

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

### Система измерений количества и показателей качества нефти № 73

#### Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 73 (далее – система) предназначена для автоматизированных динамических измерений массы и показателей качества нефти при проведении учетных операций на ПСП НПС "Махачкала" ОАО "Черномортранснефть".

#### Описание средства измерений

Система представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной для конкретного объекта из компонентов серийного отечественного и импортного изготовления. Монтаж и наладка системы осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией и эксплуатационными документами ее компонентов.

Принцип действия системы основан на использовании прямого метода динамических измерений массы нефти с помощью преобразователей массового расхода. Выходные сигналы измерительных преобразователей расхода, температуры, давления, плотности, вязкости, объемной доли воды в нефти по линиям связи поступают на соответствующие входы измерительно-вычислительного контроллера, который преобразует их и вычисляет массу нефти по реализованному в нём алгоритму.

Система состоит из трех рабочих и одного резервного измерительных каналов массы нефти и измерительных каналов температуры, давления, плотности, вязкости, объемной доли воды в нефти.

В состав системы и входят следующие средства измерений:

- счетчик-расходомер массовый Micro Motion модели CMF, зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 13425-06;
- преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835, зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 15644-06;
- преобразователь плотности и вязкости жидкости измерительный модели 7829, зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 15642-06;
- термопреобразователь сопротивления платиновый серии 65, зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 22257-01 с измерительным преобразователем 644, зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 14683-00;
- преобразователь давления измерительный 3051, зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 14061-99;
- измерительно-вычислительный контроллер OMNI 6000, зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 15066-01;
- влагомер нефти поточный УДВН-1пм, зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 14557-10;
- установка поверочная трубопоршневая двунаправленная, зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 20054-01;
- манометр для точных измерений типа МТИ, зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 1844-63;
- термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4, зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 303-91.

Система обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- автоматизированное измерение массы брутто нефти и массового расхода нефти прямым методом динамических измерений в рабочих диапазонах расхода, температуры, давления, плотности, вязкости, объёмной доли воды в нефти;

- измерение массы нетто нефти с использованием результатов измерений массы брутто нефти, массовой доли механических примесей, массовой концентрации хлористых солей, массовой доли воды и плотности;

- автоматизированное измерение температуры, давления, плотности, кинематической вязкости, объёмной доли воды в нефти;

- автоматический контроль параметров измеряемого потока, их индикация и сигнализация нарушений установленных границ;

- защита алгоритма и программы системы от несанкционированного доступа установкой паролей разного уровня доступа;

- регистрация и хранение результатов измерений, формирование отчетов.

Система расположена на НПС "Махачкала" ОАО "Черноморнефть", г. Махачкала, Республика Дагестан, РФ.

### Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) системы реализовано в измерительно-вычислительных контроллерах OMNI 6000 и в автоматизированном рабочем месте (АРМ) оператора системы. ПО обеспечивает реализацию функций системы. Защита ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений и обеспечение его соответствия утвержденному типу осуществляется установкой логина и пароля.

Идентификационные данные ПО приведены в таблице

Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Другие идентификационные данные	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
ПО основного контроллера измерительно-вычислительного OMNI 6000	v24.75.01	0942	-	CRC16
ПО резервного контроллера измерительно-вычислительного OMNI 6000	v24.75.01	EC21	-	CRC16
"RATE АРМ оператора УУН", РУУН 2.1-07 АВ	2.1.1.1	Нет	-	-

ПО контроллера измерительно-вычислительного OMNI 6000 имеет свидетельство об аттестации алгоритма и программного обеспечения № 2301-05м-2009, выданное ВНИИМ им. Д.И. Менделеева, 15.10.09 г.

ПО АРМ оператора системы имеет свидетельство об аттестации алгоритмов вычислений № 802-08, выданное ФГУП ВНИИР, 10.12.07 г.

ПО системы имеет уровень защиты "С"

### Метрологические и технические характеристики

Наименование характеристики	Значение характеристики
Измеряемая среда	Нефть по ГОСТ Р 51858–2002 "Нефть. Общие технические условия"
Диапазон измерений массового расхода, т/ч	От 120 до 800
Диапазон измерений плотности нефти, кг/м <sup>3</sup>	От 800 до 930
Диапазон измерений кинематической вязкости нефти, сСт	От 3 до 120
Верхний предел измерений избыточного давления нефти в системе, МПа	6,3
Диапазон измерений температуры нефти, °С	От 5 до 35
Диапазон измерений объёмной доли воды, %	От 0,01 до 2,00
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	± 0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	± 0,35
Пределы допускаемой приведенной погрешности измерений избыточного давления, %	± 0,5
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений температуры, °С	± 0,2
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений плотности нефти, кг/м <sup>3</sup>	± 0,3
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений объёмной доли воды, %	± 0,05
Пределы допускаемой приведенной погрешности измерений кинематической вязкости нефти, %	± 1,0
Параметры измеряемой нефти	
Избыточное давление нефти в системе, МПа	От 3,0 до 6,3
Температура нефти, °С	От 5 до 35
Плотность нефти в рабочих условиях, кг/м <sup>3</sup>	От 800 до 930
Кинематическая вязкость в рабочем диапазоне температуры, сСт	От 3 до 120
Содержание массовой доли воды, %, не более	0,5
Содержание массовой доли механических примесей, %, не более	0,05
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup> , не более	100
Содержание свободного газа	Не допускается
Электроснабжение	380 В, трехфазное, 50 Гц 220 В, однофазное, 50 Гц
Категория электроснабжения по документу "Правила устройства электроустановок" (ПУЭ)	1
Средний срок службы, год, не менее	10
Режим работы	Непрерывный

