

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ  
(в редакции, утвержденной приказом Росстандарта № 1384 от 16.11.2015 г.)

Система измерений количества и показателей качества нефти ПСП "Ленск"

**Назначение средства измерений**

Система измерений количества и показателей качества нефти ПСП "Ленск" (далее - система) предназначена для автоматизированных измерений массы и показателей качества нефти, поступающей на приемо-сдаточный пункт от объектов нефтедобычи ООО "Таас-Юрях-Нефтегазодобыча" и подаваемой на вход НПС-12 для транспортировки по магистральному нефтепроводу трубопроводной системы "Восточная Сибирь - Тихий океан" (ВСТО) ООО "Востокнефтепровод".

**Описание средства измерений**

Система 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 системы основан на использовании прямого метода динамических измерений массы нефти с помощью счетчиков-расходомеров массовых. Выходные сигналы счетчиков-расходомеров массовых, температуры, давления, плотности, кинематической вязкости, объемной доли воды в нефти по линиям связи поступают на соответствующие входы контроллера измерительного FloBoss модели S600+, который преобразует их и вычисляет массу брутто нефти по реализованному в нём алгоритму.

В состав системы входят блок измерительных линий, имеющий одну рабочую измерительную линию, обеспечивающую необходимое значение массового расхода при динамических измерениях массы брутто нефти, одну контрольно-резервную измерительную линию, которая используется как резервная при отказе рабочей измерительной линии и как контрольная для контроля метрологических характеристик рабочего счетчика-расходомера, блок измерений показателей качества нефти, предназначенный для измерений температуры, давления, плотности, кинематической вязкости, объемной доли воды в нефти.

В системе применены следующие основные средства измерений:

- счетчики-расходомеры массовые Micro Motion модели CMF, тип средства измерений зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 13425-06;
- преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835, тип средства измерений зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 15644-06;
- влагомеры нефти поточные УДВН-1пм, тип средства измерений зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 14557-10;
- преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7829, тип средства измерений зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 15642-06;
- преобразователи давления измерительные 3051, тип средства измерений зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 14061-10;
- датчики температуры 644, тип средства измерений зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 39539-08;
- манометры для точных измерений МТИ, зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 1844-63;
- термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4, тип средства измерений зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 303-91;

- установка трубопоршневая "Сапфир МН-300", тип средства измерений зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 41976-09;

- контроллеры измерительные FloBoss модели S600+, тип средства измерений зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 38623-11.

Система обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- автоматизированное измерение массы брутто нефти и массового расхода нефти в диапазонах измерений расхода, температуры, давления, плотности, объемной 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, объемной доли воды и плотности;

- автоматизированное измерение температуры, давления, плотности, кинематической вязкости, объемной 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

Программное обеспечение (ПО) реализовано в контроллере измерительном FloBoss модели S600+ и в автоматизированном рабочем месте (АРМ) оператора системы. ПО обеспечивает реализацию функций системы. ПО 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. Вторая хранит все библиотеки, процедуры и подпрограммы взаимодействия с операционной системой и периферийными устройствами (несвязанные с измерениями параметров технологического процесса).

Защита ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений и обеспечение его соответствия утвержденному типу осуществляется путем: разделения, идентификации, защиты от несанкционированного доступа.

Идентификационные данные ПО, приведены в таблице

Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Другие идентификационные данные	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
ПО контроллера измерительного FloBoss модели S600+ (основной) LinuxBinary	06.09f	65cb	-	CRC16
ПО контроллера измерительного FloBoss модели S600+ (резервный) LinuxBinary	06.13	6d46	-	CRC16
ПО автоматизированного рабочего места оператора "ОЗНА-Flow"	v 2.1	32CE2037	-	CRC32

ПО имеет:

- свидетельство об аттестации алгоритмов вычислений контроллера измерительного FloBoss модели S600+ № 01.00284-2010-084/04-2011, выдано ОАО "Нефтеавтоматика" 16.12.2011 г.;

- свидетельство об аттестации программного обеспечения автоматизированного рабочего места оператора № 40014-11, выдано ФГУП "ВНИИР" 31.03.2011 г.

