

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

УТВЕРЖДАЮ



Заместитель директора по развитию
ФГУП «ВНИИР»

А.С. Тайбинский

«20» июня 2016 г.


ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ №102
ПСП «ТАЙШЕТ-2» ФИЛИАЛА «ИРКУТСКОЕ РНУ» ООО «ТРАНСНЕФТЬ-ВОСТОК»

Методика поверки

МП 0439-14-2016

Начальник отдела  Груздев Р.Н.
Тел. отдела: +7 (843) 299-70-52

Казань
2016

РАЗРАБОТАНА

ФГУП «ВНИИР»

ИСПОЛНИТЕЛИ

Груздев Р.Н., Загидуллин Р.И.

УТВЕРЖДЕНА

ФГУП «ВНИИР»

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти №102 ПСП «Тайшет-2» филиала «Иркутское 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 средств измерений (СИ) из состава СИКН:

- преобразователи расхода жидкости турбинные HELIFLU TZ250-2000N с Ду 250 мм, датчики температуры 644, преобразователи давления измерительные 3051 модели 3051TG и 3051 CG (предназначенные для измерения избыточного давления), влагомеры нефти поточные УДВН-1пм, преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные (мод. 7829), преобразователи плотности жидкости измерительные (мод. 7835), контроллеры измерительные FloBoss S600+, весы платформенные EB3 модификации EB3-1500, компаратор весовой ВК модификации ВК-20М, гири класса точности F₁ (20) кг, гири класса точности М₁, преобразователи измерительные постоянного тока ПТН-Е2Н, мерники металлические образцовые 1-го разряда М1р-500, М1р-200, М1р-100 и М1р-20, расходомер-счетчик турбинный «Турбоскад-50-16», манометры показывающие для точных измерений МПТИ, контроллер программируемый SIMATIC S7-400 – не реже 12 месяцев;

- установка поверочная трубопоршневая двунаправленная – не реже 24 месяца;

- термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4 и преобразователи измерительные (барьеры искрозащиты) серии μ Z600 – не реже 36 месяцев.

Интервал между калибровками СИ из состава СИКН:

- преобразователи давления измерительные 3051 модели 3051CD (предназначенные для измерения дифференциального давления), преобразователи давления AUTROL модели ART3100, расходомер UFM 3030 и преобразователи измерительные серии MINI – не реже 12 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 1775 м³/ч и пределами допускаемой относительной погрешности $\pm 0,05$ %.

2.2 Калибратор многофункциональный МСх-Р модификации МС5-Р-IS в комплекте с внешним модулем давления ЕХТ 250-IS, нижний предел воспроизведения давления 0 МПа, верхний предел воспроизведения давления 25 МПа, пределы допускаемой основной погрешности внутреннего модуля измерения давления INT60-IS $\pm (0,0025 \%$ от показаний + 0,01 % от верхнего предела), предел допускаемой основной погрешности внешнего модуля измерения давления ЕХТ250-IS $\pm (0,025 \%$ от показаний + 0,015 % от верхнего предела).

2.3 Калибратор температуры серии АТС-Р модели АТС 156 (исполнение В) в комплекте с угловыми термометрами, диапазон воспроизводимой температуры от минус 45 °С до 155 °С, пределы допускаемой основной абсолютной погрешности канала измерения температуры (TRUE) со штатным платиновым термопреобразователем сопротивления углового типа (только для исполнения «В») $\pm 0,04 \text{ }^\circ\text{C}$.

2.4 Установка переносная пикнометрическая Аргоси, диапазон измерений плотности от 500 до 2000 кг/м³, пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений плотности $\pm 0,1 \text{ кг/м}^3$, пределы измерений температуры $\pm (0,1+0,001t+0,1) \text{ }^\circ\text{C}$, пределы допускаемой приведенной погрешности измерений давления $\pm 0,1 \%$.

2.5 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 $\pm 0,003 \text{ мА}$ в диапазоне от 0,5 до 20 мА, пределы допускаемой относительной погрешности задания периода следования импульсов $\pm 0,001 \%$, пределы допускаемой абсолютной погрешности формирования количества импульсов между сигналами «Старт» и «Стоп» имитатора детекторов ТПУ - 0 имп.

