

УТВЕРЖДЕНО  
приказом Федерального агентства  
по техническому регулированию  
и метрологии  
от «11» сентября 2024 г. № 2205

Регистрационный № 51337-12

Лист № 1  
Всего листов 5

## 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 – СИКН) предназначена для измерения массы нефти.

### Описание средства измерений

Принцип действия системы основан на использовании прямого метода динамических измерений массы нефти с помощью счётчиков-расходомеров массовых. Выходные электрические сигналы со счётчиков-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 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.

Состав СИКН представлен в таблице 1.

Таблица 1 – Состав СИКН

Наименование и тип средства измерений	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
<b>Блок измерительных линий</b>	
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion мод. CMF400	45115-10
Преобразователи давления измерительные 3051	14061-04 14061-10
Датчики температуры 644	39539-08
<b>Блок измерений показателей качества нефти</b>	
Преобразователи плотности жидкости измерительные 7835	15644-06
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм, мод. УДВН-1пм	14557-10 14557-15
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм, мод. УДВН-1пм3	14557-15
Преобразователи давления измерительные 3051	14061-04 14061-10
Датчики температуры 644	39539-08
<b>Система обработки информации</b>	
Комплексы измерительно-вычислительные ИМЦ-03	19240-11

В состав СИКН входят показывающие средства измерений давления и температуры нефти утвержденных типов. Кроме того, в состав блока измерений показателей качества нефти входит ультразвуковой расходомер.

Система обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- автоматическое измерение массы брутто нефти прямым методом динамических измерений в рабочем диапазоне расхода;
- измерение давления и температуры нефти в автоматическом режиме, а также с помощью показывающих средств измерений;
- автоматическое измерение объемной доли воды;
- автоматическое измерение плотности нефти;
- автоматизированное вычисление массы нетто нефти;
- проведение контроля метрологических характеристик рабочего СРМ с применением контрольного-резервного СРМ;
- автоматический и ручной отбор проб согласно ГОСТ 2517 «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.

Пломбирование средств измерений, находящихся в составе СИКН осуществляется согласно требований их описаний типа, методик поверки или МИ 3002-2006. Заводской номер указан в виде цифрового обозначения на информационной табличке установленной на корпусе шкафа измерительно-вычислительного комплекса. Нанесение знака поверки на СИКН не предусмотрено. СИКН присвоен заводской номер 01.

### Программное обеспечение

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 2.

Защита ПО системы от непреднамеренных и преднамеренных изменений и обеспечение его соответствия утверждённому типу, осуществляется путём разделения, идентификации, защиты от несанкционированного доступа.

Идентификация ПО системы осуществляется путем отображения на мониторе АРМ-оператора 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 путём кодирования. Уровень защиты ПО системы от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню защиты «средний» по Р 50.2.077-2014.

Таблица 2 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	ИВК «ИМЦ-03»	АРМ оператора
Номер версии (идентификационный номер) ПО	352.02.01	2.3.1.1
Цифровой идентификатор ПО	14C5D41A	B6D270DB
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32	

## Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон массового расхода, т/ч	от 40 до 210
Пределы допускаемой относительной погрешности измерения: – массы брутто нефти, % – массы нетто нефти, %	$\pm 0,25$ $\pm 0,35$

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных линий	2 (1 рабочая, 1 контрольно-резервная)
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002
Характеристики измеряемой среды: – температура, °С – давление в измерительной линии, МПа – плотность в рабочем диапазоне температур, кг/м <sup>3</sup> – кинематическая вязкость нефти в рабочих условиях, мм <sup>2</sup> /с (сСт) – массовая доля воды в нефти, %, не более – массовая доля механических примесей, %, не более – массовая концентрация хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup> , не более – давление насыщенных паров, кПа (мм рт.ст.), не более – содержание свободного газа	от +10 до +40 от 0,24 до 0,8 от 750 до 950 от 2 до 25 0,5 0,05 100 66,7 (500) не допускается

**Знак утверждения типа**

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

**Комплектность средства измерений**

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, экз.
Система измерений количества и показателей качества нефти № 564 на ЦПС (ЦПН) Тарасовского месторождения ООО «РН-Пурнефтегаз» (Временная СИКН)	–	1
Инструкция по эксплуатации системы измерений количества и показателей качества нефти Харампурского направления СИКН ХН (СИКН № 564 (временная))	–	1

**Сведения о методиках (методах) измерений**

«ВЯ-1787/2023 Инструкция. Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 564 на ЦПС (ЦПН) Тарасовского месторождения ООО «РН-Пурнефтегаз» (временная СИКН)», свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 1787/01.00248-2014/2023 от 10.11.2023.

**Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений**

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений» (п. 6.1.1);

Приказ Росстандарта от 26 сентября 2022 г. № 2356 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объёма жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объёмного расходов жидкости».

**Изготовитель**

Общество с ограниченной ответственностью «ИМС Индастриз»  
(ООО «ИМС Индастриз»)  
ИИН 7736545870  
Адрес: 142703, Московская обл., г. Видное, ул. Донбасская, д. 2, стр. 10, ком. 611

**Испытательный центр**

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт расходометрии» (ФГУП «ВНИИР»)  
Адрес: 420088, Республика Татарстан, г. Казань, ул. 2-ая Азинская, д. 7 «а»  
Тел. (843) 272-70-62  
Факс (843) 272-00-32  
E-mail: office@vniir.org  
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30006-09.

**в части вносимых изменений**

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Тюменской и Курганской областях, Ханты-Мансийском автономном округе - Югре, Ямало-Ненецком автономном округе» (ФБУ «Тюменский ЦСМ»)  
Адрес: 625027, г. Тюмень, ул. Минская, д. 88  
Телефон: (3452) 500-532  
Web-сайт: <https://tccm.ru>  
E-mail: info@csm72.ru  
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311495.