

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 142 НПС «Горький» Горьковского РНУ филиала АО «Транснефть - Верхняя Волга»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 142 НПС «Горький» Горьковского РНУ филиала АО «Транснефть - Верхняя Волга» (далее - система) предназначена для автоматизированного коммерческого учета нефти, поступающей с АО «Транснефть - Прикамье» и подлежащей сдаче в АО «Транснефть - Верхняя Волга».

Описание средства измерений

Принцип действия системы основан на использовании косвенного метода динамических измерений массы брутто нефти, основанного на измерениях объема нефти с применением ультразвуковых преобразователей расхода, плотности нефти с применением преобразователя плотности или в лаборатории, температуры и давления нефти с применением датчиков температуры и преобразователей избыточного давления. Массу брутто нефти вычисляет комплекс измерительно-вычислительный, как произведение объема и плотности нефти, приведенных к стандартным условиям. Массу нетто нефти вычисляет автоматизированное рабочее место (АРМ) оператора, как разность массы брутто нефти и массы балласта, используя результаты измерений массовой доли механических примесей и массовой концентрации хлористых солей в лаборатории, массовой доли воды, определенной в лаборатории или определенной по результатам измерений объемной доли воды с помощью влагомера нефти поточного.

Система представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, спроектированной для конкретного объекта и состоящей из блока измерительных линий, 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 пяти (трех рабочих и двух резервных) измерительных линий массы брутто нефти. В систему входят следующие средства измерений (СИ):

- счетчики ультразвуковые Altosonic-5 (далее - УЗС), регистрационный номер в едином реестре средств измерений Федерального информационного фонда по обеспечению единства измерений (далее - регистрационный) № 18656-00;
- преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835 (далее - ПП), регистрационный № 52638-13;
- преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные мод. 7829, регистрационный № 15642-06;
- влагомеры нефти поточные УДВН-1пм, регистрационный № 14557-10;
- расходомер ультразвуковой UFM 3030, регистрационный № 48218-11;
- преобразователи измерительные 644 и 3144Р, регистрационный № 14683-04 в комплекте с термопреобразователями сопротивления платиновыми серии 65, регистрационный 22257-01;
- термопреобразователи сопротивления платиновые TR63, регистрационный № 49519-12, в комплекте с преобразователями измерительными серии iTEMP модели TMT82, регистрационный № 50138-12;
- преобразователи давления измерительные 3051, регистрационные № 14061-04;
- преобразователи (датчики) давления измерительные EJX 530А и EJX 110А, регистрационный № 59868-15;

В систему сбора и обработки информации системы входят:

- комплекс измерительно-вычислительный ИМЦ-07 (далее - ИМЦ-07), регистрационный № 53852-13, свидетельство ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» о метрологической аттестации программного обеспечения (программы) от 15.04.2013 № ПО - 2550 - 06 - 2013;
- АРМ оператора с программным обеспечением «Форвард «Pro», свидетельство ФГУП «ВНИИР» о метрологической аттестации программного обеспечения от 11 сентября 2012 г. № 23104-12.

В состав системы входят показывающие СИ:

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

Система обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- измерение массы брутто нефти косвенным методом динамических измерений в рабочем диапазоне расхода, температуры, давления, плотности нефти и вязкости;
- 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 или по результатам измерений объемной доли воды в БИК с применением влагомера;
- измерение давления и температуры нефти автоматическое и с помощью показывающих СИ давления и температуры нефти соответственно;
- проведение поверки и контроля метрологических характеристик (КМХ) УЗС с применением установки поверочной трубопоршневой;
- автоматический и ручной отбор проб согласно ГОСТ 2517-2012 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб»;
- контроль параметров измеряемого потока, их индикация и сигнализация нарушений установленных границ;
- защита информации от несанкционированного доступа программными средствами.

