

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 УПСВ-2 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 «Рассчитать 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 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» 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, напорометры, тягонапорометры 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 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 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 δM_n , %, вычисляют по формуле

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

где δM_c – пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы сырой нефти, значение которых принимают равными пределам допускаемой относительной погрешности измерений ПР, %;

ΔW_w – абсолютная погрешность определения массовой доли воды в сырой нефти, %;

W_{wg} – 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, %;

ΔW_{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, %;

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

$W_{миг}$ – 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 ΔW_w , % массы, вычисляют по формуле

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

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

ρ_w^p – плотность воды в рабочих условиях, кг/м³;

ρ_c^p – плотность сырой нефти в рабочих условиях, кг/м³.

Абсолютную погрешность измерений массовой доли воды в сырой нефти при ее определении в лаборатории ΔW_w , % массы, вычисляют по формуле

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

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

ρ_{nw}^{cm} – плотность пластовой воды при стандартных условиях, кг/м³;

ρ_{cn}^p – плотность сырой нефти в рабочих условиях, кг/м³;

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

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

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, %;

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

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

ρ_c – плотность свободного газа при стандартных условиях, кг/м³;

ρ_c^p – плотность сырой нефти в рабочих условиях, кг/м³.

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

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

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;

ρ_c^p – плотность сырой нефти в рабочих условиях, кг/м³;

ρ_c – плотность растворенного газа при стандартных условиях, кг/м³.

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

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

где $\rho_{н}^{cm}$ – плотность обезвоженной дегазированной нефти при стандартных условиях, кг/м³;

$\Delta \varphi_c$ – пределы абсолютной погрешности определения массовой концентрации хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти по ГОСТ 21534-76, г/м³, 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/м³.

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

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

где $R_{\text{мн}}$ и $r_{\text{мн}}$ – 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.