

Федеральное государственное унитарное предприятие  
«Всероссийский научно - исследовательский институт расходомерии»  
(ФГУП «ВНИИР»)

УТВЕРЖДАЮ

Руководитель ГЦИ СИ

Заместитель директора по научной  
работе заместитель директора по  
качеству



В.А. Фафурин

06» марта 2015 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

Система измерений количества и параметров нефти сырой  
Северо-Ютымского месторождения ООО «Нобель Ойл»

Методика поверки

МП 0233-9-2015

mp.60928-15

Казань  
2015 г.

РАЗРАБОТАНА

ФГУП «ВНИИР»

ИСПОЛНИТЕЛИ

Левин К.А., Ахметзянова Л.А.

УТВЕРЖДЕНА

ФГУП «ВНИИР»

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и параметров нефти сырой Северо-Ютымского месторождения ООО «Нобель Ойл» (далее – система), предназначенную для автоматизированных измерений массы сырой нефти и вычислений массы нетто сырой нефти, измерений параметров нефти сырой, поступающей из резервуарного парка ДНС Северо-Ютымского месторождения ООО «Нобель Ойл» в напорный нефтепровод ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» «ДНС-1 Тайлаковского м/р – УПН Ново-Покурского м/я».

Интервал между поверками – один год.

## 1 Операции поверки

При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 1.

Т а б л и ц а 1

Наименование операции	Номер пункта документа по поверке	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Проверка комплектности технической документации	6.1	Да	Нет
Подтверждение идентификации и защиты программного обеспечения (ПО) системы	6.2	Да	Да
Внешний осмотр	6.3	Да	Да
Опробование	6.4	Да	Да
Определение метрологических характеристик	6.5	Да	Да

## 2 Средства поверки

### 2.1 Основные средства поверки системы

2.1.1 Установка поверочная трубопоршневая «ИВС-Прувер 100» (далее – ПУ), диапазон расхода от 5 до 100 м<sup>3</sup>/ч, пределы допускаемой относительной погрешности при поверке трубопоршневыми поверочными установками 1-го разряда с компаратором (для 2-го разряда) ± 0,1 %.

2.1.2 Государственный рабочий эталон единицы температуры 2 разряда в диапазоне значений от минус 40°С до плюс 155°С, пределы допускаемой абсолютной погрешности ± 0,04 °С.

2.1.3 Государственный рабочий эталон единиц силы постоянного электрического тока 2 разряда в диапазоне значений от 4 до 24 мА, избыточного давления 2 разряда в диапазоне значений от 0 до 20600 кПа.

2.1.4 Влагомер эталонный лабораторный товарной нефти ЭУДВН-1л диапазон измерений объемной доли воды от 0,02 % до 2,0 %, пределы допускаемого значения абсолютной погрешности в поддиапазонах объемной доли воды от 0,02 % до 1,0 % ± 0,02 %, от 1,0 % до 2,0 % ± 0,03 %.

2.1.5 Государственный рабочий эталон единицы силы постоянного электрического тока 1 разряда в диапазоне значений от 4 до 20 мА, рабочий эталон единицы частоты в диапазоне значений от 1 до 15000 Гц.

2.1.6 Установка пикнометрическая переносная с диапазоном измерений от 650 до 1100 кг/м<sup>3</sup> и пределами допускаемой абсолютной погрешности ± 0,10 кг/м<sup>3</sup>.

2.2 Допускается применять другие аналогичные по назначению средства поверки средств измерений (СИ) утвержденных типов, если их метрологические характеристики не уступают указанным в данной методике поверки.

### 3 Требования безопасности

При проведении поверки соблюдают требования, определяемые:

- Руководство по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», а также другими действующими нормативными документами (НД);
- правилами безопасности при эксплуатации используемых СИ, приведенными в их эксплуатационной документации;
- правилами технической эксплуатации электроустановок;
- правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей.

### 4 Условия поверки

При проведении поверки соблюдают условия в соответствии с требованиями НД на методики поверки СИ, входящих в состав системы.

Характеристики измеряемой среды при проведении поверки должны соответствовать требованиям, приведенным в таблице 2.

Соответствие характеристик измеряемой среды указанным в таблице 2 проверяют по данным актов приема-сдачи сырой нефти.

