



ООО «Метрологический центр СТП»

Регистрационный № 30151-11 от 01.10.2011 г.

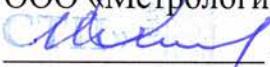
в Государственном реестре средств измерений

«УТВЕРЖДАЮ»

Руководитель ГЦИ СИ

Технический директор

ООО «Метрологический центр СТП»

 И. А. Яценко

«02 » 12 2014 г.

Государственная система обеспечения единства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти №244

ОАО «Оренбургнефть» на ПСП «КРОТОВКА»

МЕТОДИКА ПОВЕРКИ

МП 132-30151-2014

г. Казань
2014

СОДЕРЖАНИЕ

1 ВВЕДЕНИЕ.....	3
2 ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ	4
3 СРЕДСТВА ПОВЕРКИ	5
4 ТРЕБОВАНИЯ ТЕХНИКИ БЕЗОПАСНОСТИ И ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ПОВЕРИТЕЛЕЙ.....	5
5 УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ.....	6
6 ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ.....	6
7 ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ.....	6
8 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ	10

1 ВВЕДЕНИЕ

1.1 Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 244 ОАО «Оренбургнефть» на ПСП «КРОТОВКА», расположенную в районе п.Кротовка, Кинель-Черкасский район, Самарская область, и устанавливает методику первичной поверки при вводе в эксплуатацию, периодической поверки при эксплуатации, а также после ремонта.

1.2 Система измерений количества и показателей качества нефти № 244 ОАО «Оренбургнефть» на ПСП «КРОТОВКА» (далее – СИКН) предназначена для измерения массы брутто товарной нефти (далее – нефти), показателей качества нефти и определения массы нетто нефти при учетно-расчетных операциях.

1.3 СИКН реализует косвенный метод динамических измерений массы брутто нефти с помощью преобразователей объемного расхода (далее – ПР), поточных преобразователя плотности, преобразователей температуры и давления и системы обработки информации (далее - СОИ). Массу нетто нефти определяют как разность массы брутто нефти и массы балласта.

1.4 СИКН представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной для конкретного объекта из компонентов серийного отечественного и импортного изготовления. Монтаж и наладка СИКН осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией СИКН и эксплуатационными документами ее компонентов.

1.5 В состав СИКН входят:

- блок фильтров (далее – БФ);
- блок измерительных линий (далее – БИЛ): 2 рабочие и 1 контрольно-резервная измерительные линии;
- блок измерений показателей качества нефти (далее – БИК);
- блок стационарной трубопоршневой поверочной установки (далее – ТПУ);
- устройство для подключения пикнометрической установки и УОСГ;
- выходной коллектор;
- СОИ.

1.6 Средства измерений (далее - СИ), входящие в состав СИКН, указаны в таблице 1.

Таблица 1

№ п/п	Наименование СИ	Коли- чество	Госреестр №
Приборы контрольно-измерительные показывающие			
1	Манометры для точных измерений типа МТИ	12	1844-63
2	Термометры ТЛ-4	8	303-91
БФ			
1	Преобразователь давления измерительный 3051TG	2	14061-10
БИЛ			
1	Преобразователи расхода жидкости турбинные MVTM	3	16128-10
2	Преобразователи измерительные 644 в комплекте с термо- преобразователями сопротивления платиновыми серий 65	3	14683-09 22257-11
3	Преобразователь давления измерительный 3051TG	3	14061-10

БИК				
1	Счетчики жидкости турбинные CRA/MRT97	1	22214-01	
2	Преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835	2	52638-13	
3	Влагомеры нефти поточные модели LC	1	16308-02	
4	Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	1	14557-10	
5	Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные 7829	1	15642-06	
6	Преобразователь давления измерительный 3051TG	2	14061-10	
7	Преобразователи измерительные 644 в комплекте с термо-преобразователями сопротивления платиновыми серий 65	1	14683-09 22257-11	
Блок ТПУ				
1	Установка стационарная трубопоршневая поверочная «Прувер С-0,05»	1	26293-04	
2	Преобразователь давления измерительный 3051TG	2	14061-10	
3	Преобразователи измерительные 644 в комплекте с термо-преобразователями сопротивления платиновыми серий 65	2	14683-09 22257-11	
Выходной коллектор				
1	Преобразователи измерительные 644 в комплекте с термо-преобразователями сопротивления платиновыми серий 65	1	14683-09 22257-11	
2	Преобразователь давления измерительный 3051TG	1	14061-10	
СОИ				
1	Комплексы измерительно-вычислительные сбора и обработка информации систем учета нефти и нефтепродуктов «ОСТОРУС» («ОКТОПУС») (далее - ИВК)	1	22753-02	
2	Rate APM оператора СИКН	1	-	
3	Преобразователи измерительные (барьеры искрозащиты) серий μ Z600	23	28979-05	

1.7 Проверка СИКН проводится поэлементно:

– поверка первичных ИП (СИ), входящих в состав СИКН, осуществляется в соответствии с их методиками поверки.

– ИК СИКН (включая линии связи) поверяют на месте эксплуатации СИКН в соответствии с настоящей методикой поверки;

– метрологические характеристики СИКН определяют расчетным методом в соответствии с настоящей методикой поверки.

1.8 Интервал между поверками СИ, входящих в состав СИКН, – 1 год.

1.9 Интервал между поверками ТПУ – 2 года.

