

УТВЕРЖДАЮ

**Директор ОП ГНМЦ
АО «Нефтеавтоматика»**


М.С. Немиров
« 22 » 03 2018 г.

И Н С Т Р У К Ц И Я

Государственная система обеспечения единства измерений
Система измерений количества и параметров нефти сырой
ЗАО «Охтин-Ойл» при ДНС-210 НГДУ «Ямашнефть»

**Методика поверки
НА.ГНМЦ.0207-18 МП**

РАЗРАБОТАНА

Обособленным подразделением Головной научный
метрологический центр АО «Нефтеавтоматика» в
г. Казань
(ОП ГНМЦ АО «Нефтеавтоматика»)

ИСПОЛНИТЕЛИ:

Давыдова Е.Н.,
Стеряков О.В.

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и параметров нефти сырой ЗАО «Охтин-Ойл» при ДНС-210 НГДУ «Ямашнефть» (далее – СИКНС) и устанавливает методику ее первичной и периодической поверки.

Интервал между поверками СИКНС: один год.

1 Операции поверки

При проведении поверки выполняют следующие операции:

- 1.1 Внешний осмотр (п.п. 6.1);
- 1.2 Подтверждение соответствия программного обеспечения (далее – ПО) СИКНС (п.п. 6.2);
- 1.3 Опробование (п.п. 6.3);
- 1.4 Определение метрологических характеристик (далее – МХ):
 - 1.4.1 Определение МХ средств измерений (далее – СИ), входящих в состав СИКНС (п.п. 6.4.1);
 - 1.4.2 Определение пределов допускаемой относительной погрешности измерений массы сырой нефти (п.п. 6.4.2).

2 Средства поверки

2.1 Рабочий эталон 2-го разряда в соответствии с частью 2 Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, утвержденной приказом Росстандарта от 07.02.2018 г. № 256 в диапазоне расходов, соответствующему диапазону расходов СИКНС.

2.2 Средства поверки в соответствии с документами на поверку СИ, входящих в состав СИКНС.

2.3 Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение МХ поверяемой СИКНС с требуемой точностью.

3 Требования безопасности

При проведении поверки соблюдают требования, определяемые:

в области охраны труда и промышленной безопасности:

- «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утверждены приказом Ростехнадзора от 12.03.2013 № 101;

- Трудовой кодекс Российской Федерации;

в области пожарной безопасности:

- СНиП 21-01-97 «Пожарная безопасность зданий и сооружений»;

- «Правила противопожарного режима в Российской Федерации», утверждены постановлением Правительства РФ №390 от 25.04.2012;

- СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности»;

- СП 5.13130.2009 «Системы противопожарной защиты. Установки пожарной сигнализации и пожаротушения автоматические. Нормы и правила проектирования»;

в области соблюдения правильной и безопасной эксплуатации электроустановок:

- ПУЭ «Правила устройства электроустановок»;

в области охраны окружающей среды:

- Федерального закона от 10.01.2002 г. № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды» и других законодательных актов по охране окружающей среды, действующих на территории РФ.

4 Условия поверки

При проведении поверки соблюдают условия в соответствии с требованиями нормативной документации (далее – НД) на поверку СИ, входящих в состав СИКНС.

Т а б л и ц а 1 – Характеристики измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	сырая нефть
Плотность измеряемой среды, кг/м ³	от 850,0 до 960,0
Температура измеряемой среды, °С	от +5 до +50
Массовая доля воды, %, не более	7,0
Диапазон измерений массового расхода, т/ч	от 16 до 55
Давление измеряемой среды, МПа	от 0,2 до 1,6

5 Подготовка к поверке

Подготовку к поверке проводят в соответствии с инструкцией по эксплуатации СИКНС и НД на поверку СИ, входящих в состав СИКНС.

При подготовке к поверке проверяют наличие действующих свидетельств о поверке и (или) знаков поверки на СИ, входящих в состав СИКНС.

