



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО  
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

# СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

**RU.E.29.006.A № 48844**

**Срок действия бессрочный**

**НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ**

**Система измерений количества и показателей качества нефти на НПС-21  
"Сковородино" трубопроводной системы "Восточная Сибирь-Тихий океан"**

**ЗАВОДСКОЙ НОМЕР 2012-001**

**ИЗГОТОВИТЕЛЬ**

**ЗАО "Аргоси", г.Москва**

**РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № 51865-12**

**ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ**

**МП 51865-12**

**ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ 1 год**

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по  
техническому регулированию и метрологии от **20 ноября 2012 г. № 1045**

Описание типа средств измерений является обязательным приложением  
к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя  
Федерального агентства

**Ф.В.Булыгин**

"....." ..... 2012 г.

Серия СИ

№ 007385



## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти на НПС-21 «Сковородино» трубопроводной системы «Восточная Сибирь-Тихий океан»

### Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти на НПС-21 «Сковородино» трубопроводной системы «Восточная Сибирь-Тихий океан» (далее - СИКН) предназначена для автоматизированных измерений массы, объемного расхода и показателей качества нефти при учетных операциях на выходе НПС между подпорной и магистральной насосными станциями.

### Описание средства измерений

СИКН 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 СИКН основан на использовании косвенного метода динамического измерений массы брутто нефти с помощью турбинных преобразователей объемного расхода жидкости и преобразователей температуры, давления, плотности, вязкости, объемной доли воды в нефти. Выходные сигналы измерительных преобразователей по линиям связи поступают на соответствующие входы контроллера измерительного, который преобразует их и вычисляет массу брутто нефти по реализованному в нём алгоритму.

В состав системы входят:

- блок измерительных линий (далее – БИЛ), имеющий шесть рабочих измерительных линий ИЛ№1, ИЛ№2, ИЛ№3, ИЛ№4, ИЛ№5 и ИЛ№6, параллельная работа которых обеспечивает необходимое значение объемного расхода при динамических измерениях массы брутто нефти, две резервные измерительные линии ИЛ№7 и ИЛ№8, используются при отказе рабочих измерительных линий, одну контрольно-резервную измерительную линию ИЛ№9, которая используется как резервная и для контроля метрологических характеристик преобразователя расхода жидкости турбинного.

-блок измерений показателей качества нефти (далее – БИК), предназначенный для измерений показателей качества температуры, давления, плотности, вязкости, объемной доли воды в нефти.

В СИКН применены следующие средства измерений:

– преобразователь расхода жидкости турбинный MVTM Ду 250, тип средства измерений зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 16128-10;

– преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835, тип средства измерений зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 15644-06;

– преобразователь плотности и вязкости жидкости измерительный модели 7829, тип средства измерений зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 15642-06;

– влагомер нефти поточный УДВН-1пм, тип средства измерений зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 14557-10;

– преобразователь давления измерительный 3051, тип средства измерений зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 14061-10;

– термопреобразователь сопротивления платиновый 65, тип средства измерений зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 22257-11, с измерительным преобразователем 3144, тип средства измерений зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 14683-09;

- манометр избыточного давления для точных измерений типа МП160, тип средства измерений зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 28544-05
- термометр лабораторный стеклянный ТЛ-4, тип средства измерений зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 303-91;
- установка поверочная трубопоршневая двунаправленная, тип средства измерений зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 20054-06;
- контроллер измерительный FloBoss S600+, тип средства измерений зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 38623-08.

Система обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- автоматизированное измерение массы брутто нефти и объёмного расхода нефти в рабочих диапазонах расхода, температуры, давления, плотности, вязкости, объёмной доли воды в нефти;
- вычисление массы нетто нефти с использованием результатов измерений массы брутто нефти, массовой доли механических примесей, массовой концентрации хлористых солей, массовой доли воды, объёмной доли воды и плотности;
- автоматизированное измерение температуры, давления, плотности, вязкости, объёмной доли воды в нефти;
- защита алгоритма и программы системы от несанкционированного доступа установкой паролей разного уровня доступа;
- регистрация и хранение результатов измерений, формирование отчетов.

**Программное обеспечение (ПО)** реализовано в контроллере измерительном FloBoss S600 и в автоматизированных рабочих местах (АРМ) операторов 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 (несвязанные 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 контроллере измерительном FloBoss S600+ и АРМы операторов, приведены в таблице

Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО	Номер версии ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
ПО контроллера измерительного FloBoss S600	LinuxBinary.app	06.09e	0259	CRC 16
ПО Автоматизированное рабочее место (АРМ) оператора СИКН (основное)	Система измерения количества нефти и нефтепродуктов и их параметров	V 1.2.xxx	cddf26d22dfoc095bc3df44bbcdc426c	MD5
ПО АРМ оператора СИКН (резервное)				
ПО АРМ оператора ХАЛ				
ПО АРМ оператора СИКН местного диспетчерского пункта (МДП) (основное)				
ПО АРМ оператора СИКН (МДП) (резервное)				

Программное обеспечение имеет:

- свидетельство ГЦИ СИ ОАО «Нефтеавтоматика» о метрологической аттестации программного обеспечения № 01.00284-2010-084/04-2011 от 16.12.2011 контроллеров измерительных модели FloBoss S600+ фирмы «Emerson Process Management Ltd».

