

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефти сырой на ДНС «Гараевская»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефти сырой на ДНС «Гараевская» (далее - система) предназначена для автоматизированных измерений массы нефти сырой.

Описание средства измерений

Принцип действия системы основан на использовании прямого метода динамических измерений массы нефти сырой 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, спроектированной для конкретного объекта и состоящей из блока измерительных линий, блока измерений параметров нефти сырой, системы обработки информации, узла подключения передвижной поверочной установки и системы дренажа. 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, объёмной доли воды в сырой нефти, в которые входят следующие средства измерений:

- счетчики-расходомеры массовые Micro Motion мод. CMF300 (далее - СРМ), рег. №№ 45115-10, 45115-16;
- влагомер сырой нефти ВСН-2 (далее - ВП), рег. № 24604-12;
- преобразователи давления AUTROL мод. АРТ3100, АРТ3200, рег. №№ 37667-08, 37667-13;
- преобразователи температуры Метран-286, рег. № 23410-13;
- преобразователь расхода турбинный NuFlo, рег. № 39188-08.

В систему обработки информации системы входят:

- комплексы измерительно-вычислительные ОКТОПУС-Л (ОСТОРУС-Л), рег. № 43239-09;
- автоматизированное рабочее место (далее - АРМ) оператора на базе программного обеспечения «Rate оператора УУН».

В состав системы входят показывающие средства измерений:

- манометры МП, рег. № 59554-14;
- термометры биметаллические показывающие, рег. №№ 46078-11, 46078-16.

Программное обеспечение

Система имеет программное обеспечение (далее - ПО), реализованное в комплексе измерительно-вычислительном ОКТОПУС-Л (ОСТОРУС-Л) и АРМ оператора ПО «Rate оператора УУН», сведения о которых приведены в таблице 1.

Уровень защиты ПО «высокий» 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 оператора УУН» (основное и резервное) | ПО комплекса измерительно-вычислительные ОКТОПУС-Л (ОСТОПУС-Л) (основной и резервный) |
| Идентификационное наименование ПО | Rate 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 системы

| Наименование характеристики | Значение |
|---|--|
| Диапазон измерений расхода, м ³ /ч | от 18 до 90 |
| Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефти сырой, % | ±0,25 |
| Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти сырой, %: - при определении массовой доли воды с применением ВП: - при содержании объемной доли воды от 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 90 % включ. - при содержании объемной доли воды св. 90 до 95 % включ. - при содержании объемной доли воды св. 95 до 97 % включ. - при содержании объемной доли воды в сырой нефти свыше 97 % пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти сырой не нормируются; - при определении массовой доли воды в испытательной лаборатории, %: - при содержании объемной доли воды от 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 в сырой нефти свыше 70 % пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти сырой не нормируются. | ±1,6 ±2,5 ±5,2 ±15,6 ±23,5 ±46,9 ±78,2 ±9,8 ±31,3 ±73,0 |

Таблица 3 - Основные технические характеристики системы

| Наименование характеристики | Значение |
|--|---------------------------------------|
| Измеряемая среда | нефть сырая |
| Количество измерительных линий, шт. | 2 (1 рабочая, 1 контрольно-резервная) |
| Избыточное давление нефти сырой, МПа - рабочее - минимально допустимое - максимальное: -на входе системы - после насосов блока измерений параметров нефти сырой | 3,1 1,5 4,0 4,4 |

| Наименование характеристики | Значение |
|---|--|
| Диапазон температуры нефти сырой, °С | от +5 до +35 |
| Вязкость кинематическая измеряемой среды при 20 °С , мм ² /с (сСт), не более | 7,09 |
| Диапазон плотности нефти сырой, кг/м ³ | от 1094 до 1112 |
| Плотность обезвоженной дегазированной нефти в стандартных условиях, кг/м ³ | 830 |
| Диапазон плотности пластовой воды, кг/м ³ | от 1100 до 1180 |
| Давление насыщенных паров при максимальной температуре, кПа (мм рт. ст.), не более | 66,7 (500) |
| Диапазон объемной доли воды, % | от 10 до 98 |
| Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более | 500 |
| Массовая доля механических примесей, %, не более | 0,006 |
| Содержание свободного газа | не допускается |
| Содержание растворенного газа, м ³ /т, не более | 7,1845 |
| Режим работы системы | непрерывный |
| Параметры электрического питания: - напряжение, В - частота, Гц | 380±38 (трехфазное); 220±22 (однофазное) 50±1 |
| Потребляемая мощность, кВт, не более | 10 |
| Условия эксплуатации - температура окружающей среды, °С - в блоке измерений параметров нефти сырой - в помещении системы обработки информации - относительная влажность, % - атмосферное давление, кПа | от +5 до +35 от +10 до +35 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 инструкции 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 «Гараевская» | заводской № 597/2014 | 1 |
| Инструкция по эксплуатации Система измерений количества и параметров нефти сырой на ДНС «Гараевская» | - | 1 |
| Инструкция. Государственная система обеспечения единства измерений. Система измерений количества и параметров нефти сырой на ДНС «Гараевская». Методика поверки | МП 0665-9-2017 | 1 |

Поверка

осуществляется по документу МП 0665-9-2017 «Инструкция. Государственная система обеспечения единства измерений. Система измерений количества и параметров нефти сырой на ДНС «Гараевская». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИР» 01 ноября 2017 г.

Основные средства поверки:

- поверочные установки и эталоны с диапазоном измерений расхода, соответствующим поверяемому расходомеру. При определении их метрологических характеристик соотношение основных погрешностей по поверяемому параметру поверяемого расходомера не должно превышать 1:3 по ГОСТ 8.510-2002;

- установка передвижная поверочная на базе счетчиков-расходомеров массовых серии ELITE® ПУМА по ГОСТ 8.510-2002.

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 ДНС «Гараевская» (свидетельство об аттестации методики измерений № 01.00257-2013/28809-14 от 17.10.2014).

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и параметров нефти сырой на ДНС «Гараевская»

ГОСТ 8.510-2002 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений объема и массы жидкости.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ИМС Индастриз» (ООО «ИМС Индастриз») ИНН 7736545870

Адрес местонахождения: 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 расходомерии» (ФГУП «ВНИИР»)

Адрес: 420088, Республика Татарстан, 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

С.С. Голубев

М.п.

« ____ » _____ 2018 г.