

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

УТВЕРЖДАЮ

Руководитель ЦИ СИ -  
Первый заместитель директора  
по научной работе -  
Заместитель директора по качеству  
ФГУП «ВНИИР»



В.А. Фафурин

2015 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ № 777  
ПСП «ДЖАЛИНДА» ФИЛИАЛА «НЕРЮНГРИНСКОЕ РНУ»  
ООО «ТРАНСНЕФТЬ - ВОСТОК»

Методика поверки

МП 0319-14-2015

п.р.63051-16

РАЗРАБОТАНА

ФГУП «ВНИИР»

ИСПОЛНИТЕЛИ

Груздев Р.Н., Загидуллин Р.И.

УТВЕРЖДЕНА

ФГУП «ВНИИР»

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 777 ПСП «Джалинда» филиала «Нерюнгринское РНУ» ООО «Транснефть - Восток» (далее – СИКН) и устанавливает методику периодической (первичной) поверки при эксплуатации, а так же после ремонта.

Интервал между поверками СИКН – 12 месяцев.

Интервал между поверками (калибровками) средств измерений (СИ) из состава СИКН:

- преобразователи расхода жидкости турбинные MVTM Ду 10 дюймов, преобразователь расхода жидкости турбинный MVTM Ду 10", датчики температуры 644, преобразователи давления измерительные 3051, преобразователи давления измерительные EJX модели EJX 430A, преобразователи давления AUTROL модели APT3100, влагомеры нефти поточные УДВН-1пм, преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7829, преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835, контроллер измерительный FloBoss S600, контроллеры измерительные FloBoss модели S600+, манометры для точных измерений типа МТИ, манометры показывающие для точных измерений МПТИ, расходомер UFM 3030, измерители температуры серии TFX, контроллеры программируемые SIMATIC S7-400, преобразователи измерительные с гальванической развязкой серий МК31, МК32, МК33, преобразователи измерительные (барьеры искрозащиты) серии  $\mu$ Z600 – 12 месяцев;

- установка поверочная трубопоршневая двунаправленная, устройства распределенного ввода - вывода SIMATIC ET200, весы лабораторные XP Precision модификации XP32003L, весы электронные XP-K модификации XP604KM, гири классов точности F<sub>1</sub>, F<sub>2</sub> (5 (10) кг F<sub>1</sub>, 20 кг F<sub>2</sub>), мерник эталонный 1-го разряда M1p-1000, расходомер-счетчик турбинный «Турбоскад-50-16» – 24 месяца;

- термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4, термометры жидкостные стеклянные точные P-L исполнения P-L36 – 36 месяцев.

## 1. Операции поверки

При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 1.

Таблица 1

Наименование операции	Номер пункта документа по поверке	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Проверка комплектности технической документации	6.1	Да	Нет
Подтверждение соответствия программного обеспечения	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 Установка поверочная трубопоршневая двунаправленная (далее - ТПУ) с верхним пределом диапазона объемного расхода 1900 м<sup>3</sup>/ч и пределами допускаемой относительной погрешности  $\pm 0,05$  %.

2.2 Калибратор многофункциональный MC5-R-IS в комплекте с внешними модулями давления EXT 20C-IS и EXT 100-IS, нижний предел воспроизведения давления минус 0,1 МПа, верхний предел воспроизведения давления 10 МПа, пределы допускаемой основной погрешности  $\pm (0,025 \% \text{ от показаний} + 0,01 \% \text{ от верхнего предела})$ .

2.3 Калибратор температуры серии ATC-R модели ATC 156 (исполнение В) в комплекте с угловыми термометрами STS-100 А 901, диапазон воспроизводимой температуры от минус 27 °С до 155 °С, пределы допускаемой абсолютной погрешности  $\pm 0,04$  °С.

2.4 Установка переносная пикнометрическая Аргоси, диапазон измерений плотности от 500 до 2000 кг/м<sup>3</sup>, пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений плотности  $\pm 0,10$  кг/м<sup>3</sup>.

