

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 100 ПСП «Тайшет-1»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 100 ПСП «Тайшет-1» (далее – система) предназначена для автоматизированных измерений массы нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия системы основан на использовании косвенного метода динамических измерений массы нефти с помощью преобразователей объемного расхода. Выходные электрические сигналы с преобразователей объемного расхода, температуры, давления, плотности, вязкости, 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 измерительных линий, блока измерений показателей качества нефти, 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 трех рабочих, одной резервной и одной контрольно-резервной измерительных линий.

В состав системы входят следующие средства измерений:

- преобразователи расхода жидкости турбинные HELIFLU TZ-N (далее – ТПР), тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером № 15427-06;

- преобразователи давления измерительные 3051, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером № 14061-04;

- датчики давления «Метран-100», тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером № 22235-01;

- преобразователь давления AUTROL модели APT3100, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером № 37667-08;

- термопреобразователи сопротивления платиновые с унифицированным выходным сигналом ТСПУ модели 65-644, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером № 27129-04;

- преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835 (далее – ПП), тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером № 15644-06;

- преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7829, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером № 15642-01;

- влагомер нефти поточный УДВН-1пм, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером № 14557-05;

- влагомер нефти поточный УДВН-1пм, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером № 14557-10;

- счетчик жидкости турбинный CRA/MRT97, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером № 22214-01;

- установка поверочная трубопоршневая двунаправленная (далее – стационарная ТПУ), тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером № 37248-08;

- мерники металлические образцовые 1-го разряда М1р, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером № 5189-02;
- весы платформенные ЕВЗ, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером № 33640-06;
- компаратор весовой ВК, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером № 27744-04;
- гиря класса точности F₁, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером № 23653-02;
- гири с номинальным значением массы 20 кг класса точности М₁ параллелепипедной формы, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером № 811-03;
- счетчик жидкости турбинный ППТ-ПВ, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером № 26636-04.

В систему обработки информации системы входит:

- комплекс измерительно-вычислительный ИМЦ-07 (далее – ИВК), тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером № 53852-13, с автоматизированными рабочими местами (АРМ) оператора системы.

В состав системы входят показывающие средства измерений:

- манометры для точных измерений типа МТИ, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером № 1844-63;
- термометры стеклянные лабораторные ТЛ-4м серии «Labtex», тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером № 28208-04;
- 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:

- автоматизированное измерение массы нефти косвенным методом динамических измерений в диапазоне расхода, температуры, давления, плотности, вязкости, объемной доли воды в нефти;
- автоматическое измерение плотности, вязкости 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 ТПР с применением контрольно-резервного ТПР, применяемого в качестве контрольного;
- проведение контроля метрологических характеристик и поверки ТПР с применением стационарной ТПУ;
- 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.

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 (несвязанные с измерениями параметров технологического процесса). Идентификационные данные ПО системы указаны в таблицах 1 и 2.

Таблица 1

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	EMC07.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	PX.7000.01.02
Цифровой идентификатор ПО	F47A83E0
Другие идентификационные данные	Прикладное ПО ИВК

Таблица 2

Идентификационные данные (признаки)	Значение					
Идентификационное наименование ПО	MassaNett o Calc.fct	Man_Dens .fct	MPSIKN. bmo	KMX_KPR .bmo	KMX_TP U.bmo	MI3380. bmo
Номер версии (идентификационный номер) ПО	-	-	-	-	-	-
Цифровой идентификатор ПО	90A86D7 A	31A90EB 4	F92EE8D 3	1C5A09E6	E3B5006 C	4522CBB 0
Другие идентификационные данные	ПО АРМ оператора «ГКС расход НТ» версия 2.0					

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 ИВК и АРМ оператора системы 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.	5 (3 рабочие, 1 резервная, 1 контрольно-резервная)

