

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И
МЕТРОЛОГИИ

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

УТВЕРЖДАЮ
Заместитель директора по развитию
А.С. Тайбинский
«03» декабря 2018 г.




ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений
СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПАРАМЕТРОВ НЕФТИ СЫРОЙ
НА ДНС-ЛЕМПИНСКАЯ САЛЫМСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
ООО «РН-ЮГАНСКНЕФТЕГАЗ»
Методика поверки

МП 0847-9-2018

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



г. Казань
2018

РАЗРАБОТАНА

ФГУП «ВНИИР»

ИСПОЛНИТЕЛИ

Ахметзянова Л.А.

УТВЕРЖДЕНА

ФГУП «ВНИИР»

Настоящая методика поверки распространяется на систему измерений количества и параметров нефти сырой на ДНС-Лемпинская Салымского месторождения ООО «РН-Юганскнефтегаз» (далее – система), для автоматизированных измерений массы нефти сырой.

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 из состава системы наступает до очередного срока поверки системы, поверяется только это средство измерений, при этом поверку системы не проводят.

Проведение поверки отдельных измерительных каналов и (или) отдельных автономных блоков из состава системы для меньшего числа измеряемых величин невозможно.

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 (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 Применяются средства поверки, указанные в документах на методики поверки соответствующих средств измерений (далее – СИ), перечисленных в таблице 4.

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 (далее – 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.

При проведении поверки на месте эксплуатации характеристики измеряемой среды должны соответствовать требованиям, приведенным в таблице 2.

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

Таблица 2 – Метрологические и технические характеристики системы и измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть сырая
Диапазон измерений расхода измеряемой среды, т/ч	от 33,9 до 301,5
Давление измеряемой среды (рабочее), МПа	от 3,4 до 3,8
Давление измеряемой среды (расчетное), МПа	4,9
Суммарные потери давления в СИКНС при максимальном расходе и максимальной вязкости, МПа, не более	
- в рабочем режиме	0,1
- в режиме поверки и КМХ	0,4
Диапазон температуры измеряемой среды, °С	от +25 до +60
Диапазон плотности сырой нефти при 20 °С, кг/м ³	от 888,5 до 950,0
Диапазон плотности сырой нефти в рабочих условиях, кг/м ³	от 847 до 1005
Диапазон плотности обезвоженной дегазированной нефти в стандартных условиях, кг/м ³	от 875 до 895
Диапазон плотности пластовой воды при 20 °С, кг/м ³	от 1005 до 1015
Массовая доля воды в сырой нефти, не более, %	91
Диапазон кинематической вязкости, сСт	от 19,5 до 32,0
Давление насыщенных паров, кПа (мм рт. ст.), не более	66,7 (500)
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	54
Содержание растворенного газа, м ³ /м ³ , не более	2,6
Диапазон плотности выделившегося из сырой нефти растворенного газа при стандартных условиях, кг/м ³	от 1,0 до 1,5
Содержание свободного газа	не допускается
Режим работы системы	непрерывный
Параметры электрического питания:	
– напряжение, В	380±38 (трехфазное); 220±22 (однофазное)
– частота, Гц	50±1
Условия эксплуатации:	
- температура воздуха в помещениях, где установлено оборудование, °С:	
- помещение блока технологического	от +5 до +45
- помещении операторной	от +18 до +25
- атмосферное давление, кПа	от 84,0 до 106,7
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 ПО «Rate АРМ оператора УУН» (основное и резервное) осуществляется в соответствии с руководством пользователя.

6.2.2 Проверка идентификационных данных ПО комплекса измерительно-вычислительного ОКТОПУС-Л («ОСТОПУС-Л») (основной и 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 системы

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	ПО «Rate АРМ оператора УУН» (основное и резервное)	ПО комплекса измерительно-вычислительного «ОКТОПУС-Л» («ОСТОПУС-Л») (основной и резервный)
Идентификационное наименование ПО	Rate АРМ оператора УУН	Formula.0
Номер версии (идентификационный номер ПО)	2.4.1.1	6.10
Цифровой идентификатор ПО	F0737B4F	24821CE6

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 руководством по эксплуатации системы, возможность получения отчета.

6.4.3 Проверяют герметичность системы.

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

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
Расходомеры массовые Promass 83F (далее – СРМ)	МП 15201-11 «ГСИ. Расходомеры массовые Promass. Методика поверки» с изменениями №2, утвержденный ФГУП «ВНИИМС» 12.01.2017
Влагомеры сырой нефти ВСН-2-50-100-01 (далее – ВП)	«Инструкция. ГСИ. Влагомеры сырой нефти ВСН-2. Методика поверки. МП 0016-2-2012», утвержденный ГЦИ СИ ФГУП ВНИИР 15.10.2012