2.5 Преобразователь вязкости жидкости 7829 Master, диапазон измерений динамической вязкости от 0,5 до 100 мПа·с, пределы допускаемой приведенной погрешности  $\pm 0,5$  %.

2.6 Установка поверочная для средств измерений динамической вязкости УПД-1-АТ, диапазон измерений динамической вязкости от 4 до 60 мПа·с (сПз), пределы допускаемой приведенной погрешности  $\pm 0,4$  %.

2.7 Влагомер эталонный лабораторный товарной нефти ЭУДВН-1л, диапазон измерений объемной доли воды от 0,02 % до 2,00 %, пределы допускаемой абсолютной погрешности в поддиапазоне измерений объемной доли воды от 0,02 % до 1,0 % включительно -  $\pm 0,02$  %, в поддиапазоне измерений объемной доли воды от 1,0 % до 2,0 % -  $\pm 0,03$  %.

2.8 Установка поверочная влагомерная R-АТ-ММ/VL, диапазон воспроизведения объемной доли воды от 0 % до 100 %, пределы допускаемой абсолютной погрешности воспроизведения объемной доли воды в поверочной жидкости для диапазона объемной доли воды от 0 % до 4 %  $\pm 0,01$  %.

2.9 Устройство поверки вторичной аппаратуры систем измерений количества и показателей качества нефти, нефтепродуктов и газа «УПВА-Эталон», пределы допускаемой основной абсолютной погрешности задания силы постоянного тока  $\pm 3$  мкА в диапазоне от 0,5 до 20 мА, пределы допускаемой относительной погрешности задания периода следования импульсов 0,001 %, пределы допускаемой абсолютной погрешности формирования количества импульсов между сигналами «Старт» и «Стоп» имитатора детекторов ТПУ - 0 имп.

2.10 Средства поверки, указанные в нормативных документах (НД) на методики поверки СИ, входящих в состав СИКН, приведенных в таблице 2 настоящей инструкции.

2.11 Допускается применять другие аналогичные по назначению средства поверки утвержденных типов, если их метрологические характеристики не уступают указанным в НД, приведенных в таблице 2 настоящей инструкции.

### **3. Требования безопасности**

3.1 При проведении поверки соблюдают требования, определяемые:

- в области охраны труда – Трудовым кодексом Российской Федерации;
- в области промышленной безопасности – Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (приказ Ростехнадзора № 101 от 12 марта 2013 г. «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»), Руководством по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» (приказ № 784 от 27 декабря 2012 г. «Об утверждении Руководства по безопасности «Рекомендации по устройству и

безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»), а также другими действующими отраслевыми нормативными документами;

- в области пожарной безопасности – Федеральным законом Российской Федерации от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», Постановлением Правительства Российской Федерации от 25 апреля 2012 г. № 390 «О противопожарном режиме» (вместе с «Правилами противопожарного режима в Российской Федерации»), СНиП 21.01-97 (с изм. № 1,2) «Пожарная безопасность зданий и сооружений»;

- в области соблюдения правильной и безопасной эксплуатации электроустановок – Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей;

- в области охраны окружающей среды – Федеральным законом Российской Федерации от 10 января 2002 г. № 7-ФЗ (ред. 12 марта 2014 г.) «Об охране окружающей среды» и другими действующими законодательными актами на территории РФ.

3.2 В соответствии с классификацией помещений и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности помещение СИКН относится к категории А Свода правил СП 12.13130.2009 «Определение категории помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности», а по классу взрывопожарных зон – В-1а по Правилам устройства электроустановок, по категории и группе взрыво-пожароопасной смеси – ПА - Т3 по ГОСТ 30852.13 - 2002 «Электрооборудование взрывозащищённое. Часть 14. Электроустановки во взрывоопасных зонах (кроме подземных выработок)».

3.3 Площадка СИКН должно содержаться в чистоте без следов нефти и должно быть оборудовано первичными средствами пожаротушения согласно Правил противопожарного режима в Российской Федерации.

3.4 СИ и вспомогательные устройства, применяемые при выполнении измерений, должны иметь взрывозащищенное исполнение в соответствии с требованиями ГОСТ 30852.0 - 2002 «Электрооборудование взрывозащищённое. Часть 0. Общие требования».

