

УТВЕРЖДАЮ

Директор ОП ГНМЦ
АО «Нефтеавтоматика»



М.С. Немиров

2018 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

Система измерений количества и параметров нефти сырой на УПСВ
(УПСВ-2) Верхне-Пурпейского месторождения

Методика поверки

НА.ГНМЦ.0295-18 МП

РАЗРАБОТАНА

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

ИСПОЛНИТЕЛИ:

Гордеев Е.Ю.,
Давыдова Е.Н.

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и параметров нефти сырой на УПСВ (УПСВ-2) Верхне-Пурпейского месторождения (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
Рабочий диапазон плотности измеряемой среды, кг/м ³	от 820,0 до 880,0
Рабочий диапазон температуры измеряемой среды, °С	от +5 до +58
Рабочий диапазон давления измеряемой среды, МПа	от 0,4 до 4,0
Объемная доля воды в сырой нефти, %	не более 10,0
Диапазон измерений массового расхода сырой нефти, т/ч	от 5 до 50

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 измерительно-вычислительного комплекса Вектор-02 (далее – ИВК).

Чтобы определить идентификационные данные ПО ИВК необходимо выполнить нижеперечисленные процедуры.

В меню навигации выбрать пункт «Сервис». В меню «Сервис» выбрать пункт «О программе». На экран выводится окно, в левом нижнем углу которого указан номер версии (идентификационный номер) ПО. При нажатии на клавишу «Рассчитать» в строке «Контр.Сумма CRC32:» появится цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода), рассчитанный по алгоритму CRC-32.

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

6.2.2 Если идентификационные данные ПО, указанные в описании типа СИКНС, и полученные в ходе выполнения п.6.2.1 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 CMF 200 (далее – ПР)	<p>МП 45115-16 «ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion. Методика поверки» с изменением №1</p> <p>МИ 3151-2008 «Счетчики-расходомеры массовые. Методика поверки на месте эксплуатации трубопоршневой поверочной установкой в комплекте с поточным преобразователем плотности»</p> <p>МИ 3272-2010 «Счетчики-расходомеры массовые. Методика поверки на месте эксплуатации компак-прувером в комплекте с турбинным преобразователем расхода и поточным преобразователем плотности»</p> <p>МИ 3189-2009 «Рекомендация. ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion фирмы «Emerson Process Management». Методика поверки комплектом трубопоршневой поверочной установки и поточного преобразователя плотности»</p> <p>МИ 3313-2011 «ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые. Методика поверки с помощью эталонного счетчика-расходомера массового»</p>
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм3	<p>МП 0309-6-2015 «Инструкция. ГСИ. Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм. Методика поверки»</p> <p>МИ 2366-2005 «Рекомендация. Государственная система обеспечения единства измерений. Влагомеры нефти типа УДВН. Методика поверки»</p> <p>МИ 3303-2011 «ГСИ. Влагомеры нефти поточные. Методика поверки»</p>
Датчик избыточного давления Метран-150TG3	МП 4212-012-2013 «Датчики давления Метран-150. Методика поверки»
Датчик температуры Термопреобразователь сопротивления ТСМУ JUMO	МП 60922-15 «Термопреобразователь сопротивления 90.2020, 90.2050, 90.2210, 90.2220, 90.2230, 90.2240, 90.2250, 90.2820. Методика поверки»
Расходомер жидкости турбинный ЕНХА	<p>МП 11735-06:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. «Государственная система обеспечения единства измерений, Расходомеры жидкости турбинные типов RTF и PNF. Методика поверки» 2. «Расходомеры жидкости турбинные типов RTF и PNF. Рабочие эталоны. Методика поверки» 3. «Расходомеры жидкости турбинные типов RTF и PNF. Инструкция по поверке»

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 $\pm 0,25\%$.

6.4.3 Определение пределов допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти.

Пределы относительной погрешности измерений массы нетто нефти δM_H , %, вычисляют по формуле:

$$\delta M_H = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_M^2 + \left(\frac{\Delta_{W_B}}{1 - \frac{W_B}{100}}\right)^2 + \left(\frac{\Delta_{W_{МП}} + \Delta_{W_{ХС}}}{1 - \frac{W_{МП} + W_{ХС}}{100}}\right)^2}, \quad (1)$$

где Δ_{W_B} - пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений массовой доли воды в сырой нефти, %;

W_B - массовая доля воды в сырой нефти, %;

$\Delta_{W_{ХС}}$ - пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений массовой доли хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти, %;

$W_{ХС}$ - массовая доля хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти, %;

$\Delta_{W_{МП}}$ - пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений массовой доли механических примесей в обезвоженной дегазированной нефти, %;

$W_{МП}$ - массовая доля механических примесей в обезвоженной дегазированной нефти, %.

Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения массовой доли воды в сырой нефти Δ_{W_B} , % рассчитывают по формуле:

$$\Delta_{W_B} = \frac{\Delta\varphi_B \cdot \rho_{B_{20}}}{\left(1 - \frac{\varphi_B}{100}\right) \cdot \rho_{H_{20}} + \frac{\varphi_B}{100} \cdot \rho_{B_{20}}}, \quad (2)$$

где $\Delta\varphi_B$ - пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений объемной доли воды поточного влагомера, %;

φ_B - объемная доля воды в сырой нефти, измеренная поточным влагомером, %;

$\rho_{B_{20}}$ - плотность пластовой воды при 20°C, кг/м³;

$\rho_{H_{20}}$ - плотность обезвоженной дегазированной нефти при 20°C.

Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения массовой доли механических примесей в обезвоженной дегазированной нефти $\Delta_{W_{МП}}$, %, рассчитывают по формуле:

$$\Delta_{w_{мп}} = \pm \sqrt{\frac{R_{мп}^2 - 0,5 \cdot r_{мп}^2}{2}}, \quad (3)$$

где $R_{мп}, r_{мп}$ - воспроизводимость и повторяемость метода измерений массовой доли механических примесей в обезвоженной дегазированной нефти по ГОСТ 6370, %.

Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения массовой доли хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти $\Delta_{w_{хс}}$, %, рассчитывают в соответствии с ГОСТ 33701 с учетом пересчета в единицы массовой доли хлористых солей по формуле:

$$\Delta_{w_{хс}} = \pm \frac{0,1}{\rho_{20}} \sqrt{\frac{R_{хс}^2 - 0,5 \cdot r_{хс}^2}{2}}, \quad (4)$$

где $R_{хс}, r_{хс}$ - воспроизводимость и повторяемость метода измерений массовой концентрации хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти по ГОСТ 21534, %.

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти при объемной доле воды в сырой нефти до 5% не должны превышать $\pm 0,35\%$, при объемной доле воды в сырой нефти от 5% до 10% не должны превышать $\pm 0,4\%$.

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.