Т а б л и ц а 2 – Характеристики системы и измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение характеристики
Измеряемая среда	нефть сырая
Количество измерительных линий, шт.	2 (1 рабочая, 1 контрольно-резервная) – 1-ая очередь
Диапазон измерений расхода, т/ч	от 7 до 80
Диапазон плотности, кг/м <sup>3</sup>	от 830 до 950
Кинематическая вязкость, сСт, не более	65
Диапазон давления, МПа	от 0,3 до 4,0
Диапазон температуры, °С	от плюс 5 до плюс 40
Объемная доля воды, %, не более	2,0
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup> , не более	100
Содержание свободного газа	не допускается
Режим работы системы	непрерывный
<b>Климатические условия эксплуатации системы</b>	
Диапазон температуры окружающего воздуха, °С	от минус 44 до плюс 35
Диапазон температуры окружающего воздуха в помещениях, где установлено оборудование системы, °С	от 5 до 35
Диапазон относительной влажности окружающего воздуха, %	от 30 до 85
Диапазон относительной влажности окружающего воздуха в помещениях, где установлено оборудование системы, %	от 30 до 85
атмосферное давление, кПа	от 84 до 106,7

## 5 Подготовка к поверке

При подготовке к поверке проводят работы в соответствии с инструкцией по эксплуатации системы и НД на методики поверки СИ, входящих в состав системы.

## 6 Проведение поверки

### 6.1 Проверка комплектности технической документации

Проверяют наличие действующих свидетельств о поверке и эксплуатационно-технической документации на СИ, входящие в состав системы.

### 6.2 Проверка идентификации и защиты ПО системы

6.2.1 При проверке идентификационных данных ПО должно быть установлено соответствие идентификационных данных ПО системы сведениям, приведенным в описании типа на систему.

6.2.2 Определение идентификационных данных ПО основного вычислительного компонента системы измерений – контроллера измерительного FloBoss S600+ (далее – ИВК) проводят в соответствии с руководством пользователя на ИВК.

6.2.3 Определение идентификационных данных ПО «Rate APM оператора УУН» проводят в соответствии с руководством пользователя «Rate APM оператора УУН».

6.2.4 Идентификационные данные ПО системы должны соответствовать сведениям, приведенным в таблице 3.

Т а б л и ц а 3. Идентификационные данные ПО системы:

Идентификационные данные (признаки)	Значение		
	ПО контроллера измерительного FloBoss S600+ (основной)	ПО контроллера измерительного FloBoss S600+ (резервный)	ПО «Rate APM оператора УУН»
Идентификационное наименование ПО	LinuxBinury. app	LinuxBinury. app	Rate APM оператора УУН
Номер версии (идентификационный номер) ПО	06.09e	06.09e	2.3.1.1
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	0259	0259	B6D270DB
Другие идентификационные данные (если имеются)	-	-	-

### 6.3 Внешний осмотр

При внешнем осмотре устанавливают соответствие системы следующим требованиям:

- комплектность соответствует указанной в технической документации;
- отсутствуют механические повреждения и дефекты, препятствующие применению;
- надписи и обозначения на средствах измерений, входящих в систему четкие и соответствуют требованиям технической документации.

### 6.4 Опробование

6.4.1 Опробование проводят в соответствии с НД на поверку СИ, входящих в состав системы.

6.4.2 Проверяют действие и взаимодействие компонентов системы в соответствии с инструкцией по эксплуатации системы, возможность получения отчета.

#### 6.4.3 Проверяют герметичность системы.

На элементах и компонентах системы не должно быть следов протечек сырой нефти.

#### 6.5 Определение метрологических характеристик

##### 6.5.1 Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав системы.

Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав системы, проводят в соответствии с НД, приведенными в таблице 3.

Т а б л и ц а 4 – СИ и методики их поверки

Наименование СИ	Нормативные документы
Расходомеры массовые Promass (далее – СРМ)	МИ 3151-2008 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи массового расхода. Методика поверки на месте эксплуатации трубопоршневой поверочной установкой в комплекте с поточным преобразователем плотности».
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм1	МИ 2366-2005 «Рекомендация. ГСИ. Влагомеры нефти типа УДВН. Методика поверки»
Преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835	МИ 2816-2012 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации».
Термопреобразователи сопротивления платинового серии 65	ГОСТ Р 8.461-2009 «ГСИ. Термометры сопротивления из платины, меди и никеля. Методика поверки»
Преобразователи измерительные 644	МП 14683-09 «Преобразователи измерительные 248, 644, 3144Р, 3244MV. Методика поверки»
Преобразователи давления измерительные 3051	МИ 1997-89 «Рекомендация. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки»
ИВК	«Инструкция. ГСИ. Контроллеры измерительные FloBoss модели S600, S600+ фирмы «Emerson Process Management Ltd.» Методика поверки»
Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4	ГОСТ 8.279-78 «ГСИ. Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методика поверки»
Манометры показывающие для точных измерений МПТИ	МИ 2124-90 «Рекомендация. ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напорометры, тягомеры и тягонапорометры показывающие и самопишущие. Методика поверки»

Датчики давления «Метран-150», предназначенные для измерений разности давления, счетчик нефти турбинный МИГ-32, установленный в блоке измерений параметров нефти сырой, и контроллер программируемый логический Modicon M340 подлежат калибровке один раз в год.

