

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров сырой нефти № Б ООО "Енисей"

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров сырой нефти № Б ООО "Енисей" (далее – система), предназначена для измерений массы и параметров сырой нефти поступающей от сторонних организаций и подлежащих сдаче на ООО "Енисей".

Описание средства измерений

Принцип действия системы основан на использовании прямого метода динамических измерений массы сырой нефти, транспортируемой по трубопроводам, с помощью счетчиков-расходомеров массовых. Выходные электрические сигналы счетчиков-расходомеров массовых поступают на соответствующие входы измерительно-вычислительного контроллера, который преобразует их и вычисляет массу сырой нефти по реализованному в нем алгоритму.

Система представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, спроектированной для конкретного объекта из компонентов серийного отечественного и импортного производства и состоящей из блока измерительных линий, блока измерений параметров сырой нефти, узла подключения передвижной поверочной установки, системы дренажа и системы обработки информации.

Монтаж и наладка системы осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией.

Система состоит из двух (одного рабочего, одного контрольно-резервного) измерительных каналов массы (массового расхода) сырой нефти, системы сбора и обработки информации, а также измерительных каналов плотности, температуры, избыточного давления, разности давления, объемной доли воды в сырой нефти, объемного расхода в блоке измерений параметров сырой нефти, в которые входят следующие средства измерений:

- счетчики-расходомеры массовые Micro Motion модели CMF 300 с измерительными преобразователями серии 2700 (далее – СРМ), Госреестр № 13425-06;
- преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835 (далее – ПП), Госреестр № 15644-06;
- преобразователи давления измерительные 3051, Госреестр № 14061-10;
- термопреобразователи сопротивления платиновые с унифицированным выходным сигналом ТСПУ модели 65-644, Госреестр № 27129-04;
- влагомеры нефти поточные УДВН-1пм1, Госреестр № 14557-05;
- расходомер UFM 3030 модификации UFM 3030К, 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.;
- контроллер программируемый логический PLC Modicon, Госреестр № 18649-09;
- автоматизированные рабочие места (АРМ) оператора системы на базе программного комплекса "RATE АРМ оператора УУН", свидетельство ФГУП ВНИИР об аттестации алгоритма № 182101-08 от 24 октября 2008 г.

В состав системы входят показывающие средства измерений:

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

Для проведения поверки и контроля метрологических характеристик СРМ используется установка поверочная трубопоршневая двунаправленная OGSB, Госреестр № 44252-10 (входящая в состав системы измерений количества и показателей качества нефти № А ООО «Енисей»).

Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может повлиять на точность измерений, средства измерений снабжены средствами защиты в соответствии с требованиями МИ 3002-2006 «ГСИ. Рекомендация. Правила пломбирования и клеймения средств измерений и оборудования, применяемых в составе систем измерений количества и показателей качества нефти и поверочных установок».

Программное обеспечение (ПО) системы (контроллеры измерительно-вычислительные OMNI 6000, АРМ оператора на базе программного комплекса "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 1.

Таблица 1

Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО	Номер версии ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
ПО контроллера измерительно-вычислительного OMNI 6000	Алгоритмы вычислений и программа обработки результатов измерений объема и массы нефти и нефтепродуктов, определения метрологических характеристик преобразователя расхода	24.75.01	ЕВЕ1	По ГОСТ Р 34.11-94 "Информационная технология. Криптографическая защита информации. Функция хэширования"
ПО «RATE АРМ оператора УУН»	«Rate АРМ оператора УУН» РУУН 2.1-07 АВ	1.5.0.1	7cc3c6f61e77643578b3ddb1b5079a0b7ef1d5921e5789ffd40e261c6718ecce	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 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 "Рекомендация. 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 1.

