



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО  
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

# СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

**RU.E.29.006.A № 46668**

**Срок действия бессрочный**

**НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ**

**Система измерений количества и показателей качества нефти № 830 ПСП  
"Малая Пурга"**

**ЗАВОДСКОЙ НОМЕР 3**

**ИЗГОТОВИТЕЛЬ**

**Общество с ограниченной ответственностью "СистемНефтеГаз"  
(ООО "СНГ"), г. Октябрьский, Республика Башкортостан**

**РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № 50001-12**

**ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ**

**МП 50001-12**

**ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ 1 год**

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по  
техническому регулированию и метрологии от **01 июня 2012 г. № 398**

Описание типа средств измерений является обязательным приложением  
к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя  
Федерального агентства

Е.Р.Петросян

"....." ..... 2012 г.

Серия СИ

№ 004943

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 830 ПСП «Малая Пурга».

### Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 830 ПСП «Малая Пурга» предназначена для измерения массы нефти.

### Описание средства измерений

Принцип действия системы измерений количества и показателей качества нефти № 830 ПСП «Малая Пурга» основан на использовании прямого метода динамических измерений массы нефти, реализованного с помощью расходомеров кориолисовых массовых.

Система измерений количества и показателей качества нефти № 830 ПСП «Малая Пурга» представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной для конкретного объекта из компонентов серийного отечественного и импортного изготовления. Монтаж и наладка системы измерений количества и показателей качества нефти ПСП № 830 ПСП «Малая Пурга» осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией и эксплуатационными документами её компонентов.

Система измерений количества и показателей качества нефти № 830 ПСП «Малая Пурга» состоит из следующих средств измерений:

- расходомеры кориолисовые массовые OPTIMASS 7000 исполнение MFC 300 (номер Госреестра № 34183-07);
- расходомеры ультразвуковые UFM 3030 (номер Госреестра № 32562-09);
- преобразователи плотности жидкости измерительные мод. 7835 (номер Госреестра № 15644-06);
- преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные мод. 7829 (номер Госреестра № 15642-06);
- влагомеры нефти поточные УДВН-1пм (номер Госреестра № 14557-10);
- преобразователи давления измерительные EJX 110, EJX 530A (номер Госреестра № 28456-09);
- преобразователи измерительные 644 (номер Госреестра № 14683-09);
- счетчик нефти турбинный МИГ (номер Госреестра № 26776-08);
- манометры показывающие для точных измерений МПТИ-У2 (номер Госреестра № 26803-11);
- термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4 (номер Госреестра № 303-91);
- контроллеры измерительные FloBoss S600 (номер Госреестра № 38623-08);
- пробоотборник Стандарт-Р;
- пробозаборное устройство выдвижное ЩПУ-2-150-40;
- пробоотборник с контейнером ф. Glif Mock.

Состав и технологическая схема системы измерений количества и показателей качества нефти №830 ПСП «Малая Пурга» обеспечивает выполнение следующих функций:

- измерение в автоматическом режиме массового расхода нефти при рабочих температуре и давлении по каждой измерительной линии и в целом по установке СИКН;
- измерение в автоматическом режиме объемного расхода нефти через БИК;
- измерение в автоматическом режиме плотности нефти при рабочих температуре и давлении в БИК;
- измерение в автоматическом режиме вязкости нефти при рабочих температуре и давлении в БИК;
- измерение в автоматическом режиме перепада давления на фильтрах;
- измерение в автоматическом режиме влагосодержания нефти при рабочих температуре и давлении в БИК;

