

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И
МЕТРОЛОГИИ

Федеральное государственное унитарное предприятие
«Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии»
Государственный научный метрологический центр
ФГУП «ВНИИР»

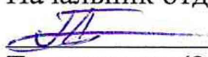
УТВЕРЖДАЮ
Заместитель директора по развитию
А.С. Гайбинский
«24» мая 2019 г.



ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений
СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ (СИКН-1),
НА ВЫХОДЕ УПН ЮРУБЧЕНО-ТОХОМСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
ОАО «ВОСТСИБНЕФТЕГАЗ»
Методика поверки

МП 0972-9-2019

Начальник отдела НИО-9
 К.А. Левин
Тел. отдела: (843)273-28-96

г. Казань
2019

РАЗРАБОТАНА

ФГУП «ВНИИР»

ИСПОЛНИТЕЛИ

Левин К.А., Кудусов Д.И., Ерзиков А.М.

УТВЕРЖДЕНА

ФГУП «ВНИИР»

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти (СИКН-1), на выходе УПН Юрубчено-Тохомского месторождения ОАО «Востсибнефтегаз» (далее по тексту – система), и устанавливает методику и средства ее первичной и периодической поверок.

Поверку системы проводят в диапазоне измерений, указанном в описании типа, или фактически обеспечиваемым при поверке диапазоне измерений с обязательным указанием в свидетельстве о поверке информации об объеме проведенной поверки.

Если очередной срок поверки средств измерений (далее по тексту – СИ) из состава системы наступает до очередного срока поверки системы, поверяется только это СИ, при этом поверку системы не проводят.

Интервал между поверками – один год.

1 Операции поверки

При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Операции при поверке

Наименование операции	Номер пункта документа по поверке	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Проверка комплектности технической документации	6.1	Да	Нет
Проверка идентификации и защиты программного обеспечения (далее по тексту – 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

Применяются средства поверки, указанные в документах на методики поверки соответствующих СИ, перечисленных в таблице 4.

3 Требования безопасности

При проведении поверки соблюдают требования, определяемые:

– Руководством по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», а также другими действующими нормативными документами (далее по тексту –НД);

– правилами безопасности при эксплуатации используемых СИ, приведенными в их эксплуатационной документации;

– правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей;

– правилами по охране труда при эксплуатации электроустановок.

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 на месте эксплуатации должны соответствовать требованиям, приведенным в таблице 2.

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

Таблица 2 – Метрологические и технические характеристики системы и измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение характеристики
Измеряемая среда	Нефть товарная по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Диапазон массового расхода измеряемой среды, т/ч - выход измеряемой среды на Р – 4, 5, 6 - выход измеряемой среды на НПУ	от 205,5 до 391 от 4,5 до 40
Плотность измеряемой среды при стандартных условиях, кг/м ³	822
Плотность измеряемой среды при максимальной рабочей температуре, кг/м ³	805,7
Плотность измеряемой среды при минимальной рабочей температуре, кг/м ³	837,0
Диапазон температуры измеряемой среды, °С	от + 5 до + 45
Массовая доля воды в измеряемой среде, %, не более	0,5
Массовая доля механических примесей в обезвоженной дегазированной нефти, %, не более	0,05
Концентрация хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти, мг/дм ³ , не более	100
Содержание парафина, % не более	1,95
Содержание свободного газа	отсутствует
Давление измеряемой среды, МПа:	
- рабочее	от 1,38 до 1,64
- максимальное расчетное	2,5
Режим работы системы	непрерывный
Электропитание, В/Гц	трехфазное 380 /50
Наработка на отказ, ч	20000
Средний срок службы, лет, не менее	10

5 Подготовка к поверке

При подготовке к поверке проводят работы в соответствии с руководством 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 Проверка идентификационных данных автоматизированного рабочего места (далее по тексту – АРМ) оператора осуществляется в соответствии с руководством оператора.

6.2.2 Проверка идентификационных данных ПО комплекса измерительно-вычислительного «ОКТОПУС-Л» («ОСТОПУС-L») (основной/резервный) осуществляется в

соответствии с руководством по эксплуатации.

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

Таблица 3 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	Комплекс измерительно-вычислительный «ОКТОПУС-Л» («ОСТОРУС-L») (основной и резервный)	Rate АРМ оператора УНН
Идентификационное наименование ПО	Formula.o	RateCalc
Номер версии (идентификационный номер) ПО	6.10	2.4.1.1
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода (CRC32))	24821CE6	F0737B4F

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 состав системы 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 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 4.