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

2.7 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 должна содержаться в чистоте без следов нефти и должна быть оборудована 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, регламент 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 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 «ОЗНА-Flow» проводят в следующей последовательности:

- а) нажать левой кнопкой "мыши" по кнопке "МЕНЮ" в верхней правой части окна мнемосхемы;
- б) в раскрывшейся вкладке "МЕНЮ" выбрать «ОЗНА-Flow...»;
- в) в открывшемся окне «ОЗНА-Flow» отображается цифровой идентификатор ПО;
- г) для проверки цифрового идентификатора ПО необходимо нажать кнопку «Вычислить» в правой нижней части окна.

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 данных 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 методики поверки СИ, входящих в состав СИКН.

6.4.2 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 HELIFLU TZ250-2000N с Ду 250 мм (далее – ТИР)	МИ 3380-2012 ГСИ. Преобразователи объемного расхода. Методика поверки на месте эксплуатации поверочной установкой
Преобразователи давления измерительные 3051 модели 3051TG и 3051 CG (предназначенные для измерения избыточного давления)	Методика поверки «Преобразователи давления измерительные 3051. Методика поверки», утвержденной ФГУП «ВНИИМС» 08.02.2010 г.

Продолжение таблицы 2

Наименование СИ	НД
Датчики температуры 644	МИ 2672-2005 «ГСИ. Датчики температуры с унифицированным выходным сигналом. Методика поверки с помощью калибраторов температуры серии АТС-R исполнения "В" фирмы АМЕТЕК Denmark A/S, Дания»
Манометры показывающие для точных измерений МПТИ	5Ш0.283.421 МП «Манометры, вакуумметры и мановакуумметры показывающие для точных измерений МПТИ, ВПТИ и МВПТИ. Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г.
Преобразователи плотности жидкости измерительные (мод.) 7835 (далее – ПИ)	МИ 2816 - 2012 «ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации»
Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные (мод.) 7829	МИ 3119 - 2008 «ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827 и 7829. Методика поверки на месте эксплуатации» МИ 3302 - 2010 «Рекомендация. 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»
Контроллеры измерительные FloBoss модели S600+	Документ МП 117-221-2013 «Контроллеры измерительные FloBoss модели S600+. Методика поверки», утвержденным ФГУП «УНИИМ» в апреле 2014 г.
Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4	ГОСТ 8.279-78 «Термометры жидкостные стеклянные рабочие. Методика поверки»
Установка поверочная трубопоршневая двунаправленная	МИ 1972 - 95 «ГСИ. Установки поверочные трубопоршневые. Методика поверки поверочными установками на базе весов ОГВ или мерников»
Мерники металлические образцовые 1-го разряда М1р-500, М1р-200, М1р-100 и М1р-20	МИ 3058 - 2007 «Рекомендация. ГСОЕИ. Мерники металлические эталонные 1-го разряда. Методика поверки» ГОСТ 8.400 - 80 «Государственная система обеспечения единства измерений. Мерники металлические образцовые. Методика поверки»
Весы платформенные ЕВ3 модификации ЕВ3-1500	Методика поверки МП № 2301-0019-2006 «Весы платформенные ЕВ3. Методика поверки», утвержденной ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 28 марта 2006 г.
Компаратор весовой ВК модификации ВК-20М	Методика поверки «Компараторы весовые ВК. Методика поверки», утвержденной ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 19.04.04, которая является приложением А к Руководству по эксплуатации компаратора весового ВК
Расходомер-счетчик турбинный «Турбоскад-50-16»	Документ КПДС 42 1311.001 МП «ГСИ. Расходомер-счетчик турбинный «Турбоскад». Методика поверки», утвержденным ВНИИМС 30 августа 2004 г.