- измерение в автоматическом режиме текущих значений давления нефти в ИЛ и БИК;
- измерение в автоматическом режиме текущих значений температуры нефти в ИЛ и БИК;
- вычисление количества перекачиваемой нефти за 2 часа, смену, сутки, с начала партии нефти;
- автоматическое и ручное (с АРМ оператора и по месту) управление включением и выключением измерительных линий;
- автоматическое и ручное (с АРМ оператора и по месту) управление регулированием расхода в ИЛ;
- автоматическое и ручное (с АРМ оператора и по месту) управление регулированием расхода в БИК для обеспечения условия изокINETичности пробоотбора;
- автоматическое управление (с АРМ оператора) отбором объединенной пробы и ручной (по месту) отбор объединенной пробы;
- ручной (по месту) отбор точечной пробы;
- местный контроль герметичности запорной арматуры, протечки через которую могут оказывать влияние на достоверность учета;
- местная индикация давления в ИЛ, БИК;
- местная индикация температура нефти в ИЛ, БИК;
- дренаж нефти, выпуск воздуха или свободного газа из оборудования технологических трубопроводов и последующее их заполнение с вытеснением воздуха;
- сбор продуктов утечек и дренажа оборудования и трубопроводов в дренажные емкости нефти;
- контроль пожара в блок-боксе, управление приборами оповещения о пожаре;
- контроль загазованности в блок-боксе, управление приборами оповещения о загазованности, управление системой вентиляции;
- поверка и КМХ преобразователей плотности по переносной пикнометрической установке;
- КМХ преобразователей плотности по ареометру;
- поверка и контроль метрологических характеристик рабочих массовых расходомеров по ТПУ без нарушения процесса измерений с оформлением и печатью протокола;
- автоматический контроль, индикация и сигнализация предельных значений расхода по каждой измерительной линии, плотности, вязкости, влагосодержания, расхода жидкости через БИК, давления на измерительных линиях, входном и выходном коллекторах БИЛ;
- индикацию и автоматическое обновление данных измерений массы, расхода по каждой измерительной линии и БИЛ в целом, значений температуры, давления по каждой измерительной линии и в БИК, плотности с вызовом на дисплей по требованию с запаздыванием не более 3 секунд;
- определение массы нетто с использованием значений балласта, полученных в аналитической лаборатории;
- регистрация результатов измерений, их хранение и передача на системы верхнего уровня;
- контроль работоспособности основного и вспомогательного оборудования;
- автоматическая диагностика работоспособности элементов СА СИКН;
- формирование отчетов по учёту нефти и других необходимых документов по учёту нефти за заданный интервал времени в автоматическом режиме и по партиям в автоматизированном режиме, печать отчетов;
- учёт и архивирование журнала событий системы (переключения, аварийные сигналы, сообщения об ошибках и отказах системы и её элементов);
- монтаж и демонтаж массовых расходомеров без остановки перекачки и системы измерений в целом;
- передача информации в локальную вычислительную сеть и информационные системы верхнего уровня по согласованным в процессе изготовления протоколам.

**Программное обеспечение** системы измерений количества и показателей качества нефти № 830 ПСП «Малая Пурга» автономное.

Функции программного обеспечения: управление и синхронизация измерительных каналов, расчет расхода по измеренным данным, ведение архивов данных и архива вмешательств, формирование протоколов, вывод мгновенных и осредненных данных по всем каналам, обеспечение диагностики.

Идентификационные данные программного обеспечения системы измерений количества и показателей качества нефти № 830 ПСП «Малая Пурга» приведены в таблице 1:

Т а б л и ц а 1

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
ПО контроллера измерительного FloBoss S600	Linux Binary.app	06.09e/09e 180811	—	—
ПО АРМ оператора	Oms830	v.1.41	3909E3CB	CRC32

Примечание: Цифровой идентификатор (контрольная сумма) контроллера измерительного FloBoss S600 создается для конфигурационного файла. Для отслеживания целостности ПО необходимо фиксировать значение контрольной суммы конфигурационного файла при проведении поверки контроллера. В случае изменения контрольной суммы конфигурационного файла в межповерочном интервале требуется внеочередная поверка контроллера.

