

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, объемной 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;
- преобразователь первичный измерительный объемной доли воды в нефти ПИП-ВСН, Госреестр № 19850-04.
- расходомер UFM 3030, Госреестр № 32562-06.

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.

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, производство 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		
	Контроллер измерительно-вычислительный OMNI 6000 (основной)	Контроллер измерительно-вычислительный OMNI 6000 (резервный)	АРМ оператора на базе программного комплекса «Сфера»
Идентификационное наименование ПО	-	-	Metrolog.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	27.74.30	27.74.30	3.0
Цифровой идентификатор ПО	DCF6	DCF6	07E8BEE3

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода, т/ч	от 5 до 25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы сырой нефти, %	± 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 %:	±0,35
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 %:	±0,35
- при содержании объемной доли воды в сырой нефти свыше 2 до 5 %:	±0,58

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть сырая
Диапазон температуры измеряемой среды, °С	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 °С), 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, °С – 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 0898-9-2018	1

Поверка

осуществляется по документу МП 0898-9-2018 «Инструкция. Государственная система обеспечения единства измерений. Система измерений количества и параметров нефти сырой № 2033. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИР» 14.12.2018 г.

Основные средства поверки:

– эталоны с диапазоном измерений расхода, соответствующим поверяемому расходомеру и пределами допускаемой относительной погрешности не более ±0,1% в соответствии с приказом Росстандарта от 07.02.2018г. № 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»;

– средства поверки в соответствии с методикой поверки системы

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

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

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 № 01.00257-2013/19509-18 от 10.12.2018).

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

Приказ Росстандарта от 07.02.2018г. № 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

Изготовитель

Закрытое акционерное общество «ИТОМ» (ЗАО «ИТОМ»)

ИНН 1831050010

Адрес: 426057, Республика Удмуртия, г. Ижевск, ул. Красноармейская, 182

Телефон (факс): (3412) 48-33-78

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «МНКТ» (ООО «МНКТ»)

ИНН 1657086133

Адрес: 420107, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Муштары д. 2А. пом. 100Н, офис 41

Телефон: (843)200-99-98

Испытательный центр

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

Адрес: 420088 г. Казань, ул. 2-я Азинская, 7А

Телефон: (843) 272-70-62

Факс: (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

А.В. Кулешов

М.п.

«___» _____ 2019 г.