

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефти сырой на выходе месторождения Монги

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефти сырой на выходе месторождения Монги (далее по тексту – система) предназначена для измерений количества и параметров нефти сырой в автоматическом режиме, выходящей с установки подготовки нефти (УПН) месторождения Монги и направляемый в промысловый нефтепровод на установку комплексной подготовки нефти (УКПН) Даги для дальнейшей подготовки.

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 в измерительно-вычислительном комплексе 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, спроектированной для конкретного объекта. Монтаж и наладка системы осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной и эксплуатационной документацией на систему и ее компоненты.

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 сырой нефти в блоке измерений параметров нефти сырой, в которые входят следующие средства измерений:

- расходомеры массовые Promass 83F (далее по тексту – СРМ), тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под (далее по тексту – Госреестр) № 15201-11;

- влагомер нефти микроволновый MBH-1.3 (далее по тексту – ВП), Госреестр № 63973-16;

- влагомер сырой нефти ВСН-2-50-03 (далее по тексту – ВП), Госреестр № 24604-12;

- датчики давления Метран-150, Госреестр № 32854-13;

- датчики температуры Rosemount 3144Р, Госреестр № 63889-16;

- преобразователи измерительные Rosemount 3144Р, Госреестр № 56381-14;

- счетчик нефти турбинный МИГ, Госреестр № 26776-08.

В систему обработки информации системы входят:

- контроллеры измерительные FloBoss S600+, Госреестр № 64224-16;

- автоматизированное рабочее место (далее – АРМ) оператора.

В состав системы входят показывающие средства измерений:

- манометры МП показывающие и сигнализирующие, Госреестр № 59554-14;

- термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4, Госреестр № 303-91.

Программное обеспечение

Система имеет метрологически значимое программное обеспечение (ПО), реализованное в контроллере измерительном FloBoss S600+, (далее по тексту – ИВК) и автоматизированном рабочем месте (АРМ) оператора, сведения о которых 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	
	Контроллеры измерительные FloBoss S600+	АРМ оператора
Идентификационное наименование ПО	LinuxBinary.app	OZNA-Flow v.2.0
Номер версии (идентификационный номер) ПО	06.25	2.0
Цифровой идентификатор ПО	0x1990	64C56178

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики системы

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода измеряемой среды, т/ч	от 45 до 75
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 влагомера нефти микроволнового МВН-1.3: - при содержании объемной доли воды от 0 до 5 % включ. - при содержании объемной доли воды св. 5 до 10 % включ. с применением влагомера сырой нефти ВСН-2-50-03: - при содержании объемной доли воды св. 10 до 20 % включ. - при содержании объемной доли воды св. 20 до 50 % включ. - при содержании объемной доли воды св. 50 до 70 % включ. - при содержании объемной доли воды св. 70 до 85 % включ. - при содержании объемной доли воды св. 85 до 88,17 % включ. (массовой доли воды до 90 % включ.)	±0,35; ±0,4; ±1,4; ±2,2; ±4,5; ±13,4; ±17,0
- при определении массовой доли воды в испытательной лаборатории по ГОСТ 2477 или по аттестованной методике определения массовой доли воды в испытательной лаборатории: - при содержании объемной доли воды от 0 до 1 % включ. - при содержании объемной доли воды св. 1 до 2 % включ. - при содержании объемной доли воды св. 2 до 3 % включ. - при содержании объемной доли воды св. 3 до 4 % включ. - при содержании объемной доли воды св. 4 до 5 % включ. - при содержании объемной доли воды св. 5 до 10 % включ. - при содержании объемной доли воды св. 10 до 20 % включ. - при содержании объемной доли воды св. 20 до 50 % включ. - при содержании объемной доли воды св. 50 до 70 % включ. - при содержании объемной доли воды св. 70 до 85 % включ. - при содержании объемной доли воды св. 85 до 88,17 % включ. (массовой доли воды до 90 % включ.)	±0,31; ±0,34; ±0,40; ±0,48; ±0,56; ±0,6; ±1,2; ±4,6; ±10,6; ±25,8; ±34,0

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть сырая
Диапазон плотности сырой нефти при 20 °С, кг/м ³	от 840 до 905
Диапазон плотности сырой нефти при рабочих условиях, кг/м ³	от 819,05 до 914,41
Диапазон плотности пластовой воды при 20 °С, кг/м ³	от 1000 до 1015
Диапазон вязкости при 20 °С, сСт	от 6,0 до 20,0
Диапазон давления, МПа	от 0,9 до 2,4
Диапазон температуры сырой нефти, °С	+5 до +50
Массовая доля воды в сырой нефти, %, не более	90,0
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,03
Массовая концентрация хлористых солей в сырой нефти, мг/дм ³ , не более	800
Суммарные потери давления в системе при максимальном расходе и максимальной вязкости, МПа, не более	
– в режиме измерений	0,2
– в режиме поверки и контроля метрологических характеристик (КМХ)	0,4
Содержания растворенного газа, м ³ /м ³ , не более	1,0
Диапазон плотности газа при стандартных условиях, кг/м ³	от 0,75 до 0,80
Содержания свободного газа, %	отсутствует
Режим работы системы	непрерывный
Параметры электрического питания:	
– напряжение переменного тока, В	380/220±22
– частота переменного тока, Гц	50±1
Потребляемая мощность, кВт, не более	10
Условия эксплуатации:	
– температура воздуха, °С	от –43 до +40
– относительная влажность, %	от 30 до 100
– атмосферное давление, кПа	от 96 до 104
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 выходе месторождения Монги	заводской № 345	1
Руководство по эксплуатации	ОИ 345.00.00.00.000 РЭ	1
Методика поверки	МП 0838-9-2018	1

Поверка

осуществляется по документу МП 0838-9-2018 «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и параметров нефти сырой на выходе месторождения Монги. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИР» 12.11.2018 г.

Основные средства поверки:

– эталоны с диапазоном измерений расхода, соответствующим поверяемому расходомеру и пределами допускаемой относительной погрешности не более $\pm 0,1\%$ в соответствии с приказом 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»;

– 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 на выходе месторождения Монги» (свидетельство об аттестации методики измерений № 01.00257-2013/15809-17 от 07.11.2017).

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и параметров нефти сырой на выходе месторождения Монги

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».

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «НПП ОЗНА-Инжиниринг»
(ООО «НПП ОЗНА-Инжиниринг»)

ИНН 0278096217

Адрес: 450071, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Менделеева, 205а

Телефон: (347) 292-79-10

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 (факс): (843) 272-70-62 ((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.