УТВЕРЖДЕНО

приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от «05» сентября 2023 г. № 1800

Лист № 1 Всего листов 5

Регистрационный № 61795-15

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 163 OAO «СМП-Нефтегаз»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 163 ОАО «СМП-Нефтегаз» (далее — система) предназначена для автоматизированных измерений массы и показателей качества нефти, поступающей с узла подготовки нефти при проведении учетных операций между сдающей (ОАО «СМП-Нефтегаз») и принимающей (АО «Транснефть — Прикамье») сторонами.

Описание средства измерений

Принцип действия системы основан на использовании прямого метода динамических измерений массы брутто нефти с помощью счетчиков-расходомеров массовых. Выходные электрические сигналы со счетчиков-расходомеров массовых, преобразователей плотности, вязкости, температуры, давления, разности давления, объемного расхода в БИК поступают на соответствующие входы контроллера измерительно-вычислительного, который по реализованному в нем алгоритму вычисляет массу нефти.

Система представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, спроектированной для конкретного объекта и состоящей из блока фильтров, блока измерительных линий, блока измерений показателей качества нефти (далее – БИК), выходного коллектора системы, стационарной трубопоршневой поверочной установки, узла подключения передвижной трубопоршневой поверочной установки (далее – передвижная ТПУ), системы сбора и 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 трех (двух рабочих и одной резервно-контрольной) измерительных линий массы брутто нефти. В систему входят следующие средства измерений (СИ):

- счетчики-расходомеры массовые Micro Motion модели CMF 300 в комплекте с измерительными преобразователями серии 2700 (далее CPM), регистрационный номер в едином реестре средств измерений Федерального информационного фонда по обеспечению единства измерений (далее регистрационный) № 13425-01;
- преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835 (далее ПП), регистрационный № 15644-01;
- преобразователь плотности и вязкости жидкости измерительный модели 7829, регистрационный № 15642-06;
 - влагомеры нефти поточные УДВН-1пм, регистрационный № 14557-01, 14557-15;
 - счетчик жидкости турбинный CRA/MRT97, регистрационный № 22214-01;
 - преобразователи давления измерительные 3051, регистрационные №№ 14061-99;

- термопреобразователи сопротивления платиновые серии 90, регистрационный № 24874-03 в комплекте с преобразователями измерительными от термопар и термопреобразователей сопротивления dTRANS T01, регистрационный № 24931-03;
- термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65, регистрационный № 22257-01 в комплекте с преобразователями измерительными 644, регистрационный № 14683-04:
- преобразователи давлений измерительные серии 40, модели 4385, регистрационный № 19422-03;
- установка поверочная трубопоршневая двунаправленная для жидкостей «Daniel» Ду 8", (далее ТПУ), регистрационный № 87868-23.

В составе системы используются следующие вспомогательные СИ и оборудование:

- индикатор фазового состояния потока ИФС-1В-700М;
- фильтры сетчатые «Plenty»;
- автоматические пробоотборники;
- устройство для ручного отбора проб;
- регуляторы расхода с электроприводом.

В систему сбора и обработки информации системы входят:

- контроллеры измерительно-вычислительные OMNI-6000 с функцией резервирования, регистрационный № 15066-04, свидетельство об аттестации алгоритмов и программного обеспечения от 15 октября 2009 г. № 2301-05м-2009;
- автоматизированные рабочие места (APM) оператора с программным обеспечением «Rate APM оператора УУН», свидетельство о метрологической аттестации программного обеспечения от 27 декабря 2011 г. № 20902-11;
- контроллеры PakScan MS 11S (рабочий и резервный) для управления запорной и регулирующей арматурой.

В состав системы входят показывающие СИ:

- манометры для точных измерений типа МПТИ, регистрационный № 26803-11;
- манометры для точных измерений МТИ, регистрационный № 1844-63;
- термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4 № 2, Госреестр № 303-91.

Система обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- автоматическое измерение массы брутто нефти прямым методом динамических измерений в рабочем диапазоне расхода, температуры, давления, плотности и вязкости нефти;
- 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 испытательной лаборатории;
- измерение давления и температуры нефти автоматическое и с помощью показывающих СИ давления и температуры нефти соответственно;
- проведение поверки и контроля метрологических характеристик (КМХ) рабочих и резервно-контрольного СРМ с применением ТПУ и ПП;
- проведение КМХ рабочих СРМ по резервно-контрольному СРМ применяемому в качестве контрольного СРМ;
 - поверка ТПУ по передвижной ТПУ.
- автоматический и ручной отбор проб согласно ГОСТ 2517-12 «ГСИ. Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб»;
- автоматический контроль параметров измеряемого потока, их индикация и сигнализация нарушений установленных границ;
 - защита информации от несанкционированного доступа программными средствами.