6 Проведение поверки

6.1 Внешний осмотр

При внешнем осмотре должно быть установлено соответствие СИКНС следующим требованиям:

- комплектность СИКНС должна соответствовать технической документации;

- на компонентах СИКНС не должно быть механических повреждений и дефектов покрытия, ухудшающих внешний вид и препятствующих применению;

- надписи и обозначения на компонентах СИКНС должны быть четкими и соответствующими технической документации.

6.2 Подтверждение соответствия ПО.

6.2.1 Проверка идентификационных данных ПО программы автоматизированного рабочего места – АРМ «Сфера» (АРМ «Сфера»).

Идентификационные данные АРМ «Сфера» представлены в правом нижнем углу мнемосхемы рабочего и резервного автоматизированного рабочего места оператора. Полученные идентификационные данные ПО заносят в протокол по форме приложения А.

6.2.2 Проверка идентификационных данных ПО контроллеров измерительно-вычислительных OMNI-6000 (контроллер).

Чтобы определить идентификационные данные ПО контроллеров (рабочего и резервного) необходимо выполнить нижеперечисленные процедуры.

На клавиатуре контроллера нажимают кнопку «Status», затем «Enter». На дисплее контроллера появятся данные в виде списка. Нажимая на кнопку «↓», перемещаются вниз до строк «Revision No» и «EPROM Checksum». В строке «Revision No» указан номер версии (идентификационный номер) ПО. В строке «EPROM Checksum» указан цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода), рассчитанный по алгоритму CRC-16.

Полученные идентификационные данные ПО контроллеров заносят в соответствующие разделы протокола по форме приложения А.

6.2.3 Если идентификационные данные ПО, указанные в описании типа СИКНС, и полученные в ходе выполнения п.6.2.1 и 6.2.2 идентичны, то делают вывод о подтверждении соответствия ПО СИКНС ПО, зафиксированному во время проведения испытаний в целях утверждения типа, в противном случае результаты поверки признают отрицательными.

6.3 Опробование.

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

6.4 Определение МХ.

6.4.1 Определение МХ СИ, входящих в состав СИКНС, проводят в соответствии с НД, приведенными в таблице 2.

Т а б л и ц а 2 – Перечень НД на поверку СИ

Наименование СИ	НД
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion SMF 300 (далее – ПР)	<p>«Рекомендация. ГСИ. Счетчики – расходомеры массовые «Micro Motion» фирмы «Fisher Rosemount». Методика поверки передвижной поверочной установкой МЭУ-100-4,0»</p> <p>МИ 3151-2008 «ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые. Методика поверки на месте эксплуатации трубопоршневой поверочной установкой в комплекте с поточным преобразователем плотности»</p> <p>МИ 3272-2010 «ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые. Методика поверки на месте эксплуатации компакт-прувером в комплекте с турбинным преобразователем расхода и поточным преобразователем плотности»</p> <p>МИ 3313-2011 «Рекомендация. ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые. Методика поверки с помощью эталонного счетчика-расходомера массового»</p> <p>МП 0067-1-2013 «ГСИ. Расходомеры-счетчики массовые. Методика поверки с применением установки поверочной УЭПМ-АТ»</p>
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм2	<p>МИ 2366-2005 «Рекомендация. ГСИ. Влагомеры нефти типа УДВН. Методика поверки»</p> <p>МП 0309-6-2015 «Инструкция. ГСИ. Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм. Методика поверки»</p>
Преобразователи измерительные 644	«Преобразователи измерительные 248, 644, 3144Р, 3244MV. Методика поверки» утв. ФГУП «ВНИИМС» 10.2004 г.
Преобразователи измерительные Rosemount 644	12.5314.000.00 МП «Преобразователи измерительные Rosemount 644, Rosemount 3144Р. Методика поверки»

