


УТВЕРЖДАЮ

Директор ОП ГНМЦ  
АО «Нефтеавтоматика»



 М.С. Немиров  
« 03 » 09 2018 г.

## ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

**Система измерений количества и параметров нефти сырой  
(СИКНС) на ДНС-ЮВ Мамонтовского месторождения**

**Методика поверки**

**НА.ГНМЦ.0305-18 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 (СИКНС) на ДНС-ЮВ Мамонтовского 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).
  - 1.4.3 Определение пределов допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти (п.п. 6.4.3).

## **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 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      |
|----------------------------------|---------------|
| Изменяемая среда                 | нефть сырая   |
| Температура измеряемой среды, °С | от +40 до +70 |
| Давление измеряемой среды, МПа   | от 0,5 до 4,0 |

#### 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 автоматизированного рабочего места – ПО «ПЕТРОЛСОФТ(С)» (далее – АРМ оператора).

Чтобы определить идентификационные данные ПО АРМ оператора необходимо выполнить следующие процедуры: в верхней левой части основной мнемосхемы АРМ оператора нажать кнопку «О программе»; после нажатия появится окно «О программе», в котором отобразятся идентификационное наименование, номер версии и цифровой идентификатор ПО АРМ оператора (для расчета цифрового идентификатора в окне «О программе» нужно нажать кнопку «Расчитать MD5»). Полученные идентификационные данные ПО АРМ оператора заносят в протокол по форме приложения А.

6.2.2 Проверка идентификационных данных ПО комплекса измерительно-вычислительного «ОКТОПУС-Л» («ОСТОРUS-L») (далее - ИВК).

6.2.2.1 Чтобы определить идентификационные данные ПО ИВК необходимо выполнить следующие действия: в экранной форме основного меню выбрать с помощью кнопок перемещения пункт «СИСТ. ПАРАМЕТРЫ» и нажать кнопку «Enter» (в виде изогнутой стрелочки); в появившемся подменю выбрать с помощью кнопок перемещения подпункт «СВЕДЕНИЯ о ПО» и нажать кнопку «Enter», после чего на экране в виде текста отобразятся идентификационные

данные метрологически значимой части ПО ИВК. Занести информацию с экрана в протокол по форме приложения А.

**П р и м е ч а н и е** – Для перехода в основное меню ПО ИВК из других подменю необходимо нажать на кнопку перемещения вниз «↓».

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 поэлементным способом в соответствии с НД, приведенными в таблице 2.

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

| Наименование СИ  | НД   |
|--|--|
| Расходомеры массовые Promass (далее – ПР)                            | МП 15201-11 «ГСИ. Расходомеры массовые Promass. Методика поверки» с изменением №2  |
| Термопреобразователи сопротивления платиновые серии TR               | МП 49519-12 «Термопреобразователи сопротивления платиновые серий TR, TST. Методика поверки»  |
| Преобразователи измерительные серии iTEMP TMT                        | МП 57947-14 Преобразователи измерительные серии iTEMP TMT. Методика поверки»   |
| Преобразователи давления измерительные Cerabar S PMP, Deltabar S PMD | МП 41560-09 «Преобразователи давления и уровня измерительные давления измерительные Cerabar, Deltabar и Waterpilot производства фирмы «Endress+Hauser GmbH+Co.KG», Германия» |
| Расходомеры-счетчики ультразвуковые OPTISONIC 3400                   | МП РТ 1849-2014 «Расходомеры-счетчики ультразвуковые OPTISONIC 3400. Методика поверки»   |
| Комплексы измерительно-вычислительные «ОКТОПУС-Л» («ОСТОПУС-Л»)      | МП 0177-2-2014 «Инструкция. ГСИ. Комплексы измерительно-вычислительные «ОКТОПУС-Л» («ОСТОПУС-Л»). Методика поверки. С изменением №1»   |
| Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм                                    | МП 0309-6-2015 «Инструкция. ГСИ. Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм. Методика поверки»<br><br>МИ 2366-2005 «Рекомендация. ГСИ. Влагомеры нефти типа УДВН. Методика поверки»   |
| Термометры   | МП 46078-16 «Термометры биметаллические показывающие. Методика поверки»  |



| Наименование СИ        | НД  |
|------------------------|---|
| Манометры показывающие | <p>МИ 2124-90 «ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры, тягонапоромеры показывающие и самопишущие. Методика поверки»</p> <p>МП 4212-117-64115539-2016 «ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, точных измерений МТИф, ВТИф, МВТИф. Методика поверки»</p> |