3.5 Вторичную аппаратуру и щиты управления относят к действующим электроустановкам с напряжением до 1000 В, на которые распространяются Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей, Правила устройства электроустановок.

3.6 В целях безопасной эксплуатации и технического обслуживания СИКН разрабатываются инструкция по эксплуатации СИКН, инструкции по видам работ, регламентом взаимоотношений между диспетчерскими службами принимающей и сдающей сторон.

#### **4. Условия поверки**

Поверка проводится в условиях эксплуатации СИКН.

#### **5. Подготовка к поверке**

Подготовку средств поверки и СИКН осуществляют в соответствии с их эксплуатационной документацией.

#### **6. Проведение поверки**

##### **6.1 Проверка комплектности технической документации**

Проверяют наличие:

- действующих свидетельств о поверке и (или) знаков поверки на средства измерений, приведенные в таблице 2 настоящей инструкции;

- действующих сертификатов о калибровке и (или) оттисков калибровочных клейм на средства измерений, приведенные в таблице 3 настоящей инструкции;

- эксплуатационно-технической документации на СИКН и СИ, входящие в ее состав.

## 6.2 Подтверждение соответствия программного обеспечения (ПО)

6.2.1 Определение идентификационных данных ПО контроллеров измерительных FloBoss S600 и FloBoss модели S600+ (далее - ИВК) проводят в следующей последовательности:

- а) включить питание ИВК, если питание было выключено;
- б) дождаться после включения питания появления на дисплее ИВК главного меню или войти в главное меню;
- в) в главном меню нажатием клавиши «5» выбрать пункт меню «5. SYSTEM SETTINGS»;
- г) нажатием клавиши «7» выбрать пункт меню «7. SOFTWARE VERSION»;
- д) нажатием клавиши «Стрелка вправо» получить идентификационные данные со следующих экранов:
  - 1) VERSION CONTROL FILE CSUM – контрольная сумма;
  - 2) VERSION CONTROL APPLICATION SW – версия программного обеспечения ИВК.

6.2.2 Определение идентификационных данных ПО АРМ оператора «CROPOS» проводят в следующей последовательности:

- а) нажать (навести манипулятором типа «мышь» курсор и нажать левую кнопку манипулятора) на кнопку «Настройка» в верхней правой части окна;
- б) в раскрывшемся меню выбрать «Настройка системы»;
- в) в открывшемся окне в правой нижней части экрана отобразятся идентификационные данные ПО;
- г) для проверки цифрового идентификатора ПО необходимо нажать кнопку «Проверить CRC32» в правой нижней части экрана.

Полученные результаты идентификации ПО СИКН должны соответствовать данным указанным в описании типа на СИКН.

В случае, если идентификационные данные ПО СИКН не соответствуют данным указанным в описании типа на СИКН, поверку прекращают. Выясняют и устраняют причины вызвавшие не соответствие. После чего повторно проверяют идентификацию данные ПО СИКН.

## 6.3 Внешний осмотр

При внешнем осмотре должно быть установлено соответствие СИКН следующим требованиям:

- комплектность СИКН должна соответствовать технической документации;
- на компонентах СИКН не должно быть механических повреждений и дефектов покрытия, ухудшающих внешний вид и препятствующих применению;
- надписи и обозначения на компонентах СИКН должны быть четкими и соответствовать технической документации.

## 6.4 Опробование

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

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

6.4.3 Проверяют герметичность СИКН.

На элементах и компонентах СИКН не должно быть следов протечек нефти.

#### 6.5 Определение метрологических характеристик

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

Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав СИКН, проводят в соответствии с НД, приведенными в таблице 2.

