

## 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» («ОСТОРUS-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» («ОСТОРUS-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 <sup>3</sup> /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 <sup>2</sup> /с (сСт), не более                                                                                                                                                                | 19,5                                                          |
| Диапазон плотности при рабочих условиях, кг/м <sup>3</sup>                                                                                                                                                                       | от 853,4 до 962,0                                             |
| Диапазон плотности обезвоженной нефти при стандартных условиях, кг/м <sup>3</sup>                                                                                                                                                | от 872,0 до 885,3                                             |
| Плотность пластовой воды при стандартных условиях, кг/м <sup>3</sup> , 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 <sup>3</sup>                                                                                                                                                               | от 1485,7 до 11761,4                                          |
| Массовая доля механических примесей, %, не более                                                                                                                                                                                 | 0,057                                                         |
| Содержание свободного газа                                                                                                                                                                                                       | не допускается                                                |
| Диапазон содержания растворенного газа, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>                                                                                                                                                           | от 0,3 до 1,4                                                 |
| Режим работы системы                                                                                                                                                                                                             | постоянный                                                    |
| Параметры электрического питания:<br>- напряжение, В<br>- частота, Гц                                                                                                                                                            | 380 (трехфазное);<br>220±22 (однофазное)<br>50±1              |
| Условия эксплуатации:<br>Температура окружающего воздуха, °С:<br>- помещение блочно-модульного здания блока технологического;<br>- помещение блока местной автоматики;<br>- помещение операторной;<br>- помещение электрощитовой | не ниже +5;<br>от +18 до +25;<br>от +18 до +25;<br>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](http://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](mailto: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.