

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И
МЕТРОЛОГИИ

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



ИНСТРУКЦИЯ
Государственная система обеспечения единства измерений
СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПАРАМЕТРОВ НЕФТИ СЫРОЙ
НА ВЫХОДЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ МОНГИ

Методика поверки

МП 0838-9-2018

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 выходе месторождения Монги (далее – система), автоматизированных измерений количества и параметров нефти сырой, выходящей с установки подготовки нефти УПН месторождения Монги и направляемый в промысловый нефтепровод на установку комплексной подготовки нефти УКПН Даги для дальнейшей подготовки.

Интервал между поверками – один год.

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
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.

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 сырой.

Таблица 2 – Метрологические и технические характеристики системы и измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение характеристики
Измеряемая среда	нефть сырая
Диапазон измерений расхода, т/ч	от 45 до 75
Диапазон плотности сырой нефти при 20°C, кг/м ³	от 840 до 905
Диапазон плотности сырой нефти при рабочих условиях, кг/м ³	от 819,05 до 914,41
Диапазон плотности пластовой воды при 20°C, кг/м ³	от 1000 до 1015
Диапазон вязкости при 20°C, сСт	от 6,0 до 20,0
Диапазон давления, МПа	от 0,9 до 2,4
Диапазон температуры сырой нефти, °C	+5 до +50
Массовая доля воды в сырой нефти, %, не более	90,0
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,03
Массовая концентрация хлористых солей в сырой нефти, мг/дм ³ , не более	800
Суммарные потери давления в системы при максимальном расходе и максимальной вязкости, МПа, не более:	
– в режиме измерений	0,2
– в режиме поверки и контроля метрологических характеристик (КМХ)	0,4
Содержания растворенного газа, м ³ /м ³ , не более	1,0
Диапазон плотности газа при стандартных условиях, кг/м ³	от 0,75 до 0,8
Содержания свободного газа, %	отсутствует
Режим работы системы	непрерывный

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 Проверка идентификационных данных контроллера измерительного FloBoss S600+ и автоматизированного рабочего места (далее – АРМ) оператора осуществляется в соответствии с руководством по эксплуатации и руководством оператора.

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

Таблица 3 – Идентификационные данные ПО системы

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	Контроллеры измерительные FloBoss S600+	АРМ оператора
Идентификационное наименование ПО	LinuxBinary.app	OZNA-Flow v.2.0
Номер версии (идентификационный номер) ПО	06.25	2.0
Цифровой идентификатор ПО	0x1990	64C56178

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 изменением № 2, утвержденному ФГУП «ВНИИМС» 12.01.2017
Влагомер нефти микроволновый МВН-1.3 (далее – ВП)	МП 0379-6-15 «ГСИ. Влагомеры нефти микроволновый МВН-1. Методика поверки», утвержденная ФГУП «ВНИИР» 22.10.2015
Влагомер сырой нефти ВСН-2-50-03 (далее – ВП)	«Инструкция. ГСИ. Влагомеры сырой нефти ВСН-2. Методика поверки. МП 0016-2-2012», утвержденная ГЦИ СИ ФГУП ВНИИР 15.10.2012
Датчики давления Метран-150	МП 4212-012-2013 «Датчики давления Метран-150. Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФБУ «Челябинский ЦСМ» 11 ноября 2013
Датчики температуры Rosemount 3144P	МП 4211-024-2015 «Датчики температуры Rosemount 644, 3144P. Методика поверки», утвержденная ФГУП «ВНИИМС» 30.12.2015
Счетчик нефти турбинный МИГ	БН.10-02РЭ раздел «Методика поверки», согласована ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИР» в декабре 2003 г.
Контроллеры измерительные FloBoss S600+	МП 0392-13-2016 «Контроллеры измерительные FloBoss S600+. Методика поверки», утвержденная ФГУП «ВНИИР» 15 февраля 2016
Преобразователи измерительные Rosemount 3144P	12.5314.000.00 МП «Преобразователи измерительные Rosemount 644, Rosemount 3144P. Методика поверки» утвержденная ГЦИ СИ ФБУ «Челябинский ЦСМ» в декабре 2013
Термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4	ГОСТ 8.279-78 «ГСИ. Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методика поверки»
Манометры показывающие и сигнализирующие МП	«Манометры МП, НП, ЭКН и ЭКМ, вакуумметры ВП, ТП, ЭКТ и ЭКВ, моновакуумметры МВП, ТНП, ЭКТН и ЭКМВ, дифманометры ДП и ЭКД показывающие и сигнализирующие», утвержденная ФГУП «ВНИИМС» 10.02.2014 г.

