

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефти сырой на ДНС-1 Нижне-Уральского месторождения

Назначение типа средства измерений

Система измерений количества и параметров нефти сырой на ДНС-1 Нижне-Уральского месторождения (далее – система) предназначена для автоматических измерений массы и параметров сырой нефти при проведении учетных операций на ДНС-1 Нижне-Уральского месторождения.

Описание средства измерений

Система представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной для конкретного объекта из компонентов серийного отечественного и импортного изготовления. Монтаж и наладка системы осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией и эксплуатационными документами ее компонентов.

Принцип действия системы основан на использовании прямого метода динамических измерений массы сырой нефти с помощью преобразователей массового расхода. Выходные сигналы измерительных преобразователей расхода, температуры, давления, объемной доли воды в сырой нефти по линиям связи поступают на соответствующие входы измерительно-вычислительного комплекса, который преобразует их и вычисляет массу сырой нефти по реализованному в нём алгоритму.

Система состоит из рабочего и контрольно-резервного измерительных каналов массы сырой нефти, измерительных каналов температуры, давления, объёмной доли воды в сырой нефти, объёмного расхода сырой нефти в блоке измерений параметров сырой нефти, разности давления на фильтрах.

В блоке измерений параметров сырой нефти предусмотрено место для подключения поточного преобразователя плотности жидкости модели 7835.

В состав системы входят следующие средства измерений:

- счетчик-расходомер массовый Micro Motion модели CMF, зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 13425-06;
- влагомер нефти поточный УДВН-1пм, зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 14557-05;
- счетчик нефти турбинный МИГ, зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 26776-08;
- термопреобразователь сопротивления платиновый серии 65, зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 22257-05, с измерительным преобразователем 244, зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 14683-09;
- преобразователь давления измерительный 3051, зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 14061-04;
- термопреобразователь сопротивления платиновый серии 90 модели 2820, зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 24874-03, в комплекте с преобразователем измерительным сигналов от термопар и термометров сопротивления dTRANS T01, зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 24931-08;
- преобразователь давления измерительный серии 40 мод. 4385, зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 40494-03;
- датчик давления Метран-100, зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 22235-08;
- комплекс измерительно-вычислительный "ИМЦ-03", зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 19240-05;

- манометр для точных измерений типа МТИ, зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 1844-63;

- термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4, зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 303-91.

Система обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- автоматическое измерение массы и массового расхода сырой нефти в рабочих диапазонах расхода, температуры, давления, объемной доли воды в сырой нефти;

- автоматическое измерение температуры, давления, объемной доли воды в сырой нефти;

- вычисление массы нетто сырой нефти с использованием результатов измерений массы сырой нефти, массовой доли механических примесей, массовой концентрации хлористых солей, массовой доли воды, объемной доли воды, плотности;

- автоматический контроль параметров измеряемого потока, их индикация и сигнализация нарушений установленных границ;

- защита программного обеспечения системы от непреднамеренных и преднамеренных изменений установкой паролей разного уровня доступа;

- регистрация и хранение результатов измерений, формирование отчетов.

Программное обеспечение (ПО) системы реализовано в комплексе измерительно-вычислительном "ИМЦ-03" и в автоматизированном рабочем месте (АРМ) оператора системы.

ПО 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).

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

Идентификационные данные ПО, реализованные в комплексе измерительно-вычислительном "ИМЦ-03" и в АРМ оператора системы, приведены в таблице

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"	"Алгоритм вычислений сырой нефти. Массомеры" РХ.310.02.02.00 АВ	v22.05		
ПО АРМ оператора системы	"АРМ оператора СИКНС на ДНС-1"	v1.02	7C1E	CRC

ПО комплекса измерительно-вычислительного "ИМЦ-03" имеет свидетельство об аттестации алгоритма и программы комплекса "ИМЦ-03" №2420/75, выданное ВНИИМС 25.04.00.

ПО АРМ оператора системы имеет свидетельство о метрологической аттестации алгоритма и программы обработки результатов измерений № 277014-10, выданное ВНИИР 05.10.10.

ПО системы защищено от несанкционированного доступа, изменения алгоритмов и установленных параметров, путем введения логина и пароля, ведения доступного только для чтения журнала событий. Доступ к метрологически значимой части ПО системы для пользова-

вателя 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. ПО системы имеет уровень защиты С (в соответствии с МИ 3286–2010 Рекомендация. Проверка защиты программного обеспечения и определение ее уровня при испытаниях средств измерений в целях утверждения типа).

