

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-1
(ДНС-19) Южно-Харампурского месторождения

Методика поверки

НА.ГНМЦ.0303-18 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 ДНС-1 (ДНС-19) Южно-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 +40
Рабочий диапазон давления измеряемой среды, МПа	от 0,2 до 4,0
Массовая доля воды в сырой нефти, %	не более 10,0
Диапазон измерений массового расхода сырой нефти, т/ч	от 5 до 120

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 ОКТОПУС-Л (далее – ИВК).

Чтобы определить идентификационные данные ПО ИВК необходимо выполнить нижеперечисленные процедуры.

При выборе пункта меню «СИСТ. ПАРАМЕТРЫ» появятся подпункты, среди которых нужно выбрать подпункт «СВЕДЕНИЯ о ПО». На дисплее в первой строке в поле «АЛГОРИТМЫ:» отобразится номер версии (идентификационный номер) ПО, в поле «CRC32:» появится цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода).

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
Счетчик-расходомер массовый Micro Motion CMF 300 (далее – ПР)	Рекомендация. ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion фирмы Fisher-Rosemount. Методика поверки поверочной установкой «ВСП-М» Рекомендация. ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion фирмы Fisher-Rosemount. Методика поверки» 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.»
Влагомер нефти поточный 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 ТС5008	Методика поверки, содержащаяся в руководстве по эксплуатации 5Ш0.283.000 РЭ
Расходомер-счетчик ультразвуковой Optisonic 3400	МП РТ 1849-2014 «Расходомеры-счетчики ультразвуковые OPTISONIC 3400. 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 $\delta_{МН}$, %, определяют по формуле:

$$\delta_{МН} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\frac{\delta_{Мбр} + \frac{\Delta W_{\text{влаг (осн)}}^2 + \Delta W_{\text{влаг (доп)}}^2 + \Delta W_{\text{х.с}}^2 + \Delta W_{\text{м.п}}^2}{1,1}}{(1 - \frac{W_{\text{м.в}} + W_{\text{х.с}} + W_{\text{м.п}}}{100})^2}}, \quad (1)$$

где $\Delta W_{\text{влаг (осн)}}$ – основная абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в сырой нефти влагомером, %, (определяют по формуле (2));

$\Delta W_{\text{влаг (доп)}}$ – дополнительная абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в сырой нефти влагомером при измерении температуры сырой нефти на 10°C , %, (определяют по формуле (3));

$\Delta W_{\text{х.с}}$ – абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей в сырой нефти, %, (определяют по формуле (5));

$\Delta W_{\text{м.п}}$ – абсолютная погрешность определения массовой доли механических примесей в сырой нефти, %;

$W_{\text{хс}}$ – массовая доля хлористых солей в сырой нефти, %;

$W_{\text{мп}}$ – массовая доля механических примесей в сырой нефти, %;

$W_{\text{мв}}$ – массовая доля воды в сырой нефти, измеренная влагомером %.

Основную абсолютную погрешность измерений массовой доли воды в сырой нефти влагомером, $\Delta W_{\text{влаг (осн)}}$, %, определяют по формуле:

$$\Delta W_{\text{влаг (осн)}} = \pm \frac{\Delta_{\text{влаг (осн)}} \cdot \rho_{\text{в}}}{\rho_{\text{сн}}}, \quad (2)$$

где $\Delta_{\text{влаг (осн)}}$ – основная абсолютная погрешность измерений объемной доли воды влагомером, %;

$\rho_{\text{в}}$ – плотность воды в условиях измерения массы сырой нефти, кг/м^3 ;

$\rho_{\text{сн}}$ – плотность сырой нефти в условиях измерения массы сырой нефти, кг/м^3 .

Дополнительную абсолютную погрешность измерений массовой доли воды в сырой нефти влагомером при измерении температуры сырой нефти на 10°C , $\Delta W_{\text{влаг (доп)}}$, %, определяют по формуле:

$$\Delta W_{\text{влаг (доп)}} = \pm \frac{\Delta_{\text{влаг (доп)}} \cdot \rho_{\text{в}}}{\rho_{\text{сн}}}, \quad (3)$$

где $\Delta_{\text{влаг (доп)}}$ – дополнительная абсолютная погрешность измерений объемной доли воды в сырой нефти влагомером при измерении температуры сырой нефти на 10°C , %;

$\rho_{\text{с}}^{\text{p}}$ – плотность воды в условиях измерения массы сырой нефти, кг/м^3 ;

$\rho_{\text{г}}$ – плотность сырой нефти в условиях измерения массы сырой нефти, кг/м^3 .

Дополнительную абсолютную погрешность измерений объемной доли воды влагомером при измерении температуры сырой нефти на 10°C от средней температуры рабочего диапазона 20°C , $\Delta_{\text{влаг (доп)}}$, определяют по формуле:

$$\Delta_{\text{влаг (доп)}} = \pm \frac{(t_{\text{сн}} - 20)}{10} \cdot \Delta_{\text{влаг (доп.т10)}}, \quad (4)$$

где $\Delta_{\text{влаг (доп.т10)}}$ – дополнительная абсолютная погрешность измерений объемной доли воды в сырой нефти влагомером при измерении температуры сырой нефти на 10°C, %.

Пределы абсолютных погрешностей определений массовых долей механических примесей и хлористых солей ($\Delta W_{\text{хс}}$, $\Delta W_{\text{мп}}$), вычисляют в соответствии с ГОСТ Р 8.580. Для доверительной вероятности $P = 0,95$ и двух измерений соответствующего показателя качества сырой нефти абсолютную погрешность измерений показателя качества ΔW , %, определяют по формуле:

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

где R и r – воспроизводимость и повторяемость (сходимость) метода определения соответствующего показателя качества сырой нефти, выраженные в массовых долях.

Значения воспроизводимости R и повторяемости (сходимости) r методов определения массовых долей механических примесей приведены в ГОСТ 6370.

Значение повторяемости (сходимости) r метода определения содержания хлористых солей по ГОСТ 21534 выраженное в массовых долях определяют по формуле:

$$r = \frac{0,1 \cdot r_{\text{хс}}}{\rho_{20}}, \quad (6)$$

где $r_{\text{хс}}$ – повторяемость (сходимость) метода по ГОСТ 21534, мг/дм³;
 ρ_{20} – плотность анализируемой сырой нефти при 20°C, кг/м³.

Воспроизводимость R метода определения содержания хлористых солей принимают равной удвоенному значению повторяемости (сходимости) r .

Массовую долю хлористых солей в сырой нефти $\Delta W_{\text{хс}}$, %, определяют по формуле:

$$\Delta W_{\text{хс}} = \pm \frac{W_{\text{к.х.с}} \cdot 10^{-3}}{\rho_{20}} \cdot 100\%, \quad (7)$$

где $W_{\text{к.х.с}}$ – массовая концентрация хлористых солей в сырой нефти, кг/м³;
 ρ_{20} – плотность анализируемой сырой нефти при 20°C, кг/м³.

Массовую долю воды $W_{\text{м.в}}$ в нефти определяют по формуле:

$$W_{\text{м.в}} = \varphi \cdot \frac{\rho_{\text{в}}}{\rho}, \quad (8)$$

где φ – объемная доля воды в нефти, %;
 $\rho_{\text{в}}$ – плотность воды в условиях измерения массы сырой нефти, кг/м³.
 ρ – плотность сырой нефти в условиях измерения массы сырой нефти, кг/м³.

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти при измерении объемной доли воды в сырой нефти поточным влагомером 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.