

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти на объекте «Трубопроводная система «Восточная Сибирь – Тихий океан» участок НПС «Сковородино» – СМНП «Козьмино» (ВСТО-II). ППН «СМНП Козьмино»

### Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти на объекте «Трубопроводная система «Восточная Сибирь – Тихий океан» участок НПС «Сковородино» – СМНП «Козьмино» (ВСТО-II). ППН «СМНП Козьмино» (далее – система) предназначена для автоматических измерений массы брутто и показателей качества нефти в магистральном нефтепроводе и сдаче ее в резервуарный парк для последующей ее транспортировки на площадку береговых сооружений и погрузки в морские танкеры.

### Описание средства измерений

Принцип действия системы основан на использовании косвенного метода динамических измерений массы брутто нефти с применением турбинных преобразователей объемного расхода. Выходные электрические сигналы с турбинных преобразователей объемного расхода поступают на соответствующие входы измерительно-вычислительного комплекса, который преобразует их и вычисляет массу брутто 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 (БИК), блока измерений показателей качества нефти, системы обработки информации и системы дренажа. Монтаж и наладка системы осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной и эксплуатационной документацией на систему и ее компоненты.

Система состоит из пяти (четырех рабочих, одного контрольно-резервного) измерительных каналов объема нефти, а также измерительных каналов плотности, вязкости, температуры, давления, разности давления, объемной доли воды в нефти, объемного расхода в БИК, в которые входят следующие средства измерений:

- преобразователи расхода жидкости турбинные MVTM 10 “ (далее – ТПР), Госреестр № 16128-10;
- преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835 (далее – ПП), Госреестр № 15644-06;
- преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7829, Госреестр № 15642-06;
- влагомеры нефти поточные УДВН-1пм, Госреестр № 14557-10;
- преобразователи давления измерительные 3051, Госреестр № 14061-10;
- датчики температуры 3144Р, Госреестр № 39539-08.

В систему обработки информации системы входят:

- контроллеры измерительные FloBoss модели S600+ с функцией резервирования, Госреестр № 38623-11, свидетельство о метрологической аттестации программного обеспечения № 01.00284-2010-084/04-2011 от 16 декабря 2011 г.
- контроллер программируемый Simatic S7-400 с функцией резервирования, Госреестр № 15773-11;
- автоматизированные рабочие места оператора системы на базе системы измерения количества нефти и нефтепродуктов и их параметров Metering-AT, свидетельство ФГУП ВНИИР об аттестации программного обеспечения № 19801-12 от 15 августа 2012 г.

В состав системы входят показывающие средства измерений:

- манометры для точных измерений типа МТИ, Госреестр № 1844-63;
- термометры лабораторные стеклянные ТЛС, Госреестр № 32786-08.

Система обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- автоматическое измерение массы брутто нефти косвенным методом динамических измерений в рабочем диапазоне расхода, температуры, давления, плотности и вязкости нефти;
- измерение давления и температуры нефти автоматическое и с помощью показывающих средств измерений давления и температуры нефти соответственно;
- проведение контроля метрологических характеристик (КМХ) рабочих ТПР с применением контрольного ТПР или установки поверочной трубопоршневой двунаправленной (далее – ТПУ);
- проведение поверки ТПР с применением ТПУ;
- автоматический и ручной отбор проб согласно ГОСТ 2517-85 «ГСИ. Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб»;
- автоматический контроль параметров измеряемого потока, их индикацию и сигнализацию нарушений установленных границ;
- защиту информации от несанкционированного доступа программными средствами.

**Программное обеспечение** (ПО) системы (контроллеры измерительные FloBoss модели S600+, автоматизированные рабочие места оператора системы на базе системы измерения количества нефти и нефтепродуктов и их параметров Metering-AT) 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 FloBoss модели S600+ (основной)	LinuxBinary.app	06.09e	9A54	CRC 16
ПО контроллера измерительного FloBoss модели S600+ (резервный)	LinuxBinary.app	06.09e	9A54	CRC 16
ПО автоматизированных рабочих мест операторов системы	Система измерения количества нефти и нефтепродуктов и их параметров Metering-AT	V 1.2.xxx	cddf26d22dfoc095bc 3df44bbcdc426c	MD5

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 1.

Т а б л и ц а 1 – Основные метрологические и технические характеристики системы

Наименование характеристики	Значение характеристики
Измеряемая среда	Нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Количество измерительных линий, шт.	5 (4 рабочих, 1 контрольно-резервная)
Диапазон измерений расхода, м <sup>3</sup> /ч	От 500 до 4500
Диапазон плотности при температуре измеряемой среды 20 °С и избыточном давлении, равном нулю, кг/м <sup>3</sup>	От 830 до 900
Диапазон кинематической вязкости в рабочем диапазоне температуры, мм <sup>2</sup> /с	От 4,5 до 60
Рабочее давление измеряемой среды в системе, МПа	2,07
Максимальное допустимое давление измеряемой среды в системе, МПа	4,0
Диапазон температуры, °С	От минус 8 до плюс 40
Массовая доля воды, %, не более	1,0
Концентрация хлористых солей, мг/ дм <sup>3</sup> , не более	900
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Давление насыщенных паров, мм рт. ст.	500
Массовая доля серы, %, не более	3,5
Массовая доля парафина, %, не более	7,0
Массовая доля сероводорода, млн. <sup>-1</sup> , не более	100
Массовая доля метил- и этил-меркаптанов в сумме, млн. <sup>-1</sup> , не более	100
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, В	380, 3-х фазное, 50 Гц 220±22, однофазное, 50 Гц