6.4.2 Определение относительной погрешности измерений массы сырой нефти.

При прямом методе динамических измерений за погрешность измерений массы сырой нефти  $\delta M$ , %, 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 контрольно-резервной 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 относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти.

Пределы относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти  $\delta M_n$ , %, вычисляют по формуле

$$\delta M_n = \pm 1,1 \sqrt{\delta M_c^2 + \left(\frac{\Delta W_w}{1 - \frac{W_{ms}}{100}}\right)^2 + \left(\frac{\Delta W_{сг}}{1 - \frac{W_{сгв}}{100}}\right)^2 + \left(\frac{\Delta W_{рг}}{1 - \frac{W_{ргв}}{100}}\right)^2 + \left(\frac{\Delta W_{xc}}{1 - \frac{W_{xcв}}{100}}\right)^2 + \left(\frac{\Delta W_{мп}}{1 - \frac{W_{мпв}}{100}}\right)^2}, \quad (1)$$

где  $\delta M_c$  – пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы сырой нефти, значение которых принимают равными пределам допускаемой относительной погрешности измерений ПР, %;

$\Delta W_w$  – абсолютная погрешность определения массовой доли воды в сырой нефти, %;

$W_{ms}$  – верхний предел измерений массовой доли воды в сырой нефти, %;

$\Delta W_{сг}$  – абсолютная погрешность определения массовой доли свободного газа в сырой нефти, %;

$W_{сгв}$  – верхний предел измерений массовой доли свободного газа в сырой нефти, %;

$\Delta W_{рг}$  – абсолютная погрешность определения массовой доли растворенного газа в сырой нефти, %;

$W_{ргв}$  – верхний предел измерений массовой доли растворенного газа в сырой нефти, %;

$\Delta W_{xc}$  – абсолютная погрешность определения массовой доли хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти, %;

$W_{xcв}$  – верхний предел измерений массовой доли хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти, %;

$\Delta W_{мп}$  – абсолютная погрешность определения массовой доли механических примесей в обезвоженной дегазированной нефти, %;

$W_{мпв}$  – верхний предел измерений массовой доли механических примесей в

обезвоженной дегазированной нефти, %.

Абсолютную погрешность определения массовой доли воды в сырой нефти при измерении объемной доли воды в сырой нефти с помощью влагомера  $\Delta W_w$ , % массы, вычисляют по формуле

$$\Delta W_w = \pm \frac{\Delta W \cdot \rho_w^p}{\rho_c^p}, \quad (2)$$

где  $\Delta W$  – пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений объемной доли воды в сырой нефти, принимаемые равными пределам допускаемой абсолютной погрешности поточного влагомера, %;

$\rho_w^p$  – плотность воды в рабочих условиях, кг/м<sup>3</sup>;

$\rho_c^p$  – плотность сырой нефти в рабочих условиях, кг/м<sup>3</sup>.

Абсолютную погрешность измерений массовой доли воды в сырой нефти при ее определении в лаборатории  $\Delta W_w$ , % массы, вычисляют по формуле

$$\Delta W_w = \pm \frac{\rho_{ms}^{cm}}{\rho_{cn}^{cm} \cdot \left(1 - \frac{W}{100}\right) + \rho_{ms}^{cm} \cdot \frac{W}{100}} \cdot \sqrt{\frac{R_w^2 - r_w^2 \cdot 0,5}{2}}, \quad (3)$$

где  $W$  – объемная доля пластовой воды в сырой нефти, %;

$\rho_{ms}^{cm}$  – плотность пластовой воды при стандартных условиях, кг/м<sup>3</sup>;

$\rho_{cn}^p$  – плотность сырой нефти в рабочих условиях, кг/м<sup>3</sup>;

$R_w$  – воспроизводимость метода по ГОСТ 2477-2014, %;

$r_w$  – сходимости метода по ГОСТ 2477-2014, %.