Таблица 2

Наименование СИ	НД
Преобразователи расхода жидкости турбинные MVTM Ду 10 дюймов; преобразователь расхода жидкости турбинный MVTM Ду 10" (далее – ПР)	МИ 3287 - 2010 «Преобразователи объемного расхода. Методика поверки». МИ 3380 - 2012 «ГСИ. Преобразователи объемного расхода. Методика поверки на месте эксплуатации поверочной установкой»
Преобразователи давления измерительные 3051 модели 3051TG (предназначенные для измерения избыточного давления)	Документ «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи давления измерительные 3051. Методика поверки», утвержденный ФГУП ВНИИМС 08.02.2010 г.
Датчики температуры 644	Инструкция «Датчики температуры 644, 3144Р фирм Rosemount Inc. США, Emerson Process Management Temperature GmbH, Германия, Emerson Process Management Asia Pacific Pte LTD, Сингапур. Методика поверки», утвержденная ФГУП ВНИИМС в августе 2008 г.
Преобразователи давления измерительные EJX модели EJX 430A	Документ «ГСИ. Преобразователи давления измерительные EJX. Методика поверки», утвержденный ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2004 г.
Манометры для точных измерений типа МТИ	МИ 2124 - 90 «ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры, тягомеры и тягонапоромеры показывающие и самопишущие. Методика поверки»
Манометры показывающие для точных измерений МПТИ	5ШО.283.421 МП «Манометры, вакуумметры и мановакуумметры показывающие для точных измерений МПТИ, ВПТИ и МВПТИ. Методика поверки»
Преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835 (далее – ПП)	МИ 2816 - 2012 «ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации»
Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7829	МИ 3119 - 2008 «ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827 и 7829. Методика поверки на месте эксплуатации». МИ 3302 - 2010 «ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827 и 7829. Методика поверки»
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм (далее - влагомеры)	МИ 2366 - 2005 «Рекомендация. ГСИ. Влагомеры нефти типа УДВН. Методика поверки»
Контроллер измерительный FloBoss S600; контроллеры измерительные FloBoss модели S600+	Документ «Инструкция. ГСИ, Контроллеры измерительные FloBoss модели S600, S600+ фирмы «Emerson Process Management Ltd». Методика поверки», утвержденный ГЦИ СИ ФГУП ВНИИР 25 марта 2011 г.
Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4; термометры жидкостные стеклянные точные Р-Л исполнения Р-Л36	

Окончание таблицы 2

Наименование СИ	НД
Измерители температуры серии TFX	Инструкция «Измерители температуры серий TFX, TFN, TLC, TTX, TDC, GFX. Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в июле 2008 г.
Установка поверочная трубопоршневая двунаправленная	МИ 1972 - 95 «ГСИ. Установки поверочные на базе весов ОГВ. Методика поверки поверочными установками на базе весов ОГВ или мерников»
Мерник эталонный 1-го разряда М1р-1000	ГОСТ 8.400 - 2013 «ГСИ. Мерники металлические эталонные. Методика поверки»
Весы лабораторные XP Precision модификации XR32003L	Раздел «Методика поверки» руководства по эксплуатации весов, утвержден ГЦИ СИ «Ростест-Москва» в марте 2007 г.
Весы электронные XP-K модификации XR604KM	Раздел «Методика поверки» руководства по эксплуатации весов, утвержден ГЦИ СИ «Ростест-Москва» в марте 2007 г.
Расходомер-счетчик турбинный «Турбоскад-50-16»	Документ КПДС 42 1311.001 МП «ГСИ. Расходомер-счетчик турбинный «Турбоскад». Методика поверки», утвержденный ВНИИМС 30 августа 2004 г.
Гири классов точности F <sub>1</sub> , F <sub>2</sub> (5 (10) кг F <sub>1</sub> , 20 кг F <sub>2</sub> )	ГОСТ OIML R 111-1-2009 «ГСИ. Гири классов точности E (индекса 1), E (индекса 2), F (индекса 1), F (индекса 2), M (индекса 1), M (индекса 1-2), M (индекса 2), M (индекса 2-3) и M (индекса 3). Часть 1. Метрологические и технические требования» (приложение ДА)
Контроллеры программируемые SIMATIC S7-400, устройства распределенного ввода - вывода SIMATIC ET200	МИ 2539-99 «ГСИ. Измерительные каналы контроллеров, измерительно-вычислительных, управляющих, программно-технических комплексов. Методика поверки»
Преобразователи измерительные с гальванической развязкой серий МК31, МК32, МК33	Документ «Преобразователи измерительные серий IM3*, IM4*, MC3*, MK3*, KMP, KMU. Методика поверки», утвержденный ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в марте 2007 г.
Преобразователи измерительные (барьеры искрозащиты) серии μZ600	Документ «Преобразователи измерительные (барьеры искрозащиты) серии μZ600 фирмы "Pepperl + Fuchs Elcon s.r.l.", Италия», утвержденный ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» 30 марта 2005 г.