Таблица 4 – СИ и методики их поверки

Наименование СИ	Нормативные документы
Счетчики-расходомеры массовые Promass модели F (далее по тексту – массомер)	МП 15201-11 «ГСИ. Расходомеры массовые Promass. Методика поверки» с изменением №2
Датчики давления Метран-150	МП 4212-012-2013 «Датчики давления Метран-150. Методика поверки»
Преобразователи плотности жидкости измерительные моделей 7835, 7845, 7847	МИ 3240-2012 «ГСИ. Преобразователи плотности жидкости поточные. Методика поверки» МИ 2816-2012 «ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации» МП 2302-0062-2012 «Преобразователи плотности измерительные модели 7835. Методика поверки»

Окончание таблицы 4

Наименование СИ	Нормативные документы
Расходомеры-счетчики ультразвуковые OPTISONIC 3400	МП РТ 1849-2014 «Расходомеры-счетчики ультразвуковые OPTISONIC 3400. Методика поверки»
Влагомеры нефти поточные УДВН-1 пм	МИ 2366-2005 «Рекомендация. ГСИ. Влагомеры нефти типа УДВН»
Термопреобразователи сопротивления Rosemount 0065	ГОСТ 8.461-2009 «ГСИ. Термопреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля. Методика поверки»
Преобразователи измерительные Rosemount 644, Rosemount 3144P	12.5314.000.00 МП «Преобразователи измерительные Rosemount 644, Rosemount 3144P. Методика поверки»
Манометры, вакуумметры и мановакуумметры показывающие для точных измерений МПТИ, ВПТИ и МВПТИ	5Ш0.283.421МП «Манометры, вакуумметры и мановакуумметры, показывающие для точных измерений МПТИ, ВПТИ и МВПТИ. Методика поверки»
Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4	ГОСТ 8.279-78 «ГСИ. Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методика поверки»
Манометры избыточного давления, вакуумметры и мановакуумметры показывающие МП-У, ВП-У, МВП-У (МП4-У)	МИ 2124-90 «ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры, тягомеры и тягонапоромеры показывающие и самопишущие. Методика поверки»
Комплексы измерительно-вычислительные ОКТОПУС-Л (OCTOPUS-L)	МП 0177-2-2014 «Инструкция. ГСИ. Комплексы измерительно-вычислительные «ОКТОПУС-Л» («OCTOPUS-L»). Методика поверки»

Периодичность поверки СИ, входящих в состав системы в соответствии с документами на методики поверки.

Датчики давления, манометры, предназначенные для измерений разности давления и расходомер-счетчик ультразвуковой OPTISONIC 3400, установленный в блоке контроля параметров нефти, подлежат калибровке или поверке один раз в год.

6.5.2 Определение относительной погрешности измерений массы нефти

За погрешность измерений массы нефти принимают предел допускаемой относительной погрешности измерений массометров $\pm 0,25\%$ для рабочих массометров, $\pm 0,2\%$ для контрольно-резервных массометров, применяемых в качестве контрольных.

6.5.3 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти δ_{M_H} , %:

$$\delta_{M_H} = \pm 1,1 \sqrt{\delta_m^2 + \frac{\Delta W_{M.B.}^2 + \Delta W_{M.P.}^2 + \Delta W_{X.C.}^2}{\left(1 - \frac{W_{M.B.} + W_{M.P.} + W_{X.C.}}{100}\right)^2}} \quad (1)$$

где δ_m – пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефти, значение которых принимают равными пределам допускаемой относительной погрешности измерений массометра, %;

$\Delta W_{M.B.}$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений массовой доли воды в нефти, %;

$\Delta W_{M.P.}$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности определения массовой доли механических примесей в нефти %;

$\Delta W_{X.C.}$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности определения массовой доли хлористых солей в нефти, %.

- $W_{\text{М.В.}}$ – массовая доля воды, %, определяемая в аккредитованной испытательной лаборатории либо по результатам измерений объемной доли воды поточным влагомером, температуры нефти в БИК датчиком температуры, давления нефти в БИК датчиком давления;
- $W_{\text{М.П.}}$ – массовая доля механических примесей, % определяемая в аккредитованной испытательной лаборатории;
- $W_{\text{Х.С.}}$ – массовая доля хлористых солей, %, определяемая в аккредитованной испытательной лаборатории.

Вычисление составляющих допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти

Вычисление пределов допускаемой абсолютной погрешности измерений массовой доли воды в нефти при определении объемной доли воды в нефти с помощью влагомера.

Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений массовой доли воды в нефти при определении объемной доли воды в нефти с помощью влагомера $\Delta W_{\text{М.В.}}$, % вычисляются по формуле

$$\Delta W_{\text{М.В.}} = \pm \frac{\Delta W \rho_{\text{дист}}^{\text{р}}}{\rho_{\text{н}}^{\text{р}}}, \quad (2)$$

где $\rho_{\text{дист}}^{\text{р}}$ – плотность дистиллированной воды, приведенная к условиям измерений объемной доли воды в нефти, кг/м³;

$\rho_{\text{н}}^{\text{р}}$ – плотность нефти в условиях измерения объемной доли воды в нефти, кг/м³;

ΔW – пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений объемной доли воды в нефти, принимаемые равными пределам допускаемой абсолютной погрешности поточного влагомера УДВН-1пм, %, которая рассчитывается по формуле

$$\Delta W = \Delta W_{\text{осн}} + |\Delta W_{\text{дон}}|, \quad (3)$$

где $\Delta W_{\text{осн}}$ – пределы допускаемой основной абсолютной погрешности поточного влагомера, объемная доля воды, %;

$\Delta W_{\text{дон}}$ – пределы допускаемой дополнительной погрешности влагомера при изменении температуры измеряемой среды на каждые 10°С от средней температуры рабочего диапазона, объемная доля воды, %, рассчитывается по формуле

$$\Delta W_{\text{дон}} = \pm 0,01 \left[\frac{t_{\text{max}} - \left(t_{\text{min}} + \frac{t_{\text{max}} - t_{\text{min}}}{2} \right)}{10} \right], \quad (4)$$

где t_{max} – максимальная температура измеряемой среды, °С;

t_{min} – минимальная температура измеряемой среды, °С.

Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений массовой доли воды в нефти при ее определении в лаборатории по ГОСТ 2477-2014 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды» вычисляются по формуле

$$\Delta W_{\text{М.В.}}^{\text{лаб}} = \pm \sqrt{\frac{R_{\text{В}}^2 - r_{\text{В}}^2 0,5}{2}}, \quad (5)$$

где $R_{\text{В}}$ – воспроизводимость метода по ГОСТ 2477, %;

$r_{\text{В}}$ – сходимости метода по ГОСТ 2477, %.

Вычисление пределов допускаемой абсолютной погрешности определения массовой доли хлористых солей в нефти

Пределы допускаемой абсолютной погрешности определения массовой доли хлористых солей в нефти вычисляют по формуле

$$\Delta W_{\text{Х.С.}} = \pm \frac{0,1 \Delta \varphi_{\text{Х.С.}}}{\rho_{\text{Н}}^{\text{СТ}}}, \quad (6)$$

где $\Delta \varphi_{\text{Х.С.}}$ – пределы абсолютной погрешности определения массовой концентрации хлористых солей в нефти по ГОСТ 21534-76 «Нефть. Методы определения содержания хлористых солей», г/м³;

Пределы абсолютной погрешности определения массовой концентрации хлористых солей в нефти вычисляют по формуле

$$\Delta \varphi_{\text{Х.С.}} = \pm \sqrt{\frac{(2r_{\text{Х.С.}})^2 - r_{\text{Х.С.}}^2 0,5}{2}}, \quad (7)$$

где $r_{\text{Х.С.}}$ – сходимости метода по ГОСТ 21534, г/м³.

Пределы допускаемой абсолютной погрешности определения массовой доли механических примесей в нефти вычисляют по формуле

$$\Delta W_{\text{М.П.}} = \sqrt{\frac{R_{\text{М.П.}}^2 - r_{\text{М.П.}}^2 0,5}{2}}, \quad (8)$$

где $R_{\text{М.П.}}$ – воспроизводимость метода по ГОСТ 6370-83 «Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей», %;

$r_{\text{М.П.}}$ – сходимости метода по ГОСТ 6370, %.

Систему считают выдержавшей испытания, если относительная погрешность измерений массы нетто 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 Приказа Минпромторга России от 02 июля 2015 г. №1815 «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке».

7.2 При отрицательных результатах поверки систему к эксплуатации не допускают, свидетельство о поверке аннулируют и выдают извещение о непригодности в соответствии с Приказом Минпромторга России от 02 июля 2015 г. №1815 «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке».

7.3 Знак поверки наносится на свидетельство о поверке системы в виде оттиска поверительного клейма или наклейки.