##### 6.4.2 Определение относительной погрешности измерений массы сырой нефти

Относительную погрешность измерений массы сырой нефти  $\delta M_C$ , %, при прямом методе динамических измерений принимают равной относительной погрешности измерений массы сырой нефти с помощью СРМ с учетом относительной погрешности преобразования входных электрических сигналов в значения массы сырой нефти ИВК.

Поверку СРМ на месте эксплуатации в рабочем диапазоне измерений массового расхода выполняют в автоматизированном режиме с применением передвижной ПУ.

Все операции, связанные с подготовкой и проведением поверки, выполняют в соответствии с НД на методики поверки, приведенными в таблице 4.

Относительная погрешность измерений массы сырой нефти для рабочего СРМ не должна превышать  $\pm 0,25$  %, для контрольного СРМ  $\pm 0,2$  %.

6.4.3 Определение относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти  
 Относительную погрешность измерений массы нетто сырой нефти  $\delta M_n$ , %, определяют расчетным путем в соответствии с методикой измерений «ГСИ. Масса нефти сырой. Методика измерений системой измерений количества и параметров нефти сырой Северо-Ютымского месторождения ООО «Нобель Ойл» (свидетельство об аттестации методики измерений 01.00257-2008/34014-12 от 12.04.2012, номер в федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.29.2012.12393) по формуле

$$\delta M_n = \pm 1,1 \sqrt{\delta M_C^2 + \frac{\Delta W_w^2 + \Delta W_{mn}^2 + \Delta W_{xc}^2}{\left(1 - \frac{W_w + W_{mn} + W_{xc}}{100}\right)^2}} \quad (1)$$

где

$\delta M_C$  – относительная погрешность измерений массы сырой нефти, %;

$\Delta W_w$  – абсолютная погрешность определения массовой доли воды, %;

$W_w$  – массовая доля воды, %, определяемая в аккредитованной испытательной лаборатории либо по результатам измерений объемной доли воды поточным влагомером;

$\Delta W_{mn}$  – абсолютная погрешность определения массовой доли механических примесей %;

$W_{mn}$  – массовая доля механических примесей, %, определяемая в аккредитованной испытательной лаборатории;

$\Delta W_{xc}$  – абсолютная погрешность определения массовой доли хлористых солей, %

$W_{xc}$  – массовая доля хлористых солей, %, определяемая в аккредитованной испытательной лаборатории.

Абсолютные погрешности измерений массовой доли воды, массовой доли механических примесей, массовой концентрации хлористых солей в сырой нефти по лабораторному методу определяют в соответствии с ГОСТ Р 8.580-2001 «ГСИ. Определение и применение показателей прецизионности методов испытаний нефтепродуктов».

Для доверительной вероятности  $P = 0,95$  и двух измерений соответствующего параметра сырой нефти абсолютную погрешность его измерений  $\Delta$ , %, вычисляют по формуле

$$\Delta = \pm \frac{\sqrt{R^2 - 0,5 \times r^2}}{\sqrt{2}}, \quad (2)$$

где  $R$  и  $r$  - воспроизводимость и сходимости метода определения соответствующего параметра сырой нефти.

Значения воспроизводимости и сходимости определяют:

- для массовой доли воды по ГОСТ 2477-65 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды»;

- для массовой доли механических примесей по ГОСТ 6370-83 «Нефть, нефтепродукты и присадки. Методы определения механических примесей»;

- для массовой концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534-76 «Нефть. Методы определения содержания хлористых солей».

Воспроизводимость метода определения массовой концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534 принимают равной удвоенному значению сходимости.

6.5. Результаты поверки считают положительными, если относительная погрешность измерений массы нетто сырой нефти не превышает  $\pm 0,35$  %..

## **7 Оформление результатов поверки**

7.1 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке системы по форме приложения 1 ПР 50.2.006-94 «ГСИ. Порядок проведения поверки средств измерений».

7.2 При отрицательных результатах поверки систему к эксплуатации не допускают, свидетельство о поверке аннулируют и выдают извещение о непригодности в соответствии с ПР 50.2.006.