

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти на ПСП «Черпаю»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти на ПСП «Черпаю» (далее – система) предназначена для автоматизированных измерений массы нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия системы основан на использовании прямого метода динамических измерений массы 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 нефти по реализованному в нем алгоритму.

Система представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, спроектированной для конкретного объекта и состоящей из блока фильтров, блока измерительных линий, блока измерений показателей качества нефти (далее – БИК), стационарной трубопоршневой поверочной установки, системы обработки информации и системы дренажа нефти. Монтаж и наладка системы осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной и эксплуатационной документацией на систему и ее компоненты.

Система состоит из одного рабочего измерительного канала массы нефти, одного резервного измерительного канала 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 200 с измерительным преобразователем модели 2700 (далее – СРМ), Госреестр № 45115-10;
- преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835, Госреестр № 15644-06;
- расходомер UFM 3030, Госреестр № 32562-09;
- влагомеры нефти поточные УДВН-1пм1, Госреестр № 14557-10;
- датчик температуры 644, Госреестр № 39539-08;
- преобразователи давления измерительные 3051, Госреестр № 14061-10;
- установка трубопоршневая «Сапфир МН»-100 (далее – стационарная ТПУ), Госреестр № 41976-09.

В систему обработки информации системы входит:

- контроллеры измерительно-вычислительные OMNI 6000, Госреестр № 15066-09, свидетельство об аттестации алгоритма и программного обеспечения № 2301-05м-2009 от 15.10.2009 г., выдано ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева», с автоматизированными рабочими местами оператора системы, свидетельство о метрологической аттестации программного обеспечения автоматизированного рабочего места оператора № 40014-11 от 31.03.2011 г., выданное ФГУП ВНИИР;

В состав системы входят показывающие средства измерений:

- манометры для точных измерений МТИ, Госреестр № 1844-63;
- термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4, Госреестр № 303-91.

Система обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- автоматическое измерение массы нефти прямым методом динамических измерений в диапазоне расхода, температуры, давления и плотности нефти;
- автоматическое измерение плотности и объемной доли воды;

- измерение давления и температуры нефти автоматическое и с помощью показывающих средств измерений давления и температуры нефти соответственно;
- проведение контроля метрологических характеристик и поверки СРМ с применением стационарной ГПУ;
- автоматический и ручной отбор проб согласно ГОСТ 2517-85 «ГСИ. Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб»;
- автоматический контроль параметров измеряемой среды, их индикацию и сигнализацию нарушений установленных границ;
- защиту информации от несанкционированного доступа программными средствами.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) системы 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 измерительного OMNI 6000 (основное и резервное)	OmniCom	27.75.01	EB23	CRC16
ПО автоматизированного рабочего места оператора (основное и резервное)	OZNA-Flow	v 2.1	64C561787	CRC32

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 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 «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 2.

Т а б л и ц а 2 – Основные метрологические и технические характеристики

Наименование характеристики	Значение характеристики
Измеряемая среда	Нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Количество измерительных линий, шт.	2 (1 рабочая, 1 резервная)
Диапазон измерений расхода, т/ч	От 7 до 36
Диапазон плотности, кг/м ³	От 870 до 910
Диапазон кинематической вязкости, мм ² /с (сСт)	От 19,7 до 26,2
Диапазон давления, МПа	От 0,5 до 6,3
Диапазон температуры, °С	От плюс 55 до плюс 70
Массовая доля воды, %, не более	0,5
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100
Массовая доля серы, %, не более	3,7
Массовая доля парафина, %, не более	6,0
Массовая доля сероводорода, млн ⁻¹ (ppm), не более	20
Массовая доля метил- и этилмеркаптанов, млн ⁻¹ (ppm), в сумме	40
Массовая доля органических хлоридов во фракции, выкипающей до температуры 204 °С, млн ⁻¹ (ppm), не более	10
Давление насыщенных паров, кПа (мм рт. ст.), не более	66,7 (500)
Содержание свободного газа, %	Не допускается
Режим работы системы	Непрерывный
Пределы допускаемой относительной погрешности системы при измерении массы брутто, %	± 0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности системы при измерении массы нетто, %	± 0,35
Параметры электропитания	
Напряжение переменного тока, В	трехфазное 380 (50 Гц), 220 (50 Гц)
Климатические условия эксплуатации системы	
Температура окружающего воздуха, °С	От минус 55 до плюс 35
Температура воздуха в помещениях, где установлено оборудование системы, °С, не ниже	5
Относительная влажность воздуха в помещениях, где установлено оборудование системы, %, не более	82
Относительная влажность окружающего воздуха, %	От 52 до 82
Атмосферное давление, кПа	От 84 до 106,7

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

- система измерений количества и показателей качества нефти на ПСП «Черпаю», 1 шт., заводской № 1;
- руководство по эксплуатации системы измерений количества и показателей качества нефти на ПСП «Черпаю»;
- «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти на ПСП «Черпаю» Методика поверки. МП 0050-14-2013», утвержденная ФГУП ВНИИР 26 февраля 2013 г.

Поверка

осуществляется по документу МП 0050-14-2013 «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти на ПСП «Черпаю». Методика поверки.» , утвержденному ФГУП ВНИИР 26 февраля 2013 г.

Основные средства поверки:

- установка трубопоршневая «Сапфир МН»-100, пределы допускаемой относительной погрешности $\pm 0,05$ %;
- 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 22,0 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 $\pm 0,1$ кг/м³ в диапазоне плотности от 600 до 1100 кг/м³;
- калибратор температуры модели RTC 156 В, диапазон воспроизводимых температур от минус 30 °С до 155 °С, пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,04$ °С;
- калибратор многофункциональный модели MC5-R: внешний модуль давления ЕХТ 250 с диапазоном измерений от 0 до 25 МПа и пределами допускаемой основной погрешности $\pm (0,025$ % от показания + 0,015 % от верхнего предела диапазона).

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений приведена в документе «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти на ПСП «Черпаю» (свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 01.00257-2008/57014-12 от 22.05.2012 г., код регистрации в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.29.2012.12397).

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти на ПСП «Черпаю»

- 1 ГОСТ 8.510-2002 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений объема и массы жидкости».
- 2 Руководство по эксплуатации системы измерений количества и показателей качества нефти на ПСП «Черпаю».

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью (ООО) «НПП ОЗНА–Инжиниринг»
Юридический и почтовый адрес: 450071, г. Уфа, пр-т. Салавата Юлаева, д. 89
Тел.: (347) 292-79-10, факс: (347) 292-79-15

Испытательный центр

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

Юридический адрес: 420088, РТ, г. Казань, ул. 2-ая Азинская, д. 7 А
Тел.: 8 (843) 272-70-62, факс: 8 (843) 272-00-32, e-mail: office@vniir.org
Регистрационный номер 30006-09.

Заместитель руководителя
Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п. «_____» _____ 2013 г.