СИ, не участвующие в определении массы нефти или результаты измерений которых не влияют на погрешность измерений массы нефти, подлежат калибровке в соответствии с действующими НД, приведенными в таблице 3.

Таблица 3

Наименование СИ	НД
Преобразователи давления измерительные 3051 модели 3051CD (предназначенные для измерения дифференциального давления)	Документ «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи давления измерительные 3051. Методика поверки», утвержденная ФГУП ВНИИМС 08.02.2010 г.
Преобразователи давления AUTROL модели АРТ3100 (предназначенные для измерения дифференциального давления)	МИ 1997 - 89 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки»
Расходомер UFM 3030	Инструкция «ГСИ. Расходомеры UFM 3030. Методика поверки UFM 3030 И1», утвержденная ГЦИ СИ ВНИИР в августе 2008 г.

### 6.5.2 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти СИКН

Относительную погрешность измерений массы брутто нефти с применением СИКН  $\delta M_B$ , %, в соответствии с ГОСТ Р 8.595 - 2004 «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений», определяют по формуле

$$\delta M_B = \pm 1,1 \times \sqrt{\delta V^2 + G^2 \times (\delta \rho^2 + \beta^2 \times 10^4 \times \Delta T_\rho^2) + \beta^2 \times 10^4 \times \Delta T_V^2 + \delta N^2}, \quad (1)$$

где  $\delta V$  – относительная погрешность измерений объема нефти ПР, % (из свидетельства о поверке);

$\delta \rho$  – относительная погрешность измерений плотности нефти ПП, %, вычисляется по формуле

$$\delta \rho = \frac{\Delta \rho}{\rho_{\min}} \times 100, \quad (2)$$

$\Delta \rho$  – абсолютная погрешность ПП, кг/м<sup>3</sup> (из свидетельства о поверке ПП);

$\rho_{\min}$  – минимальное значение плотности нефти из диапазона измерений плотности нефти СИКН, кг/м<sup>3</sup>;

$\Delta T_\rho, \Delta T_V$  – абсолютная погрешность измерений температуры нефти при измерениях плотности и объема соответственно, °С;

$\beta$  – коэффициент объемного расширения нефти, 1/°С (определяется по таблице 4);

$\delta N$  – пределы допускаемой относительной погрешности ИВК, %;

$G$  – коэффициент, вычисляемый по формуле

$$G = \frac{1 + 2 \times \beta \times T_V}{1 + 2 \times \beta \times T_\rho}, \quad (3)$$

где  $T_\rho, T_V$  – температура нефти при измерениях плотности и объема нефти соответственно, °С.

Таблица 4

$\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	$\beta$ , 1/°С
840,0-849,9	0,00084
850,0-859,9	0,00081
860,0-869,9	0,00079

Относительная погрешность измерений массы брутто нефти с применением СИКН не должна превышать  $\pm 0,25$  %.

### 6.5.3 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти с применением СИКН

Относительную погрешность измерений массы нетто нефти с применением СИКН  $\delta M_H$ , %, определяют в соответствии с ГОСТ Р 8.595, по формуле

$$\delta M_H = \pm 1,1 \times \sqrt{\left(\frac{\delta M_B}{1,1}\right)^2 + \frac{\Delta W_B^2 + \Delta W_{XC}^2 + \Delta W_{МП}^2}{\left(1 - \frac{W_B + W_{XC} + W_{МП}}{100}\right)^2}}, \quad (4)$$

где  $\delta M_B$  – относительная погрешность измерений массы брутто нефти, %;