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 измерений массового расхода системой при динамических измерениях массы, т/ч	От 53 до 252
Диапазон измерений температуры измеряемой среды, °С	От 0 до плюс 40
Верхний предел измерений избыточного давления измеряемой среды в системе, МПа	6,3
Диапазон измерений плотности измеряемой среды, кг/м <sup>3</sup> - при температуре 20 °С - при температуре 15 °С	От 850,1 до 870,0 От 853,7 до 873,5
Верхний предел измерений кинематической вязкости измеряемой среды, сСт	100
Верхний предел измерений объемной доли воды в измеряемой среде, %	1,0
Пределы допускаемой абсолютной погрешности системы при измерении температуры, °С	± 0,2
Пределы допускаемой приведенной погрешности системы при измерении избыточного давления, %	± 0,5
Пределы допускаемой абсолютной погрешности системы при измерении плотности, кг/м <sup>3</sup>	± 0,3
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности системы при измерении объемной доли воды, %	± 0,05
Пределы допускаемой основной приведенной погрешности системы при измерении кинематической вязкости %	± 1,0
Пределы допускаемой относительной погрешности системы при измерении массы нетто нефти, %	± 0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности системы при измерении массы нетто нефти, %	± 0,35

Наименование характеристики	Значение характеристики
Параметры измеряемой среды	
Содержание массовой доли воды, %, не более	0,5
Содержание массовой доли механических примесей, %, не более	0,05
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup> , не более	100
Содержание массовой доли серы, %	От 0,61 до 1,80

### Знак утверждения типа

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

### Комплектность средства измерений

Наименование	Количество	Обозначение
Система измерений количества и показателей качества нефти ПСП "Ленск". Заводской №01	1 шт.	ОИ 118.00.00.000
Руководство по эксплуатации. СИКН на ПСП "Ленск"	1 экз.	ОИ 118.00.00.00.000 РЭ
МП 0037-14-2012 ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти ПСП "Ленск". Методика поверки"	1 экз.	

### Поверка

осуществляется по документу МП 0037-14-2012 "ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти ПСП "Ленск". Методика поверки", утверждённому ФГУП "ВНИИР" 28.06.2013 г.

Перечень основных средств поверки:

- установка трубопоршневая "Сапфир МН-300", максимальный объёмный расход 300 м<sup>3</sup>/ч, пределы допускаемой относительной погрешности измерений  $\pm 0,1$  %;
- установка пикнометрическая, диапазон определения плотности от 600 до 1100 кг/м<sup>3</sup>, пределы допускаемой погрешности  $\pm 0,1$  кг/м<sup>3</sup>;
- установка поверочная дистилляционная УПВН-2.01;
- калибратор температуры серии АТС-R модели АТС 156 (исполнение В), диапазон воспроизводимой температуры от минус 27 °С до 155 °С, пределы допускаемой абсолютной погрешности  $\pm 0,04$  °С;
- устройство для поверки вторичной измерительной аппаратуры узлов учета нефти и нефтепродуктов УПВА, пределы допускаемой абсолютной погрешности воспроизведений силы постоянного тока  $\pm 3$  мкА в диапазоне от 0,5 до 20 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  $\pm 2$  имп. в диапазоне от 20 до  $5 \times 10^8$  имп.;
- калибратор многофункциональный модели ASC300-R с внешним модулем абсолютного давления, нижний предел воспроизведения давления 0 бар, верхний предел воспроизведения давления 206 бар, предел допускаемой основной погрешности  $\pm 0,025$  % от верхнего предела измерений.

Допускается использование других средств поверки с метрологическими характеристиками, не уступающими указанным.

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

В системе применен прямой метод динамических измерений массы брутто нефти. Методика измерений приведена в документе "ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти. Обустройство Среднеботуобинского НГКМ в пределах центрального блока. Первая очередь", зарегистрирована в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером ФР.1.29.2012.12389.

### **Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти ПСП "Ленск"**

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".

### **Изготовитель**

Общество с ограниченной ответственностью "Научно-производственное предприятие "ОЗНА -Инжиниринг" (ООО "НПП "ОЗНА - Инжиниринг")

ИНН 0278096217

Юридический адрес: 450071, РФ, Республика Башкортостан, г. Уфа, проспект С. Юлаева, д. 89

Почтовый адрес: 450071, РФ, Республика Башкортостан, г. Уфа, проспект С. Юлаева, д. 89

Тел.: +7 (347) 292-79-10, 292-79-11, факс: +7 (347) 292-79-15

E-mail: [ozna-eng@ozna.ru](mailto:ozna-eng@ozna.ru)

### **Испытательный центр**

Федеральное государственное унитарное предприятие "Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии". (ФГУП "ВНИИР")

Юридический, почтовый адрес: 420088 Россия, Республика Татарстан, г. Казань, ул. 2-я Азинская, 7 "а"

Тел.: (843) 272-70-62, факс: (843) 272-00-32

E-mail: [office@vniir.org](mailto: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.