ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 433 ЛПДС «Ярославль» Ярославского РНУ ООО «Транснефть - Балтика»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 433 ЛПДС «Ярославль» Ярославского РНУ ООО «Транснефть - Балтика» (далее – система) предназначена для автоматизированных измерений массы нефти согласно ГОСТ Р 8.595-2004 «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений», при учетно-расчетных операциях между:

- АО «Транснефть Верхняя Волга» и ООО «Транснефть - Балтика» при транспортировке по отводу МН «Сургут-Полоцк» на ЛПДС «Ярославль»;
- ООО «Транснефть - Балтика» и ОАО «Славнефть-ЯНОС» (как резервная схема учета для СИКН №3, СИКН №5 ЛПДС «Ярославль»).

Описание средства измерений

Принцип действия системы основан на использовании косвенного метода динамических измерений массы брутто нефти, основанного на измерениях объема нефти с применением 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 объёма и плотности нефти, приведённых к стандартным условиям. Массу нетто нефти вычисляет АРМ оператора, как разность массы брутто нефти и массы балласта, используя результаты определения массовой доли механических примесей, массовой доли хлористых солей и массовой доли воды в испытательной лаборатории.

Система представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, спроектированной для конкретного объекта и состоящей из блока измерительных линий, блоков измерений показателей качества нефти, 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.

В систему входят следующие средства измерений (СИ):

– преобразователи расхода турбинные НТМ10 (далее – ТПР), регистрационный номер в едином реестре средств измерений Федерального информационного фонда по обеспечению единства измерений (далее – регистрационный) № 56812-14;

– счётчик-расходомер камерный PD (далее – ТПР), регистрационный номер в едином реестре средств измерений Федерального информационного фонда по обеспечению единства измерений (далее – регистрационный) № 29344-11;

– преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835 (далее – ПП), регистрационный № 52638-13;

– преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7829, регистрационный № 15642-06;

– влагомеры нефти поточные УДВН-1пм, регистрационный № 14557-10;

– анализатор серы общей рентгеноабсорбционный в потоке нефти/нефтепродуктов при высоком давлении NEX XT, регистрационный № 47395-11;

– расходомеры ультразвуковые UFM 3030, регистрационный № 48218-11;

– преобразователи измерительные Rosemount 644, регистрационный № 56381-14, в комплекте с термопреобразователями сопротивления Rosemount 0065, регистрационный 53211-13.

– датчики давления КМ35, регистрационный № 56680-14;

– датчики давления Метран-150CD, регистрационный № 32854-13;

– газоанализаторы СГОЭС, регистрационный № 32808-11.

В систему сбора и обработки информации системы входят:

– комплексы измерительно-вычислительные (ИВК) ИМЦ-07, регистрационный № 53852-13, свидетельство ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» о метрологической аттестации программного обеспечения (программы) ИВК от 15.04.2013 № ПО - 2550 - 06 - 2013;

– автоматизированные рабочие места (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-У2, регистрационный № 26803-11;

– термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4 № 2, регистрационный № 303-91.

В состав системы входит установка поверочная трубопоршневая двунаправленная (далее – ТПУ), регистрационный № 62207-15.

Система обеспечивает выполнение следующих основных функций:

– измерение массы брутто нефти косвенным методом динамических измерений в рабочем диапазоне расхода, объема, 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 контрольно-резервного ТПР с применением ТПУ;

– проведение КМХ рабочих ТПР по контрольно-резервному ТПР, применяемому в качестве контрольного ТПР;

– 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 (комплексы измерительно-вычислительные ИМЦ-07 и АРМ операторов «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)	4.0.0.1	PX.7000.01.01
Цифровой идентификатор ПО	8B71AF71, 30747EDB, F8F39210	7A70F3CC
Алгоритм вычисления	CRC32	CRC32

Идентификация ПО системы осуществляется путем отображения на мониторах АРМ операторов 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 (четыре рабочих и одна контрольно-резервная)
Диапазон измерений объемного расхода, $м^3$/ч: - при учёте нефти, поступающей в ООО «Транснефть - Балтика» от АО «Транснефть Верхняя Волга» по отводу МН «Сургут-Полоцк» на ЛПДС «Ярославль» - при сдаче нефти на ОАО «Славнефть -ЯНОС»	 От 350 до 4800 От 350 до 1600
Пределы допускаемой относительной погрешности системы: - при измерении массы брутто рабочей среды, % - при измерении массы нетто рабочей среды, %	 ± 0,25 ± 0,35
Избыточное давление нефти, МПа	От 0,22 до 1,6
Суммарные потери давления при максимальном расходе и максимальной вязкости, МПа: - в рабочем режиме, не более - в режиме поверки/КМХ, не более	 0,2 0,4
Диапазон изменений температуры рабочей среды, ºС	от 5,0 до 30,0
Рабочая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Плотность рабочей среды в рабочем диапазоне температуры, кг/$м^3$:	От 850 до 890
Кинематическая вязкость рабочей среды в рабочем диапазоне температуры, $мм^2$/с (сСт)	от 9,0 до 100,0
Давление насыщенных паров при максимальной температуре рабочей среды, кПа (мм рт.ст.), не более	66,7 (500)
Массовая доля воды, %, не более	1,0
Концентрация хлористых солей, мг/$дм^3$, не более	100
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,03

Наименование характеристики (показателя)	Значение характеристики (показателя)
Массовая доля парафина, %, не более	15,0
Массовая доля сероводорода, млн$^{-1}$ (ppm), не более	33,0
Массовая доля серы, %, не более	2,0
Массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме, млн$^{-1}$ (ppm), не более	9,0
Содержание свободного газа	не допускается
Режим работы системы	непрерывный
Режим управления: - запорной арматурой блока измерительных линий - регуляторами расхода	автоматизированный автоматический
Электроснабжение	(380 ± 38) В, 3-х фазное, (50 ± 0,5) Гц (220 ± 22) В, однофазное, (50 ± 0,5) Гц

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 № 433 ЛПДС «Ярославль» Ярославского РНУ ООО «Транснефть - Балтика», 1 шт., заводской № 433;
– инструкция по эксплуатации системы измерений количества и показателей качества нефти № 433 ЛПДС «Ярославль» Ярославского РНУ ООО «Транснефть - Балтика», 1 экз.;
– инструкция. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 433 ЛПДС «Ярославль» Ярославского РНУ ООО «Транснефть - Балтика». Методика поверки. МП 0363-14-2015, 1 экз.

Поверка
осуществляется по документу МП 0363-14-2015 «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 433 ЛПДС «Ярославль» Ярославского РНУ ООО «Транснефть - Балтика». Методика поверки.», утвержденному ФГУП «ВНИИР» 17 декабря 2015 г.

Основным средством поверки является ТПУ с максимальным объемным расходом 1900 м^3/ч, и пределами допускаемой относительной погрешности ± 0,05 %.
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 № 433 ЛПДС «Ярославль» Ярославского РНУ ООО «Транснефть - Балтика» (свидетельство об аттестации методики измерений № 01.00257-2013/467014-15).

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти № 433 ЛПДС «Ярославль» Ярославского РНУ ООО «Транснефть - Балтика»
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 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 (81153) 9-26-67, +7 (81153) 9-26-67
ИНН 5260900725

Заявитель

Акционерное общество «Транснефть – Метрология»
Юридический/почтовый 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 расходометрии» (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.