Заводской номер системы нанесен методом металлографики на маркировочную табличку, установленную на стене технологического блока системы. Установка знака поверки на систему не предусмотрена.

Программное обеспечение (ПО)

ПО системы (контроллеры измерительно-вычислительные ОМNІ-6000, APM оператора «Rate APM оператора УУН») обеспечивает реализацию функций системы. ПО системы разделено на метрологически значимую и метрологически незначимую 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.

Таблица1 – Идентификационные данные ПО

The string will represent the string of the					
Идентификационные данные (признаки)	Значение				
Идентификационное наименование ПО	Операционная система контроллера OMNI 3000/6000	ПО «RATE APM оператора УУН» РУУН 2.3-11 AB			
Номер версии (идентификационный номер ПО)	OMNI зав. № 68691 – 24.74.14 OMNI зав. № 68859 – 24.74.15	2.3.1.1			
Цифровой идентификатор ПО	OMNI зав. № 68691 – EF9D OMNI зав. № 68859 – A3B3	B6D270DB			

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 в соответствии с Р 50.2.077-2014 «ГСИ. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения» соответствует среднему уровню защиты.

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	
V a many a arma a via v a a a a a a a a a a a a a a a	3 (2 рабочих и 1 резервно-	
Количество измерительных линий, шт.	контрольная)	
Диапазон измерений расхода, т/ч:		
- минимальный	40	
- максимальный	200	
Суммарные потери давления при максимальном расходе и		
максимальной вязкости, МПа, не более:		
- при измерениях	0,2	
- при проведении поверки и KMX	0,4	
Пределы допускаемой относительной погрешности при	1.0.25	
измерении массы брутто нефти, %	± 0,25	
Пределы допускаемой относительной погрешности при	+ 0.35	
измерении массы нетто нефти, %	± 0,35	
* :	Нефть по ГОСТ Р 51858	
Измеряемая среда	«Нефть. Общие технические	
•	условия»	
Диапазон температуры, °C	от +5 до +30	
Диапазон избыточного давления, МПа	от 0,3 до 4,0	
Диапазон плотности измеряемой среды, кг/м ³ :		
- при минимальной в течение года температуре измеряемой		
среды	950	
- при максимальной в течение года температуре измеряемой		
среды	850	
Диапазон кинематической вязкости измеряемой среды в	от 12 до 40	
рабочем диапазоне температуры, сСт		
Массовая доля воды, % не более	1,0	
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	900	
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05	
Массовая доля парафина, %, не более	5	
Массовая доля сероводорода, млн ⁻¹ . (ppm), не более	100	
Массовая доля серы, %, свыше	3,5	
	66,7 (500)	
Давление насыщенных паров, кПа (мм рт. ст.), не более	00,7 (300)	
Давление насыщенных паров, кПа (мм рт. ст.), не более Массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме, млн ⁻¹ .		
Массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме, млн ⁻¹ .	100	
•		

Знак утверждения типа

наносится справа в нижней части титульного листа инструкции по эксплуатации системы измерений количества и показателей качества нефти № 163 ОАО «СМП-Нефтегаз» типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность СИКН приведена в таблице 3.

Таблица 3 – Комплектность СИКН

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти	-	1 шт.
№ 163 ОАО «СМП-Нефтегаз», заводской № 117/2004		
Инструкция по эксплуатации	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений приведена в документе «ГСИ. Масса нефти. Методика выполнения измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 163» (свидетельство об аттестации методики измерений № 1957014-07 от 19.11.2007 г.), регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.29.2007.04052.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти № 163 ОАО «СМП-Нефтегаз»

Приказ Росстандарта от 26 сентября 2022 г. № 2356 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости»;

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

ГОСТ 8.587-2019 «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Методики (методы) измерений».

Изготовитель

Закрытое акционерное общество «ИМС Инжиниринг» (ЗАО «ИМС Инжиниринг») ИНН 7710431220

Юридический адрес: 103050, г. Москва, Благовещенский пер., д. 12, к. 2

Телефон: (495) 775-77-25, факс: (495) 708-31-30

Испытательный центр

Всероссийский научно-исследовательский институт расходометрии — филиал Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии имени Д.И.Менделеева» (ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева»)

Адрес местонахождения: 420088, Республика Татарстан, г. Казань, ул. 2-я Азинская, д. 7 «а»

Юридический адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Московский пр-кт, д. 19

Телефон: (843) 272-70-62, факс: (843) 272-00-32

Web-сайт: www.vniir.org E-mail: office@vniir.org ИНН 7809022120

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310592.