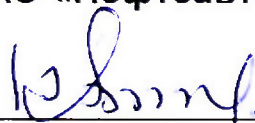


УТВЕРЖДАЮ

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» 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	МИ 2124-90 «ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напорометры, тягонапорометры показывающие и самопишущие. Методика поверки» МП 4212-117-64115539-2016 «ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, точных измерений МТИф, ВТИф, МВТИф. 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 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

$$\delta M_n = \pm 1,1 \sqrt{\delta M_c^2 + \left(\frac{\Delta W_w}{1 - \frac{W_{wg}}{100}} \right)^2 + \left(\frac{\Delta W_{cг}}{1 - \frac{W_{сгв}}{100}} \right)^2 + \left(\frac{\Delta W_{pг}}{1 - \frac{W_{pгв}}{100}} \right)^2 + \left(\frac{\Delta W_{xc}}{1 - \frac{W_{xcв}}{100}} \right)^2 + \left(\frac{\Delta W_{мн}}{1 - \frac{W_{мнв}}{100}} \right)^2}, \quad (1)$$

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, %;

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

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

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

$W_{pгв}$ – 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, %;

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

$W_{мнв}$ – 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

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

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_{cm} – абсолютное давление в стандартных условиях равное 0,101325 МПа;

ρ_g – 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

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

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;

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

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

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

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

где ρ_n^{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 ΔW_{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.