

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

### Система измерений количества и параметров нефти сырой Южно-Торавейского месторождения

#### Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефти сырой Южно-Торавейского месторождения (далее – система) предназначена для автоматических измерений массы и параметров сырой нефти при сдаче сырой нефти принимающей стороне ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» сдающей стороной ООО «Енисей».

#### 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, определенной в аккредитованной испытательной лаборатории или по результатам измерений объемной доли воды с помощью влагомера сырой нефти. 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 фильтров, блока измерительных линий, системы обработки информации 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 трех (одного рабочего, одного контрольного и одного резервного) измерительных каналов массы сырой нефти, а также измерительных каналов температуры, давления, объемной доли воды в нефти, в которые входят следующие средства измерений:

- расходомеры массовые Promass модели 83F (далее – РМ), Госреестр № 15201-11;
- влагомер сырой нефти ВСН-2 (модели ВСН-2-ПП-100-10, далее – ВП), Госреестр № 24604-12;
- преобразователи давления измерительные Cerabar M (РМС), Госреестр № 41560-09;
- термопреобразователь сопротивления платиновый серии TR, Госреестр № 45519-12.

В систему обработки информации системы входят:

- контроллеры измерительно-вычислительные OMNI 6000 с функцией резервирования, Госреестр № 15066-09;
- автоматизированное рабочее место оператора системы на базе программного комплекса ОЗНА-Flow, свидетельство об аттестации программного обеспечения № 40014-11 от 31.03.2011.

В состав системы входят показывающие средства измерений:

- манометры для точных измерений МТИ, Госреестр № 1844-63;
- термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4, Госреестр № 303-91;
- манометры избыточного давления МП-У, Госреестр № 10135-10.

Система обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- автоматическое измерение массы сырой нефти прямым методом динамических измерений в рабочем диапазоне расхода, температуры, давления и плотности сырой нефти;

- автоматическое вычисление массы нетто сырой нефти как разности массы сырой нефти и массы балласта с использованием результатов определения массовой доли механических примесей, массовой доли хлористых солей и массовой доли воды в аккредитованной испытательной лаборатории или по результатам измерений объемной доли воды с применением ВП;
- измерение давления нефти автоматическое и с помощью показывающих средств измерений давления;
- измерение температуры нефти автоматическое и с помощью показывающих средств измерений температуры;
- проведение контроля метрологических характеристик (КМХ) рабочего и резервного РМ с применением контрольного РМ;
- проведение поверки РМ с применением установки поверочной автоматизированной УПСЖ, Госреестр № 43499-09 или передвижной поверочной установки малой вместимости калиброванного участка I-го разряда в комплекте с поточным преобразователем плотности с пределами допускаемой относительной погрешности не более  $\pm 0,05$  %;
- автоматический и ручной отбор проб согласно ГОСТ 2517-12 «ГСИ. Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб»;
- автоматический контроль параметров измеряемого потока, их индикацию и сигнализацию нарушений установленных границ;
- защиту информации от несанкционированного доступа программными средствами.

### Программное обеспечение

Программное обеспечение системы (контроллеры измерительно-вычислительные OMNI 6000, автоматизированные рабочие места оператора системы на базе программного комплекса ОЗНА-Flow, далее – ПО) обеспечивает реализацию функций системы. ПО системы разделено на метрологически значимую и метрологически не значимую части. Первая хранит все процедуры, функции и подпрограммы, осуществляющие регистрацию, обработку, хранение, отображение и передачу результатов измерений параметров технологического процесса, а также защиту и идентификацию ПО системы. Вторая хранит все библиотеки, процедуры и подпрограммы взаимодействия с операционной системой и периферийными устройствами (не связанные с измерениями параметров технологического процесса). Наименования ПО и идентификационные данные указаны в таблице 1.

Т а б л и ц а 1 – Идентификационные данные ПО

| Идентификационные данные (признаки)            | Значение                          |                      |                     |
|--|-----------------------------------|----------------------|---------------------|
|  | Идентификационное наименование ПО | OMNI 6000 основной   | OMNI 6000 резервный |
| Номер версии (идентификационный номер) ПО      | Revision No 24.75.04              | Revision No 24.75.04 | 2.1                 |
| Цифровой идентификатор ПО                      | 9111                              | 9111                 | 64C56178            |
| Другие идентификационные данные (если имеются) | -                                 |                      |                     |

Защита ПО системы от непреднамеренных и преднамеренных изменений и обеспечение его соответствия утвержденному типу, осуществляется путем: разделения, идентификации, защиты от несанкционированного доступа.