Окончание таблицы 4

Наименование СИ	Нормативные документы
Примечание:	
1. Периодичность поверки СИ, входящих в состав системы в соответствии с описанием типа на данное СИ.	
2. Преобразователи давления и манометры, предназначенные для измерений разности давления и счетчик нефти турбинный МИГ, 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 сырой нефти принимают предел допускаемой относительной погрешности измерений СРМ $\pm 0,25$ % для рабочего СРМ, 0,2% для контрольно-резервного СРМ, применяемого в качестве контрольного.

6.5.3 Определение относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти

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

где δM_C – относительная погрешность измерений массы сырой нефти, %;

ΔW_{PG} – абсолютная погрешность измерений массовой доли растворенного газа, определяемая по формуле

$$\Delta W_{PG} = \frac{\Delta \varphi_{PG} \cdot \rho_G}{\rho_H} \cdot 100\%, \quad (2)$$

где $\Delta \varphi_{PG}$ – абсолютная погрешность измерений содержания растворенного газа, определяемая по МИ 2575, $\text{м}^3/\text{м}^3$;

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

ΔW_{XC} – абсолютная погрешность определения массовой доли хлористых солей, %, определяемая по формуле

$$\Delta W_{XC} = 0,1 \times \frac{\Delta \varphi_{XC}}{\rho_H^{XC}}, \quad (3)$$

где $\Delta \varphi_{XC}$ – абсолютная погрешность измерения массовой концентрации хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти, $\text{мг}/\text{дм}^3$ ($\text{г}/\text{м}^3$);

ΔW_B – абсолютная погрешность определения массовой доли воды, %.

При измерении объемной доли воды в сырой нефти с применением ВП, абсолютную погрешность определения массовой доли воды в сырой нефти, %, определяют по формуле

$$\Delta W_B = \frac{100 \cdot \Delta \varphi_B \cdot \rho_B}{(100 - \varphi_B) \cdot \rho_H + \varphi_B \cdot \rho_B}, \quad (4)$$

где $\Delta \varphi_B$ – абсолютная погрешность измерений объемной доли воды ВП, %.

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 2477-65 «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».

Результаты поверки считают положительными, если пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти составляет, %

- при измерении массы нетто сырой нефти при определении массовой доли воды по результатам измерений объемной доли воды с применением влагомера нефти микроволнового МВН-1.3:

- при содержании объемной доли воды от 0% до 5% ±0,35;
- при содержании объемной доли воды от 5% до 10% ±0,4;

и влагомера сырой нефти ВСН-2-50-03:

- при содержании объемной доли воды от 10% до 20% ±1,4;
- при содержании объемной доли воды от 20% до 50% ±2,2;
- при содержании объемной доли воды от 50% до 70% ±4,5;
- при содержании объемной доли воды от 70% до 85% ±13,4;
- при содержании объемной доли воды от 85% до 88,17% (массовой

доли воды до 90%) ± 17,0.

- при измерении массы нетто сырой нефти при определении массовой доли воды в испытательной лаборатории по ГОСТ 2477 или по аттестованной методике определения массовой доли воды в испытательной лаборатории, %:

- при содержании объемной доли воды от 0% до 1% ±0,31;
- при содержании объемной доли воды от 1% до 2% ±0,34;
- при содержании объемной доли воды от 2% до 3% ±0,40;
- при содержании объемной доли воды от 3% до 4% ±0,48;
- при содержании объемной доли воды от 4% до 5% ±0,56;
- при содержании объемной доли воды от 5% до 10% ±0,6;
- при содержании объемной доли воды от 10% до 20% ±1,2;
- при содержании объемной доли воды от 20% до 50% ±4,6;
- при содержании объемной доли воды от 50% до 70% ±10,6;
- при содержании объемной доли воды от 70% до 85% ±25,8;
- при содержании объемной доли воды от 85% до 88,17% (массовой

доли воды до 90%) ± 34,0.

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.