

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ
(в редакции, утвержденной приказом Росстандарта № 2313 от 27.09.2019 г.)

Система измерений количества и показателей качества нефти № 407 на ЛПДС «Лопатино» АО «Транснефть - Дружба»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 407 на ЛПДС «Лопатино» АО «Транснефть - Дружба» (далее – система) предназначена для автоматизированных измерений массы и показателей качества нефти при проведении учетных операций между АО «Транснефть - Дружба» и АО «Куйбышевский нефтеперерабатывающий завод» (АО «КНПЗ»).

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 измерительно-вычислительный контроллер, 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.

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

- счетчики нефти турбинные «МИГ-250» (далее - ТПР), регистрационный номер в государственном реестре средств измерений Федерального информационного фонда по обеспечению единства измерений (далее – регистрационный) № 13981-94;
- преобразователь объема жидкости лопастной Smith Meter (далее – ПР), регистрационный № 12749-00;
- преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835 (далее – ПП), регистрационный № 15644-01;
- преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827, регистрационный № 15642-01;
- влагомеры нефти поточные УДВН-1pm (далее – ВП), регистрационный №№ 14557-05, 14557-10, 14557-15;
- расходомер UFM 3030K, регистрационный № 32562-06;
- преобразователи давления измерительные EJA, регистрационные № 14495-00;
- преобразователи давления измерительные EJX, регистрационный № 28456-04;
- преобразователи измерительные 644, 3144P, регистрационный №14683-09;
- преобразователи измерительные Rosemount 644, Rosemount 3144P, регистрационный 56381-14;
- термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65, регистрационный № 22257-11;

- термопреобразователи сопротивления Rosemount 0065, регистрационный № 53211-13;
- термопреобразователи с унифицированным выходным сигналом ТСПУ 902820, регистрационный № 32460-06;
 - термопреобразователи сопротивления серии 90, регистрационный № 68302-17;
 - преобразователи давления измерительные 2088, регистрационный № 16825-08;
 - преобразователи давления измерительные 3051, регистрационный № 14061-10;
 - датчик давления Метран-150, регистрационный № 32854-13;
 - установка поверочная трубопоршневая двунаправленная OGSB (далее – ТПУ), регистрационный № 44252-10.

В систему сбора и обработки информации системы входят:

- контроллеры измерительно-вычислительные OMNI 6000 (основной и резервный), регистрационный № 15066-09;
 - АРМ оператора с программным обеспечением «Rate APM оператора УУН», имеющие выделенную метрологически значимую часть (библиотеку «RateCalc»), свидетельство об аттестации программного обеспечения № 13602-15 от 24.06.2015;
 - контроллеры программируемые логические PLC Modicon, регистрационный № 18649-07, 18649-09.
 - преобразователи измерительные (барьер искрозащиты) серии μZ600, регистрационный № 47073-11, 28979-05.

В состав системы входят показывающие средства измерений:

- манометры для точных измерений типа МТИ, регистрационный № 1844-63, 1844-15;
- манометры показывающие для точных измерений МПТИ, регистрационный № 26803-06, 26803-11;
- манометры ФТ модели МТИФ, регистрационный № 60168-15;
- термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4 № 1, регистрационный № 303-91;
- термометры лабораторные стеклянные с взаимозаменяемыми конусами, регистрационный № 4661-91.

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;
- измерение давления и температуры нефти автоматическое и с помощью показывающих средств измерений давления и температуры нефти соответственно;
- проведение поверки и контроля метрологических характеристик (КМХ) ПР с применением ТПУ;
- проведение КМХ рабочих ТПР по контрольно-резервному ПР, применяемому в качестве контрольного;
- 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.

Пломбирование системы не предусмотрено.

Программное обеспечение (ПО)

ПО системы (контроллеры измерительно-вычислительные OMNI 6000 и АРМ оператора «Rate APM оператора УУН») 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 «Rate АРМ оператора УУН»	ПО OMNI 6000 (основной)	ПО OMNI 6000 (резервный)
Идентификационное наименование ПО	«RateCalc»	-	-
Номер версии (идентификационный номер ПО)	2.4.1.1	24.75.04	24.75.03
Цифровой идентификатор ПО	F0737B4F	-	-
Алгоритм вычисления	CRC 32		

Идентификация ПО системы осуществляется путем отображения на мониторе операторской станции управления структуры идентификационных данных.

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) записываются 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 соответствует среднему уровню защиты в соответствии с Р 50.2.077-2014 «ГСИ. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения».

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 измерительный линий, шт.	4 (три рабочих, одна контрольно - резервная)
Диапазон измерений расхода, м ³ /ч	от 285 до 1900
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении массы брутто нефти, %	± 0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении массы нетто нефти, %	± 0,35
Давление измеряемой среды, МПа,	От 0,2 до 1,6
Температура измеряемой среды, °C	от 3 до 35
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия» (с изм. №1 от 2006)
Плотность измеряемой среды в рабочем диапазоне температуры, кг/м ³	от 800 до 900
Кинематическая вязкость измеряемой среды в рабочем диапазоне температуры, мм ² /с (сСт)	от 6 до 35
Массовая доля воды, %, не более	0,5
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100
Условия эксплуатации СИКН: - температура окружающей среды, °C - относительная влажность воздуха, %	от -40до +50 95

Знак утверждения типа

наносится справа в нижней части титульного листа инструкции по эксплуатации системы типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система. Заводской № 407	-	1 шт.
Инструкция по эксплуатации	-	1 экз.
Методика поверки с изменением № 1	МП 0315-14-2015	1 экз.

Проверка

осуществляется по документу МП 0315-14-2015 «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 407 на ЛПДС «Лопатино» АО «Транснефть - Дружба». Методика поверки» с изменением № 1, утвержденному ФГУП «ВНИИР» 18 июля 2019 г.

Основные средства поверки:

- рабочий эталон 1 разряда в соответствии с приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 07.02.2018 г. № 256 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости» с диапазоном измерений расхода, обеспечивающим возможность поверки ТПР, входящих в состав системы, в рабочем диапазоне измерений;

- средства поверки в соответствии с документами на поверку средств измерений, входящих в состав системы.

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых средств измерений с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке системы.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 407 на ЛПДС «Лопатино» АО «Транснефть - Дружба» (свидетельство об аттестации методики измерений № 01.00257-2013/382014-15г.).

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти № 407 на ЛПДС «Лопатино» АО «Транснефть - Дружба»

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 7 февраля 2018 г. № 256 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости»

Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 15.03.2016 г. № 179 «Перечень измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений, выполняемых при учете используемых энергетических ресурсов, и обязательных метрологических требований к ним, в том числе показателей точности измерений»

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

Акционерное общество «Транснефть - Дружба» (АО «Транснефть - Дружба»)
ИНН 73235002178
Адрес: 241020, Брянская обл., г. Брянск, ул. Уральская, д. 113
Телефон: +7 (4832) 74-76-52
Факс: +7 (4832) 67-62-30
E-mail: office@brn.transneft.ru

Испытательный центр

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

Адрес: 420088, Республика Татарстан, г. Казань, ул. 2-я Азинская, 7 «а»
Телефон: +7 (843) 272-70-62
Факс: +7 (843) 272-00-32
Web-сайт: vniir.org
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

А.В. Кулешов

М.п. « ____ » _____ 2019 г.