

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефти сырой на ДНС-8 Мамонтовского месторождения ООО «РН-Юганскнефтегаз»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефти сырой на ДНС-8 Мамонтовского месторождения ООО «РН-Юганскнефтегаз» (далее – система) предназначена для автоматизированных измерений массы нефти сырой.

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 растворенного 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 система сбора и обработки информации.

Система состоит из трех (двух рабочих, 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 мод. CMF 400 (далее – СРМ), тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под (далее – рег.) № 45115-10;
- влагомеры сырой нефти ВСН-2-50-100 (далее – ВП), рег. № 24604-12;
- преобразователи давления AUTROL мод. АРТ3100, АРТ3200, рег. № 37667-13;
- преобразователи измерительные 3144Р, рег. № 14683-09;
- термопреобразователи сопротивления платиновые 65, рег. № 22257-11;
- преобразователи температуры Метран-286, рег. № 23410-13;
- расходомер ультразвуковой UFM 3030, рег. № 48218-11.

В систему сбора и обработки информации системы входят:

- комплексы измерительно-вычислительные «ОКТОПУС-Л» («OCTOPUS-L»), рег. № 43239-09;
- контроллер программируемый Simatic S7-400, рег. № 15773-11;
- автоматизированные рабочие места (далее – АРМ) оператора.

В состав системы входят показывающие средства измерений:

- термометры биметаллические показывающие, рег. № 46078-11, 46078-16;
- манометры избыточного давления показывающие для точных измерений МТИф, рег. № 34911-11;

Программное обеспечение

Система имеет метрологически значимое программное обеспечение (далее – ПО), реализованное в комплексе измерительно-вычислительном «ОКТОПУС-Л» («ОСТОПУС-L») (далее – ИВК) и автоматизированном рабочем месте (далее – АРМ) оператора «Rate АРМ оператора УУН», сведения о которых приведены в таблице 1.

Уровень защиты ПО «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014 «ГСИ. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения».

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	ПО «Rate АРМ оператора УУН» (основное и резервное)	ПО комплекса измерительно-вычислительного «ОКТОПУС-Л» («ОСТОПУС-L») (основной и резервный)
Идентификационное наименование ПО	Rate АРМ оператора УУН	Formula.0
Номер версии (идентификационный номер ПО)	2.3.1.1	6.05
Цифровой идентификатор ПО	B6D270DB	DFA87DAC

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода измеряемой среды, м ³ /ч	От 50 до 500
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы сырой нефти, %:	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерении массы нетто нефти сырой	
- при определении массовой доли воды с применением ВП; %:	
- при содержании объемной доли воды от 8,745 до 10 % вкл.;	±1,2
- при содержании объемной доли воды от 10 до 20 % вкл.;	±1,4
- при содержании объемной доли воды от 20 до 50 % вкл.;	±2,1
- при содержании объемной доли воды от 50 до 70 % вкл.;	±4,3
- при содержании объемной доли воды от 70 до 73,52 % вкл.	±7,3
- при определении массовой доли воды в испытательной лаборатории; %:	
- при содержании объемной доли воды от 8,745 до 10 % вкл.;	±0,6
- при содержании объемной доли воды от 10 до 20 % вкл.;	±1,2
- при содержании объемной доли воды от 20 до 50 % вкл.;	±4,4
- при содержании объемной доли воды от 50 до 70 % вкл.;	±10,1
- при содержании объемной доли воды от 70 до 73,52 % вкл.	±12,1

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть сырая
Рабочее давление сырой нефти, МПа	от 1,0 до 1,5
Диапазон температуры нефти, °С	от +20 до +80
Вязкость кинематическая нефти, мм ² /с (сСт), не более	19,5
Диапазон плотности при рабочих условиях, кг/м ³	от 853,4 до 962,0
Диапазон плотности обезвоженной нефти при стандартных условиях, кг/м ³	от 872,0 до 885,3
Плотность пластовой воды при стандартных условиях, кг/м ³ , не более	1011
Давление насыщенных паров при максимальной температуре, кПа (мм рт. ст.), не более	66,7 (500)
Диапазон массовой доли воды, %	от 10 до 76,3
Диапазон массовой концентрации хлористых солей, мг/дм ³	от 1485,7 до 11761,4
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,057
Содержание свободного газа	не допускается
Диапазон содержания растворенного газа, м ³ / м ³	от 0,3 до 1,4
Режим работы системы	постоянный
Параметры электрического питания: - напряжение, В - частота, Гц	380 (трехфазное); 220±22 (однофазное) 50±1
Условия эксплуатации: Температура окружающего воздуха, °С: - помещение блочно-модульного здания блока технологического; - помещение блока местной автоматики; - помещение операторной; - помещение электрощитовой	не ниже +5; от +18 до +25; от +18 до +25; не ниже +5
Средний срок службы, лет, не менее	10

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 на ДНС-8 Мамонтовского месторождения ООО «РН-Юганскнефтегаз»	заводской № 594/2014	1 шт.
Система измерений количества и параметров нефти сырой (СИКНС) на ДНС-8 Мамонтовского месторождения ООО «РН-Юганскнефтегаз». Руководство по эксплуатации	0706.00.00.000 РЭ	1 экз.
Инструкция. Государственная система обеспечения единства измерений. Система измерений количества и параметров нефти сырой на ДНС-8 Мамонтовского месторождения ООО «РН-Юганскнефтегаз». Методика поверки	МП 0812-9-2018	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу МП 0812-9-2018 «Инструкция. Государственная система обеспечения единства измерений. Система измерений количества и параметров нефти сырой на ДНС-8 Мамонтовского месторождения ООО «РН-Юганскнефтегаз». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИР» 22 августа 2018 г.

Основные средства поверки:

- средства поверки в соответствии с методикой поверки системы;
- эталоны 1-го и 2-го разряда по «Государственной поверочной схеме для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости, утвержденная Приказом Росстандарта №256 от 07.02.2018 с диапазоном измерений расхода, соответствующим поверяемому расходомеру.

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

ГСИ. Масса нефти сырой. Методика (метод) измерений количества и параметров нефти сырой на ДНС-8 Мамонтовского месторождения ООО «РН-Юганскнефтегаз» (свидетельство об аттестации методики измерений № 01.00257-2013/3109-15 от 25.02.2015).

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и параметров нефти сырой на ДНС-8 Мамонтовского месторождения ООО «РН-Юганскнефтегаз»

Государственная поверочная схема для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости, утвержденная Приказом Росстандарта № 256 от 07.02.2018 г.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ИМС Индастриз»
(ООО «ИМС Индастриз»)

ИНН 7736545870

Адрес: 142703, Московская область, Ленинский район, г. Видное, улица Донбасская, дом 2, строение 10, комната 611

Почтовый адрес: 117312, г. Москва, ул. Вавилова, д. 47а

Телефон: (495) 221-10-50, факс: (495) 221-10-51

Web-сайт: www.imsholding.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт расходометрии» (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. « ____ » _____ 2018 г.