Окончание таблицы 4

Наименование СИ	Нормативные документы
Преобразователи вторичные серии Т мод. Т32.1S	МП 2411-0080-2012 «Преобразователи вторичные серии Т модификации Т32.1S, Т32.3S, фирмы «WIKA Alexander Wiegand SE & Co. KG», Германия. Методика поверки».. утвержденная ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМ им. Менделеева» 24.07.2012
Термопреобразователи сопротивления TR	ГОСТ 8.461-2009 «ГСИ. Термопреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля. Методика поверки»
Преобразователи давления AUTROL мод. АРТ3100, АРТ3200	МИ 1997-89 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки»
Расходомер-счетчик ультразвуковой OPTISONIC 3400	МП РТ 1849-2014 «Расходомеры-счетчики ультразвуковые OPTISONIC 3400. Методика поверки», утвержденная руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» 23 мая 2014.
Комплексы измерительно-вычислительные «ОКТОПУС-Л» («ОСТОПУС-L»)	МП 0177-2-2014 «Инструкция. ГСИ. Комплексы измерительно-вычислительные «ОКТОПУС-Л» («ОСТОПУС-L»). Методика поверки» с изменениями №1, утвержденная ФГУП «ВНИИР» 26.01.2018
Термометры биметаллические показывающие	«Термометры биметаллические. Методика поверки», разработанная и утвержденная ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС», сентябрь 2010 г. МП 46078-16 «Термометры биметаллические показывающие. Методика поверки»
Манометры избыточного давления показывающие для точных измерений МТИФ	МИ 2124-90 «Манометры, вакуумметры, моновакуумметры, напоромеры, тягомеры, тягонапоромеры показывающие и самопишущие. Методика поверки»
Примечание: 1. Периодичность СИ, входящих в состав системы в соответствии с их описанием типа. Периодичность поверки системы 1 раз в год 2. Преобразователи давления и манометры, предназначенные для измерений разности давления и расходомер-счетчик ультразвуковой OPTISONIC 3400, установленный в блоке измерений параметров нефти сырой, могут подлежать калибровке или поверке.	

6.5.2 Определение относительной погрешности измерений массы нефти сырой

За погрешность измерений массы нефти сырой принимают предел допускаемой относительной погрешности измерений СРМ $\pm 0,25\%$ для рабочего СРМ, $\pm 0,2\%$ для контрольно-резервного СРМ, применяемого в качестве контрольного.

6.5.3 Определение относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти

$$\delta M_{\text{нч}} = \pm 1,1 \sqrt{\delta M_{\text{ч}}^2 + \frac{\Delta W_{\text{в}}^2 + \Delta W_{\text{рг}}^2}{\left(1 - \frac{W_{\text{в}} + W_{\text{рг}}}{100}\right)^2} + \frac{\Delta W_{\text{хс}}^2 + \Delta W_{\text{мп}}^2}{\left(1 - \frac{W_{\text{хс}} + W_{\text{мп}}}{100}\right)^2}} \quad (1)$$

$$\Delta W_{\text{в}} = \frac{\Delta \varphi_{\text{вч}} \times \rho_{\text{вфв}}}{\rho_{\text{снфв}}} \quad (2)$$

$$\Delta W_{\text{рг}} = \Delta \varphi_{\text{рг}} \cdot \frac{\rho_{\text{г20}}}{\rho_{\text{сн}}} \cdot 100 \quad (3)$$

$$\Delta W_{\text{XC}} = 0,1 \cdot \frac{\Delta \varphi_{\text{XC}}}{\rho_{\text{OH} \varphi_{\text{XC}}}}, \quad (4)$$

где ΔW_{B} – абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в сырой нефти, %; При использовании ВП ΔW_{B} вычисляется по формуле (2), а в случае определения массовой доли воды в сырой нефти в лаборатории стандартизованным методом - по формуле (5) либо другим аттестованным методом;

$\Delta W_{\text{РГ}}$ – абсолютная погрешность измерений массовой доли растворенного газа в сырой нефти, %;

$\Delta W_{\text{МП}}$ – абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей в обезвоженной дегазированной нефти, %;

ΔW_{XC} – абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти, %.

$\Delta \varphi_{\text{ВСН}}$ – абсолютная погрешность измерений объемной доли воды в сырой нефти с помощью ВП, %;

$\Delta \varphi_{\text{РГ}}$ – абсолютная погрешность измерений объемной доли растворенного газа в сырой нефти согласно МИ 2575, м³/м³;

$\Delta \varphi_{\text{XC}}$ – абсолютная погрешность измерений массовой концентрации хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти, мг/дм³;

Абсолютные погрешности измерений массовых долей воды, механических примесей и хлористых солей в нефти сырой в лаборатории определяют в соответствии с ГОСТ Р 8.580.

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

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

где R – предел воспроизводимости методов определения параметров нефти сырой;

r – предел сходимости методов определения показателей параметров нефти сырой.

Значения R и r приведены в ГОСТ 2477-2014 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды», ГОСТ 21534-76 «Нефть. Методы определения содержания хлористых солей», ГОСТ 6370-83 «Нефть, нефтепродукты и присадки. Методы определения механических примесей».

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти, %:

– при определении массовой доли воды в сырой нефти по результатам измерений объемной доли воды с применением ВП составляют:

± 1,3 % при содержании объемной доли воды в сырой нефти от 10,0 % до 20,0 %;

± 2,0 % при содержании объемной доли воды в сырой нефти от 20,0 % до 50,0 %;

± 4,3 % при содержании объемной доли воды в сырой нефти от 50,0 % до 70,0 %;

± 12,9 % при содержании объемной доли воды в сырой нефти от 70,0 % до 85,0 %;

± 19,4 % при содержании объемной доли воды в сырой нефти от 85,0 % до 89,85 %

(до 91,0 % массовой доли воды).

– при определении массовой доли воды в сырой нефти в испытательной лаборатории составляют:

± 0,5 % при содержании объемной доли воды в сырой нефти от 0,1 % до 5,0 %;

± 0,9 % при содержании объемной доли воды в сырой нефти от 5,0 % до 10,0 %;

± 1,0 % при содержании объемной доли воды в сырой нефти от 10,0 % до 20,0 %;

± 3,8 % при содержании объемной доли воды в сырой нефти от 20,0 % до 50,0 %;

± 8,8 % при содержании объемной доли воды в сырой нефти от 50,0 % до 70,0 %;

± 21,7 % при содержании объемной доли воды в сырой нефти от 70,0 % до 85,0 %;
± 39,4 % при содержании объемной доли воды в сырой нефти от 85,0 % до 89,85 %
(до 91,0 % массовой доли воды).

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.