

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Оперативная система измерений количества и показателей качества нефти ООО «СК «РУСВЬЕТПЕТРО»

Назначение средства измерений

Оперативная система измерений количества и показателей качества нефти ООО «СК «РУСВЬЕТПЕТРО» (далее – система) предназначена для автоматических измерений массы брутто и показателей качества нефти, перекачиваемой с площадки ЦПС по двум направлениям: южное – на ПСП «Мусюршор» и северное – на ПСП «Варандей».

Описание средства измерений

Принцип действия системы основан на использовании прямого метода динамических измерений массы брутто нефти с помощью преобразователей массового расхода. Выходные электрические сигналы с преобразователей массового 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 входного и выходного коллекторов, блока фильтров, блока измерительных линий, блока измерений показателей качества нефти (далее – БИК), блока подключения передвижной поверочной установки (далее – ППУ), 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 резервного) измерительных каналов массы 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 300 в комплекте с измерительными преобразователями 2700 (далее – СРМ), Госреестр № 13425-06;
- преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835 (далее – ПП), Госреестр № 15644-06;
- преобразователи давления измерительные 3051, Госреестр № 14061-10;
- термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65, Госреестр № 22257-05, с преобразователями измерительными 644, Госреестр № 14683-09;
- влагомер нефти поточный УДВН-1пм исполнения т2, Госреестр № 14557-05;
- расходомер UFM 3030 модификации UFM 3030K, Госреестр № 32562-09;
- контроллеры измерительно-вычислительные OMNI 6000, Госреестр № 15066-09, свидетельство ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» об аттестации алгоритма и программного обеспечения средств измерений № 2301-05м-2009 от 15 октября 2009 г.;
- автоматизированное рабочее место инженера.

В состав системы входят показывающие средства измерений:

- манометры показывающие для точных измерений МПТИ, Госреестр № 26803-06;
- термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4 № 2 и № 3, Госреестр № 303-91.

* При подключении четырех дополнительных измерительных линий число измерительных каналов массы брутто нефти увеличится до семи (пяти рабочих, двух резервных).

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;
- проведение поверки и КМХ СРМ с применением ППУ или ПУ;
- автоматический и ручной отбор проб согласно ГОСТ 2517-85 «ГСИ. Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб»;
- автоматический контроль параметров измеряемого потока, их индикацию и сигнализацию нарушений установленных границ;
- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование отчетов, протоколов, актов;
- защиту информации от несанкционированного доступа программными средствами.

Программное обеспечение (ПО) системы (контроллеры измерительно-вычислительные OMNI 6000, Госреестр № 15066-09, контроллер программируемый логический PLC Modicon, Госреестр № 18649-07, и операторские станции на базе ПО «RATE APM оператора УУН», свидетельство об аттестации алгоритмов вычислений № 802-08) 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 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 контроллера измерительно-вычислительного OMNI 6000 (основной)	Алгоритмы вычислений и программа обработки результатов измерений объема и массы нефти и нефтепродуктов, определения метрологических характеристик преобразователя расхода	24.75.01	EVE1	По ГОСТ Р 34.11-94 «Информационная технология. Криптографическая защита информации. Функция хэширования»
ПО контроллера измерительно-вычислительного OMNI 6000 (резервный)	Алгоритмы вычислений и программа обработки результатов измерений объема и массы нефти и нефтепродуктов, определения метрологических характеристик преобразователя расхода	24.75.01	EVE1	По ГОСТ Р 34.11
ПО «RATE APM оператора УУН»	«Rate APM оператора УУН» РУУН 2.1-07 АВ	1.5.0.1	7cc3c6f61 e77643578b3dd b1b5079a0b7e f1d5921e5789ffd40e 261c6718ecce	По ГОСТ Р 34.11

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 операторской станций 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 введения 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». И МИ 3286-2010 «Рекомендация. Поверка 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, т/ч	от 155 до 250
Максимальный расход при подключении четырех дополнительных измерительных линий, т/ч, не более	603
Количество измерительных линий, шт.	3 (2 рабочих, 1 резервная)
Количество измерительных линий при подключении четырех дополнительных измерительных линий, т/ч, не более	7 (5 рабочих, 2 резервных)
Рабочий диапазон плотности измеряемой среды, кг/м ³	От 862 до 892,2
Верхний предел диапазона давления измеряемой среды, МПа	5,95
Рабочий диапазон температуры измеряемой среды, °С	От 45 до 70
Массовая доля воды, %, не более	0,5
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений плотности измеряемой среды, кг/м ³	± 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

