

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 163 ОАО «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 – СРМ), 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;
- 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;
- двунаправленная трубопоршневая поверочная установка для жидкостей фирмы «Daniel» Ду 8” (далее – ТПУ), регистрационный № 20054-00.

В составе системы используются следующие вспомогательные СИ и оборудование:

- индикатор фазового состояния потока ИФС-1В-700М;
- фильтры сетчатые «Plenty»;
- автоматические пробоотборники «True Cat» фирмы «Cliff Mock»;
- 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 (АРМ) оператора с программным обеспечением «Rate АРМ 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.

Программное обеспечение (ПО)

ПО системы (контроллеры измерительно-вычислительные OMNI-6000, АРМ оператора «Rate АРМ 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.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
Идентификационное наименование ПО	Операционная система контроллера OMNI 3000/6000	ПО «RATE APM оператора УУН» РУУН 2.3-11 АВ
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.

Таблица 2 – Основные метрологические и технические характеристики системы

Наименование характеристики	Значение характеристики
Количество измерительных линий, шт.	3 (2 рабочих и 1 резервно-контрольная)
Диапазон измерений расхода, т/ч: - минимальный расход - максимальный расход	40 200
Суммарные потери давления при максимальном расходе и максимальной вязкости, МПа, не более: - при измерениях - при проведении поверки и КМХ	0,2 0,4
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении массы брутто нефти, %	± 0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении массы нетто нефти, %	± 0,35
Измеряемая среда	Нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Диапазон температуры, °С	От плюс 5 до плюс 30
Диапазон избыточного давления, МПа	От 0,3 до 4,0

Наименование характеристики	Значение характеристики
Диапазон плотности измеряемой среды, кг/м ³ : - при минимальной в течение года температуре измеряемой среды - при максимальной в течение года температуре измеряемой среды	950 850
Диапазон кинематической вязкости измеряемой среды в рабочем диапазоне температуры, сСт	От 12 до 40
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
Давление насыщенных паров, кПа (мм рт. ст.), не более	66,7 (500)
Массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме, млн ⁻¹ . (ppm), не более	100
Содержание свободного газа	Не допускается
Режим работы системы	Непрерывный

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

- система измерений количества и показателей качества нефти № 163 ОАО «СМП-Нефтегаз», 1 шт., заводской № 117/2004;
- инструкция по эксплуатации системы измерений количества и показателей качества нефти № 163 ОАО «СМП-Нефтегаз»;
- Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 163 ОАО «СМП-Нефтегаз». Методика поверки. МП 0259-14-2015.

Поверка

осуществляется по документу МП 0259-14-2015 «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 163 ОАО «СМП-Нефтегаз». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИР» 16 марта 2015 г.

Основным средством поверки является ТПУ с максимальным объемным расходом 180 м³/ч, и пределами допускаемой относительной погрешности ± 0,1 %.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений приведена в документе «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 163» (свидетельство об аттестации методики измерений № 1957014-07 от 19.11.2007 г.).

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

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».

Изготовитель

ЗАО «ИМС Инжиниринг»

ИНН 7710431220

Юридический адрес: 103050, г. Москва, Благовещенский переулок, д. 12, строение 2

Тел./факс: (495) 775-77-25, (495) 708-31-30

Заявитель

ОАО «СМП-Нефтегаз»

Юридический адрес: 423461, Республика Татарстан, г. Альметьевск, пр. Строителей, д. 57.

Тел.: (8553) 39-43-00, факс: (8553) 39-43-71, e-mail: general@smpnftgaz.ru

Испытательный центр

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

Адрес: Россия, РТ, г. Казань, ул. 2-ая Азинская, д. 7 А

Тел.: 8 (843) 272-70-62, факс: 8 (843) 272-00-32

e-mail: office@vniir.org

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИР» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.310592 от 24.02.2015 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства и метрологии
по техническому регулированию

С.С. Голубев

М.п.

«___» _____ 2015 г.