУРГУТ-УНМ»	1.02 190613	A8F75404	-	CRC 32
АРМ оператора СИКН на базе прикладного программного обеспечения Genesis 32	6.11 290713	62683E5C	-	CRC 32

Защита ПО системы от непреднамеренных и преднамеренных изменений и обеспечение его соответствия утвержденному типу, осуществляется путем: разделения, идентификации, защиты от несанкционированного доступа.

Идентификация ПО системы осуществляется путем отображения на мониторе операторской станций управления структуры идентификационных данных. Часть этой структуры, относящаяся к идентификации метрологически значимой части ПО системы, представляет собой хэш-сумму (контрольную сумму) по значимым частям.

ПО системы защищено от несанкционированного доступа, изменения алгоритмов и установленных параметров, путем ввода логина и пароля, ведения журнала событий, доступного только для чтения. Доступ к метрологически значимой части ПО системы для пользователя закрыт. При изменении установленных параметров (исходных данных) в ПО системы обеспечивается подтверждение изменений, проверка изменений на соответствие требованиям реализованных алгоритмов, при этом сообщения о событиях (изменениях) записывается в журнал событий, доступный только для чтения. Данные, содержащие результаты измерений, защищены от любых искажений путем кодирования. Уровень защиты ПО системы от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню защиты «С» по МИ 3286-2010 «Рекомендация. Проверка защиты программного обеспечения и определение ее уровня при испытаниях средств измерений в целях утверждения типа».

Метрологические и технические характеристики

Основные метрологические и технические характеристики системы приведены в таблице 2.

Т а б л и ц а 2 – Основные метрологические и технические характеристики системы

Наименование характеристики	Значение характеристики	
	IV горизонт	V-VI горизонты
Измеряемая среда	Нефть по ГОСТ Р 51858-2002	
Диапазон расхода через СИКН, т/ч: – минимальный – максимальный	90 350	
Диапазон кинематической вязкости измеряемой среды в рабочем диапазоне температуры, мм ² /с (сСт)	От 25 до 60	От 2,5 до 6
Диапазон плотности измеряемой среды, кг/м ³ – при минимальной в течение года температуре измеряемой среды – при максимальной в течение года температуре измеряемой среды	От 870 до 930 От 840 до 900	От 810 до 840 От 790 до 820
Суммарные потери давления при максимальном расходе и максимальной вязкости, МПа, не более: – при проведении измерений – при проведении поверки и КМХ	0,2 0,4	
Диапазон избыточного давления, МПа	От 0,1 до 0,9	
Диапазон температуры, °С	От плюс 5 до плюс 30	
Массовая доля воды, %, не более	1,0	
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100	
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05	
Массовая доля парафина, %, не более	6,0	
Массовая доля сероводорода, млн ⁻¹ (ppm), не более	10	
Массовая доля серы, %, не более	0,6	
Давление насыщенных паров, кПа (мм рт. ст.), не более	66,7 (500)	
Массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме, млн ⁻¹ , (ppm), не более	40	
Содержание свободного газа	Не допускается	
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	± 0,25	
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	± 0,35	
Режим работы СИКН	Постоянный, автоматизированный	

Знак утверждения типа

наносится справа в нижней части титульного листа инструкции по эксплуатации системы типографским способом.

Комплектность средства измерений

- Система измерений количества и показателей качества нефти № 834 «Крымский» ООО «РН-Краснодарнефтегаз», 1 шт., заводской № 017;
- Руководство по эксплуатации «Система измерений количества и показателей качества нефти № 834 «Крымский» ООО «РН-Краснодарнефтегаз»;
- «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 834 «Крымский» ООО «РН-Краснодарнефтегаз». Методика поверки. МП 0075-14-2013».

Поверка

осуществляется по документу МП 0075-14-2013 «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 834 «Крымский» ООО «РН-Краснодарнефтегаз». Методика поверки.», утвержденной ФГУП ВНИИР 02 сентября 2013 г.

Основные средства поверки:

- Установка трубопоршневая «Сапфир МН» 500 (далее – ТПУ), верхний предел измерений объемного расхода $500 \text{ м}^3/\text{ч}$, пределы допускаемой относительной погрешности $\pm 0,05 \%$.
- калибратор температуры модели АТС 156 В, диапазон воспроизводимых температур от минус 20°C до 155°C , пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,04^\circ\text{C}$;
- калибратор многофункциональный модели ASC300-R: внешний модуль давления – нижний предел воспроизведения давления 0 бар, верхний предел воспроизведения давления 1,03424 бар (15 psi), пределы допускаемой основной погрешности $\pm 0,025 \%$ от верхнего предела измерений; внешний модуль давления – нижний предел воспроизведения давления 0 бар, верхний предел воспроизведения давления 206 бар, пределы допускаемой основной погрешности $\pm 0,025 \%$ от верхнего предела измерений;
- установка пикнометрическая переносная, пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений плотности $\pm 0,10 \text{ кг/м}^3$ в диапазоне плотности от 600 до 1100 кг/м^3 ;
- устройство для поверки вторичной измерительной аппаратуры узлов учета нефти и нефтепродуктов УПВА, пределы допускаемой абсолютной погрешности воспроизведений силы постоянного тока $\pm 3 \text{ мкА}$ в диапазоне от 0,5 до 20 мА, пределы допускаемой относительной погрешности воспроизведений частоты и периода следования импульсов $\pm 5 \times 10^{-4}$ в диапазоне от 0,1 до 15000 Гц, пределы допускаемой абсолютной погрешности воспроизведений количества импульсов в пачке $\pm 2 \text{ имп.}$ в диапазоне от 20 до $5 \times 10^8 \text{ имп.}$

Допускается применение других средств измерений с характеристиками не хуже указанных.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений приведена в инструкции «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 834 «Крымский» ООО «РН-Краснодарнефтегаз» (свидетельство об аттестации МИ № 01.00257-2008/69014-13 от 14 мая 2013 г., номер в федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.29.2013.14970).

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти № 834 «Крымский» ООО «РН-Краснодарнефтегаз»

- 1 ГОСТ 8.510-2002 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений объема и массы жидкости».
- 2 ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.»

3 ГОСТ Р 8.595-2004 «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методам выполнения измерений».

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений – осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Прайм Групп» (ООО «Прайм Групп»)
Юридический адрес: 123298, г. Москва, ул. 3-я Хорошевская, д. 12.
Тел./Факс: (499) 579-77-01/02, e-mail: info@primegroup.ru

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Научно производственное предприятие «ГКС» (ООО «НПП «ГКС»)
Юридический адрес: 420107, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Петербургская, д. 50.
Почтовый адрес: 420111, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Московская, д. 35.
Тел.: +7 (843) 221-70-00; факс: +7 (843) 221-70-01

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт расходометрии» (ФГУП «ВНИИР»)
Юридический адрес: Россия, Республика Татарстан, 420088, г. Казань, ул. 2-я Азинская, 7а.
Тел. +7 (843) 272-70-62, факс: +7 (843) 272-00-32, e-mail: office@vniir.org.
Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИР» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30006-09 от 16.12.2009 г.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п. «____» _____ 2014 г.