

**УТВЕРЖДЕНО**  
**приказом Федерального агентства**  
**по техническому регулированию**  
**и метрологии**  
**от «29» декабря 2021 г. № 3078**

Регистрационный № 64898-16

Лист № 1  
Всего листов 6

**ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ**

**Система измерений количества и показателей качества нефти № 36 на ЛПДС «Лопатино» АО «Транснефть – Дружба»**

**Назначение средства измерений**

Система измерений количества и показателей качества нефти № 36 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 «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, приведённых 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 объёмной 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, 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 состав системы входят измерительные каналы (ИК) объемного расхода нефти, плотности и вязкости, определение метрологических характеристик которых осуществляется комплектным способом при проведении поверки системы.

В систему входят следующие измерительные компоненты:

- преобразователи расхода жидкости турбинные HELIFLU TZ-N (далее – ПР), регистрационный номер в государственном реестре средств измерений Федерального информационного фонда по обеспечению единства измерений (далее – регистрационный) № 15427-96;
- преобразователь расхода роторный TOKICO (далее – ПР), год выпуска 1976, с заводским № 52454/FS-502A;
- преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835 (далее – ПП), регистрационный № 15644-01;
- преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827 (далее – ПВ), регистрационный № 15642-01;

- влагомеры нефти поточные УДВН-1пм, регистрационный № 14557-05, 14557-10;
- расходомер UFM 3030K, регистрационный № 32562-06;
- преобразователь температуры Метран-280-Ex, регистрационный № 23410-13;
- преобразователи давления измерительные EJA модели 110, регистрационный № 14495-00, 14495-09;
- преобразователи давления измерительные EJA модели 530, регистрационный № 14495-00, 14495-09;
- преобразователи давления измерительные EJX 430 А, регистрационный № 28456-04, 28456-09;
- термопреобразователи с унифицированным выходным сигналом ТСПУ 902820, регистрационный № 32460-06;
- термопреобразователи сопротивления типа TR модификации 200, регистрационный № 17622-98;
- преобразователи вторичные для термометров сопротивления и термоэлектрических термометров типа Т модификации 31, регистрационный № 15153-98.

В систему сбора и обработки информации системы входят:

- контроллеры измерительно-вычислительные OMNI-6000 (основной и резервный), регистрационный № 15066-95;
- 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 (СИ) температуры и давления утвержденного типа.

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 ПР 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.

Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может повлиять на результат измерений, конструкцией ПР, входящего в состав ИК объемного расхода нефти, ПП, входящего в состав ИК плотности нефти, и ПВ, входящего в состав ИК вязкости нефти, предусмотрены места установки пломб.

Схемы пломбировки от несанкционированного доступа с местами установки пломб представлены на рисунках 1-3.



Рисунок 1 – Схема пломбировки от несанкционированного доступа ПР.\*

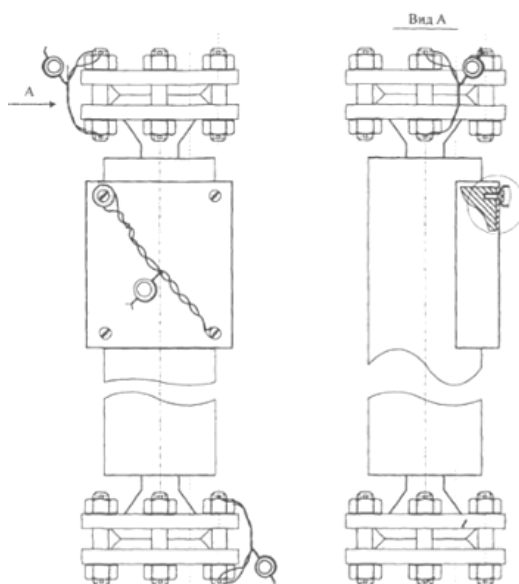


Рисунок 2 – Схема пломбировки от несанкционированного доступа ПП.\*\*

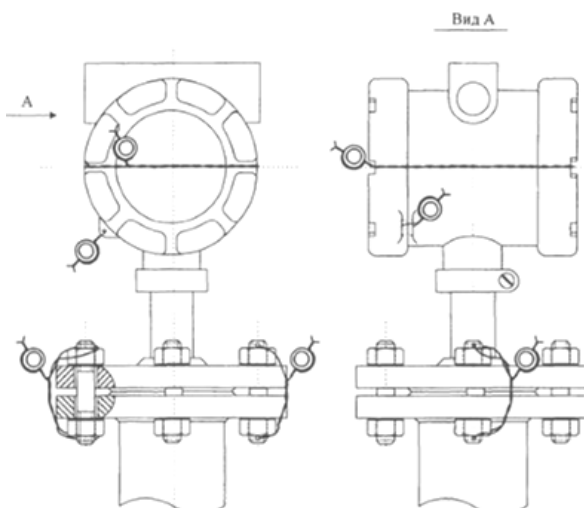


Рисунок 3 – Схема пломбировки от несанкционированного доступа ПВ.\*\*

Примечание:

\* Пломбы устанавливаются на контрольных проволоках, пропущенных через отверстия шпилек, расположенных на диаметрально противоположных фланцах, и несут на себе отпечаток клейма поверителя.

