

УТВЕРЖДАЮ

**Директор ОП ГНМЦ
АО «Нефтеавтоматика»**

 М.С. Немиров

« 12 » 04 2019 г.



ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

**Система измерений количества и параметров нефти сырой
(СИКНС) на ДНС-3Н Усть-Балыкского месторождения**

ООО «РН-Юганскнефтегаз»

Методика поверки

НА.ГНМЦ.0346-19 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-3Н Усть-Балыкского месторождения ООО «РН-Юганскнефтегаз» (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.

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.

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 автоматизированного рабочего места – «Rate APM оператора УНН» (далее – АРМ оператора).

6.2.1.1 Чтобы определить идентификационные данные АРМ оператора необходимо нажать кнопку «Версия...» на мониторе АРМ оператора, расположенную вверху основной мнемосхемы. Появится окно «О программе», в котором нужно нажать кнопку «Получить данные по библиотеке», после чего в окне отобразятся идентификационные данные метрологически значимой части ПО АРМ оператора.

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 1.

Т а б л и ц а 1 – Перечень НД на поверку СИ

Наименование СИ	НД
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion (далее – ПР)	«Рекомендация. ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion. Методика поверки», утв. ВНИИМС 25.07.2010г. МИ 3272-2010 «ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые. Методика поверки на месте эксплуатации компакт-прувером в комплекте с турбинным преобразователем расхода и поточным преобразователем плотности»
Термопреобразователи сопротивления Rosemount 0065	ГОСТ 8.461-2009 «ГСИ. Термопреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля. Методика поверки»
Преобразователи измерительные Rosemount 644	12.5314.000.00 МП Преобразователи измерительные Rosemount 644, Rosemount 3144Р. Методика поверки»
Датчики давления Метран-150	МП 4212-012-2013 «Датчики давления Метран-150. Методика поверки»
Расходомеры ультразвуковые UFM 3030	МП 48218-11 «ГСИ. Расходомеры ультразвуковые UFM 3030, UFM 3030-300, UFM 500-030, UFM 500-300. Методика поверки»
Комплексы измерительно-вычислительные «ОКТОПУС-Л» («OCTOPUS-L»)	«ГСИ. Инструкция. ГСИ. Комплекс измерительно-вычислительный «ОКТОПУС-Л» («OCTOPUS-L»). Методика поверки», утв. ГЦИ СИ ФГУП ВНИИР 18.12.2009г.
Влагомеры нефти микроволновые MBH-1	МП 0379-6-2015 «Инструкция. ГСИ. Влагомеры нефти микроволновые MBH-1. Методика поверки»
Термометры	ГОСТ 8.279-78 «Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методы и средства поверки»
Манометры показывающие	МИ 2124-90 «ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напорометры, тягонапорометры показывающие и самопишущие. Методика поверки» 5Ш0.283.421 МП «Манометры, вакуумметры и мановакуумметры показывающие для точных измерений МПТИ, ВПТИ и МВПТИ. 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 на рабочей измерительной линии (далее – ИЛ) в диапазоне расхода не должна превышать $\pm 0,25\%$, относительная погрешность ПР на контрольно-резервной ИЛ в точке расхода 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

$$\delta M_n = \pm 1,1 \sqrt{\delta M_c^2 + \left(\frac{\Delta W_g}{1 - \frac{W_{mg}}{100}} \right)^2 + \left(\frac{\Delta W_{pg}}{1 - \frac{W_{pgg}}{100}} \right)^2 + \left(\frac{\Delta W_{xc}}{1 - \frac{W_{xcg}}{100}} \right)^2 + \left(\frac{\Delta W_{mn}}{1 - \frac{W_{mng}}{100}} \right)^2} + \delta_{APM}^2, \quad (1)$$

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

ΔW_g – пределы допускаемой абсолютной погрешности определения массовой доли воды в сырой нефти, %;

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

ΔW_{pg} – пределы допускаемой абсолютной погрешности определения массовой доли растворенного газа в сырой нефти, %;

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

ΔW_{xc} – пределы допускаемой абсолютной погрешности определения массовой доли хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти, %;

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

ΔW_{mn} – пределы допускаемой абсолютной погрешности определения массовой доли механических примесей в обезвоженной дегазированной нефти, %;

W_{mng} – верхний предел измерений массовой доли механических примесей в обезвоженной дегазированной нефти, %.

