

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 564 на ЦПС (ЦППН) Тарасовского месторождения ООО «РН-Пурнефтегаз» (Временная СИКН)

### Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 564 на ЦПС (ЦППН) Тарасовского месторождения ООО «РН-Пурнефтегаз» (Временная СИКН) (далее – система) предназначена для:

- измерения массы брутто нефти прямым методом динамических измерений,
  - измерения технологических и качественных параметров нефти,
  - отображения (индикации) и регистрации результатов измерений,
- при учетных операциях сдаваемой нефти ООО "РН - Пурнефтегаз" в систему магистральных нефтепроводов Ноябрьского УМН ОАО «Сибнефтепровод» ОАО «АК "Транснефть" на ПСП «Тарасовский».

### Описание средства измерений

Принцип действия системы основан на использовании прямого метода динамических измерений массы нефти с помощью счетчиков-расходомеров массовых. Выходные электрические сигналы со счетчиков-расходомеров массовых 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, скомплектованной из компонентов серийного отечественного и импортного производства, спроектированной для конкретного объекта и состоящей из блока измерительных линий, блока измерений показателей качества нефти (далее – БИК), блока фильтров, узла подключения стационарной трубопоршневой поверочной установки, 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 (двух рабочих, одного контрольно-резервного) измерительных каналов массы (массового расхода) 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 400 (далее – СРМ), тип зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 45115-10;
- преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835, тип зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 15644-06;
- влагомеры нефти поточные УДВН-1пм, тип зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под №14557-10;
- расходомер UFM 3030, тип зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 32562-09;
- преобразователи давления измерительные 3051, тип зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 14061-10;
- датчики температуры 644, тип зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 39539-09.

В систему обработки информации (СОИ) системы входят:

- комплекс измерительно-вычислительный «ИМЦ-03», тип зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 19240-11, свидетельство ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» о метрологической аттестации программного обеспечения № ПО-2550-04-2011 от 14.01.2011;

– автоматизированные рабочие места (АРМ) оператора системы на базе программного обеспечения «Rate АРМ оператора УУН», свидетельство ФГУП ВНИИР о метрологической аттестации программного обеспечения № 20902-11 от 27.12.2011 г.

В состав системы входят показывающие средства измерений:

- манометры показывающие для точных измерений МПТИ, тип зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 26803-11;
- термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4 № 2, тип зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 303-91.

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;
- автоматическое измерение объемной доли воды;
- автоматическое измерение плотности нефти;
- проведение контроля метрологических характеристик (КМХ) рабочих СРМ с применением контрольного СРМ;
- проведение поверки и КМХ СРМ с применением трубопоршневой поверочной установки и преобразователя плотности;
- автоматический и ручной отбор проб согласно ГОСТ 2517-85 «ГСИ. Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб»;
- автоматический контроль параметров измеряемой среды, их индикацию и сигнализацию нарушений установленных границ;
- защита информации от несанкционированного доступа программными средствами.

**Программное обеспечение (ПО)** системы обеспечивает реализацию функций системы. ПО системы разделено на метрологически значимую и метрологически незначимую 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 (несвязанные 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 комплекса измерительно-вычислительного ИМЦ-03	Нефть, нефтепродукты. Преобразователи массового расхода PX.352.02.01.00 АВ	352.02.01	14C5D41A	CRC32
ПО «RATE АРМ оператора УУН»	«Rate АРМ оператора УУН» РУУН 2.3-11 АВ	2.3.1.1	B6D270DB	CRC32

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 АРМ-оператора системы 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 «С» по МИ 3286-2010 «Рекомендация. Проверка защиты программного обеспечения и определение ее уровня при испытаниях средств измерений в целях утверждения типа».

