

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 909 МН «Куйбышев – Лопатино» АО «Транснефть – Приволга»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 909 МН «Куйбышев – Лопатино» АО «Транснефть – Приволга» (далее – система) предназначена для автоматизированных измерений массы и показателей качества нефти, при проведении учетных операций.

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 объема и плотности нефти, приведенных к стандартным условиям. Массу нетто нефти вычисляет 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.

В систему входят следующие средства измерений (СИ):

- преобразователи расхода турбинные НТМ16 (далее – ТПР), регистрационный номер в едином реестре средств измерений Федерального информационного фонда по обеспечению единства измерений (далее – регистрационный) № 56812-14;
- 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;
- расходомер ультразвуковой UFM 3030, регистрационный № 48218-11;
- преобразователи измерительные Rosemount 644 и 3144Р, регистрационный № 56381-14, в комплекте с термопреобразователями сопротивления Rosemount 0065, регистрационный 53211-13;
- преобразователи давления измерительные 3051, регистрационный № 14061-10;
- датчики давления Метран-150СD, регистрационный № 32854-13;
- преобразователи давления измерительные EJX 530А и EJX 110А, регистрационный № 28456-09;
- термопреобразователь сопротивления платиновый серии 90 модели 2820, регистрационный № 49521-12;
- газоанализаторы СГОЭС, регистрационный № 32808-11.

В систему сбора и обработки информации системы входят:

- комплекс измерительно-вычислительный (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 RFChG, регистрационный № 30855-11;
- 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, объема, температуры, давления, плотности 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 или по результатам измерений объемной доли воды в БИК с применением влагомера;
- измерение давления и температуры нефти автоматическое и с помощью показывающих средств измерений давления и температуры нефти соответственно;
- проведение поверки и контроля метрологических характеристик (КМХ) рабочих и контрольно-резервного ТПР с применением установки поверочной трубопоршневой (ТПУ);
- проведение КМХ рабочих ТПР по контрольно-резервного 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 оператора «Форвард «Pro») обеспечивает реализацию функций системы. ПО системы разделено на метрологически значимую и метрологически незначимую части. Сведения о ПО указаны в таблице 1.

Т а б л и ц а 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 мониторе операторской станции 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 (показателя)	Значение характеристики (показателя)
Количество измерительных линий	3 (2 рабочих, 1 контрольно-резервная)
Объемный расход рабочей среды через систему: - минимальный, м ³ /ч - максимальный, м ³ /ч	900 5024,6
Пределы допускаемой относительной погрешности системы: - при измерении массы брутто рабочей среды, % - при измерении массы нетто рабочей среды, %	± 0,20 ± 0,30
Давление рабочей среды в системе с учетом ее подключения к технологическим трубопроводам, МПа: - минимально допускаемое - максимально допускаемое	0,3 1,0
Суммарные потери давления на системе 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, °С	от 5,0 до 35,0
Рабочая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Плотность рабочей среды, кг/м ³ : - при минимальной в течение года температуре рабочей среды - при максимальной в течение года температуре рабочей среды	от 860,3 до 880,0 от 845,0 до 859,1

Наименование характеристики (показателя)	Значение характеристики (показателя)
Кинематическая вязкость рабочей среды в рабочем диапазоне температуры, мм ² /с (сСт)	от 5,0 до 50,0
Давление насыщенных паров при максимальной температуре рабочей среды, кПа (мм рт.ст.), не более	48,5 (364)
Массовая доля воды, %, не более	0,5
Концентрация хлористых солей, мг/дм ³	от 10 до 100
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Содержание парафина, %, не более	6,0
Массовая доля сероводорода, млн ⁻¹ (ppm), не более	100,0
Массовая доля серы, %, не более	1,80
Массовая доля метил- и этил-меркаптанов в сумме, млн ⁻¹ (ppm), не более	100,0
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
Температура воздуха внутри помещений блока измерений показателей качества нефти, °С	от 18 до 25

Знак утверждения типа

наносится справа в нижней части титульного листа инструкции по эксплуатации системы измерений количества и показателей качества нефти № 909 МН «Куйбышев – Лопатино» АО «Транснефть – Приволга» типографским способом.

Комплектность средства измерений

- система измерений количества и показателей качества нефти № 909 МН «Куйбышев – Лопатино» АО «Транснефть – Приволга», 1 шт., заводской № 1;
- Инструкция по эксплуатации системы измерений количества и показателей качества нефти № 909 МН «Куйбышев – Лопатино» АО «Транснефть – Приволга»;
- Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 909 МН «Куйбышев – Лопатино» АО «Транснефть – Приволга». Методика поверки. МП 0303-14-2015.

Поверка

осуществляется по документу МП 0303-14-2015 «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 909 МН «Куйбышев – Лопатино» АО «Транснефть – Приволга». Методика поверки.», утвержденному ФГУП «ВНИИР» 24 августа 2015 г.

Основным средством поверки является ТПУ с максимальным объемным расходом 4000 м³/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 № 909 МН «Куйбышев – Лопатино» АО «Транснефть – Приволга» (свидетельство об аттестации методики измерений №01.00257-2013/202014-15).

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти № 909 МН «Куйбышев – Лопатино» АО «Транснефть – Приволга»

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»
ИНН 5260900725

Юридический адрес: 182115, Россия, Псковская обл. г. Великие Луки, ул. Гоголя, д. 2.

Тел./факс: (+71153) 9-26-67, (+71153) 9-26-67.

Заявитель

Акционерное общество «Транснефть – Метрология»

Юридический адрес: 127254, Россия, Москва, ул. Добролюбова, д. 16, корп. 1

Тел.: (+7495) 950-87-00, факс: (+7495) 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.: 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 по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« ___ » _____ 2015 г.