

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 ВИИ-ИР 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.