Идентификация ПО системы осуществляется путем отображения на мониторе операторской станций управления структуры идентификационных данных. Часть этой структуры, относящаяся к идентификации метрологически значимой части ПО системы, представляет собой хэш-сумму (контрольную сумму) по значимым частям.

ПО системы защищено от несанкционированного доступа, изменения алгоритмов и установленных параметров, путем ввода логина и пароля, ведения журнала событий, доступного только для чтения. Доступ к метрологически значимой части ПО системы для пользователя закрыт. При изменении установленных параметров (исходных данных) в ПО системы обеспечивается подтверждение изменений, проверка изменений на соответствие требованиям реализованных алгоритмов, при этом сообщения о событиях (изменениях) записывается в журнал событий, доступный только для чтения. Данные, содержащие результаты измерений, защищены от любых искажений путем кодирования. Уровень защиты ПО системы от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню защиты «средний» по Р 50.2.077-2014 «ГСИ. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения.»

### Метрологические и технические характеристики

Основные метрологические и технические характеристики системы приведены в таблице 2.

Т а б л и ц а 2 – Основные метрологические и технические характеристики системы

| Наименование характеристики  | Значение характеристики                         |
|--|---|
| Измеряемая среда   | Нефть сырая                                     |
| Количество измерительных линий, шт.  | 3 (1 - рабочая, 1 - резервная, 1 - контрольная) |
| Диапазон измерений расхода, м <sup>3</sup> /ч  | От 9 до 85                                      |
| Диапазон температуры измеряемой среды, °С  | От плюс 20 до плюс 45                           |
| Давление измеряемой среды, МПа<br>- рабочее<br>- максимальное  | От 2 до 3<br>4                                  |
| Диапазон плотности измеряемой среды, кг/м <sup>3</sup>   | От 850 до 988                                   |
| Диапазон кинематической вязкости измеряемой среды, сСт   | От 17 до 45                                     |
| Массовая доля воды, %, не более  | 10  |
| Массовая доля механических примесей, %, не более   | 0,05  |
| Массовая доля парафина, %, не более  | 6   |
| Содержание свободного газа   | отсутствует                                     |
| Массовая доля серы, %, не более  | 3   |
| Концентрация хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup> , не более  | 100   |
| Массовая доля сероводорода, млн. <sup>-1</sup> (ppm), не более   | 100   |
| Массовая доля метил и этилмеркаптанов в сумме, млн. <sup>-1</sup> (ppm), не более  | 100   |
| Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы сырой нефти, %   | ± 0,25  |
| Пределы допускаемой относительной погрешности системы при измерении массы нетто сырой нефти, %:<br>- при определении объемной доли воды ВП:<br>- при содержании объемной доли воды от 0 % до 5 %<br>- при содержании объемной доли воды от 5 % до 8 %<br>- при определении массовой доли воды в лаборатории:<br>- при содержании объемной доли воды от 0 % до 5 %<br>- при содержании объемной доли воды от 5 % до 8 % | ± 0,65;<br>± 0,70;<br>± 0,60;<br>± 0,90.        |
| Режим работы системы   | непрерывный                                     |
| Параметры электропитания:  |   |

Окончание таблицы 2 – Основные метрологические и технические характеристики системы

| Наименование характеристики  | Значение характеристики                             |
|--|---|
| - напряжение переменного тока, В   | 380, 3-х фазное, 50 Гц<br>220±22, однофазное, 50 Гц |
| Климатические условия эксплуатации системы:                                  |   |
| – максимальная температура окружающего воздуха, °С                           | 34  |
| – минимальная температура окружающего воздуха, °С                            | минус 55  |
| – температура воздуха в помещениях, где установлено оборудование системы, °С | от 5 до 34  |

### Знак утверждения типа

наносится справа в нижней части титульного листа инструкции по эксплуатации системы типографским способом.

