

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «26» февраля 2021 г. №177

Регистрационный № 64949-16

Лист № 1
Всего листов 6

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 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 автоматизированное рабочее место (АРМ) оператора, как разность массы брутто нефти и массы балласта, используя результаты измерений массовой доли механических примесей, массовой концентрации хлористых солей, массовой доли воды, определенных в испытательной лаборатории.

Система представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, спроектированной для конкретного объекта и состоящей из блока измерительных линий (БИЛ), в составе шести рабочих, одной контрольно-резервной и одной резервной измерительных линий (ИЛ); блока измерений показателей качества нефти (далее – БИК); системы обработки информации (СОИ) и системы дренажа. Монтаж и наладка системы осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной и эксплуатационной документацией на систему и ее компоненты.

Измерительные компоненты системы, участвующие в измерении массы нефти, контроле и измерении параметров качества нефти, приведены в таблице 1. Измерительные компоненты могут быть заменены в процессе эксплуатации на измерительные компоненты утвержденного типа, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Состав системы

Наименование измерительного компонента	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Счетчики нефти турбинные «МИГ-400» (далее – ТПР)	26776-04, 26776-08
Преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835 (далее – ПП)	15644-01
Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827 (далее – ПВ)	15642-01
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	14557-05
Преобразователи давления измерительные ЕЖА модели	14495-00, 14495-09

530 и 110	
Преобразователи давления измерительные EJX 430 A	28456-04, 28456-09
Термопреобразователи с унифицированным выходным сигналом ТСПУ 902820 (далее – ТСПУ 902820)	32460-06
Датчики температуры 3144Р (далее – ДТ 3144Р)	39539-08

Окончание таблицы 1

Наименование измерительного компонента	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Преобразователи измерительные Rosemount 3144Р (далее – ПИ 3144Р)	56381-14
Термопреобразователи сопротивления Rosemount 0065 (далее – ТС 0065)	53211-13
Преобразователи измерительные 3144Р (далее – ПИ 3144Р)	14683-04
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65 (далее – ТС 65)	22257-05
Анализатор серы общий рентгеноабсорбционный в потоке нефти при высоком давлении NEX XT	47395-11
Измерительно-вычислительные контроллеры OMNI-6000 (далее – ИВК)	15066-95, 15066-01, 15066-04

Система обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- измерения массы брутто нефти косвенным методом динамических измерений в рабочем диапазоне объемного расхода, 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;
 - измерения давления и температуры нефти автоматические и с помощью показывающих измерительных компонентов давления и температуры нефти соответственно;
 - определение метрологических характеристик и контроля метрологических характеристик (КМХ) ТПР с применением установки поверочной трубопоршневой;
 - 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.
- Пломбирование системы не предусмотрено.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) системы (контроллеры измерительно-вычислительные OMNI-6000 (далее – ИВК) 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 2.

Идентификационные данные (признаки)	Значение				
	ПО «Rate APM оператора УУН» (основной, резервный)	ПО ИВК (основной)		ПО ИВК (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	-	-	-	-

Окончание таблицы 2

Идентификационные данные (признаки)	Значение				
	ПО «Rate APM оператора УУН» (основной, резервный)	ПО ИВК (основной)		ПО ИВК (резервный)	
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

Состав и основные метрологические характеристики вспомогательных измерительных каналов (ИК) с комплектным методом поверки, а также метрологические и основные технические характеристики системы и параметры измеряемой среды приведены в таблицах 3, 4, 5.

Таблица 3 – Состав и основные метрологические характеристики вспомогательных ИК с комплектным методом поверки

Номер ИК	Наименование ИК	Количество ИК (место установки ИК)	Состав ИК		Пределы допускаемой погрешности ИК
			Первичный измерительный преобразователь	Вторичная часть	
1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8	ИК объемного расхода нефти	8 (БИЛ – ИЛ 1, ИЛ 2, ИЛ 3, ИЛ 4, ИЛ 5, ИЛ 6, ИЛ 7, ИЛ 8)	ТПР	ИВК	$\pm 0,15\%^{1)}$ $\pm 0,10\%^{2)}$ относительная