Абсолютную погрешность определения массовой доли свободного газа в сырой нефти  $\Delta W_{св}$ , % массы, вычисляют по формуле

$$\Delta W_{св} = \pm \frac{\Delta V_{св} \cdot \frac{P_{БНК} + P_{см}}{P_{см}} \cdot \rho_g}{\rho_c^p}, \quad (4)$$

где  $\Delta V_{св}$  – пределы абсолютной погрешности определения объемной доли свободного газа при стандартных условиях в единице объема сырой нефти при рабочих условиях по МИ 2575-2000, %;

$P_{БНК}$  – давление в блоке измерений параметров нефти сырой, МПа;

$P_{см}$  – абсолютное давление в стандартных условиях равное 0,101325 МПа;

$\rho_g$  – плотность свободного газа при стандартных условиях, кг/м<sup>3</sup>;

$\rho_c^p$  – плотность сырой нефти в рабочих условиях, кг/м<sup>3</sup>.

Абсолютную погрешность определения массовой доли растворенного газа в сырой нефти  $\Delta W_{рв}$ , % массы, вычисляют по формуле

$$\Delta W_{рв} = \pm \frac{\Delta V_{рв} \cdot \rho_g}{\rho_c^p} \cdot 100, \quad (5)$$

где  $\Delta V_{рв}$  – пределы абсолютной погрешности определения объемной доли растворенного газа при стандартных условиях в единице объема сырой нефти при рабочих условиях по МИ 2575-2000;

$\rho_c^p$  – плотность сырой нефти в рабочих условиях, кг/м<sup>3</sup>;

$\rho_g$  – плотность растворенного газа при стандартных условиях, кг/м<sup>3</sup>.

Абсолютную погрешность определения в лаборатории массовой доли хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти  $\Delta W_{xc}$ , % массы, вычисляют по формуле



$$\Delta W_{xc} = \pm \frac{0,1 \cdot \Delta \varphi_c}{\rho_n^{cm}}, \quad (6)$$

где  $\rho_n^{cm}$  – плотность обезвоженной дегазированной нефти при стандартных условиях, кг/м<sup>3</sup>;

$\Delta \varphi_c$  – пределы абсолютной погрешности определения массовой концентрации хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти по ГОСТ 21534-76, г/м<sup>3</sup>, вычисляются по формуле

$$\Delta \varphi_c = \pm \sqrt{\frac{(2 \cdot r_c)^2 - r_c^2 \cdot 0,5}{2}},$$

где  $r_c$  – сходимостъ метода определения массовой концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534-76, г/м<sup>3</sup>.

Абсолютную погрешность определения в лаборатории массовой доли механических примесей в обезвоженной дегазированной нефти  $\Delta W_{mn}$ , % массы, вычисляют по формуле

$$\Delta W_{mn} = \pm \sqrt{\frac{R_{mn}^2 - r_{mn}^2 \cdot 0,5}{2}}, \quad (8)$$

где  $R_{mn}$  и  $r_{mn}$  – воспроизводимостъ и сходимостъ метода определения массовой доли механических примесей по ГОСТ 6370-83, % массы.

Значения пределов относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти в диапазоне объемной доли воды в сырой нефти от 0 % до 5 %:

- при измерении объемной доли воды в сырой нефти поточным влагомером не должны превышать:  $\pm 0,35\%$ ;

- при определении массовой доли воды в испытательной лаборатории не должны превышать:  $\pm 0,74\%$ .

## 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.