### Комплектность средства измерений

- система измерений количества и параметров нефти сырой Южно-Торавейского месторождения, 1 шт., заводской № 1;
- Руководство по эксплуатации «Система измерений количества и параметров нефти сырой (СИКНС). Обустройство Южно-Торавейского месторождения. ОИ 182.00.00.00.000 РЭ»;
- «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и параметров нефти сырой Южно-Торавейского месторождения. Методика поверки. МП 0157-9-2014».

### Поверка

осуществляется по документу МП 0157-9-2014 «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и параметров нефти сырой Южно-Торавейского месторождения. Методика поверки», утвержденной ФГУП «ВНИИР» 28 июня 2014 г.

Основные средства поверки:

- установка поверочная автоматизированная УПСЖ ВМ, диапазон воспроизводимого расхода от 0,01-0,03 до 400 м<sup>3</sup>/ч, основная относительная погрешность при измерении массы или объема весовыми устройствами и использовании импульсных измерительных каналов ±0,05 %;
- передвижная поверочная установка малой вместимости калиброванного участка I-го разряда в составе с поточным преобразователем плотности с пределами допускаемой относительной погрешности не более ± 0,05 %.
- калибратор температуры модели АТС 156 В, диапазон воспроизводимых температур от минус 20 °С до 155 °С, пределы допускаемой абсолютной погрешности ± 0,04 °С;
- калибратор многофункциональный модели ASC300-R: внешний модуль давления – нижний предел воспроизведения давления 0 бар, верхний предел воспроизведения давления 1,03424 бар (15 psi), пределы допускаемой основной погрешности ± 0,025 % от верхнего предела измерений; внешний модуль давления – нижний предел воспроизведения давления 0 бар, верхний предел воспроизведения давления 206 бар, пределы допускаемой основной погрешности ± 0,025 % от верхнего предела измерений;
- государственный первичный специальный эталон единицы объемного влагосодержания нефти и нефтепродуктов ГЭТ 87-2011. Диапазон значений влагосодержания смеси нефть-вода, в котором воспроизводится единица объемного влагосодержания, составляет: 0,01 , 99,9 % объемной доли воды;
- устройство для поверки вторичной измерительной аппаратуры узлов учета нефти и нефтепродуктов УПВА, пределы допускаемой абсолютной погрешности воспроизведений силы

постоянного тока  $\pm 3$  мкА в диапазоне от 0,5 до 20 мА, пределы допускаемой относительной погрешности воспроизведений частоты и периода следования импульсов  $\pm 5 \times 10^{-4}$  в диапазоне от 0,1 до 15000 Гц, пределы допускаемой абсолютной погрешности воспроизведений количества импульсов в пачке  $\pm 2$  имп. в диапазоне от 20 до  $5 \times 10^8$  имп.

#### **Сведения о методиках (методах) измерений**

Методика измерений приведена в инструкции «ГСИ. Масса сырой нефти. Методика измерений системой измерений количества и параметров нефти сырой Южно-Торавейского месторождения». (свидетельство об аттестации МИ № 01.00257-2008/36109-13 от 25 декабря 2013 г., номер в федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР. 1.29.2014.18045).

#### **Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и параметров нефти сырой Южно-Торавейского месторождения**

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

2 Руководство по эксплуатации «Система измерений количества и параметров нефти сырой (СИКНС). Обустройство Южно-Торавейского месторождения. ОИ 182.00.00.00.000 РЭ»;

3 Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и параметров нефти сырой Южно-Торавейского месторождения. Методика поверки. МП 0157-9-2014.

**Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений** – осуществление торговли и товарообменных операций.

#### **Изготовитель**

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

Юридический адрес: 450071, г. Уфа, проспект С. Юлаева, 89

Почтовый адрес: 450071, г. Уфа, проспект С. Юлаева, 89

Тел.: (347) 292-79-10, факс: (347) 292-79-15

#### **Испытательный центр**

Государственный центр испытаний средств измерений

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт расходометрии» (ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИР»).

Юридический адрес: Россия, Республика Татарстан, 420088, г. Казань, ул. 2-я Азинская, 7а.

Тел. +7 (843) 272-70-62, факс: +7 (843) 272-00-32, e-mail: [office@vniir.org](mailto:office@vniir.org).

Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИР» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30006-09 от 16.12.2009 г.

Заместитель

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. «\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2015 г.