Уровень защиты программного обеспечения системы измерений количества и показателей качества нефти № 830 ПСП «Малая Пурга» от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «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**

Пределы допускаемой относительной погрешности системы при измерении массы брутто нефти, %, Измеряемая среда	± 0,25 нефть по ГОСТ Р 51858-2002
Диапазон расхода измеряемой среды, т/ч	от 10 до 170
Диапазон давления измеряемой среды, МПа	от 0,2 до 1,0
Диапазон температуры измеряемой среды, °С	от плюс 5 до плюс 40
Диапазон плотности измеряемой среды, кг/м <sup>3</sup>	от 850 до 950
Вязкость кинематическая измеряемой среды при температуре 20 °С, сСт	100
Давление насыщенных паров при максимальной температуре измеряемой среды, кПа, не более	66,7
Массовая доля воды, %, не более	0,5
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup> , не более	300
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая доля серы, %, не более	4,5
Содержание парафина, %, не более	6
Содержание свободного газа	не допускается
Режим работы системы	непрерывный

Напряжение питания, В	380 ± 38/220 <sup>+22</sup>
Частота, Гц	50 ± 2
Потребляемая мощность, кВт, не более	40
Габаритные размеры установки, мм, не более	9200 x 6050 x 3400
Условия эксплуатации:	
- температура окружающего воздуха, °С	от плюс 10 до плюс 30
- относительная влажность окружающего воздуха, %	от 30 до 80
- атмосферное давление, кПа	от 84 до 107
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	20000
Средний срок службы, лет, не менее	10

### **Знак утверждения типа**

наносится на специальную табличку, закрепленную в верхней части по центру блока технологического, методом наклейки и в правой верхней части титульного листа руководства по эксплуатации типографским способом.

### **Комплектность средства измерений**

- Система измерений количества и показателей качества нефти № 830 ПСП «Малая Пурга» – 1 шт.;
- Руководство по эксплуатации – 1 экз.;
- Методика поверки – 1 экз.

### **Поверка**

осуществляется по документу МП 50001-12 «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 830 ПСП «Малая Пурга». Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП ВНИИР 27.12.2011 г.

Средства поверки:

- установка трубопоршневая Сапфир» МН-100-4,0-0,05, с диапазоном измерений от 8 до 100 м<sup>3</sup>/ч и пределами допускаемой относительной погрешности ± 0,09%;
- установка пикнометрическая, с диапазоном измерений 600-1100 кг/ м<sup>3</sup> и пределами допускаемой абсолютной погрешности ± 0,10 кг/м<sup>3</sup>;
- калибратор температуры модели АТС 156В, диапазон воспроизводимых температур от минус 40 °С до плюс 155 °С, пределы допускаемой абсолютной погрешности ± 0,04 °С;
- калибратор многофункциональный модели ASC300-R, 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;
- средства поверки в соответствии с нормативными документами на поверку средств измерений, входящих в состав системы.

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

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

«ГСИ. Масса нефти. Методика измерений с применением системы измерений количества и показателей качества нефти № 830 ПСП «Малая Пурга» № 01.00257-2008/ 198014-11, аттестованная ФГУП ВНИИР, г. Казань.

### **Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти № 830 ПСП «Малая Пурга».**

1. Технический регламент “О безопасности машин и оборудования”(Постановление Правительства РФ от 15.09.2009 № 753).
2. ГОСТ Р 8.595-2004 «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений»;
3. Техническая документация ООО «СНГ» (г. Октябрьский).

**Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений**

- осуществление торговли и товарообменных операций.

**Изготовитель**

Общество с ограниченной ответственностью «СистемНефтеГаз» (ООО «СНГ»).  
Адрес: 452601, Республика Башкортостан, г. Октябрьский, пр. Островского, 10а.

**Испытательный центр**

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт расходометрии» (ФГУП ВНИИР). Регистрационный номер 30006-09. Адрес: 420088 г. Казань, ул. 2-я Азинская, 7А, тел.: (843) 272-70-62, факс: (843) 272-00-32, e-mail: [vniirpr@bk.ru](mailto:vniirpr@bk.ru)

Заместитель  
Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

Е.Р. Петросян

М.П.            «\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2012 г.