



МИНИСТЕРСТВО ПРОМЫШЛЕННОСТИ И ТОРГОВЛИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

**ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ
(Росстандарт)**

П Р И К А З

25 июня 2013 г.

№ 617

Москва

**О внесении изменений в описание типа
на резервную систему учета нефти системы 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 резервной системы учета нефти 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 № 48880-12, номера свидетельства № 45265 и срока действия «бессрочное».

Изменения проведены в части замены в разделе Поверка установки трубопоршневой «Сапфир МН» с верхним пределом измерений объемного расхода 500 м³/ч и пределами допускаемой относительной погрешности ± 0,05 % на установку трубопоршневую Сапфир МН, исполнение Сапфир МН-500, максимальный расход 500 м³/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

Резервная система учета нефти системы измерений количества и показателей качества нефти № 495 ПСП «Нижнекамск» Альметьевского РНУ ОАО «СЗМН»

Назначение типа средства измерений

Резервная система учета нефти системы измерений количества и показателей качества нефти № 495 ПСП «Нижнекамск» Альметьевского РНУ ОАО «СЗМН» (далее – система) предназначена для автоматических измерений массы брутто нефти при проведении коммерческих учетных операций между сдающей и принимающей сторонами при отказе основной системы измерений количества и показателей качества нефти НПС ПСП «Нижнекамский НПЗ» (далее – основная система).

Описание средства измерений

Принцип действия системы основан на использовании косвенного метода динамических измерений массы брутто нефти с помощью ультразвукового преобразователя объемного расхода. Выходные электрические сигналы с ультразвукового преобразователя объемного 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 измерительной линии, оснащенной ультразвуковым преобразователем расхода, датчиком температуры и датчиками давления, термометром и манометром, а также из пробозаборного устройства целевого типа, системы обработки информации и системы дренажа учтенной нефти. Монтаж и наладка системы осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной и эксплуатационной документацией на систему и её компоненты.

Система состоит из одного рабочего измерительного капала объема нефти, а также измерительных каналов температуры и давления нефти, в которые входят следующие средства измерений:

- расходомер UFM 3030 (далее - УЗР), заводской № 2470;
- преобразователи давления измерительные 3051, Госреестр № 14061-10;
- датчик температуры 644. Госреестр №39539-08.

В систему обработки информации системы входят:

- комплекс измерительно-вычислительный «ИМЦ-03», Госреестр № 19240-11. свидетельство о метрологической аттестации программного обеспечения № ПО-2550-04-2011, выдано ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 14.01.2011 г.;

- автоматизированное рабочее место (АРМ) оператора системы «Rate АРМ оператора УУН», свидетельство о метрологической аттестации программного обеспечения № 182101-08, выдано ФГУП ВНИИР 24.10.2008 г.

В состав системы входят показывающие средства измерений:

- манометры показывающие для точных измерений МПТИ, Госреестр № 26803-06;
- термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4, Госреестр № 303-91.

Система обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- автоматическое измерение массы брутто нефти косвенным методом динамических измерений в рабочем диапазоне расхода, температуры, давления, плотности и вязкости;

- измерение давления и температуры нефти автоматическое и с помощью показывающих средств измерений давления и температуры нефти соответственно;

- проведение поверки и контроля метрологических характеристик УЗР с применением установки трубопоршневой Сапфир МИ, исп. Сапфир МИ-500 (далее – ТПУ) и счетчиков-расходомеров массовых модели DS (далее – СРМ) (3 шт.), входящих в состав основной системы;

- автоматический и ручной отбор проб согласно ГОСТ 2517-85 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб»;
- автоматический контроль параметров измеряемого потока, их индикацию и сигнализацию нарушений установленных границ;
- защиту информации от несанкционированного доступа программными средствами.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) системы (комплекс измерительно-вычислительный «ИМЦ-03», автоматизированное рабочее место (АРМ) оператора системы на базе ПО «Rate АРМ оператора УУН») 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 (не связанные с измерениями параметров технологического процесса). Наименования ПО и идентификационные данные указаны в таблице I.

Таблица 1

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

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

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

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 «Рекоменда-

ция. 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.