Таблица 1 – Основные метрологические и технические характеристики системы

<i>Наименование характеристики</i>	<i>Значение характеристики</i>
Измеряемая среда	Нефть сырая
Диапазон расхода, т/ч ($\text{м}^3/\text{ч}$)	От 15 (18) до 100 (120)
Количество измерительных линий, шт.	2 (1 рабочая, 1 контрольно-резервная)
Диапазон плотности, $\text{кг}/\text{м}^3$	От 830 до 860
Диапазон кинематической вязкости в рабочем диапазоне температуры, $\text{мм}^2/\text{с}$ (сСт)	От 7 до 10
Диапазон давления, МПа	От 0,3 до 1,6
Диапазон температуры, °С	От плюс 15 до плюс 35
Массовая доля воды, %	От 2,8 до 5,0
Массовая концентрация хлористых солей, $\text{мг}/\text{дм}^3$	Не более 5000
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Давление насыщенных паров, кПа (мм рт. ст.)	Не более 61 (457)
Содержание свободного газа	Не допускается
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы сырой нефти, %	$\pm 0,25$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений плотности измеряемой среды, $\text{кг}/\text{м}^3$	$\pm 0,3$
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений объемной доли воды в измеряемой среде, %	$\pm 0,1$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений средств измерений температуры измеряемой среды, °С	$\pm 0,2$
Пределы допускаемой приведенной погрешности измерений давления измеряемой среды, %	$\pm 0,5$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода в блоке измерений параметров сырой нефти, %	$\pm 5,0$
Режим работы	периодический
Срок службы, лет	8
Параметры электропитания:	
– напряжение переменного тока, В	380 В, 3-х фазное, 50 Гц 280 В, однофазное, 50 Гц

Знак утверждения типа

наносится в левом верхнем углу титульного листа инструкции по эксплуатации системы типографским способом.

Комплектность средства измерений

- система измерений количества и параметров сырой нефти № Б ООО "Енисей", заводской № 02;
- инструкция по эксплуатации системы;
- документ "Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и параметров сырой нефти № Б ООО "Енисей". Методика поверки", утвержденный ФГУП ВНИИР в 2012 г.

Поверка

осуществляется по документу МП 51494-12 "Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и параметров сырой нефти № Б ООО "Енисей". Методика поверки", утвержденной ФГУП ВНИИР в 2012г.

Основные средства поверки:

- установка поверочная трубопоршневая двунаправленная OG5B, верхний предел расхода измеряемой среды 120 м³/ч, пределы допускаемой относительной погрешности ± 0,10 %;
- установка пикнометрическая, абсолютная погрешность измерений плотности ± 0,10 кг/м³ в диапазоне 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 ± 0,04 °С;
- калибратор многофункциональный модели ASC300-R, диапазон измерений от 0 до 206 бар, пределы допускаемой основной погрешности ± 0,025 % от верхнего предела измерений;
- 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 ± 5×10⁻⁴ % в диапазоне от 0,1 до 15000 Гц, пределы допускаемой абсолютной погрешности воспроизведений количества импульсов в пачке ± 2 имп в диапазоне от 20 до 5×10⁸ имп.

Сведения о методиках (методах) измерений

Для измерения массы нефти применяют прямой метод динамических измерений, реализованный в инструкции "ГСИ. Методика (метод) измерений. Масса нефти, масса сырой нефти. Методика измерений системой измерений количества, показателей качества нефти и параметров сырой нефти № 02 входящей в комплекс коммерческих систем измерений количества и показателей качества нефти слива и приема сырой и товарной нефти Северных территорий ООО "Енисей" (свидетельство об аттестации № 78/2550-(01.0250-2008)-2010 от 07 декабря 2010 г., код регистрации в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.29.2011.11465).

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и параметров сырой нефти № Б ООО "Енисей"

1. ГОСТ Р 8.595-2004 "ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений".
2. ГОСТ 8.510-2002 "ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений объема и массы жидкости".
3. ГОСТ Р 8.615-2005 "ГСИ. Измерения количества извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования".

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

осуществление торговли и товарообменных операций, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений.

Изготовитель

ООО "ИМС Индастриз"

Юридический адрес: 117312, г. Москва, ул. Щербаковская, д.53, корп. 15

Почтовый адрес: 117312, г. Москва, ул. Вавилова, д. 47А

Тел.: (495) 221-10-50, факс: (495) 221-10-51

Испытательный центр

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

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

Аттестат аккредитации № 30006-09

Заместитель Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф.В.Булыгин

М.П.

" ____ " _____ 2012 г.