Наименование СИ	НД
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65	ГОСТ 8.461-2009 «ГСИ. Термопреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля. Методика поверки»
Термопреобразователи сопротивления Rosemount 0065	ГОСТ 8.461-2009 «ГСИ. Термопреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля. Методика поверки»
Преобразователи давления измерительные 2088	МИ 1997-89 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки» МП 4212-068-2015 «Преобразователи давления измерительные 2088. Методика поверки»
Преобразователи давления измерительные 3051	МП 4212-021-2015 «Преобразователи давления измерительные 3051. Методика поверки»
Преобразователи давления измерительные 2051	МП 4212-025-2013 «Преобразователи давления измерительные 2051. Методика поверки»
Измерительно-вычислительные контроллеры Omni 6000	МИ 3156-2008 «ГСИ. Измерительно-вычислительные контроллеры OMNI – 6000, OMNI – 3000, входящие в состав систем измерений количества и показателей качества нефти и нефтепродуктов. Методика поверки» «Рекомендация. ГСИ. Измерительно-вычислительные контроллеры OMNI-3000/6000 и их модификации OMNI-3000 PC, OMNI-3000/6000 NEMA-4 и OMNI-3000/6000 NEMA-7. Методика поверки»
Счетчики нефти турбинные МИГ	БН.10-02РЭ «Методика поверки», согл. ФГУП «ВНИИР» в 12.2003 г. МП 0447-1-2016 «Инструкция. ГСИ. Преобразователи расхода турбинные НОРД, МИГ-М. Методика поверки», утв. ФГУП «ВНИИР» 06.2016 г.
Первичные измерительные преобразователи объемной доли воды в нефти ПИП-ВСН	МИ 3303-2011 «ГСИ. Влагомеры нефти поточные. Методика поверки»
Термометры ртутные стеклянные лабораторные	ГОСТ 8.279-78 «Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методы и средства поверки»
Манометры показывающие для точных измерений МПТИ	«Манометры, вакууметры и мановакууметры показывающие для точных измерений МПТИ, ВПТИ и МВПТИ. Методика поверки» 5Ш0.283.421 МП, утв. ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г.

6.4.2 Определение относительной погрешности измерений массы сырой нефти.

При прямом методе динамических измерений за погрешность измерений массы сырой нефти δM , %, принимают пределы допускаемой относительной погрешности измерений ПР.

Относительная погрешность ПР в диапазоне расходов на рабочей измерительной линии (далее – ИЛ) не должна превышать $\pm 0,25\%$, относительная погрешность ПР в диапазоне расходов на резервно-контрольной ИЛ не должна превышать $\pm 0,20\%$.

Значения пределов относительной погрешности измерений массы сырой нефти не должны превышать $\pm 0,25\%$.

7 Оформление результатов поверки

7.1 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке СИКНС в соответствии с требованиями документа «Порядок проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», утвержденного приказом Минпромторга России № 1815 от 02.07.2015 г. На оборотной стороне свидетельства о поверке системы указывают:

- наименование измеряемой среды;
- значения пределов относительной погрешности измерений массы сырой нефти;
- идентификационные признаки ПО СИКНС.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКНС.

7.2 При отрицательных результатах поверки СИКНС к эксплуатации не допускают, свидетельство о поверке аннулируют и выдают извещение о непригодности к применению в соответствии с документом «Порядок проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», утвержденным приказом Минпромторга России № 1815 от 02.07.2015 г.

Приложение А
(рекомендуемое)

Форма протокола подтверждения соответствия ПО СИКНС

Место проведения поверки: _____

Наименование СИ: _____

Заводской номер СИ: № _____

Идентификационные данные ПО _____:

(наименование ПО)

Идентификационные данные	Значение, полученное во время поверки СИКНС	Значение, указанное в описании типа СИКНС
Идентификационное наименование ПО		
Номер версии (идентификационный номер ПО)		
Цифровой идентификатор ПО		
Другие идентификационные данные		

Заключение: ПО СИКНС соответствует/не соответствует ПО, зафиксированному во время испытаний в целях утверждения типа СИКНС.

Должность лица проводившего поверку: _____
(подпись) (инициалы, фамилия)

Дата поверки: « _____ » _____ 20__ г.