Таблица 2

Наименование характеристики	Значение характеристики
Измеряемая среда	Нефть по ГОСТ Р 51858–2002 «Нефть. Общие технические условия»
Рабочий диапазон расхода, т/ч	От 135 до 865
Количество измерительных линий, шт.	1
Плотность нефти в рабочем диапазоне температуры, кг/м ³	От 890 до 910
Рабочий диапазон кинематической вязкости измеряемой среды в рабочем диапазоне температуры, сСт	От 20 до 70
Рабочий диапазон избыточного давления измеряемой среды, МПа	От 0,5 до 1,6
Рабочий диапазон температуры измеряемой среды, °С	От 5 до 40
Массовая доля воды, %, не более	1,0
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, %	± 0,5
Электроснабжение	380 В, трехфазное, 50 Гц, 220 В, однофазное, 50 Гц
Категория электроснабжения по документу «Правила устройства электроустановок»	1
Режим работы	Непрерывный

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

- резервная система учета нефти системы измерений количества и показателей качества нефти № 495 ПСП «Нижнекамск» Альметьевского РНУ ОАО «СЗМН», 1 шт., заводской № 01;
- инструкция по эксплуатации системы;
- «Инструкция. ГСИ. Резервная система учета нефти системы измерений количества и показателей качества нефти № 495 ПСП «Нижнекамск» Альметьевского РНУ ОАО «СЗМН». Методика поверки», утвержденная ФГУП ВИИИР 7 сентября 2011 г.

Поверка

осуществляется по документу МП 48880-12 «Инструкция. ГСИ. Резервная система учета нефти системы измерений количества и показателей качества нефти № 495 ПСП «Нижнекамск» Альметьевского РПУ ОАО «СЗМН». Методика поверки», утвержденному ФГУП ВНИИР 7 сентября 2011 г.

Основные средства поверки:

- ТПУ, максимальный расход $500 \text{ м}^3/\text{ч}$, пределы допускаемой относительной погрешности измерений $\pm 0,1 \%$;

- СРМ, входящие в состав блока измерительных линий основной системы с верхним пределом измерений массового расхода измеряемой среды $1636,2 \text{ т/ч}$, пределами допускаемой относительной погрешности $\pm 0,25 \%$;

- преобразователь плотности жидкости измерительные модели 7835, диапазон измерений от 300 до 1100 кг/м^3 , пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,30 \text{ кг/м}^3$;

- 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 $\pm 0,025 \%$;

- устройство для поверки вторичной измерительной аппаратуры узлов учета нефти и нефтепродуктов УПВА, пределы допускаемой абсолютной погрешности воспроизведений силы постоянного тока $\pm 3 \text{ мкА}$ 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 $\pm 2 \text{ имп.}$ в диапазоне от 20 до $5 \times 10^8 \text{ имп.}$

- установка пикнометрическая с пределами допускаемой абсолютной погрешности измерений плотности $\pm 0,10 \text{ кг/м}^3$ в диапазоне плотности от 600 до 1100 кг/м^3 ;

- калибратор температуры серии АТС-R модели АТС 156 (исполнение В), диапазон воспроизводимых температур от минус $27 \text{ }^\circ\text{C}$ до плюс $155 \text{ }^\circ\text{C}$, пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,04 \text{ }^\circ\text{C}$;

- калибратор многофункциональный модели ASC300-R с внешним модулем абсолютного давления, нижний предел воспроизведения давления 0 бар , верхний предел воспроизведения давления 206 бар , пределы допускаемой основной погрешности $\pm 0,025 \%$ от верхнего предела измерений.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений приведена в документе «Методика (метод) измерений. Масса нефти. Методика измерений резервной системой учета нефти системы измерений количества и показателей качества нефти № 495 ПОП «Нижнекамск» Альметьевского РПУ ОАО «СЗМН» (свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 103/2550-(01.00250-2008)-2011 от 03.02.2011 г.).

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к резервной системой учета нефти системы измерений количества и показателей качества нефти № 495 ПСП «Нижнекамск» Альметьевского РПУ ОАО «СЗМН»

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

2. Техническая документация 0228.1.00.00.000 «Нефтепровод НПС «Калейкино» - Нижнекамский НПЗ. Приемо-сдаточные пункты НК НПЗ. Система измерений количества и показателей качества нефти».

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

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: vniiirpr@bk.ru.

Заместитель
руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п.

« __ » _____ 2013 г.