

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти  
ООО «СК «РУСВЬЕТПЕТРО»

### Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти ООО «СК «РУСВЬЕТ-ПЕТРО» (далее – система) предназначена для автоматических измерений массы брутто и показателей качества нефти на ПСП «Мусюршор».

### Описание средства измерений

Принцип действия системы основан на использовании прямого метода динамических измерений массы брутто нефти с помощью преобразователей массового расхода. Выходные электрические сигналы с преобразователей массового расхода поступают на соответствующие входы измерительно-вычислительного комплекса, который преобразует их и вычисляет массу брутто нефти по реализованному в нем алгоритму.

Система представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, спроектированной для конкретного объекта и состоящей из блока измерительных линий, блока измерений показателей качества нефти (далее – БИК), блока поверочной установки, узла подключения поверяемых преобразователей расхода, системы дренажа и системы обработки информации. 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 (двух рабочих, одного контрольно-резервного) измерительных каналов массы нефти, а также измерительных каналов плотности, температуры, давления, разности давления, объемной доли воды в нефти, объемного расхода в БИК, в которые входят следующие средства измерений:

- счетчики-расходомеры массовые Micro Motion модели CMF 300 в комплекте с измерительными преобразователями 2700 (далее – СРМ), Госреестр № 13425-06;
- преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835 (далее – ПП), Госреестр № 15644-06;
- преобразователи давления измерительные 3051, Госреестр № 14061-10;
- термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65, Госреестр № 22257-05, с преобразователями измерительными 644Н, Госреестр № 14683-09;
- влагомеры нефти поточные УДВН-1пм исполнения т2, Госреестр № 14557-05;
- расходомер UFM 3030 модификации UFM 3030К, Госреестр № 32562-09;
- контроллеры измерительно-вычислительные OMNI 6000, Госреестр № 15066-09, свидетельство ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» об аттестации алгоритма и программного обеспечения средств измерений № 2301-05м-2009 от 15 октября 2009 г.;
- контроллер программируемый логический PLC Modicon, Госреестр № 18649-07;
- автоматизированные рабочие места (АРМ) оператора системы (основное и резервное).

В состав системы входят показывающие средства измерений:

- манометры показывающие для точных измерений МПТИ, Госреестр № 26803-06;
- термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4 № 2 и № 3, Госреестр № 303-91.

Для проведения поверки и контроля метрологических характеристик (КМХ) СРМ используется установка поверочная SYNCROTRAK (CALIBRON) серии S (далее – ПУ), Госреестр № 44420-10, в комплекте с турбинным преобразователем расхода и ПП.

Система обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- автоматическое измерение массы брутто нефти прямым методом динамических измерений в рабочем диапазоне расхода, температуры, давления и плотности нефти;
- измерение давления и температуры нефти автоматическое и с помощью показывающих средств измерений давления и температуры нефти соответственно;
- проведение КМХ рабочих СРМ с применением контрольно-резервного СРМ;
- проведение поверки КМХ СРМ с применением ПУ;
- автоматический и ручной отбор проб согласно ГОСТ 2517-85 «ГСИ. Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб»;
- автоматический контроль параметров измеряемого потока, их индикацию и сигнализацию нарушений установленных границ;
- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование отчетов, протоколов, актов;
- защиту информации от несанкционированного доступа программными средствами.

**Программное обеспечение (ПО)** системы (контроллеры измерительно-вычислительные OMNI 6000, Госреестр № 15066-09, контроллер программируемый логический PLC Modicon, Госреестр № 18649-07, и операторские станции на базе ПО «RATE APM оператора УУН», свидетельство об аттестации алгоритмов вычислений № 802-08) 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

Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
ПО контроллера измерительно-вычислительного OMNI 6000 (основной)	Алгоритмы вычислений и программа обработки результатов измерений объема и массы нефти и нефтепродуктов, определения метрологических характеристик преобразователя расхода	24.75.01	EBE1	По ГОСТ Р 34.11-94 «Информационная технология. Криптографическая защита информации. Функция хэширования»
ПО контроллера измерительно-вычислительного OMNI 6000 (резервный)	Алгоритмы вычислений и программа обработки результатов измерений объема и массы нефти и нефтепродуктов, определения метрологических характеристик преобразователя расхода	24.75.01	EBE1	По ГОСТ Р 34.11
ПО контроллера измерительно-вычислительного OMNI 6000 (поверочный)	Алгоритмы вычислений и программа обработки результатов измерений объема и массы нефти и нефтепродуктов, определения метрологических характеристик преобразователя расхода	24.75.01	EBE1	По ГОСТ Р 34.11
ПО «RATE APM оператора УУН»	«Rate APM оператора УУН» РУУН 2.1-07 АВ	1.5.0.1	7cc3c6f61 e77643578b3dd b1b5079a0b7e f1d5921e 5789ffd40 e261c67 18ecce	По ГОСТ Р 34.11

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 введения 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 «С».

