

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 564 на ЦПС (ЦППН) Тарасовского месторождения

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 564 на ЦПС (ЦППН) Тарасовского месторождения (далее – система) предназначена для автоматических измерений массы нефти, передаваемой в систему магистральных нефтепроводов ОАО «Сибнефтепровод».

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, температуры, давления, плотности, объемной доли воды в нефти 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, узла подключения передвижной 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 двух рабочих измерительных линий и одной контрольно-резервной измерительной линии.

В состав системы входят следующие средства измерений:

- счетчики-расходомеры массовые Micro Motion модификации CMF (далее – СРМ), тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером № 45115-10;
- преобразователи давления измерительные 3051, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером № 14061-10;
- датчики давления «Метран-150», тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером № 32854-09;
- датчики температуры 644, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером № 39539-08;
- преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835 (далее – ПП), тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером № 15644-06;
- влагомеры нефти поточные УДВН-1пм, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером № 14557-10;
- расходомер UFM 3030, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером № 32562-09;
- установка поверочная трубопоршневая двунаправленная OGSB (далее – стационарная ТПУ), тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером № 44252-10.

В систему обработки информации системы входит:

- комплекс измерительно-вычислительный ИМЦ-03 (далее – ИВК), тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером № 19240-11 с автоматизированными рабочими местами (АРМ) оператора системы с программным обеспечением «Rate АРМ оператора УУН».

В состав системы входят показывающие средства измерений:

- манометры показывающие для точных измерений МПТИ, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номерами № 26803-06 и № 26803-11;

- термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером № 303-91.

Система обеспечивает выполнение следующих основных функций:

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

- приведение плотности к стандартным условиям (температуре 20 °С и избыточному давлению равному нулю и температуре 15 °С и избыточному давлению равному нулю) и к условиям измерений массы;

- вычисление суммарного балласта на основе измерений и результатов анализа проб нефти;

- вычисление массы нетто нефти с использованием значений составляющих суммарного балласта;

- проведение контроля метрологических характеристик СРМ с применением контрольно-резервного СРМ, применяемого в качестве контрольного;

- проведение контроля метрологических характеристик и поверки СРМ с применением стационарной ТПУ и ПП;

- проведение поверки стационарной ТПУ с применением передвижной поверочной установки;

- автоматический и ручной отбор проб согласно ГОСТ 2517-2012 «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;

- регистрация и хранение результатов измерений, формирование отчетов.

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). Идентификационные данные ПО системы указаны в таблице 1 и 2.

Таблица 1

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Нефть, нефтепродукты. Преобразователи массового расхода
Номер версии (идентификационный номер) ПО	352.02.01
Цифровой идентификатор ПО	14C5D41A
Другие идентификационные данные	ПО ИВК

Таблица 2

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	«RATE APM оператора УУН» РУУН 2.3-11 АВ
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.3.1.1
Цифровой идентификатор ПО	B6D270DB
Другие идентификационные данные	ПО «Rate APM оператора УУН» (основное и резервное)

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 - средний.

Метрологические и технические характеристики

Основные метрологические и технические характеристики системы приведены в таблице 3.

Таблица 3 – 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.	3 (2 рабочие, 1 контрольно-резервная)
Диапазон измерений расхода, т/ч	От 100 до 900
Пределы допускаемой относительной погрешности системы при измерении массы брутто нефти, %	$\pm 0,25$
Пределы допускаемой относительной погрешности системы при измерении массы нетто нефти, %	$\pm 0,35$
Режим работы системы	Непрерывный
Параметры измеряемой среды	
Избыточное давление нефти, МПа	От 0,2 до 4,0
Температура нефти, °С	От плюс 10 до плюс 40
Плотность нефти в рабочих условиях, кг/м ³	От 750 до 950
Кинематическая вязкость нефти в рабочих условиях, мм ² /с (сСт)	От 2 до 25
Массовая доля воды, %, не более	0,5
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	900
Содержание свободного газа, %	Не допускается

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 № 564 на ЦПС (ЦППН) Тарасовского месторождения, 1 шт., заводской № 507;

– Инструкция по эксплуатации системы измерений количества и показателей качества нефти № 564;

– Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 564 на ЦПС (ЦППН) Тарасовского месторождения. Методика поверки. МП 0159-14-2014, утвержденная ФГУП «ВНИИР» 18 июля 2014 г.

Поверка

осуществляется по документу МП 0159-14-2014 «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 564 на ЦПС (ЦППН) Тарасовского месторождения. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИР» 18 июля 2014 г.

Основные средства поверки:

– установка поверочная трубопоршневая двунаправленная OGSB, верхний предел диапазона измерений объемного расхода $600 \text{ м}^3/\text{ч}$, пределы допускаемой относительной погрешности $\pm 0,1 \%$;

– установка пикнометрическая, диапазон измерений плотности от 650 до 1100 $\text{кг}/\text{м}^3$, пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,10 \text{ кг}/\text{м}^3$;

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений приведена в документе «Инструкция 0477.01.00.000 ИС.МИ. ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 564 на ЦПС (ЦППН) Тарасовского месторождения ООО «РН-Пурнефтегаз» (свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 220/2550-(01.00250-2008)-2011 от 05.12.2011г., код регистрации в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.29.2012.11634).

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти № 564 на ЦПС (ЦППН) Тарасовского месторождения

1. ГОСТ Р 8.595-2004 «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений».

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Осуществление торговли.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ИМС Индастриз» (ООО «ИМС Индастриз»)

Юридический адрес: 105187, г. Москва, ул. Щербаковская, д. 53, корп. 15

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

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 расходеметрии» (ФГУП «ВНИИР»)

Юридический и почтовый адрес: 420088, Республика Татарстан, г. Казань, ул. 2-ая Азинская, д. 7 «а»

Тел.: (843) 272-70-62, факс: (843) 272-00-32, e-mail: office@vniir.org

Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИР» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30006-09 от 16.12.2009 г.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п. «____» _____ 2014 г.