

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «26» июля 2021 г. № 1481

Регистрационный № 75530-19

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефти сырой № 2033

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефти сырой № 2033 (далее по тексту – система) предназначена для измерений в автоматизированном режиме массы и параметров нефти сырой при учетно-расчетных операциях между ООО «МНКТ» и НГДУ «Нурлатнефть» ПАО «Татнефть».

Описание средства измерений

Принцип действия системы основан на использовании прямого метода динамических измерений массы сырой нефти с применением преобразователей массового расхода. Выходные электрические сигналы с преобразователей массового расхода поступают на соответствующие входы измерительно-вычислительного комплекса, который преобразует их и вычисляет массу сырой нефти по реализованному в нем алгоритму. Масса балласта определяется расчетным путем с использованием результатов измерений массовой доли механических примесей, массовой концентрации хлористых солей, массовой доли воды, массовой доли свободного и растворенного попутного нефтяного газа. Масса нетто сырой нефти определяется как разность массы сырой нефти и массы балласта.

Система представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, скомплектованный из компонентов серийного отечественного и импортного производства. Монтаж и наладка системы осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной и эксплуатационной документацией на систему и ее компоненты. Система состоит из блока фильтров, блока измерительных линий, блока измерений параметров нефти сырой, узла подключения передвижной поверочной установки, системы дренажа и системы сбора и обработки информации.

Система состоит из двух (одного рабочего, одного контрольно-резервного) измерительных каналов массы сырой нефти, а также измерительных каналов температуры, давления, объёмной доли воды в сырой нефти, объемного расхода в блоке измерений параметров нефти сырой, в которые входят следующие средства измерений:

- счетчики-расходомеры массовые Micro Motion CMF200 (далее по тексту – СРМ), тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под (далее по тексту – Госреестр) № 13425-06, 45115-16;
- преобразователи измерительные к датчикам температуры 644, Госреестр № 14683-00;
- преобразователи измерительные 644, Госреестр № 14683-04;
- преобразователи измерительные Rosemount 644, Госреестр № 56381-14;
- датчики температуры Rosemount 644, Госреестр № 63889-16;
- термопреобразователи сопротивления платиновыми 65, Госреестр № 22257-01; 22257-05;
- термопреобразователи сопротивления Rosemount 0065, Госреестр № 53211-13;
- преобразователи давления измерительные 3051, Госреестр № 14061-04; 14061-15;
- влагомер нефти поточный УДВН-1пм1, Госреестр № 14557-05, 14557-10; 14557-15;

- влагомер сырой нефти ВСН-2, Госреестр 24604-12;
- расходомер-счетчик ультразвуковой OPTISONIC 3400, Госреестр 57762-14

В систему сбора и обработки информации системы входят:

- контроллеры измерительно-вычислительные OMNI 6000, Госреестр № 15066-04;
- автоматизированное рабочее место (АРМ) оператора на базе программного комплекса

«Сфера».

В состав системы входят показывающие средства измерений:

- манометры для точных измерений МТИ, Госреестр № 1844-63, 1844-15;
- термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4, Госреестр № 303-91.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке системы в виде оттиска поверительного клейма или наклейки.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) системы разделено на два структурных уровня – верхний и нижний.

К ПО нижнего уровня относится ПО контроллеров измерительно-вычислительных OMNI-6000 (далее по тексту – контроллеров). К метрологически значимой части ПО нижнего уровня относится операционная система контроллеров, обеспечивающая общее управление ресурсами вычислительного процессора, базами данных и памятью, интерфейсами контроллера, произведение вычислительных операций, хранение калибровочных таблиц, передачу данных на верхний уровень.

К ПО верхнего уровня относится ПО АРМ оператора на базе программного комплекса «Сфера», выполняющий функции передачи данных с нижнего уровня, отображения на станциях оператора функциональных схем и технологических параметров системы, прием и обработку управляющих команд оператора, формирование отчетных документов.

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Уровень защиты ПО «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение			
	ПО контроллера измерительного OMNI 6000 (основной)	ПО контроллера измерительного OMNI 6000 (резервный)	ПО программного комплекса АРМ «Сфера»	
Идентификационное наименование ПО	Операционная система OMNI 6000	Операционная система OMNI 6000	metrolog.dll	mDLL.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	27.74.30	27.74.30	1.0.0.0	1.2.5.16
Цифровой идентификатор ПО	DCF6	DCF6	7cd119f3c91 15b250a601b 7cad61b4d	ef9f814ff418 0d55bd94d0 debd230d76
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC16	CRC16	MD5	MD5

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода, т/ч	от 5 до 40
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы сырой нефти, %	$\pm 0,25$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти, % при определении массовой доли воды по результатам измерений поточного влагомера при содержании объемной доли воды в сырой нефти не более 5 %:	$\pm 0,35$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти, % при определении массовой доли воды по результатам измерений объемной доли в испытательной лаборатории по ГОСТ 2477 - при содержании объемной доли воды в сырой нефти до 2 %: - при содержании объемной доли воды в сырой нефти свыше 2 % до 5 %:	$\pm 0,35$ $\pm 0,58$

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть сырая
Количество измерительных линий, шт.	2 (1 рабочая, 1 контрольно-резервная)
Диапазон температуры измеряемой среды, °C	от +10 до +50
Диапазон избыточного давления измеряемой среды, МПа	от 0,3 до 2,5
Диапазон кинематической вязкости нефти, мм ² /с (сСт)	от 50 до 200
Диапазон плотности сырой нефти, кг/м ³	от 900 до 950
Плотность пластовой воды, кг/м ³	1160
Объемная доля воды в сырой нефти, %, не более	5
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,5
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	2900
Содержание растворенного газа, м ³ /м ³ , не более	1,0
Содержание свободного газа, %, не более	0,2
Плотность попутного нефтяного газа при стандартных условиях (давление 101325 Па, температура +20 °C), кг/м ³	1,3
Потребляемая мощность, В·А, не более	3000
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	380±38 (трехфазное); 220±22 (однофазное) 50±1
Условия эксплуатации – температура окружающего воздуха, °C – относительная влажность, % – атмосферное давление, кПа	от -55 до +50 до 100 100±5
Средний срок службы, год, не менее	15

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и параметров нефти сырой № 2033	заводской № 78	1
Инструкция по эксплуатации системы измерений количества и параметров нефти сырой №2033	-	1
Методика поверки	МП 1151-9-2020	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Масса нефти сырой. Методика измерений системой измерений количества и параметров нефти сырой № 2033» (свидетельство об аттестации методики измерений № 01.00257-2013/8409-20 от 12.08.2020).

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и параметров нефти сырой № 2033

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»