

## 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, 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 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, объёмной доли воды в сырой нефти, объёмного 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 PMP51, 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» («ОСТОПУС-L»), 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» («ОСТОРUS-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» («ОСТОРUS-L») (основной и резервный) | АРМ оператора |
| Идентификационное наименование ПО                               | Formula.o   | «ОЗНА-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 <sup>3</sup> /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, % |                         |
| - при содержании от 75 % массовой доли воды до 85 % включ. объемной доли воды;   | ±8,5                    |
| - при содержании объемной доли воды от 85% до 89,85 % включ. (массовой доли воды до 91 %)  | ±19,0                   |

Таблица 3 – Основные технические характеристики

| Наименование характеристики  | Значение характеристики                             |
|--|---|
| Измеряемая среда   | нефть сырая   |
| Диапазон измерений расхода, м <sup>3</sup> /ч  | от 50 до 210  |
| Диапазон плотности сырой нефти при 20 °С, кг/м <sup>3</sup>  | от 888,5 до 950,0                                   |
| Диапазон плотности пластовой воды при 20 °С, кг/м <sup>3</sup>   | от 1005 до 1015                                     |
| Кинематическая вязкость, сСт, не более   | 19,5  |
| Диапазон давления, МПа<br>- рабочее<br>- минимально допустимое<br>- максимально допустимое                                   | от 3,4 до 3,8<br>1,2<br>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 <sup>3</sup>   | от 42,1 до 47,1                                     |
| Диапазон содержания растворенного газа, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>   | от 0,8 до 3,2                                       |
| Плотность газа при стандартных условиях, кг/м <sup>3</sup> , не более  | 0,96  |
| Содержания свободного газа, %  | не допускается                                      |
| Режим работы системы   | непрерывный   |
| Потребляемая мощность, кВт, не более   | 10  |
| Параметры электрического питания:<br>– напряжение переменного тока, В<br>– частота переменного тока, Гц                      | 380±38 (трехфазное);<br>220±22 (однофазное)<br>50±1 |
| Условия эксплуатации<br>– температура окружающего воздуха, °С<br>– относительная влажность, %<br>– атмосферное давление, кПа | от -55 до +34<br>до 100 при 25 °С<br>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<br>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](mailto: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](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