

УТВЕРЖДАЮ

Руководитель ГЦИ СИ
ОП ГНМЦ ОАО «Нефтеавтоматика»
в г. Казань



 М.С. Немиров

« 28 » февраля 2015 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти
Алехинского месторождения ОАО «Сургутнефтегаз»

Методика поверки

НА.ГНМЦ.0068-15 МП

и р. 62816-15

Казань
2015

РАЗРАБОТАНА

Государственным центром испытаний средств измерений Обособленным подразделением Головной научный метрологический центр
ОАО «Нефтеавтоматика» в г.Казань
(ГЦИ СИ ОП ГНМЦ ОАО «Нефтеавтоматика» в г. Казань)

Номер регистрации в Государственном реестре средств измерений № 30141-10

ИСПОЛНИТЕЛИ:

Крайнов М.В.,
Давыдова Е.Н.,
Бусыгин К.Ю.

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти Алехинского месторождения ОАО «Сургутнефтегаз» (далее – СИКН) и устанавливает методику ее первичной и периодической поверки.

Межповерочный интервал СИКН – 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) СИКН (п.п.6.2);

1.3 Опробование (п.п. 6.3);

1.4 Определение метрологических характеристик (далее – МХ):

1.1.1. Определение МХ средств измерений (далее – СИ), входящих в состав СИКН (п.п. 6.4.1);

1.1.2. Определение пределов допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто и массы нетто нефти (п.п. 6.4.2 и п.п. 6.4.3).

2 Средства поверки

2.1 Установка стационарная поверочная расходомерная СПРУТ производства фирмы ЗАО «ИВК Саяны» с диапазоном расходов от 30 до 300 м³/ч и пределами допускаемой относительной погрешности измерения объема жидкости не более $\pm 0,05$ %;

2.2 Комплект средств поверки влагомеров и преобразователей влагосодержания нефти УПВН-2 (Госреестр № 10496-86);

2.3 Калибратор температуры АТС-140В (Госреестр № 20262-07);

2.4 Калибратор давления модульный MC2-R (Госреестр № 28899-05);

2.5 Генератор сигналов низкочастотный ГЗ – 112, диапазон частот от 10 Гц до 100 кГц, ГОСТ 22261–94;

2.6 Счетчик программный реверсивный Ф5007, диапазон частот выходных сигналов от 10 Гц до 1 МГц, ТУ 25–04–2271–73;

2.7 Делитель частоты Ф5093, диапазон частот от 10 Гц до 1 МГц ТУ 25–04–3084–76;

2.8 Калибратор тока В1-12, 0 – 100 мА, $\delta=0,025\%$;

2.9 Термометр метрологический стеклянный, диапазон измерений от 0 до 100°С, ГОСТ 112–78;

2.10 Психрометр аспирационный, ТУ 25.1607.054-85;

2.11 Магазины сопротивлений Р-4831, диапазон измерений от 10 до 3000 Ом, относительная погрешность $\pm 2,5\%$, ГОСТ 23737-79;

2.12 Другие эталонные и вспомогательные СИ – в соответствии с нормативными документами (далее – НД) на поверку СИ, входящих в состав СИКН;

2.13 Допускается применять аналогичные по назначению средства поверки, если их метрологические характеристики не уступают указанным в данной инструкции.

3 Требования безопасности

3.1 При проведении поверки соблюдают требования, установленные:

- Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности;
- Правилами безопасности при эксплуатации используемых СИ, приведенными в их эксплуатационной документации;
- Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей;
- Правила устройства электроустановок.

4 Условия поверки

При проведении поверки соблюдают условия в соответствии с требованиями НД на поверку СИ, входящих в состав СИКН.

5 Подготовка к поверке

Подготовку к поверке проводят в соответствии с инструкцией по эксплуатации СИКН и НД на поверку СИ, входящих в состав СИКН.

6 Проведение поверки

6.1 Внешний осмотр

При внешнем осмотре должно быть установлено соответствие СИКН следующим требованиям:

- комплектность СИКН должна соответствовать технической документации;
- на компонентах СИКН не должно быть механических повреждений и дефектов покрытия, ухудшающих внешний вид и препятствующих применению;
- надписи и обозначения на компонентах СИКН должны быть четкими и соответствующими технической документации.

6.2 Подтверждение соответствия ПО.

6.2.1 Проверка идентификационных данных ПО комплекса измерительно-вычислительного (ИВК) «СУРГУТ-УНм» (Госреестр № 25706-08).

Чтобы определить идентификационные данные необходимо выполнить нижеперечисленные процедуры для автоматизированного рабочего места оператора (далее – АРМ оператора).

На персональном компьютере, где установлено АРМ оператора, необходимо запустить программу Agroon Checksum Version 1.6, которая позволяет проверить идентификатор метрологически значимого файла MAIN.ASP. Полученные данные, заносят в протокол по форме приложения А:

- идентификационное наименование ПО;
- контрольная сумма ПО.