δ_{APM} – пределы допускаемой относительной погрешности АРМ оператора при вычислениях массы нетто сырой нефти, %.

Пределы допускаемой относительной погрешности определения массовой доли воды в сырой нефти при измерении объемной доли воды в сырой нефти с помощью влагомера ΔW_g , %, вычисляют по формуле

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

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

ρ_g^p – плотность воды в рабочих условиях, кг/м^3 ;

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

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массовой доли воды в сырой нефти при ее определении в лаборатории ΔW_g , % массы, вычисляют по формуле

$$\Delta W_g = \pm \frac{\rho_{ng}^{cm}}{\rho_{cn}^{cm} \cdot \left(1 - \frac{W}{100}\right) + \rho_{ng}^{cm} \cdot \frac{W}{100}} \cdot \sqrt{\frac{R_g^2 - r_g^2 \cdot 0,5}{2}}, \quad (3)$$

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

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

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

R_g – воспроизводимость метода по ГОСТ 2477-2014, %;

r_g – сходимостъ метода по ГОСТ 2477-2014, %.

Пределы допускаемой относительной погрешности определения массовой доли растворенного газа в сырой нефти ΔW_{pz} , % массы, вычисляют по формуле

$$\Delta W_{pz} = \pm \frac{\Delta V_{pz} \cdot \rho_z}{\rho_c^p} \cdot 100, \quad (4)$$

где ΔV_{pz} – 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_z – плотность растворенного газа при стандартных условиях, кг/м³.

Пределы допускаемой относительной погрешности определения в лаборатории массовой доли хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти ΔW_{xc} , % массы, вычисляют по формуле

$$\Delta W_{xc} = \pm \frac{0,1 \cdot \Delta \varphi_c}{\rho_n^{cm}}, \quad (5)$$

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, вычисляют по формуле

$$\Delta \varphi_c = \pm \sqrt{\frac{(2 \cdot r_c)^2 - r_c^2 \cdot 0,5}{2}}, \quad (6)$$

где r_c – сходимостъ метода определения массовой концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534-76, г/м³.

Пределы допускаемой относительной погрешности определения в лаборатории массовой доли механических примесей в обезвоженной дегазированной нефти ΔW_{mn} , % массы, вычисляют по формуле

$$\Delta W_{mn} = \pm \sqrt{\frac{R_{mn}^2 - r_{mn}^2 \cdot 0,5}{2}}, \quad (7)$$

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

Значения пределов допускаемой относительной погрешности определения массы нетто сырой нефти при измерении объемной доли воды в ней поточным

влажностью, %, в диапазоне объемной доли воды в сырой нефти, не должны превышать:

- от 0 до 5 $\pm 0,35\%$;
- от 5 до 6 $\pm 0,40\%$.

Значения пределов допускаемой относительной погрешности определения массы нетто сырой нефти при определении массовой доли воды в дегазированной нефти в лаборатории, %, в диапазоне объемной доли воды в сырой нефти, не должны превышать:

- от 0 до 5 $\pm 0,54\%$;
- от 5 до 6 $\pm 0,63\%$.

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 от 02.07.2015 г. № 1815 в редакции Приказа Минпромторга России от 28.12.2018 г. N 5329.

На оборотной стороне свидетельства о поверке системы указывают:

- наименование измеряемой среды;
- значения пределов относительной погрешности измерений массы сырой нефти.

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 от 02.07.2015 г. № 1815 в редакции Приказа Минпромторга России от 28.12.2018 г. N 5329

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: _____

Дата поверки: _____ « _____ » _____ 20__ г.
 (подпись) (инициалы, фамилия)