

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефти сырой на ДНС-3 Правдинского месторождения

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефти сырой на ДНС-3 Правдинского месторождения (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 четырех (трех рабочих, одного контрольно-резервного) измерительных каналов массы сырой нефти, а также измерительных каналов температуры, давления, плотности, 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. СМФНС3 (далее – СРМ), тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под (далее – рег.) № 45115-10;

– влагомеры сырой нефти ВСН-АТ-100 (далее – ВП), рег. № 42678-09;

– датчики давления Метран-150, рег. № 32854-13;

– преобразователь плотности измерительные 7835, рег. № 15644-96;

– преобразователь плотности жидкости измерительные модели 7835, рег. № 52638-13;

– 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;

– автоматизированные рабочие места (далее – АРМ) оператора.

В состав системы входят показывающие средства измерений:

– термометры биметаллические показывающие, рег. № 46078-16;

– манометры ФТ модели МТИф, рег. № 60168-15;

Программное обеспечение

Система имеет метрологически значимое программное обеспечение (далее – ПО), реализованное в комплексе измерительно-вычислительном «ОКТОПУС-Л» («OCTOPUS-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 APM оператора УУН» (основное и резервное)	ПО комплекса измерительно-вычислительного «ОКТОПУС-Л» («ОСТОПУС-L») (основной и резервный)
Идентификационное наименование ПО	Rate APM 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, т/ч	от 190 до 2114
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы сырой нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти, %:	
- при применении ВП; %:	
- при содержании объемной доли воды в сырой нефти от 64,96 до 70,00 % вкл. (массовая доля воды от 69,00 до 73,70 % вкл.)	±4,5
- при содержании объемной доли воды в сырой нефти от 70,00 до 82,52 % вкл. (массовая доля воды от 73,70 до 85,00 % вкл.)	±7,6
- при определении массовой доли воды в сырой нефти в испытательной лаборатории, %:	
- при содержании объемной доли воды в сырой нефти от 64,96 до 70,00 % вкл. (массовая доля воды от 69,00 до 73,70 % вкл.)	±10,5
- при содержании объемной доли воды в сырой нефти от 70,00 до 82,52 % вкл. (массовая доля воды от 73,70 до 85,00 % вкл.)	±21,2

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	Нефть сырая
Давление сырой нефти, МПа – рабочее – расчетное	от 1,03 до 1,82 2,5
Диапазон температуры сырой нефти, °С	от +45 до +60
Диапазон кинематической вязкости, мм ² /с (сСт)	от 52,55 до 72,4
Диапазон плотности обезвоженной нефти при стандартных условиях, кг/м ³	от 865 до 880
Диапазон плотности пластовой воды, кг/м ³	от 1005 до 1100
Давление насыщенных паров при максимальной температуре, кПа (мм рт. ст.), не более	66,7 (500)
Диапазон объемной доли воды, %	от 64,96 до 82,52
Диапазон массовой концентрации хлористых солей, мг/дм ³	от 7500 до 30000
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,065
Содержание свободного газа	не допускается
Объемная доля растворенного газа, м ³ /м ³ , не более	20,0
Плотность газа при стандартных условиях, кг/м ³	1,22
Режим работы системы	непрерывный
Параметры электрического питания: - напряжение, В - частота, Гц	380±38 (трехфазное); 220±22 (однофазное) 50±1
Условия эксплуатации: Температура окружающего воздуха, °С: – в блоке измерений показателей качества – в помещении системы обработки информации Относительная влажность воздуха, % Атмосферное давление, кПа	от +5 до +35 от +18 до +25 от 30 до 80 от 84 до 106
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-3 Правдинского месторождения	заводской № 578/2013	1 шт.
Система измерений количества и параметров нефти сырой (СИКНС) на ДНС-3 Правдинского месторождения. Руководство по эксплуатации	0646.00.00.000 РЭ	1 экз.
Инструкция. Государственная система обеспечения единства измерений. Система измерений количества и параметров нефти сырой на ДНС-3 Правдинского месторождения. Методика поверки	МП 0790-9-2018	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу МП 0790-9-2018 «Инструкция. Государственная система обеспечения единства измерений. Система измерений количества и параметров нефти сырой на ДНС-3 Правдинского месторождения. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИР» 08 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 расходу».

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 системой измерений количества и параметров нефти сырой на ДНС-3 Правдинского месторождения ООО «РН-Юганскнефтегаз» (свидетельство об аттестации методики измерений № 16-1050-01.00270-2014 от 18.02.2014).

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и параметров нефти сырой на ДНС-3 Правдинского месторождения

Приказ № 256 от 07.02.2018 «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

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.