\*\* Места установки контрольных пломб, которые наносятся представителями сервисной организации, обслуживающей СИ.

## Программное обеспечение

Программное обеспечение (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.

Таблица 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	024.72	024.73
Цифровой идентификатор ПО	F0737B4F	-	-
Алгоритм вычисления	CRC32	-	-

Идентификация ПО системы осуществляется путем отображения на мониторе АРМ оператора 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 ИК, а также метрологические и основные технические характеристики системы и параметры измеряемой среды приведены в таблицах 2-4.

Таблица 2 – Состав и основные метрологические характеристики ИК с комплектным способом поверки

Номер ИК	Наименование ИК	Количество ИК (место установки)	Состав ИК		Диапазон измерений	Пределы допускаемой погрешности ИК
			Первичный измерительный преобразователь	Вторичная часть		
1	ИК объемного расхода нефти	1 (ИЛ 1)	Преобразователь расхода ротаторный TOKISO	Контроллер измерительно-вычислительный OMNI-6000 в комплекте с барьером искрозащиты	от 200 до 1200 м³/ч	±0,15 % <sup>1)</sup> (±0,1 %)²

Окончание таблицы 2

Номер ИК	Наименование ИК	Количество ИК (место установки)	Состав ИК		Диапазон измерений	Пределы допускаемой погрешности ИК
			Первичный измерительный преобразователь	Вторичная часть		
2,3	ИК объемного расхода нефти	2 (ИЛ 2, ИЛ 3)	Преобразователь расхода жидкости турбинный HELIFLU TZ-N	Контроллер измерительно-вычислительный OMNI-6000 в комплекте с барьером искрозащиты	от 200 до 1000 м <sup>3</sup> /ч	±0,15 %
4	ИК плотности	2 (БИК)	Преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835	Контроллер измерительно-вычислительный OMNI-6000 в комплекте с барьером искрозащиты	от 800 до 950 кг/м <sup>3</sup>	±0,3 кг/м <sup>3</sup>
5	ИК вязкости	2 (БИК)	Преобразователь плотности и вязкости жидкости измерительный модели 7827	Контроллер измерительно-вычислительный OMNI-6000 в комплекте с барьером искрозащиты	от 10 до 120 мм <sup>2</sup> /с (сСт)	±0,2 мПа·с в диапазоне от 0,5 до 10 мПа·с, ±1 % от шкалы в других диапазонах
<sup>1)</sup> Пределы допускаемой относительной погрешности ИК объемного расхода нефти с контрольно-резервным ПР, применяемым в качестве резервного; <sup>2)</sup> Пределы допускаемой относительной погрешности ИК объемного расхода нефти с контрольно-резервным ПР, применяемым в качестве контрольного.						

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение характеристики
Диапазон измерений объемного расхода нефти, м <sup>3</sup> /ч	от 200 до 2000
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении массы брутто нефти, %	± 0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении массы нетто нефти, %	± 0,35

Таблица 4 – Основные технические характеристики системы и параметры измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение характеристики
Количество измерительных линий, шт.	3 (две рабочих, одна контрольно-резервная)
Давление измеряемой среды, МПа	от 0,2 до 1,6
Температура измеряемой среды, °С	от 3 до 30

Окончание таблицы 4

Наименование характеристики	Значение характеристики
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Плотность измеряемой среды в рабочем диапазоне температуры, кг/м <sup>3</sup>	от 800 до 950
Кинематическая вязкость измеряемой среды в рабочем диапазоне температуры, мм <sup>2</sup> /с (сСт)	от 10 до 120
Массовая доля воды, %, не более	0,5
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup> , не более	100
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05

#### Знак утверждения типа

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

#### Комплектность средства измерений

Комплектность системы приведена в таблице 5

Таблица 5 – Комплектность системы

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти № 36 на ЛПДС «Лопатино» АО «Транснефть – Дружба»	-	1 шт.
Инструкция по эксплуатации	-	1 экз.
Методика поверки	МП 1172-14-2020	1 экз.

#### Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений приведена в документе «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений с применением системы измерений количества и показателей качества нефти № 36 на ЛПДС «Лопатино» АО «Транснефть – Дружба» с изменением № 1, зарегистрирована в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № ФР.1.29.2016.23633.

#### Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти № 36 на ЛПДС «Лопатино» АО «Транснефть – Дружба»

Приказ Росстандарта 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»