### 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 измеряемой среды, т/ч	От 40 до 420
Количество измерительных линий, шт.	3 (2 рабочих, 1 контрольно-резервная)
Рабочий диапазон плотности измеряемой среды, кг/м <sup>3</sup>	От 750 до 950
Рабочий диапазон кинематической вязкости измеряемой среды при 20 °С и избыточном давлении, равном нулю, мм <sup>2</sup> /с (сСт)	От 2 до 25
Верхний предел рабочего диапазона избыточного давления измеряемой среды, МПа	3,9
Максимальное расчетное избыточное давление измеряемой среды, МПа	4,0
Рабочий диапазон температуры измеряемой среды, °С	От 10 до 40
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	10 лет

### 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 № 564 на ЦПС (ЦППН) Тарасовского месторождения ООО «РН-Пурнефтегаз» (Временная СИКН), 1 шт., заводской № 01;

- инструкция по эксплуатации системы;
- инструкция «ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 564 на ЦПС (ЦППН) Тарасовского месторождения ООО «РН-Пурнефтегаз» (Временная СИКН). Методика поверки».

### **Поверка**

осуществляется в соответствии с инструкцией «ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 564 на ЦПС (ЦППН) Тарасовского месторождения ООО «РН-Пурнефтегаз» (Временная СИКН). Методика поверки», утвержденной ФГУП ВНИИР 23 марта 2012 г.

Основные средства поверки:

- трубопоршневые поверочные установки (стационарная или передвижная) с пределами допускаемой относительной погрешности не более  $\pm 0,1$  %;
- комплекс измерительно-вычислительный «ИМЦ-03» пределы допускаемой относительной погрешности преобразования входных электрических сигналов в значение массы нефти  $\pm 0,04$  %;
- 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.;
- установка пикнометрическая с диапазоном измерений от 600 до 1100 кг/м<sup>3</sup> и пределами допускаемой абсолютной погрешности  $\pm 0,10$  кг/м<sup>3</sup>;
- калибратор температуры модели АТС 156 В, диапазон воспроизводимых температур от минус 40 °С до 155 °С, пределы допускаемой абсолютной погрешности  $\pm 0,04$  °С;
- калибратор многофункциональный модели ASC300-R: внешний модуль давления с нижним пределом воспроизведения давления 0 бар, верхним пределом воспроизведения давления 1,03424 бар (15 psi), пределы допускаемой основной погрешности  $\pm 0,025$  % от верхнего предела измерений; внешний модуль давления с нижним пределом воспроизведения давления 0 бар, верхним пределом воспроизведения давления 206 бар, пределы допускаемой основной погрешности  $\pm 0,025$  % от верхнего предела измерений.

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

Методика измерений приведена в «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений количества и показателей качества нефти № 564 на ЦПС (ЦППН) Тарасовского месторождения ООО «РН-Пурнефтегаз» (Временная СИКН) (свидетельство об аттестации методики измерений № 219/2550-(01.00250-2008)-2011), зарегистрирована в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номер ФР.1.29.2012.11-634.

### **Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти № 564 на ЦПС (ЦППН) Тарасовского месторождения ООО «РН-Пурнефтегаз» (Временная СИКН)**

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

2 Техническая документация 0476.00.00.000 «Система измерений количества и показателей качества нефти № 564 на ЦПС (ЦППН) Тарасовского месторождения ООО «РН-Пурнефтегаз» (Временная СИКН)».

3 Инструкция «ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 564 на ЦПС (ЦППН) Тарасовского месторождения ООО «РН-Пурнефтегаз» (Временная СИКН)». Методика поверки».

4. 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, выполнение работ по расфасовке товаров.

**Изготовитель**

ООО «ИМС Индастриз»

Адрес местонахождения: 105568, г. Москва, ул. Челябинская, д. 19, корп. 4, офис 3

Почтовый адрес: 117312, г. Москва, ул. Вавилова, д.47А

Тел.: 8 (495) 221-10-50, факс 8 (495) 221-10-50

**Испытательный центр**

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

Адрес: 420088, г. Казань, ул. 2-ая Азинская, д. 7 А

Тел.: 8 (843) 272-70-62, факс: 8 (843) 272-00-32, e-mail: [vniiirpr@bk.ru](mailto:vniiirpr@bk.ru)

Регистрационный номер 30006-09.

Заместитель руководителя  
Федерального агентства  
по техническому регулированию  
и метрологии

Ф.В.Булыгин

М.П.

«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2012 г.