



МИНИСТЕРСТВО ПРОМЫШЛЕННОСТИ И ТОРГОВЛИ  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО  
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ  
(Росстандарт)

**П Р И К А З**

25 июня 2013 г.

№ 616

Москва

**О внесении изменений в описание типа  
на систему измерений количества и показателей качества нефти № 495  
ПСП "Нижнекамск" Альметьевского РНУ ОАО "СЗМН"**

В связи с обращением ООО «ИМС Индастриз», г. Москва  
от 15.02.2013 г. № 695/1

**П р и к а з ы в а ю :**

1. Внести изменение в описание типа системы измерений количества и показателей качества нефти № 495 ПСП "Нижнекамск" Альметьевского РНУ ОАО "СЗМН" заводской номер 01, зарегистрированной в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений, с сохранением номера Государственного реестра Российской Федерации № 47095-11, номера свидетельства № 43021 и срока действия «бессрочное».

Изменения проведены в части замены в разделе Поверка установки трубопоршневой «Сапфир МН» с верхним пределом измерений объемного расхода 500 м<sup>3</sup>/ч и пределами допускаемой относительной погрешности ± 0,05 % на установку трубопоршневую Сапфир МН, исполнение Сапфир МН-500, максимальный расход 500 м<sup>3</sup>/ч, пределы допускаемой относительной погрешности ± 0,1 %

2. Управлению метрологии (С.С. Голубеву) оформить новое описание типа средства измерений.

3. Контроль за исполнением настоящего приказа оставляю за собой.

Заместитель Руководителя  
Федерального агентства



Ф.В. Булыгин

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 495 ПСП "Нижнекамск" Альметьевского РНУ ОАО "СЗМН"

### Назначение типа средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 495 ПСП "Нижнекамск" Альметьевского РНУ ОАО "СЗМН" (далее – система) предназначена для автоматических измерений массы и показателей качества нефти при проведении учетных операций на ПСП "Нижнекамск" Альметьевского РНУ ОАО "СЗМН".

### 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 преобразователей массового расхода, температуры, давления, плотности, вязкости, объемной доли воды в нефти по линиям связи поступают на соответствующие входы комплекса измерительно-вычислительного ИМЦ-03, 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, объёмной доли воды в нефти.

В состав измерительных каналов системы входят следующие средства измерений:

- счетчик-расходомер массовый Micro Motion модели DS, зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 13425-06;
- преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835, зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 15644-06;
- влагомер нефти поточный УДВН-1пм, зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 14557-10;
- преобразователь плотности и вязкости жидкости измерительный модели 7829, зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 15642-06;
- преобразователь давления измерительный 3051, зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 14061-10;
- преобразователь давлений AUTROL модели АРТ3100, зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 37667-08;
- термопреобразователь сопротивления платиновый с унифицированным выходным сигналом ТСПУ модели 65-644, зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 27129-04;
- манометр показывающий для точных измерений МПТИ, зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 26803-06;
- манометр деформационный образцовый с условной шкалой МО модели 1227, зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 5768-67;
- термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4, зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 303-91;
- установка трубопоршневая Сапфир МН, исп. Сапфир МН-500, зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 41976-09;

- комплекс измерительно-вычислительный ИМЦ-03, зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 19240-05.

Система обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- автоматическое 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;

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

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

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

- регистрация и хранение результатов измерений, формирование отчетов.

Система расположена на ПСП "Нижнекамск", г. Нижнекамск, РТ, РФ.

### Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) реализовано в комплексе измерительно-вычислительном ИМЦ-03 и в автоматизированном рабочем месте (АРМ) оператора системы. ПО 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).

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

Идентификационные данные ПО, реализованные в комплексе измерительно-вычислительном ИМЦ-03 и АРМ оператора системы, приведены в таблице

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 РХ.352.02.01.00 АВ	352.02.01	14C5D41A	CRC32
ПО АРМ оператора системы	"Rate АРМ оператора УУН" РУУН 2.1-07 АВ	1.5.0.1	7cc3c6f61e77643578b3ddb1b5079a0b7ef1d5921e5789ffd40e261c6718ecce	ГОСТ Р34.11-94 Информационная технология. Криптографическая защита информации. Функция хеширования

ПО комплекса измерительно-вычислительного ИМЦ-03 имеет свидетельство о метрологической аттестации программного обеспечения № ПО-2550-04-2011, выдано ФГУП "ВНИИМ им. Д.И. Менделеева" 14.01.2011 г.

ПО АРМ оператора системы имеет свидетельство о метрологической аттестации программного обеспечения № 182101-08, выдано ФГУП ВНИИР 24.10.2008 г.

