

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

### Система измерений количества и показателей качества нефти № 73 АО «Черномортранснефть»

#### Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 73 АО «Черномортранснефть» (далее – система) предназначена для динамических измерений массы нефти, транспортируемой по трубопроводу, с фиксацией массы нефти за отчетный интервал времени (измерение и регистрация массы нефти с нарастающим итогом).

#### 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 брутто нефти. При прямом методе динамических измерений массу брутто нефти измеряют при помощи счетчиков-расходомеров массовых и результат измерений массы брутто получают непосредственно.

Массу нетто нефти вычисляет автоматизированное рабочее место (АРМ) оператора как разность массы брутто нефти и массы балласта.

Массу балласта определяют как общую массу воды, хлористых солей и механических примесей в нефти. Для этого определяют массовые доли воды, механических примесей и хлористых солей в нефти и рассчитывают их массу.

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

В состав системы входят следующие основные средства измерений:

- счетчики-расходомеры массовые Micro Motion (модификации DS, DN, DT, DL, CMF, F, R, T, CNG050, H, LF) модификации CMF400 регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – регистрационный номер) 13425-06, 45115-10;

- преобразователи плотности жидкости измерительные (модели 7835, 7845, 7846, 7847) модели 7835 регистрационный № 15644-06;

- преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные (модели 7825, 7826, 7827, 7828, 7829) модели 7829 регистрационный № 15642-06;

- датчики температуры 644, 3144P регистрационный № 39539-08;

- преобразователи давления измерительные 3051, регистрационный № 14061-99, 14061-10;

- измерительно-вычислительные контроллеры OMNI 3000/6000 модели OMNI 6000 (далее – ИВК) регистрационный № 15066-01, 15066-09;

- влагомеры нефти поточные УДВН-1пм регистрационный № 14557-10;

- установка поверочная трубопоршневая двунаправленная регистрационный № 20054-01;

- манометры, вакуумметры, мановакуумметры для точных измерений типа МТИ и ВТИ регистрационный № 1844-63;

- манометры, вакуумметры и мановакуумметры показывающие для точных измерений МПТИ, ВПТИ и МВПТИ модели МПТИ регистрационный № 26803-06, 26803-11;

- термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4 регистрационный № 303-91.

При ремонте системы допускается замена отказавшего средства измерений на другое, аналогичного типа.

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;

- поверка и контроль метрологических характеристик счетчиков-расходомеров массовых с помощью установки поверочной трубопоршневой двунаправленной;

- 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.

Пломбирование системы не предусмотрено.

### **Программное обеспечение**

Система имеет программное обеспечение (ПО), реализованные в ИВК и АРМ оператора.

В описание типа для ИВК отсутствуют идентификационные данные (признаки) его ПО.

ПО ИВК и АРМ оператора настроено для работы в системе и испытано при испытании системы в целях утверждения типа.

ПО системы имеет идентификационные данные (признаки), приведенные в таблице 1.

Таблица 1

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	«Rate АРМ оператора УУН»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.3.1.1
Цифровой идентификатор ПО	B6D270DB

ПО обеспечивает реализацию функций системы. Защита ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений и обеспечение его соответствия утвержденному типу осуществляется наличием системы ограничения доступа, установкой логина и пароля разного уровня доступа.

ПО имеет «средний» уровень защиты в соответствии с Р 50.2.077–2014 «ГСИ. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения».

### **Метрологические и технические характеристики**

Метрологические и основные технические характеристики системы приведены в таблице 2.

Таблица 2

Наименование характеристики	Значение характеристики
Количество измерительных линий, шт.	4 (три рабочие, одна резервная)
Диапазон динамических измерений массы нефти, т/ч	от 120 до 800
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	$\pm 0,25$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	$\pm 0,35$
<b>Параметры измеряемой среды</b>	
Измеряемая среда	Нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Температура измеряемой среды, °С	от +5 до +35
Избыточное давление измеряемой среды, МПа	от 0,2 до 6,3
Плотность измеряемой среды при температуре 20 °С и избыточном давлении, равном нулю, кг/м <sup>3</sup>	от 800 до 930
Кинематическая вязкость при температуре измеряемой среды, сСт	от 4 до 250
Массовая доля воды, %, не более	0,5
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup> , не более	100
Массовая доля серы, %, не более	1,8
Содержание свободного газа	не допускается
Режим работы	непрерывный, автоматизированный
Параметры электрического питания : - напряжение переменного тока 3-х фазное, В - напряжение переменного тока однофазное, В - частота переменного тока, Гц	380 220±22 50
Температура окружающего воздуха, °С: - для измерительных линий; - для поверочной установки; - в блоке измерения показателей качества; - в операторной	от -20 до +50 от +5 до +35 от +5 до +35 от +18 до +25
Средний срок службы, год, не менее	10

**Знак утверждения типа**

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

### Комплектность средства измерений

Комплектность системы приведена в таблице 3.

Таблица 3

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти № 73 АО «Черномортранснефть», заводской № 03		1 шт.
Инструкция по эксплуатации системы измерений количества и показателей качества нефти № 73 АО «Черномортранснефть»		1 экз.
Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 73 АО «Черномортранснефть». Методика поверки	МП 0569-14-2017	1 экз.

### Поверка

осуществляется по документу МП 0569-14-2017 «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 73 АО «Черномортранснефть». Методика поверки», утверждённая ФГУП «ВНИИР» 31.03.2017 г.

Основные средства поверки:

- рабочий эталон 1-го разряда по ГОСТ 8.510-2002 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений объема и массы жидкости

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых средств измерений с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке системы.

### Сведения о методиках (методах) измерений

В системе применен прямой метод динамических измерений массы брутто нефти. Методика измерений приведена в документе «ГСИ. Масса нефти. Методика выполнения измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 73 АО «Черномортранснефть», аттестована АО «Транснефть - Метрология», свидетельство об аттестации № 110-01.00152-2013-2017 от 10.03.2017 г.

### Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти № 73 АО «Черномортранснефть»

ГОСТ 8.510–2002 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений объема и массы жидкости

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

### Изготовитель

Акционерное общество «Черноморские магистральные нефтепроводы»

(АО «Черномортранснефть»)

ИНН 2315072242

Адрес: 353911, Россия, Краснодарский край, г. Новороссийск, Шесхарис

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

**Испытательный центр**

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

Адрес: 420088, Россия, Республика Татарстан, г. Казань, ул. 2-я Азинская, 7 «а»

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

С.С. Голубев

М.п. « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.