

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 908 МН «Альметьевск – Куйбышев-1» АО «Транснефть – Приволга»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 908 МН «Альметьевск – Куйбышев-1» 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 НТМ10 (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 7827, регистрационный № 15642-01;
- влагомеры нефти поточные УДВН-1пм, регистрационный № 14557-10;
- расходомер ультразвуковой UFM 3030, регистрационный № 48218-11;
- преобразователи измерительные Rosemount 644, регистрационный № 56381-14, в комплекте с термопреобразователями сопротивления Rosemount 0065, регистрационный 53211-13.
- преобразователи давления измерительные 3051, регистрационные №№ 14061-10;
- датчики давления Метран-150 CD, регистрационный № 32854-13;
- преобразователи давления измерительные EJX 530 А и EJX 110 А регистрационный № 28456-09;
- термопреобразователи сопротивления платиновые серии 90 модели 2820, регистрационный № 49521-12;

- анализатор серы общей рентгеноабсорбционные в потоке нефти/ нефтепродуктов при высоком давлении NEX XT, регистрационный № 47395-11;
- 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 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)	4.0.01	PX.7000.01.01

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	ПО АРМ оператора «Форвард «Pro»	ПО ИМЦ-07
Цифровой идентификатор ПО	8B71AF71, 30747EDB, F8F39210	7A70F3CC
Алгоритм вычисления	CRC32	CRC32

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 (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	331,3 2520,1
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 - рабочее - максимально допускаемое	0,2 от 0,2 до 0,3 0,4
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

Наименование характеристики (показателя)	Значение характеристики (показателя)
Диапазон изменений температуры рабочей среды, °С	от плюс 4,3 до плюс 25,0
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 894,0 до 905,5 от 880,0 до 897,4
Кинематическая вязкость рабочей среды в рабочем диапазоне температуры, мм ² /с (сСт)	от 10,0 до 120,0
Давление насыщенных паров при максимальной температуре рабочей среды, кПа (мм рт.ст.), не более	48,3 (362)
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	3,30
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 (далее – БИЛ) - 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 (далее – БИК)	от 18 °С до 25 °С

Знак утверждения типа

наносится справа в нижней части титульного листа инструкции по эксплуатации системы измерений количества и показателей качества нефти № 908 МН «Альметьевск – Куйбышев-1» АО «Транснефть – Приволга» типографским способом.

Комплектность средства измерений

- система измерений количества и показателей качества нефти № 908 МН «Альметьевск – Куйбышев-1» АО «Транснефть – Приволга», 1 шт., заводской № 2;
- Инструкция по эксплуатации системы измерений количества и показателей качества нефти № 908 МН «Альметьевск – Куйбышев-1» АО «Транснефть – Приволга»;

– Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 908 МН «Альметьевск – Куйбышев-1» АО «Транснефть – Приволга». Методика поверки. МП 0304-14-2015.

Поверка

осуществляется по документу МП 0304-14-2015 «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 908 МН «Альметьевск – Куйбышев-1» 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 № 908 МН «Альметьевск – Куйбышев-1» АО «Транснефть – Приволга» (свидетельство об аттестации методики измерений №01.00257-2013/203014-15).

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти № 908 МН «Альметьевск – Куйбышев-1» 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 расходометрии» (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.