



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

RU.E.29.006.A № 50567

Срок действия бессрочный

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

**Система измерений количества и показателей качества нефти № 588
ООО "АНГК" на Анжеро-Судженском НПЗ**

ЗАВОДСКОЙ НОМЕР 335/2007

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

**Общество с ограниченной ответственностью "ИМС Индастриз"
(ООО "ИМС Индастриз"), г. Москва**

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № 53354-13

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ

МП 0041-14-2013

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ 1 год

**Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по
техническому регулированию и метрологии от 22 апреля 2013 г. № 422**

**Описание типа средств измерений является обязательным приложением
к настоящему свидетельству.**

**Заместитель Руководителя
Федерального агентства**

Ф.В.Булыгин

"....." 2013 г.

Серия СИ

№ 009448

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 588 ООО «АНГК» на Анжеро-Судженском НПЗ

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 588 ООО «АНГК» на Анжеро-Судженском НПЗ (далее – система) предназначена для измерений массы нефти при проведении учетных операций между ООО «Транссибнефть» и ООО «АНГК».

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 измерительных линий (далее – БИЛ), блока измерений показателей качества нефти (далее – БИК), блока трубопоршневой поверочной установки (далее – стационарная ТПУ), 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 и одного контрольно-резервного измерительного канала массы нефти, а также измерительных каналов плотности, вязкости, температуры, избыточного давления, объемной доли воды в нефти, объемного расхода в БИК, в которые входят следующие средства измерений:

- счетчики-расходомеры массовые Micro Motion модели CMF 300 в комплекте с измерительными преобразователями 2700 (далее – СРМ), Госреестр № 45115-10;
- ротаметр Н250, Госреестр № 19712-08;
- преобразователь плотности жидкости измерительный 7835, Госреестр № 15644-06;
- преобразователь плотности и вязкости жидкости измерительный 7829, Госреестр № 15642-06;
- влагомеры нефти поточные УДВН-1пм, Госреестр № 14557-05;
- термопреобразователи сопротивления платиновые с унифицированным выходным сигналом ТСПУ мод. 65-644, Госреестр № 27129-04;
- преобразователи давления измерительные 3051 Госреестр № 14061-04;
- датчики давления Метран-100, Госреестр № 22235-01;
- установка трубопоршневая поверочная стационарная «ОЗНА-Прувер С-0,05» (далее – стационарная ТПУ), Госреестр № 31455-06.

В систему обработки информации системы входят:

- комплекс измерительно-вычислительный ИМЦ-03, Госреестр № 19240-05, свидетельство об аттестации алгоритмов и программы № 295014-08 от 20.03.2008 г., выдано ФГУП ВНИИР.

В состав системы входят показывающие средства измерений:

- манометры для точных измерений МТИ, Госреестр № 1844-63;
- манометры показывающие для точных измерений МПТИ, Госреестр № 26803-06;
- термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4, Госреестр № 303-91.

Система обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- автоматическое измерение массы нефти прямым методом динамических измерений в рабочем диапазоне расхода, температуры, давления, плотности и вязкости 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 (КМХ) рабочего СРМ с применением контрольного СРМ;
- проведение КМХ и поверки СРМ с применением стационарной ТПУ и преобразователя плотности;
- проведение поверки стационарной ТПУ с применением передвижной поверочной установки;
- 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;
- защита информации от несанкционированного доступа программными средствами;
- регистрация и хранение результатов измерений, формирование отчетов.

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 комплекса измерительно-вычислительного ИМЦ-03	oil_mm.exe	352.02.01	14C5D41A	CRC32
ПО АРМ оператора «ФОРВАРД»	ПО АРМ оператора «ФОРВАРД»	ПО опломбировано, данные не доступны	–	–

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, дос-

тупного 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) записываются 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 контрольно-резервная)
Диапазон измерений расхода, т/ч	от 13 до 80
Диапазон плотности, кг/м ³	от 800 до 900
Диапазон кинематической вязкости, сСт	от 1 до 42
Диапазон давления, МПа	от 0,5 до 1,1
Диапазон температуры, °С - узел измерительных линий - узел измерений показателей качества нефти	от минус 15 до плюс 20 от плюс 5 до плюс 20
Массовая доля воды, %, не более	1,0
Пределы допускаемой относительной погрешности системы при измерении расхода и массы брутто нефти, %	± 0,25
Содержание свободного газа	не допускается
Режим работы системы	непрерывный
Параметры электропитания	
– напряжение переменного тока	трехфазное 380 В/50 Гц, 220 В/50 Гц
Климатические условия эксплуатации системы	
– температура окружающего воздуха, °С	от минус 53 до плюс 36
– температура воздуха в помещениях, где установлено оборудование системы, °С	от плюс 5 до плюс 36
– относительная влажность воздуха в помещениях, где установлено оборудование системы, %	от 30 до 75
– относительная влажность окружающего воздуха, %	от 56 до 78
– атмосферное давление, кПа	от 84 до 106,7

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 № 588 ООО «АНГК» на Анжеро-Судженском НПЗ, 1 шт., заводской № 335/2007;
- Инструкция по эксплуатации системы измерений количества и показателей качества нефти № 588 ООО «АНГК» на Анжеро-Судженском НПЗ;
- Инструкция «ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 588 ООО «АНГК» на Анжеро-Судженском НПЗ». Методика поверки» МП 0041-14-2013, утвержденная ФГУП ВНИИР

Поверка

осуществляется по документу МП 0041-14-2013 «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 588 ООО «АНГК» на Анжеро-Судженском НПЗ. Методика поверки», утвержденным ФГУП ВНИИР 07.02.2013.

Основные средства поверки:

- установка трубопоршневая поверочная стационарная «ОЗНА-Прувер С-0,05» 2-го разряда, диапазон расхода жидкости от 5 до 100 м³/ч;
- 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 20,0 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 АТС 157 В, диапазон воспроизводимых температур от минус 45 °С до 155 °С, пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,04$ °С;
- калибратор многофункциональный модели ASC300-R: внешний модуль давления – нижний предел воспроизведения давления 0 бар, верхний предел воспроизведения давления 1,03424 бар (15 psi), пределы допускаемой основной погрешности $\pm 0,025$ % от верхнего предела измерений; внешний модуль давления – нижний предел воспроизведения давления 0 бар, верхний предел воспроизведения давления 206 бар, пределы допускаемой основной погрешности $\pm 0,025$ % от верхнего предела измерений;
- рабочий эталон единицы кинематической вязкости жидкости 1-го разряда, с пределами допускаемой относительной погрешности $\pm 0,1$ %.

Допускается использование других средств поверки с техническими и метрологическими характеристиками не хуже, указанных выше.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений приведена в документе «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 588 ООО «АНГК» на Анжеро-Судженском НПЗ» (свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 01.00257-2008/310014-12 от 01.11.2012 года, код регистрации в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.29.2012.13600).

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти № 588 ООО «АНГК» на Анжеро-Судженском НПЗ

1 ГОСТ 8.510-2002 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений объема и массы жидкости».

2 Инструкция «ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 588 ООО «АНГК» на Анжеро-Судженском НПЗ. Методика поверки».

3 «Инструкция по эксплуатации системы измерений количества и показателей качества нефти № 588».

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Осуществление торговли и товарообменных операций

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.47А

Тел.: 8 (495) 221-10-50, факс 8 (495) 221-10-50

Заявитель

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.47А

Тел.: 8 (495) 221-10-50, факс 8 (495) 221-10-50

Испытательный центр

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

Юридический 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: office@vniir.org

Регистрационный номер 30006-09.

Заместитель руководителя
Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п. «___» _____ 2013 г.