6.2.2 Проверка идентификационных данных ИВК нижнего уровня осуществляется совместно со специалистами сервисной службы. Без специализированной программы изменение и проверка файла lines.c невозможна.

Полученные данные, заносят в протокол по форме приложения А:

- идентификационное наименование ПО;
- номер версии ПО;
- контрольная сумма ПО.

6.2.3 Если идентификационные данные, указанные в описании типа СИКН и полученные в ходе выполнения п.6.2.1 и п.6.2.2, идентичны, то делают вывод о подтверждении соответствия ПО СИКН программному обеспечению, 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 СИКН.

6.4 Определение МХ

6.4.1 Определение МХ СИ, входящих в состав СИКН, проводят в соответствии с НД, приведенными в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень НД на поверку СИ

Наименование СИ	НД
Счетчик-расходомер массовый Micro Motion модификации CMF300	«Рекомендация. ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion. Методика поверки, утвержденным ВНИИМС 25.07.2010 г.
Термопреобразователи с унифицированным выходным сигналом Метран-270, Метран-270МП, метран-270-Ех, Метран-270МП-Ех	Руководство по эксплуатации 271.01.00.000 РЭ, термопреобразователи Метран-270МП, Метран-270МП-Ех, утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» 2006 г.
Датчики давления «Метран-150TG	МИ 4212-01202006 «Датчики давления Метран-150. Методика поверки», утвержденной ФГУП «ВНИИМС» 3.10.2006 г.
Влагомер нефти погружной модели LI фирмы «Phase Dynamics Inc.»	ГСИ. Влагомеры нефти погружные модели LI. Методика поверки, утвержденным ГЦИ СИ ФГУ «Татарстанский центр стандартизации, метрологии и сертификации» 15.07.2010 г.
Комплекс измерительно-вычислительный «Сургут УНм»	ГСИ. Инструкция Комплекс измерительно-вычислительный «Сургут-УНм» Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ ФГУ «Тюменский ЦСМ» в сентябре 2008 г.

Примечание: Допускается применение других методик поверки на СИ, утвержденных в установленном порядке.

6.4.2 Определение пределов относительной погрешности измерений массы брутто нефти.

Согласно ГОСТ Р 8.595-2004 «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений» при прямом методе динамических измерений погрешность измерений массы нефти равна пределу допускаемой погрешности счетчика-расходомера массового.

Значения пределов относительной погрешности измерений массы брутто нефти не должны превышать $\pm 0,25$ %.

6.4.3 Определение пределов относительной погрешности измерений массы нетто нефти.

Относительную погрешность измерений массы нетто нефти δM_n , %, вычисляют по формуле

$$\delta M_n = \pm 1,1 \times \sqrt{\delta M_{бр}^2 + \frac{(\Delta W_в)^2 + (\Delta W_n)^2 + (W_{xc})^2}{\left[1 - \frac{W_в + W_n + W_{xc}}{100}\right]^2}}, \quad (1)$$

где δM_n - относительная погрешность измерений массы нетто нефти, %;

$\delta M_{бр}$ - относительная погрешность измерений массы брутто нефти, %;

$\Delta W_в$ - абсолютная погрешность определений массовой доли воды, %;

ΔW_n - абсолютная погрешность определений массовой доли механических примесей в нефти, %;

ΔW_{xc} - абсолютная погрешность определений массовой концентрации хлористых солей, %.

Значения пределов относительной погрешности измерений массы нетто нефти не должны превышать $\pm 0,35$ %.

7 Оформление результатов поверки

7.1 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке СИКН в соответствии с требованиями правил по метрологии ПР 50.2.006-94 «ГСИ. Порядок проведения поверки средств измерений». На оборотной стороне свидетельства о поверке системы указывают:

- наименование измеряемой среды;
- значения пределов относительной погрешности измерений массы брутто нефти и массы нетто нефти, и соответствующий им диапазон расходов (по свидетельству о поверке на преобразователи расхода);
- идентификационные данные ПО СИКН.

7.2 При отрицательных результатах поверки СИКН к эксплуатации не допускают, свидетельство о поверке аннулируют и выдают извещение о непригодности в соответствии с ПР 50.2.006-94.

Приложение 1

(рекомендуемое)

Форма протокола подтверждения соответствия ПО СИКН

Место проведения поверки: _____

Наименование СИ: _____

Заводской номер СИ: № _____

Идентификационные данные ПО _____:

(наименование ПО)

Идентификационные данные	Значение, полученное во время поверки СИКН	Значение, указанное в описании типа СИКН
Идентификационное наименование ПО		
Номер версии (идентификационный номер ПО)		
Цифровой идентификатор ПО		
Другие идентификационные данные		

Заключение: ПО СИКН соответствует/не соответствует ПО, зафиксированному во время испытаний в целях утверждения типа СИКН.

Должность лица проводившего поверку: _____

Дата поверки: _____

_____ (подпись)

_____ (инициалы, фамилия)

« _____ » 20 ____ г.