Программное обеспечение

ПО системы (ИМЦ-07 и АРМ оператора «Форвард «Pro») обеспечивает реализацию функций системы. ПО системы разделено на метрологически значимую и метрологически незначимую части. Сведения о ПО указаны в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	ПО АРМ оператора «Форвард «Pro»	ПО ИМЦ-07
Идентификационное наименование ПО	ArmA.dll, ArmMX.dll, ArmF.dll	EMC07.exe
Номер версии (идентификационный номер ПО)	4.0.01	PX.7000.01.01
Цифровой идентификатор ПО	8B71AF71, 30747EDB, F8F39210	7A70F3CC

Идентификация ПО системы осуществляется путем отображения на мониторе АРМ оператора 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 (показателя)	Значение характеристики (показателя)
Количество измерительных линий, шт.	5 (три рабочих и две резервных)
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч	От 2250 до 8700
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35
Давление измеряемой среды в системе с учетом ее подключения к технологическим трубопроводам, МПа:	
- минимально допускаемое	0,09
- рабочее	0,24
- максимально допускаемое	0,75
Суммарные потери давления при максимальном расходе и максимальной вязкости, МПа, не более:	
- в рабочем режиме	0,2
- в режиме поверки или КМХ	0,4
Диапазон температуры измеряемой среды, °С	от + 7 до + 35
Кинематическая вязкость измеряемой среды в рабочем диапазоне температуры, мм ² /с (сСт)	от 7 до 35
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Плотность измеряемой среды в рабочем диапазоне температуры, кг/м ³	от 839,0 до 906,0
Массовая доля воды, %, не более	0,7
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	150
Массовая доля парафина, %, не более	5,0
Массовая доля сероводорода, млн ⁻¹ (ppm), не более	100,0
Массовая доля серы, %, не более	1,5

Наименование характеристики (показателя)	Значение характеристики (показателя)
Массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме, млн ⁻¹ (ppm), не более	100,0
Давление насыщенных паров, мм рт. ст., не более	350
Содержание свободного газа	не допускается
Режим работы системы	непрерывный

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 № 142 НПС «Горький» Горьковского РНУ филиала АО «Транснефть - Верхняя Волга», 1 шт., заводской № 104;
- инструкция по эксплуатации системы измерений количества и показателей качества нефти № 142 НПС «Горький» Горьковского РНУ филиала АО «Транснефть - Верхняя Волга»;
- инструкция. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 142 НПС «Горький» Горьковского РНУ филиала АО «Транснефть - Верхняя Волга». Методика поверки. МП 0332-14-2015.

Поверка

осуществляется по документу МП 0332-14-2015 «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 142 НПС «Горький» Горьковского РНУ филиала АО «Транснефть - Верхняя Волга». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИР» 30 октября 2015 г.

Основным средством поверки является трубопоршневая поверочная установка СФРЮ-4000, с верхним пределом объемного расхода 4000 м³/ч, и пределами допускаемой относительной погрешности ± 0,1 %.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке системы.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений приведена в документе «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 142 НПС «Горький» Горьковского РНУ филиала АО «Транснефть - Верхняя Волга» (свидетельство об аттестации методики измерений №01.00257-2013/381014-15).

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти № 142 НПС «Горький» Горьковского РНУ филиала АО «Транснефть - Верхняя Волга»

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

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

ГОСТ Р 8.595-2004 ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений

Изготовитель

Великолукский завод «Транснефтемаш» - филиал АО «Транснефть - Верхняя Волга»
Юридический адрес: 182115, Россия, Псковская обл. г. Великие Луки, ул. Гоголя, д. 2
Тел./факс: +7 (1153) 9-26-67, +7 (1153) 9-26-67
ИНН 5260900725

Заявитель

Акционерное общество «Транснефть - Метрология»
Юридический адрес: 127254, Россия, Москва, ул. Добролюбова, д. 16, корп. 1
Тел.: +7 (495) 950-87-00, факс: +7 (495) 950-85-97
E-mail: cmo@cmo.transneft.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.: +7 (843) 272-70-62, факс: +7 (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 по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« ____ » _____ 2016 г.