

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 ДНС-8

Усть-Харампурского месторождения

Методика поверки

НА.ГНМЦ.0300-18 МП

РАЗРАБОТАНА

Обособленным подразделением Головной научный метрологический центр АО «Нефтеавтоматика» в г. Казань

(ОП ГНМЦ АО «Нефтеавтоматика»)

ИСПОЛНИТЕЛИ:

Целищева Е.Ю.,
Сайфугалиев Б.Ш.

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и параметров нефти сырой на ДНС-8 Усть-Харампурского 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 800,0 до 950,0
Рабочий диапазон температуры измеряемой среды, °С	от +5 до +50
Рабочий диапазон давления измеряемой среды, МПа	от 0,3 до 4,0
Объемная доля воды в сырой нефти, %	не более 10,0
Диапазон измерений массового расхода сырой нефти, т/ч	от 5 до 70

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)	МП 45115-16 «ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion. Методика поверки» с изменением №1 МИ 3151-2008 «Счетчики-расходомеры массовые. Методика поверки на месте эксплуатации трубопоршневой поверочной установкой в комплекте с поточным преобразователем плотности» МИ 3272-2010 «Счетчики-расходомеры массовые. Методика поверки на месте эксплуатации компак-прувером в комплекте с турбинным преобразователем расхода и поточным преобразователем плотности» МИ 3189-2009 «Рекомендация. ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion фирмы «Emerson Process Management». Методика поверки комплектом трубопоршневой поверочной установки и поточного преобразователя плотности» МИ 3313-2011 «ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые. Методика поверки с помощью эталонного счетчика-расходомера массового»
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм3	МП 0309-6-2015 «Инструкция. ГСИ. Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм. Методика поверки» МИ 2366-2005 «Рекомендация. Государственная система обеспечения единства измерений. Влагомеры нефти типа УДВН. Методика поверки» МИ 3303-2011 «ГСИ. Влагомеры нефти поточные. Методика поверки»
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»

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:

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

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

W_B - массовая доля воды в сырой нефти, %;

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

W_{XC} - 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 $\Delta_{W_{XC}}$, %, рассчитывают в

соответствии с ГОСТ 33701 с учетом пересчета в единицы массовой доли хлористых солей по формуле:

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

где $R_{\text{ХС}}, r_{\text{ХС}}$ - 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.