9, 10	ИК плотности нефти	2 (БИК)	ПП	ИВК	$\pm 0,30$ кг/м ³ абсолютная
11, 12	ИК вязкости нефти	2 (БИК)	ПВ	ИВК	$\pm 1,0$ % приведенная
13,14,15, 16,17,18, 19,20,21, 22,23,24, 25	ИК температуры нефти	13 (БИЛ, БИК)	ТСПУ 902820, ДТ 3144Р, ПИ 3144Р, ТС 0065, ТС 65	ИВК	$\pm 0,2$ °С абсолютная

¹⁾ Пределы допускаемой относительной погрешности ИК объемного расхода с резервным и рабочими ТПР;

²⁾ Пределы допускаемой относительной погрешности ИК объемного расхода с контрольно-резервным ТПР, применяемым в качестве контрольного.

Таблица 4 – Метрологические характеристики системы

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода, м ³ /ч	от 800 до 8000
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	$\pm 0,25$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	$\pm 0,35$

Таблица 5 – Основные технические характеристики системы

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных линий, шт.	8 (шесть рабочих, одна контрольно-резервная, одна резервная)
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Давление измеряемой среды, МПа	от 0,2 до 0,5
Температура измеряемой среды, °С	от 3 до 40
Плотность измеряемой среды в рабочем диапазоне температуры, кг/м ³	от 800 до 900
Вязкость кинематическая 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
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	220 \pm 22, 380 \pm 38 50 \pm 1
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С: - БИЛ - БИК, ТПУ - ИВК, СОИ	от -45 до + 45 от 5 до 28 от 18 до 28

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность системы приведена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность системы

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти № 928 на ЛПДС «Клин» АО «Транснефть – Дружба», заводской № 928	–	1 шт.
Инструкция по эксплуатации системы	–	1 экз.
Методика поверки	МП 1119-14-2020	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу МП 1119-14-2020 «ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 928 на ЛПДС «Клин» АО «Транснефть – Дружба. Методика поверки», утвержденному ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д. И. Менделеева» 20 марта 2020 г.

Основные средства поверки:

- установка поверочная трубопоршневая двунаправленная OGSB, регистрационный № в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 62207-15;
- калибратор температуры серии АТС-R, регистрационный № в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 20262-05;
- установка пикнометрическая H&D Fitzgerald LTD, регистрационный № в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 37320-08;
- преобразователь вязкости жидкости 7829 Master, регистрационный № в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 49153-12.

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых измерительных компонентов 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 № 928 на ЛПДС «Клин» АО «Транснефть – Дружба», регистрационный номер по Федеральному реестру методик измерений ФР.1.29.2020.37237.

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

Приказ Росстандарта от 07.02.2018 № 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 Минэнерго России от 15.03.2016 № 179 «Об утверждении перечня 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

Изготовитель

Акционерное общество «Транснефть – Дружба» (АО «Транснефть – Дружба»)
ИНН 3235002178
Адрес: 241020, г. Брянск, ул. Уральская, 113
Телефон (факс): +7 (4832) 74-76-52 (+7 (4832) 67-62-30)
E-mail: office@brn.transneft.ru

Модернизация средства измерений «Система измерений количества и показателей качества нефти № 928 на ЛПДС «Клин» АО «Транснефть – Дружба» проведена Обществом с ограниченной ответственностью «Системы Нефть и Газ» (ООО «СНГ»)
ИНН 5050024775
Адрес: 141108, Московская обл., г. Щелково, ул. Заводская, д. 1, корп. 1
Телефон (факс): (495) 995-01-53 ((495) 741-21-18)
E-mail: office@oosng.ru

Испытательный центр

Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии – филиал Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии им. Д.И. Менделеева» (ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д. И. Менделеева»)

ИНН 7809022120

Адрес: 420088, Республика Татарстан, г. Казань, ул. 2-я Азинская, д. 7 «а»

Юридический адрес: 190005, Россия, г. Санкт-Петербург, проспект Московский, д. 19

Телефон (факс): +7 (843) 272-70-62 (+7 (843) 272-00-32)

E-mail: office@vniir.org

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.310592