

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефти сырой на выходе ДНС Восточно-Правдинского месторождения (далее – система) предназначена для автоматизированных измерений массы и параметров нефти сырой, транспортируемой по трубопроводу, с фиксацией массы нефти сырой за отчетный интервал времени (измерений и регистрация массы нефти сырой с нарастающим итогом).

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, скомпонованный 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 контроля параметров нефти сырой, узла подключения передвижной поверочной установки, системы дренажа и система сбора и обработки информации.

Система состоит из двух (одной 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 контроля параметров нефти сырой, в которые входят следующие средства измерений:

- расходомеры массовые Promass 83F (далее – СРМ), тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 15201-11;
- влагомеры сырой нефти ВСН-АТ-100 (далее – ВП), тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 62863-15;
- преобразователи давления измерительные Cerabar M RMP51, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 41560-09;
- термопреобразователи сопротивления платиновые TR 88, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 49519-12 с преобразователем измерительным серии iTEMP TMT82, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 57947-14;
- расходомер-счетчик ультразвуковой OPTISONIC 3400, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 57762-14.

В систему сбора и обработки информации системы входят:

- комплексы измерительно-вычислительные «ОКТОПУС-Л» («ОСТОРУС-Л»), тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 43239-15;
 - автоматизированное рабочее место (далее – АРМ) оператора.
- В состав системы входят показывающие средства измерений:
- манометры показывающие для точных измерений МПТИ, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 26803-11;

- термометры биметаллические показывающие, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 46078-11;
- термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 303-91.

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, 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	
	Комплекс измерительно-вычислительный «ОКТОПУС-Л» («OCTOPUS-L») (основной и резервный)	АРМ оператора
Идентификационное наименование ПО	Formula.o	«O3HA-Flow»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	6.10	2.0
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	24821CE6	64C56178

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение характеристики
Диапазон измерений расхода, м ³ /ч	от 50 до 210
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 объемной доли воды с применением ВП, %	±8,5 ±19,0
- при содержании от 75 % массовой доли воды до 85 % включ. объемной доли воды;	
- при содержании объемной доли воды от 85% до 89,85 % включ. (массовой доли воды до 91 %)	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение характеристики
Измеряемая среда	нефть сырая
Диапазон измерений расхода, м ³ /ч	от 50 до 210
Диапазон плотности сырой нефти при 20 °С, кг/м ³	от 888,5 до 950,0
Диапазон плотности пластовой воды при 20 °С, кг/м ³	от 1005 до 1015
Кинематическая вязкость, сСт, не более	19,5
Диапазон давления, МПа - рабочее - минимально допустимое - максимально допустимое	от 3,4 до 3,8 1,2 4,5
Диапазон температуры сырой нефти, °С	+25 до +60
Диапазон массовой доли воды в сырой нефти, %	от 75 до 91
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,5
Диапазон массовой концентрации хлористых солей в сырой нефти, мг/дм ³	от 42,1 до 47,1
Диапазон содержания растворенного газа, м ³ /м ³	от 0,8 до 3,2
Плотность газа при стандартных условиях, кг/м ³ , не более	0,96
Содержания свободного газа, %	не допускается
Режим работы системы	непрерывный
Потребляемая мощность, кВт, не более	10
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 +34 до 100 при 25 °С 100±5
Средний срок службы, год, 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 выходе ДНС Восточно-Правдинского месторождения	заводской № 322	1
СИКНС на выходе ДНС Восточно-Правдинского месторождения. Руководство по эксплуатации	ОИ 322.00.00.00.000 РЭ	1
Инструкция. Государственная система обеспечения единства измерений. Система измерений количества и параметров нефти сырой на выходе ДНС Восточно-Правдинского месторождения. Методика поверки	МП 0747-9-2018	1

Поверка

осуществляется по документу МП 0747-9-2018 «Инструкция. Государственная система обеспечения единства измерений. Система измерений количества и параметров нефти сырой на выходе ДНС Восточно-Правдинского месторождения. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИР» 08 февраля 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 г. 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 измерений системой измерений количества и параметров нефти сырой на выходе ДНС Восточно-Правдинского месторождения (свидетельство об аттестации методики измерений № 01.00257-2013/509-17 от 02.02.2017 г.).

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

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 «Научно-производственное предприятие ОЗНА-Инжиниринг» (ООО «НПП ОЗНА-Инжиниринг»)
ИНН 0278096217
Адрес: 450071, г. Уфа, ул. Менделеева, 205а
Телефон: +7 (347) 292-79-10, факс: +7 (347) 292-79-15
E-mail: ozna-eng@ozna.ru

Испытательный центр

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

Адрес: 420088 г. Казань, ул. 2-я Азинская, 7А
Телефон: +7 (843) 272-70-62, факс: +7 (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.