

## 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 - рабочее - максимальное	От 2 до 3 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, %: - при определении объемной доли воды ВП: - при содержании объемной доли воды от 0 % до 5 % - при содержании объемной доли воды от 5 % до 8 % - при определении массовой доли воды в лаборатории: - при содержании объемной доли воды от 0 % до 5 % - при содержании объемной доли воды от 5 % до 8 %	± 0,65; ± 0,70; ± 0,60; ± 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 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.