Окончание таблицы 2 – Основные метрологические и технические характеристики системы

Наименование характеристики	Значение характеристики
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	$\pm 0,25$
Средний срок службы системы, не менее	8 лет
Напряжение питания, В	380 (3-х фазное, 50 Гц) 220 \pm 22 (однофазное, 50Гц) 24 (переменный ток)
Климатические условия эксплуатации системы:	
– температура окружающего воздуха, °С	От минус 53 до 34
– температура воздуха в помещениях, где установлено оборудование системы, °С, не менее	5
– относительная влажность воздуха в помещениях, где установлено оборудование системы, %	От 45 до 80
– относительная влажность окружающего воздуха, %	От 45 до 80
– атмосферное давление, кПа	От 84 до 106

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

- оперативная система измерений количества и показателей качества нефти ООО «СК «РУСВЬЕТПЕТРО», 1 шт., заводской № 01;
- инструкция по эксплуатации системы;
- инструкция «ГСИ. Оперативная система измерений количества и показателей качества нефти ООО «СК «РУСВЬЕТПЕТРО». Методика поверки».

Поверка

осуществляется по документу «Инструкция. ГСИ. Оперативная система измерений количества и показателей качества нефти ООО «СК «РУСВЬЕТПЕТРО». Методика поверки», утвержденной ФГУП «ВНИИР» в ноябре 2010 г.

Основные средства поверки:

- ППУ с диапазоном измерений расхода измеряемой среды, позволяющим проводить поверку СРМ в их рабочем диапазоне массового расхода нефти, пределы допускаемой относительной погрешности $\pm 0,05$ % или $\pm 0,1$ %;
- ПУ с диапазоном измерений объемного расхода измеряемой среды от 0,473 до 568 м³/ч, пределами допускаемой относительной погрешности $\pm 0,05$ %;
- ПП с диапазоном измерений от 300 до 1100 кг/м³ и пределами допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,3$ кг/м³.
- контроллер измерительно-вычислительный OMNI 6000, пределы допускаемой относительной погрешности преобразования входных электрических сигналов в значения массы продукта $\pm 0,005$ %;
- устройство для поверки вторичной измерительной аппаратуры узлов учета нефти и нефтепродуктов УПВА, пределы допускаемой абсолютной погрешности воспроизведений силы постоянного тока ± 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 ± 2 имп. в диапазоне от 20 до 5×10^8 имп.;

– установка пикнометрическая с пределами допускаемой абсолютной погрешности измерений плотности $\pm 0,10$ кг/м³ в диапазоне плотности от 600 до 1100 кг/м³;

– 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 – нижний предел воспроизведения давления 0 бар, верхний предел воспроизведения давления 1,03424 бар (15 psi), пределы допускаемой основной погрешности $\pm 0,025\%$ от верхнего предела измерений; внешний модуль давления – нижний предел воспроизведения давления 0 бар, верхний предел воспроизведения давления 206 бар, пределы допускаемой основной погрешности $\pm 0,025\%$ от верхнего предела измерений.

Допускается использование других средств поверки с метрологическими характеристиками, не уступающими указанным.

Сведения о методиках (методах) измерений

Для измерений массы нефти применяют прямой метод динамических измерений массы брутто нефти, реализованный в инструкции «ГСИ. Масса нефти. Методика выполнения измерений оперативной системой измерений количества и показателей качества нефти ООО «СК «РУСВЬЕТПЕТРО» (свидетельство об аттестации МВИ № 2550-05-2010 от 08 июня 2010 г.).

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к оперативной системе измерений количества и показателей качества нефти ООО «СК «РУСВЬЕТПЕТРО»

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

2 Техническая документация 0375.00.00.000 «Оперативная система измерений количества и показателей качества нефти ООО «СК «РУСВЬЕТПЕТРО».

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

Сведения об испытательном центре

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

Юридический адрес: Россия, РТ, г. Казань, ул. 2-ая Азинская, д. 7 А

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

Регистрационный номер 30006-09.

Заместитель руководителя
Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии

В.Н. Крутиков

М.П. «___» _____ 20__ г.