Окончание таблицы 1 – Основные метрологические и технические характеристики системы

Наименование характеристики	Значение характеристики
Климатические условия эксплуатации системы:	
– температура окружающего воздуха, °С	От минус 20 до плюс 50
– температура воздуха в помещениях, где установлено оборудование системы, °С	От плюс 5 до плюс 25
– относительная влажность воздуха в помещениях, где установлено оборудование системы, %	От 45 до 80
– относительная влажность окружающего воздуха, %	От 45 до 80
– атмосферное давление, кПа	От 84 до 106

### 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 на объекте «Трубопроводная система «Восточная Сибирь – Тихий океан» участок НПС «Сковородино» – СМНП «Козьмино» (ВСТО-П). ППН «СМНП Козьмино», 1 шт., заводской № 2012-002;
- Руководство по эксплуатации системы А-10.6.10/ДСД/0887-10.РЭ;
- «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти на объекте «Трубопроводная система «Восточная Сибирь – Тихий океан» участок НПС «Сковородино» – СМНП «Козьмино» (ВСТО-П). ППН «СМНП Козьмино». Методика поверки» МП 0038-14-2012.

### Поверка

осуществляется по документу МП 0038-14-2012 «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти на объекте «Трубопроводная система «Восточная Сибирь – Тихий океан» участок НПС «Сковородино» – СМНП «Козьмино» (ВСТО-П). ППН «СМНП Козьмино». Методика поверки», утвержденному ФГУП ВНИИР 26 октября 2012 г.

#### Основные средства поверки:

- установка поверочная трубопоршневая двунаправленная (далее – ТПУ), диапазон расхода рабочей среды от 210 до 2100 м<sup>3</sup>/ч, пределы допускаемой относительной погрешности ± 0,05 % при поверке с применением эталонных мерников 1-го разряда;
- калибратор температуры модели АТС 156 В, диапазон воспроизводимых температур от минус 20 °С до 155 °С, пределы допускаемой абсолютной погрешности ± 0,04 °С;
- 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 мА, пределы допускаемой относительной погрешности воспроизведений частоты и периода следования импульсов ± 5×10<sup>-4</sup> 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<sup>8</sup> имп.;
- 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 ± 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 ± 0,025 % от верхнего предела измерений;
- установка пикнометрическая переносная, пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений плотности ± 0,10 кг/м<sup>3</sup> в диапазоне плотности от 600 до 1100 кг/м<sup>3</sup>;

– рабочий эталон единицы кинематической вязкости жидкости 1-го разряда, диаметры капилляров 0,33, 0,48, 0,65, 0,97, 1,33 мм, относительная погрешность 0,02 %, 0,01 %, 0,005 %, 0,008 %, 0,007 %.

#### **Сведения о методиках (методах) измерений**

Методика измерений приведена в инструкции «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти на базе турбинных преобразователей расхода на ППН СМНП «КОЗЬМИНО» трубопроводной системы «Восточная Сибирь-Тихий океан» (свидетельство об аттестации МВИ № 01.00257-2008/30106-12 от 29 октября 2012 г., номер в федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.29.2013.14129).

#### **Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти на объекте «Трубопроводная система «Восточная Сибирь – Тихий океан» участок НПС «Сковородино» – СМНП «Козьмино» (ВСТО-П). ППН «СМНП Козьмино»**

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

2 ГОСТ Р 8.596-2002 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

3 Пояснительная записка А-10/6/10/ДСД/0887-10.П2 «Узел учета количества нефти с ТПУ, ППН СМНП «Козьмино». Трубопроводная система «Восточная Сибирь – Тихий океан». Участок НПС «Сковородино» – СМНП «Козьмино» (ВСТО-П).

4 Руководство по эксплуатации А-10/6/10/ДСД/0887-10.РЭ «Узел учета количества нефти с ТПУ, ППН СМНП «Козьмино». Трубопроводная система «Восточная Сибирь – Тихий океан». Участок НПС «Сковородино» – СМНП «Козьмино» (ВСТО-П).

#### **Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений – осуществление торговли и товарообменных операций.**

#### **Изготовитель**

Закрытое акционерное общество «Аргоси»

Юридический адрес: Россия, 301087, Тульская обл., Чернский район, пос. Воропаевский.

Почтовый адрес: Россия, 115054, г. Москва, Стремянный переулок, д. 38.

Тел./факс: 8 (495) 544-11-35, 8 (495) 544-11-36

#### **Заявитель**

Общество с ограниченной ответственностью «МЦЭ-Инжиниринг»

125424, г. Москва, Волоколамское ш., д. 73

Тел./факс: 8 (495) 380-19-86

#### **Испытательный центр**

Государственный центр испытаний средств измерений (ГЦИ СИ) Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт расхо- дометрии» (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: [vniiirpr@bk.ru](mailto:vniiirpr@bk.ru)

Регистрационный номер 30006-09.

Заместитель руководителя

Федерального агентства

по техническому регулированию

и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п.

«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2013 г.