- $\Delta W_B$  – абсолютная погрешность измерений массовой доли воды, %:  
 - при измерении массовой доли воды в лаборатории, вычисляется по формуле

$$\Delta W_B = \pm \frac{\sqrt{R_B^2 - r_B^2} \times 0,5}{\sqrt{2}}, \quad (5)$$

- при вычислении ИВК по результатам измерений объемной доли воды влагомером, вычисляется по формуле

$$\Delta W_B = \frac{\Delta \varphi_B \times \rho_B}{\rho_H^B}, \quad (6)$$

- $\Delta \varphi_B$  – абсолютная погрешность измерений объемной доли воды влагомером, %;  
 $\rho_B$  – плотность воды при условиях измерений объемной доли воды, кг/м<sup>3</sup>;  
 $\rho_H^B$  – плотность нефти при условиях измерений объемной доли воды влагомером, кг/м<sup>3</sup>;  
 $\Delta W_{XC}$  – абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей, %, вычисляется по формуле

$$\Delta W_{XC} = 0,1 \times \frac{\Delta \varphi_{XC}}{\rho_H^{XC}}, \quad (7)$$

- $\rho_H^{XC}$  – плотность нефти при условиях измерений массовой концентрация хлористых солей, кг/м<sup>3</sup>;  
 $\Delta \varphi_{XC}$  – пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений массовой концентрации хлористых солей, мг/дм<sup>3</sup>, вычисляются по формуле

$$\Delta \varphi_{XC} = \pm \frac{\sqrt{R_{XC}^2 - r_{XC}^2} \times 0,5}{\sqrt{2}}, \quad (8)$$

- $\Delta W_{МП}$  – абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей, %, вычисляется по формуле

$$\Delta W_{МП} = \pm \frac{\sqrt{R_{МП}^2 - r_{МП}^2} \times 0,5}{\sqrt{2}}, \quad (9)$$

- $R_B, R_{XC}, R_{МП}$  – воспроизводимость методов определения массовой доли воды, массовой концентрации хлористых солей и массовой доли механических примесей, значения которых приведены в ГОСТ 2477-65 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды», ГОСТ 21534-76 «Нефть. Методы определения содержания хлористых солей» и ГОСТ 6370-83 «Нефть, нефтепродукты и присадки. Методы определения механических примесей» соответственно;

- $r_B, r_{XC}, r_{МП}$  – сходимостъ методов определения массовой доли воды, массовой концентрации хлористых солей и массовой доли механических примесей, значения которых приведены в ГОСТ 2477, ГОСТ 21534 и ГОСТ 6370 соответственно;

- $W_B$  – массовая доля воды в нефти, измеренная в лаборатории, %; при вычислении ИВК массовой доли воды по результатам измерений объемной доли воды влагомером, вычисляется по формуле

$$W_B = \frac{\varphi_B \times \rho_B}{\rho_H^B}, \quad (10)$$

- $\varphi_{\text{в}}$  – объемная доля воды в нефти, измеренная влагомером, %;
- $W_{\text{хс}}$  – массовая доля хлористых солей в нефти, %, вычисляется по формуле
- $$W_{\text{хс}} = 0,1 \times \frac{\varphi_{\text{хс}}}{\rho_{\text{н}}}, \quad (11)$$
- $\varphi_{\text{хс}}$  – массовая концентрация хлористых солей, мг/дм<sup>3</sup>;
- $W_{\text{мп}}$  – массовая доля механических примесей в нефти, %.

Относительная погрешность измерений массы нетто нефти с применением СИКН не должна превышать  $\pm 0,35$  %.

## 7. Оформление результатов поверки

7.1 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке СИКН в соответствии с документом «Порядок проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», утвержденным Приказом Минпромторга России от 02.07.2015 № 1815 (далее – порядок проведения поверки СИ).

На оборотной стороне свидетельства о поверке СИКН указывают диапазон измерений объемного расхода и пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы (брутто, нетто) нефти.

7.2 При отрицательных результатах поверки СИКН к эксплуатации не допускают, свидетельство о поверке аннулируют и выдают извещение о непригодности в соответствии с порядком проведения поверки СИ.