Метрологические и технические характеристики

Наименование характеристики	Значение характеристики
Измеряемая среда	Сырая нефть
Диапазон расхода, т/ч	От 15 до 45
Давление измеряемой среды в системе, МПа	От 0,5 до 2,5
Температура измеряемой среды, °С	От 5 до 25
Плотность измеряемой среды при рабочих условиях, кг/м ³	От 900 до 929
Объемная доля воды в измеряемой среде, %, не более	10
Содержание свободного газа в измеряемой среде	Не допускается
Режим работы системы	Периодический
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы сырой нефти, %	± 0,25
Пределы допускаемой приведенной погрешности измерений давления, %	± 0,5
Пределы допускаемой абсолютной погрешности средств измерений температуры, °С	± 0,2
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений объемной доли воды, %	± 0,15
Напряжение питания, В	380, трехфазное, 50 Гц 220, однофазное, 50 Гц
Средний срок службы, год, не менее	8

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится справа в нижней части титульного листа руководства по эксплуатации и паспорта типографским способом, при этом указывают номер свидетельства об утверждении типа и дату его выдачи.

Комплектность средства измерений

Наименование	Количество	Обозначение
Система измерений количества и параметров нефти сырой на ДНС-1 Нижне-Уральского месторождения, заводской № 01	1 шт.	55-07-23
Руководство по эксплуатации на систему измерений количества и параметров нефти сырой на ДНС-1 Нижне-Уральского месторождения	1 экз.	55-07-23-РЭ
Паспорт на систему измерений количества и параметров нефти сырой на ДНС-1 Нижне-Уральского месторождения	1 экз.	55-07-23-ПС
Инструкция "ГСИ. Система измерений количества и параметров нефти сырой на ДНС-1 Нижне-Уральского месторождения. Методика поверки", утверждена ФГУП "ВНИИР" 01.11.10.	1 экз.	

Проверка

осуществляется по документу МП 49609-12 "Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и параметров нефти сырой на ДНС-1 Нижне-Уральского месторождения. Методика поверки", утверждённой ФГУП "ВНИИР" 01.11.2010 г.

Перечень основных средств поверки (эталонов):

-мобильная эталонная установка поверки СИКН МЭУ-100-4,0, верхний предел измерений массового расхода 210 т/ч, пределы допускаемой относительной погрешности $\pm 0,11\%$;

- комплекс измерительно-вычислительный "ИМЦ-03", пределы допускаемой относительной погрешности при вычислении расхода, объема, массы $\pm 0,05\%$;

- калибратор температуры модели АТС 156 В, диапазон воспроизводимых температур от минус 27 °C до 155 °C, пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,04\%$ °C;

- калибратор многофункциональный модели ASC300-R, внешний модуль давления, нижний предел воспроизведения давления 0 бар, верхний предел воспроизведения давления 1,03424 бар (15 psi), предел допускаемой основной погрешности $\pm 0,025\%$ от верхнего предела измерений, внешний модуль абсолютного давления, нижний предел воспроизведения давления 0 бар, верхний предел воспроизведения давления 206 бар, предел допускаемой основной погрешности $\pm 0,025\%$ от верхнего предела измерений;

- устройство для поверки вторичной измерительной аппаратуры узлов учета нефти и нефтепродуктов УПВА, пределы допускаемой абсолютной погрешности воспроизведений силы постоянного тока $\pm 3\text{ мкA}$ в диапазоне от 0,5 до 20 mA, 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.

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

Сведения о методиках (методах) измерений

В системе применен прямой метод динамических измерений массы сырой нефти, приведенный в инструкции "ГСИ. Масса нефти сырой. Методика выполнения измерений системой измерений количества и параметров нефти сырой на ДНС-1 Нижне-Уральского месторождения", зарегистрирована в Федеральном реестре методик выполнения измерений под № ФР.1.29.2008.04287.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и параметров нефти сырой на ДНС-1 Нижне-Уральского месторождения

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

2. Техническая документация ООО "НПП "ГКС".

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

ООО "Научно-производственное предприятие "ГКС".

Юридический, почтовый адрес: 420107, РФ, РТ, г. Казань, ул. Петербургская, 50.

Тел.: (843) 570-39-46, факс: (843) 570-39-47, электронная почта: mail@nppgks.com.

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, электронная почта: vniirpr@bk.ru.

Заместитель руководителя
Федерального агентства по техническому
регулированию и метрологии

Е. Р. Петросян

М.П. " — " 2012 г.