### Знак утверждения типа

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

### Комплектность средства измерений

Наименование	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти № 73, заводской № 01	1 шт.
Инструкция по эксплуатации системы измерений количества и показателей качества нефти № 73	1 экз.
МП 47264-11 "Инструкция ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 73. Методика поверки"	1 экз.

### Поверка

осуществляется по документу МП 47264-11 "Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 73. Методика поверки", утверждённому ГЦИ СИ ФГУП "ВНИИР" 19.11.2010 г.

Основные средства поверки:

- установка поверочная трубопоршневая двунаправленная, максимальный расход  $1100 \text{ м}^3/\text{ч}$ , пределы допускаемой относительной погрешности  $\pm 0,05 \%$ ;
- установка пикнометрическая, диапазон измерений плотности от 700 до  $1000 \text{ кг/м}^3$ , пределы допускаемой абсолютной погрешности  $\pm 0,10 \text{ кг/м}^3$ ;
- установка поверочная дистилляционная УПВН-2.01, диапазон воспроизведения объёмной доли воды от 0,01 % до 2,00 %, пределы допускаемой основной абсолютной погрешности  $\pm 0,02\%$ ;
- рабочий эталон единицы кинематической вязкости жидкости 1-го разряда, диаметры капилляров 0,33, 0,48, 0,65, 0,97, 1,33 мм, относительная погрешность 0,02 %, 0,01 %, 0,005 %, 0,008 %, 0,007 % соответственно;
- калибратор температуры серии АТС-R модели АТС 156 (исполнение В), диапазон воспроизводимых температур от минус  $27 \text{ }^\circ\text{C}$  до  $155 \text{ }^\circ\text{C}$ , пределы допускаемой абсолютной погрешности  $\pm 0,04 \text{ }^\circ\text{C}$ ;
- устройство для поверки вторичной измерительной аппаратуры узлов учета нефти и нефтепродуктов УПВА, пределы допускаемой абсолютной погрешности воспроизведений силы постоянного тока  $\pm 3 \text{ мкА}$  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  $\pm 2 \text{ имп.}$  в диапазоне от 20 до  $5 \times 10^8 \text{ имп.}$
- манометр грузопоршневой МП-60 I или II разряда с пределами допускаемой основной приведенной погрешности  $\pm 0,02 \%$  или  $\pm 0,05 \%$  соответственно.

Допускается использование других средств поверки с метрологическими характеристиками, не уступающими указанным.

### Сведения о методиках (методах) измерений

В системе применен прямой метод динамических измерений массы брутто нефти, приведенный в инструкции "ГСИ. Масса нефти. Методика выполнения измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 73 ОАО "Черномортранснефть", зарегистрирована в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № ФР.1.29.2014.17154.

**Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти № 73**

ГОСТ Р 8.595–2004 "ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений".

**Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений**

Осуществление торговли и товарообменных операций.

**Изготовитель**

Общество с ограниченной ответственностью "ТРЭИ-Холдинг"  
(ООО "ТРЭИ-Холдинг").

Юридический, почтовый адрес: 129226, РФ, г. Москва, ул. Сельскохозяйственная, д. 20, корп. 3.

Тел.: +7 (499) 254-82-21, факс: +7 (499) 956-28-66, e-mail: [moscow@trei-gmbh.com](mailto:moscow@trei-gmbh.com)

**Заявитель**

Открытое акционерное общество "Черноморские магистральные нефтепроводы"  
(ОАО "Черномортранснефть")

Юридический, почтовый адрес: 353911, Россия, Краснодарский край, г. Новороссийск-11, Шехарис.

Тел.: +7 (8617) 64-57-40, Факс +7 (8617) 64-55-81.

E-mail: [chernomortransneft@nvr.transneft.ru](mailto:chernomortransneft@nvr.transneft.ru)

**Испытательный центр**

Государственный центр испытаний средств измерений Федеральное государственное унитарное предприятие "Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии". (ГЦИ СИ ФГУП "ВНИИР").

Юридический, почтовый адрес: Россия, РТ, 420088, г. Казань, ул. 2-я Азинская, 7 "а".

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

Ф.В. Булыгин

М.п.

" \_\_\_ " \_\_\_\_\_ 2014 г.