

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 928 на ЛПДС «Клин» АО «Транснефть – Дружба»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 928 на ЛПДС «Клин» АО «Транснефть – Дружба» (далее – система) предназначена для автоматизированных измерений массы и показателей качества нефти при проведении учетных операций между АО «Транснефть – Дружба» и АО «Транснефть – Прикамье».

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 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 (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:

- счетчики нефти турбинные «МИГ-400» (далее – ТПР), регистрационный номер в государственном реестре средств измерений Федерального информационного фонда по обеспечению единства измерений (далее – регистрационный) № 26776-04;
- преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835, регистрационный № 15644-01;
- преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827, регистрационный № 15642-01;
- влагомеры нефти поточные УДВН-1пм (далее – ВП), регистрационный № 14557-05;
- расходомер UFM 3030K, регистрационный № 32562-09;
- анализатор серы общий рентгеноабсорбционный в потоке нефти при высоком давлении NEX XT, регистрационный № 47395-11;
- преобразователи давления измерительные EJA модели 530 и 110, регистрационные № 14495-09;
- преобразователи давления измерительные EJX 430 A, регистрационный № 28456-04;
- термопреобразователи с унифицированным выходным сигналом ТСПУ 902820, регистрационный № 32460-06;

- термопреобразователи сопротивления типа TR модификации 200, регистрационный № 17622-05;
- трубопоршневая поверочная установка типа «СФРЮ-4000» (далее – ТПУ), с заводским № 7102, 1986 года выпуска, прошедшая процедуру метрологической аттестации.

В систему сбора и обработки информации системы входят:

- контроллеры измерительно-вычислительные OMNI-6000 (основной и резервный), регистрационный № 15066-01;
- автоматизированные рабочие места (АРМ) оператора с программным обеспечением «Rate АРМ 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 Quantum 140 (основной и резервный) для управления запорной и регулирующей арматурой, регистрационный № 18649-09.

В состав системы входят показывающие средства измерений:

- манометры для точных измерений МТИ, регистрационный № 1844-63;
- манометры показывающие для точных измерений МПТИ, регистрационный № 26803-06;
- термометры лабораторные стеклянные с взаимозаменяемыми конусами № 1, регистрационный № 4661-91;
- термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4 № 1, 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 ВП;
- измерение давления и температуры нефти автоматическое и с помощью показывающих средств измерений давления и температуры нефти соответственно;
- проведение поверки и контроля метрологических характеристик (КМХ) ТПР с применением ТПУ;
- проведение КМХ рабочих ТПР по контрольно-резервному ТПР, 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.

Программное обеспечение (ПО)

ПО системы (контроллеры измерительно-вычислительные OMNI-6000 и АРМ оператора «Rate АРМ оператора УУН») 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 «Rate АРМ оператора УУН» (основной, резервный)	ПО OMNI-6000 (основной)		ПО OMNI-6000 (резервный)	
Идентификационное наименование ПО	«RateCalc»	-	-	-	-
Номер версии (идентификационный номер ПО)	2.4.1.1	24.74.13	24.74.17	024.72	024.73
Цифровой идентификатор ПО	F0737B4F	-	-	-	-
Другие идентификационные данные	CRC32	-	-	-	-

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) 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 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.

Т а б л и ц а 2 – Основные метрологические и технические характеристики системы

Наименование характеристики	Значение характеристики
Количество измерительных линий, шт.	8 (шесть рабочих, одна контрольно-резервная, одна резервная)
Диапазон измерений расхода, м ³ /ч	от 800 до 8000
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, °С	от +3 до +40
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 5 до 40
Массовая доля воды, %, не более	0,5

Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Условия эксплуатации СИКН: -температура окружающей среды, °С -относительная влажность воздуха, %	от -40 до +50 95

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 № 928 на ЛПДС «Клин» АО «Транснефть – Дружба», 1 шт., заводской № 928;
- инструкция по эксплуатации системы, 1 экз.;
- МП 0313-14-2015 «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 928 на ЛПДС «Клин» АО «Транснефть – Дружба». Методика поверки», 1 экз.

Поверка

осуществляется по документу МП 0313-14-2015 «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 928 на ЛПДС «Клин» АО «Транснефть – Дружба». Методика поверки», утвержденной ФГУП «ВНИИР» 24 июля 2015 г.

Основное средство поверки:

Установка трубопроршневая с максимальным объемным расходом 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 № 928 на ЛПДС «Клин» АО «Транснефть – Дружба» (свидетельство об аттестации методики измерений № 01.00257-2013/384014-15 от 25 июня 2015 г.).

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти № 928 на ЛПДС «Клин» АО «Транснефть – Дружба»

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

Акционерное общество «Транснефть – Дружба» (АО «Транснефть – Дружба»).

ИНН 3235002178

241020, Россия, Брянская обл., г. Брянск, ул. Уральская, 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 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.