Диапазон измерений расхода, м ³ /ч	От 500 до 4800
Пределы допускаемой относительной погрешности системы при измерении массы брутто нефти, %	± 0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности системы при измерении массы нетто нефти, %	± 0,35
Режим работы системы	Непрерывный
Параметры измеряемой среды	
Избыточное давление нефти, МПа	От 0,3 до 1,0
Температура нефти, °С	От плюс 1 до плюс 40
Плотность нефти, кг/м ³	От 815 до 885
Кинематическая вязкость нефти, мм ² /с (сСт)	От 2 до 60
Массовая доля воды, %, не более	1,0
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100
Содержание свободного газа, %	Не допускается

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

- система измерений количества и показателей качества нефти № 100 ПСП «Тайшет-1», 1 шт., заводской № 100;
- инструкция по эксплуатации системы измерений количества и показателей качества нефти № 100 ПСП «Тайшет-1», 1 экз.;
- Инструкция «ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 100 ПСП «Тайшет-1». Методика поверки. МП 0189-14-2014», утвержденная ФГУП «ВНИИР» 24 октября 2014 г., 1 экз.

Поверка

осуществляется по документу МП 0189-14-2014 «ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 100 ПСП «Тайшет-1». Методика поверки.», утвержденной ФГУП «ВНИИР» 24 октября 2014 г.

Основные средства поверки:

- установка поверочная трубопоршневая двунаправленная, верхний предел диапазона измерений объемного расхода 1900 м³/ч, пределы допускаемой относительной погрешности ± 0,05 %;
- калибратор многофункциональный MC5-R-IS в комплекте с внешними модулями давления EHT 20C-IS и EHT 100-IS, нижний предел воспроизведения давления минус 0,1 МПа, верхний предел воспроизведения давления 10 МПа, пределы допускаемой основной погрешности ± (0,025 % от показаний + 0,01 % от верхнего предела);
- калибратор температуры серии ATC-R модели ATC 156 (исполнение В) в комплекте с угловыми термометрами STS-100 А 901, диапазон воспроизводимых температур от минус 24 °С до 155 °С, пределы допускаемой абсолютной погрешности ± 0,04 °С;
- установка переносная пикнометрическая Аргоси, диапазон измерений плотности от 500 до 2000 кг/м³, пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений плотности ± 0,10 кг/м³;
- преобразователь вязкости жидкости 7829 Master, диапазон измерений динамической вязкости от 0,5 до 100 мПа·с, пределы допускаемой приведенной погрешности ± 0,5 %;
- установка поверочная для средств измерений динамической вязкости УПД-1-АТ, диапазон измерений динамической вязкости от 4 до 60 мПа·с (сПз), пределы допускаемой приведенной погрешности ± 0,4 %;
- влагомер эталонный лабораторный товарной нефти ЭУДВН-1л, диапазон измерений объемной доли воды от 0,02 % до 2,00 %, пределы допускаемой абсолютной погрешности в

поддиапазоне измерений объемной доли воды от 0,02 % до 1,0 % включительно - $\pm 0,02$ %, в поддиапазоне измерений объемной доли воды от 1,0 % до 2,0 % - $\pm 0,03$ %;

– устройство для поверки вторичной измерительной аппаратуры узлов учета нефти и нефтепродуктов УПВА, пределы допускаемой абсолютной погрешности формирования силы тока ± 3 мкА в диапазоне от 0,5 до 20 мА, пределы допускаемой относительной погрешности формирования периода импульсных последовательностей задания и периода следования импульсов $\pm 5 \cdot 10^{-4}$ %, пределы допускаемой абсолютной погрешности формирования количества импульсов в пачке ± 2 имп.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений приведена в документе «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 100 ПСП «Тайшет-1» (свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 01.00257-2013/204014-14).

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти № 100 ПСП «Тайшет-1»

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 «Научно-производственное предприятие «ГКС» (ООО «НПП «ГКС»)

Юридический адрес: 420107, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Петербургская, д. 50

Почтовый адрес: 420111, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Московская, д. 35

Тел.: (843) 221-70-00, факс: (843) 221-70-01

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии» (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 ФГУП «ВНИИР» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.310592 от 24.02.2015 г.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии

С.С. Голубев

М.п. «____» _____ 2015 г.