Окончание таблицы 2

Наименование СИ	НД
Гиря класса точности F ₁ (20) кг	МП РТ № 12-2007, утвержденной ФГУ «Ростест - Москва» или по ГОСТ OIML R 111-1-2009 «Государственная система обеспечения единства измерений. 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, основное поверочное оборудование в соответствии с ГОСТ 8.021-2005 «Государственная поверочная схема для средств измерений массы»
Гири класса точности M ₁	ГОСТ OIML R 111-1-2009 «Государственная система обеспечения единства измерений. 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»
Преобразователь измерительный постоянного тока ПТН-Е2Н	Рекомендация. «Преобразователь измерительный постоянного тока ПТН-Е2Н. Методика поверки», согласованная ГЦИ СИ ФГУ «ЦСМ Республики Башкортостан» в октябре 2009 г.
Преобразователи измерительные (барьеры искрозащиты) серии μZ600	Документ «Преобразователи измерительные (барьеры искрозащиты) серии μZ600 фирмы "Pepperl + Fuchs Elcon s.r.l.", Италия», утвержден ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» 30 марта 2005 г.
Контроллеры программируемые SIMATIC S7-400	МИ 2539-99 «ГСИ. Измерительные каналы контроллеров, измерительно-вычислительных, управляющих, программно-технических комплексов. Методика поверки»

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.

Окончание таблицы 3

Наименование СИ	НД
	МК 0001-14-2015 Методика калибровки преобразователей расхода жидкости в составе блоков измерений показателей качества нефти (нефтепродуктов)
Преобразователи измерительные серии MINI	Документ МП-1641/550-2013 «Преобразователи измерительные серии MINI. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» 24 сентября 2013 г. и входящему в комплект поставки

6.5.2 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти с применением СИКН

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

$$\delta m = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_V^2 + \delta_\rho^2 + \delta_T^2 + \delta_N^2}, \quad (1)$$

где δ_V – пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема нефти с применением ТПР, %;

δ_ρ – пределы допускаемой относительной погрешности измерений плотности нефти с применением ПП, ареометра или лабораторного плотномера, %, определяются по формуле;

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

где $\Delta\rho$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности ПП, ареометра или лабораторного плотномера, кг/м³;

ρ_{min} – нижний предел рабочего диапазона плотности нефти, кг/м³;

δ_T – составляющая относительной погрешности измерений массы нефти за счет абсолютных погрешностей измерений температур T_ρ , T_V , %, вычисляемая по формуле

$$\delta_T = \pm \left[\frac{\beta \cdot 100}{1 + \beta \cdot (T_\rho - T_V)} \right] \cdot \sqrt{\Delta T_\rho^2 + \Delta T_V^2}, \quad (3)$$

где β – коэффициент объемного расширения нефти, 1/°С (приложение А ГОСТ Р 8.595);

T_ρ, T_V – температура нефти на момент поверки при измерениях плотности и объема нефти соответственно, °С;

$\Delta T_\rho, \Delta T_V$ – абсолютные погрешности измерений температур T_ρ, T_V , °С;

δ_N – пределы допускаемой относительной погрешности расчета массового расхода, %.

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 δM_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 δM_B — относительная погрешность измерений массы брутто нефти, %;
 ΔW_B — абсолютная погрешность измерений массовой доли воды, %, при измерении массовой доли воды в лаборатории вычисляется по формуле

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

ΔW_{XC} — абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей, %, вычисляется по формуле

$$\Delta W_{XC} = 0,1 \times \frac{\Delta \varphi_{XC}}{\rho_H^{XC}}, \quad (6)$$

ρ_H^{XC} — плотность нефти при условиях измерений массовой концентрации хлористых солей, кг/м³;

$\Delta \varphi_{XC}$ — пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений массовой концентрации хлористых солей, мг/дм³, вычисляются по формуле

$$\Delta \varphi_{XC} = \pm \frac{\sqrt{R_{XC}^2 - r_{XC}^2 \times 0,5}}{\sqrt{2}}, \quad (7)$$

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

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

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} , $r_{МП}$ — сходимости 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, %;

W_{XC} — массовая доля хлористых солей в нефти, %, вычисляется по формуле

$$W_{XC} = 0,1 \times \frac{\varphi_{XC}}{\rho_H^{XC}}, \quad (9)$$

φ_{XC} — массовая концентрация хлористых солей, мг/дм³;

$W_{МП}$ — 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.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

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.