ПО системы защищено от несанкционированного доступа, изменения алгоритмов и установленных параметров, путем введения логина и пароля, ведения доступного только для чтения журнала событий. 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. ПО системы имеет уровень защиты С (в соответствии с МИ 3286–2010 Рекомендация. Проверка защиты программного обеспечения и определение ее уровня при испытаниях средств измерений в целях утверждения типа).

### Метрологические и технические характеристики

Наименование характеристики	Значение характеристики
Измеряемая среда	Нефть по ГОСТ Р 51858–2002 "Нефть. Общие технические условия"
Массовый расход, т/ч	От 135 до 865
Температура нефти, °С	От 5 до 40
Давление нефти в системе, МПа	От 0,5 до 1,6
Плотность нефти в рабочем диапазоне температуры, кг/м <sup>3</sup>	От 890 до 910
Кинематическая вязкость нефти в рабочем диапазоне температуры, сСт	От 20 до 70
Массовая доля воды, %, не более	1,0
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	± 0,25
Пределы допускаемой абсолютной погрешности средств измерений температуры, °С	± 0,2
Пределы допускаемой приведенной погрешности измерений избыточного давления, %	± 0,5
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений плотности, кг/м <sup>3</sup>	± 0,3
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений объемной доли воды, %	± 0,05
Пределы допускаемой приведенной погрешности измерений кинематической вязкости, %	± 1,0
Электроснабжение	380 В, трехфазное, 50 Гц 220 В, однофазное, 50 Гц
Категория электроснабжения по документу "Правила устройства электроустановок" (ПУЭ)	1
Режим работы	Непрерывный
Средний срок службы, год, не менее	8

### 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 и дату его выдачи.

### Комплектность средства измерений

Наименование	Количество	Обозначение
Система измерений количества и показателей качества нефти № 495 ПСП "Нижнекамск" Альметьевского РНУ ОАО "СЗМН". Заводской № 01	1 шт.	0228.00.00.000
Инструкция по эксплуатации системы измерений количества и показателей качества нефти № 495 ПСП "Нижнекамск" Альметьевского РНУ ОАО "СЗМН"	1 экз.	
Инструкция "ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 495 ПСП "Нижнекамск" Альметьевского РНУ ОАО "СЗМН". Методика поверки", утвержденная ФГУП ВНИИР 20.02.2011 г.	1 экз.	

### Поверка

Осуществляется по документу МП 47095-11 "ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 495 ПСП "Нижнекамск" Альметьевского РНУ ОАО "СЗМН". Методика поверки", утвержденному ФГУП ВНИИР 20.02.2011 г.

Перечень основных средств поверки:

- установка трубопоршневая Сапфир МН, исп. Сапфир МН-500, максимальный расход 500 м<sup>3</sup>/ч, пределы допускаемой относительной погрешности измерений  $\pm 0,1$  %;
- преобразователь плотности жидкости измерительный 7835, диапазон измерений от 300 до 1100 кг/м<sup>3</sup>, пределы допускаемой абсолютной погрешности  $\pm 0,3$  кг/м<sup>3</sup>;
- комплекс измерительно-вычислительный ИМЦ-03, пределы допускаемой относительной погрешности преобразования входных электрических сигналов в значения массы брутто нефти  $\pm 0,05$  %; коэффициента преобразования преобразователя расхода  $\pm 0,025$  %;
- калибратор температуры модели АТС 156 В, диапазон воспроизводимых температур от минус 27 °С до 155 °С, пределы допускаемой абсолютной погрешности  $\pm 0,04$  °С;
- 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.;
- калибратор многофункциональный модели ASC300-R с внешним модулем абсолютного давления, нижний предел воспроизведения давления 0 бар, верхний предел воспроизведения давления 206 бар, предел допускаемой основной погрешности  $\pm 0,025$  % от верхнего предела измерений.

### Сведения о методиках (методах) измерений

В системе применен прямой метод динамических измерений массы брутто нефти, приведенный в инструкции "Методика (метод) измерений. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 495 ПСП "Нижнекамск" Альметьевского РНУ ОАО "СЗМН", зарегистрированной в Федеральном реестре № ФР.1.29.2004.01222.

**Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти № 495 ПСП "Нижнекамск" Альметьевского РНУ ОАО "СЗМН"**

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

2. 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**

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, e-mail: [ims@imsholding.ru](mailto:ims@imsholding.ru)

**Испытательный центр**

Федеральное государственное унитарное предприятие "Всероссийский научно-исследовательский институт расходометрии". Регистрационный номер 30006-09.

Юридический адрес: 420088, г. Казань, ул.2-я Азинская, 7А.

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

Заместитель  
руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

\_\_\_\_\_

Ф.В. Булыгин

М.п.

" \_\_ " \_\_\_\_\_ 2013 г.