### 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 по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Рабочий диапазон расхода, т/ч	от 113 до 226
Количество измерительных линий, шт.	3 (2 рабочих, 1 контрольно-резервная)
Рабочий диапазон плотности измеряемой среды, кг/м <sup>3</sup>	От 863 до 900
Рабочий диапазон избыточного давления измеряемой среды, МПа	От 5,6 до 5,9
Рабочий диапазон температуры измеряемой среды, °С	От 40 до 65
Массовая доля воды, %, не более	0,5
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений плотности измеряемой среды, кг/м <sup>3</sup>	± 0,3
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений объемной доли воды в измеряемой среде, %	± 0,05
Пределы допускаемой абсолютной погрешности средств измерений температуры измеряемой среды, °С	± 0,2
Пределы допускаемой приведенной погрешности измерений давления измеряемой среды, %	± 0,5
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	± 0,25
Средний срок службы системы, не менее	8 лет
Параметры электропитания:	
– напряжение переменного тока, В	380 (3-х фазное, 50 Гц)
Климатические условия эксплуатации системы:	
– температура окружающего воздуха, °С	От минус 53 до 34
– температура воздуха в помещениях, где установлено оборудование, °С, не менее	5
– относительная влажность воздуха в помещениях, где установлено оборудование системы, %	От 45 до 80
– относительная влажность окружающего воздуха, %	От 45 до 80
– атмосферное давление, кПа	От 84 до 106

### Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится справа в нижней части титульного листа инструкции по эксплуатации системы типографским способом. При этом указывают номер свидетельства об утверждении типа системы и дату его выдачи.

### **Комплектность средства измерений**

- система измерений количества и показателей качества нефти ООО «СК «РУСВЬЕТ-ПЕТРО», 1 шт., заводской № 01;
- инструкция по эксплуатации системы;
- инструкция «ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти ООО «СК «РУСВЬЕТПЕТРО». Методика поверки».

### **Поверка**

осуществляется в соответствии с инструкцией «ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти ООО «СК «РУСВЬЕТПЕТРО». Методика поверки», утвержденной ФГУП «ВНИИР» в ноябре 2010 г.

Основные средства поверки:

- установка поверочная SYNCROTRAK (CALIBRON) серии S с диапазоном измерений объемного расхода измеряемой среды от 0,473 до 568 м<sup>3</sup>/ч, пределами допускаемой относительной погрешности ± 0,05 %;
- преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835 с диапазоном измерений от 300 до 1100 кг/м<sup>3</sup> и пределами допускаемой абсолютной погрешности ± 0,3 кг/м<sup>3</sup>;
- контроллер измерительно-вычислительный OMNI 6000, пределы допускаемой относительной погрешности преобразования входных электрических сигналов в значения массы продукта ± 0,005 %;
- устройство для поверки вторичной измерительной аппаратуры узлов учета нефти и нефтепродуктов УПВА, пределы допускаемой абсолютной погрешности воспроизведений силы постоянного тока ± 3 мкА в диапазоне от 0,5 до 20 мА, пределы допускаемой относительной погрешности воспроизведений частоты и периода следования импульсов ± 5×10<sup>-4</sup> в диапазоне от 0,1 до 15000 Гц, пределы допускаемой абсолютной погрешности воспроизведений количества импульсов в пачке ± 2 имп. в диапазоне от 20 до 5×10<sup>8</sup> имп.;
- калибратор температуры модели АТС 156 В, диапазон воспроизводимых температур от минус 40 °С до 155 °С, пределы допускаемой абсолютной погрешности ± 0,04 °С;
- калибратор давления АРС 03, диапазон измерений от 0 до 200 бар, приведенная погрешность ± 0,05 %.

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

Для измерения массы нефти применяют прямой метод динамических измерений массы брутто нефти, приведенный в инструкции «ГСИ. Масса нефти. Методика выполнения измерений системой измерений количества и показателей качества нефти ООО «СК «РУСВЬЕТПЕТРО» (свидетельство об аттестации МВИ № 2550-04-2010 от 08 июня 2010 г.).

### **Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти ООО «СК «РУСВЬЕТПЕТРО»**

- 1 ГОСТ Р 51858-2002 «ГСИ. Нефть. Общие технические условия».
- 2 ГОСТ Р 8.595-2004 «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений».
- 3 ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».
- 4 ГОСТ Р 8.625-2006 «ГСИ. Термометры сопротивления из платины, меди и никеля. Общие технические требования и методы испытаний».
- 5 ГОСТ 2517-85 «ГСИ. Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб».
- 6 ГОСТ 28498-90 «Термометры жидкостные стеклянные. Общие требования. Методы испытаний».
- 7 ПР 50.2.006-94 «ГСИ. Порядок проведения поверки средств измерений».
- 8 «Рекомендации по определению массы нефти при учетных операциях с применением систем измерений количества и показателей качества нефти».

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

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

**Изготовитель**

ООО «ИМС Индастриз»  
Юридический адрес: 117312, г. Москва, ул. Вавилова, д. 47А  
Почтовый адрес: 117312, г. Москва, ул. Вавилова, д. 47А  
Тел.: (495) 221-10-50, факс: (495) 221-10-51

**Сведения об испытательном центре**

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

Юридический адрес: Россия, РТ, г. Казань, ул. 2-ая Азинская, д. 7 А  
Тел.: 8 (843) 272-70-62, факс: 8 (843) 272-00-32, e-mail: [vniirpr@bk.ru](mailto:vniirpr@bk.ru)  
Регистрационный номер 30006-09.

Заместитель руководителя  
Федерального агентства  
по техническому регулированию  
и метрологии

В.Н. Крутиков

М.П.            «\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2010 г.