- свидетельство ФГУП ВНИИР об аттестации программного обеспечения № 19801-12 «Система измерения количества нефти и нефтепродуктов и их параметров»

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 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. 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	Нефть по ГОСТ Р 51858–2002 "Нефть. Общие технические условия"
Диапазон объёмного расхода системы, м <sup>3</sup> /ч	от 600 до 9200
Диапазон температура измеряемой среды, °С	от минус 8,5 до плюс 40
Давление измеряемой среды в системе, МПа, не более	2,5
Диапазон плотности измеряемой среды в рабочем диапазоне температур, кг/м <sup>3</sup>	от 815 до 885
Диапазон кинематической вязкости измеряемой среды в рабочем диапазоне температур, мм <sup>2</sup> /с	от 5 до 50
Массовая доля воды в измеряемой среде, %, не более	0,5
Пределы допускаемой абсолютной погрешности системы при измерении температуры, °С	± 0,2
Пределы допускаемой приведенной погрешности системы при измерении давления, %	± 0,065
Пределы допускаемой абсолютной погрешности системы при измерении плотности, кг/м <sup>3</sup>	± 0,3
Пределы допускаемой приведенной погрешности системы при измерении вязкости, %	1,0
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности системы при измерении объёмной доли воды, %	± 0,05
Пределы допускаемой относительной погрешности системы при измерении массы брутто нефти, %	± 0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности системы при измерении массы нетто нефти, %	± 0,35

### Знак утверждения типа

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

### Комплектность средства измерений

Наименование	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти на НПС-21 «Сковородино» трубопроводной системы «Восточная Сибирь-Тихий океан» Заводской № 2012-001	1 шт.
Паспорт системы измерений количества и показателей качества нефти на НПС-21 «Сковородино» трубопроводной системы «Восточная Сибирь-Тихий океан»	1 экз.
Инструкция "ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти на НПС-21 «Сковородино» трубопроводной системы «Восточная Сибирь-Тихий океан». Методика поверки"	1 экз.

### Поверка

осуществляется по документу МП 51865-12 "Инструкция "ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти на НПС-21 «Сковородино» трубопроводной системы «Восточная Сибирь-Тихий океан». Методика поверки", утвержденная ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИР» 16.08.2012 г.

Перечень основных средств поверки:

- двунаправленный шаровой пружер Daniel PROVER 30" ANSI 300 (далее – ТПУ) с диапазоном измерений от 190 до 1900 м<sup>3</sup>/ч, и пределами допускаемой относительной погрешности: ±0,05 %;
- преобразователь плотности жидкости измерительный 7835, диапазон измерений от 300 до 1100 кг/м<sup>3</sup>, пределы допускаемой абсолютной погрешности ± 0,3 кг/м<sup>3</sup>.
- контроллер измерительный FloBoss S600+, пределы допускаемой относительной погрешности при вычислении расхода, объема, массы ± 0,01 %;
- 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;
- установка пикнометрическая переносная, диапазон измерений плотности от 700 до 1100 кг/м<sup>3</sup>, пределы допускаемой абсолютной погрешности ± 0,10 кг/м<sup>3</sup>;
- калибратор давления типа APC с верхним пределом измерения 35 бар в комплекте с пятью модулями давления АРМ, пределы допускаемой относительной погрешности ± 0,025 %;
- калибратор температуры модели АТС 157В в комплекте с термометром сопротивления платиновым STS 100 А901, диапазон воспроизводимых температур от минус 45 °С до 200 °С, пределы допускаемой абсолютной погрешности ± 0,04 °С;
- установка поверочная для средств измерения динамической вязкости УПД-1-АТ с пределами допускаемой относительной погрешности ±0,4% ;
- установка поверки (калибровки) влагомеров R-АТ-ММ/VL с пределами допускаемой относительной погрешности ±0,03%.

### Сведения о методиках (методах) измерений

В системе применен косвенный метод динамических измерений массы брутто нефти, Методика измерений приведена в инструкции. "ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти на НПС-21 «Сковородино» трубопроводной системы «Восточная Сибирь-Тихий океан», зарегистрирована в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером ФР.1.29.2012.13022.

**Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти на НПС-21 «Сковородино» трубопроводной системы «Восточная Сибирь-Тихий океан»**

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

2 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**

Осуществлены торговли и товарообменных операций.

**Изготовитель**

ЗАО "Аргоси"

Почтовый адрес: Россия 115054, г. Москва, Стремянный переулок, д. 38, 2 этаж

ИНН 7719606403

КПП 713501001

**Заявитель**

ООО «МЦЭ-Инжиниринг»

Почтовый адрес: Россия 125424, г. Москва, Волокамское ш., д. 73.

Тел/факс (495) 380-19-86

ИНН 773605779

КПП 773301001

**Испытательный центр**

Федеральное государственное унитарное предприятие "Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии". Регистрационный номер 30006-09.

Юридический адрес: 420088, г. Казань, ул. 2-я Азинская, 7А.

Тел. (843) 272-70-62, факс 272-00-32, e-mail [vniirpr@bk.ru](mailto:vniirpr@bk.ru).

Заместитель

руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.П.

" \_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 2012 г.