1.10 Интервал между поверками СИКН – 1 год.

2 ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ

2.1 При проведении поверки должны быть выполнены операции, приведенные в Таблице 2:

Таблица 2

Наименование операции	Номер пункта методики поверки
Проверка технической документации	7.1
Внешний осмотр	7.2
Опробование	7.3
Определение метрологических характеристик СИКН	7.4
Оформление результатов поверки	8

3 СРЕДСТВА ПОВЕРКИ

3.1 При проведении поверки применяют эталонные и вспомогательные СИ, приведенные в таблице 3.

3.2 Допускается использование других СИ, по своим характеристикам не уступающих указанным в таблице 3.

3.3 Все применяемые СИ должны иметь действующие документы о поверке.

Таблица 3

№ п/п	Наименование эталонного СИ, метрологические и технические данные
1	Барометр-анероид М-67 по ТУ 2504-1797-75, диапазон измерений от 610 до 790 мм рт. ст., пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений $\pm 0,8$ мм рт. ст.
2	Психрометр аспирационный М34, диапазон измерений влажности от 10 до 100 %, пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений ± 5 %.
3	Термометр ртутный стеклянный ТЛ-4 (№2) по ГОСТ 28498-90, диапазон измерений от 0 до плюс 55 °C, цена деления шкалы 0,1 °C, класс точности I.
4	Калибратор многофункциональный МС5-Р: диапазон воспроизведения силы постоянного тока от 0 до 25 mA, пределы допускаемой основной погрешности воспроизведения $\pm(0,02\% \text{ показания} + 1 \text{ мкA})$; диапазон воспроизведения частотных сигналов прямоугольной формы от 0,0028 Гц до 50 кГц, пределы допускаемой основной относительной погрешности воспроизведения $\pm 0,01\%$.

Примечание - для проведения поверки выбирают эталонные СИ с диапазонами, соответствующими диапазонам измерения СИКН.

4 ТРЕБОВАНИЯ ТЕХНИКИ БЕЗОПАСНОСТИ И ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ПОВЕРИТЕЛЕЙ

4.1 При проведении поверки должны соблюдаться следующие требования:

– корпуса применяемых СИ должны быть заземлены в соответствии с их эксплуатационной документацией;

– ко всем используемым СИ должен быть обеспечен свободный доступ для заземления, настройки и измерений;

– работы по соединению вспомогательных устройств должны выполняться до подключения к сети питания;

– обеспечивающие безопасность труда, производственную санитарию и охрану окружающей среды;

– предусмотренные «Правилами технической эксплуатации электроустановок» и «Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок», а также эксплуатационной документацией оборудования, его компонентов и применяемых средств поверки.

4.2 К работе по поверке должны допускаться лица:

- достигшие 18-летнего возраста;
- прошедшие специальную подготовку и имеющие удостоверения на право проведения поверки;
- прошедшие инструктаж по технике безопасности в установленном порядке;
- изучившие эксплуатационную документацию на СИКН, СИ, входящие в состав СИКН, и средства поверки.

5 УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ

5.1 При проведении поверки должны соблюдаться следующие условия:

– температура окружающего воздуха, °С	(20±5)
– относительная влажность, %	от 30 до 80
– атмосферное давление, кПа	от 84 до 106,7

5.2 Вибрация, тряска, удары, наклоны, электрические и магнитные поля, кроме Земного, влияющие на работу приборов, должны отсутствовать.

5.3 Параметры электропитания СИКН должны соответствовать условиям применения, указанным в эксплуатационной документации фирмы-изготовителя.

6 ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ

6.1 Перед проведением поверки выполняют следующие подготовительные операции:

– эталонные СИ и СИКН устанавливают в рабочее положение с соблюдением указаний эксплуатационной документации на жестком основании, исключающем передачу несанкционированных механических воздействий;

– эталонные СИ и СИКН выдерживают при температуре указанной в п.5.1 не менее 3-х часов, если время их выдержки не указано в инструкции по эксплуатации;

– осуществляют соединение и подготовку к проведению измерений эталонных СИ и СИКН в соответствии с требованиями эксплуатационных документов на эталонные СИ и СИКН.

7 ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ

7.1 Проверка технической документации.

При проведении проверки технической документации проверяют:

- наличие эксплуатационной документации на СИКН;
- наличие паспорта на СИКН;
- наличие свидетельства о предыдущей поверке СИКН (при периодической поверке);

- наличие методики поверки на СИКН;
- наличие паспортов СИ, входящих в состав СИКН;
- наличие действующих свидетельств о поверке СИ СИКН.

7.2 Внешний осмотр СИКН.

7.2.1 При проведении внешнего осмотра СИКН контролируют выполнение требований технической документации к монтажу СИ, измерительно-вычислительных и связующих компонентов СИКН.

7.2.2 При проведении внешнего осмотра СИКН устанавливают состав и комплектность СИКН.

7.2.3 Проверку выполняют на основании сведений, содержащихся в паспорте на СИКН. При этом контролируют соответствие типа СИ, указанного в паспортах составных частей, записям в паспорте на СИКН.

7.2.4 Результаты проверки считают положительными, если внешний вид, маркировка и комплектность СИКН соответствуют требованиям технической документации.

7.3 Опробование СИКН.

7.3.1 При опробовании проводят подтверждение соответствия программного обеспечения (далее - ПО) СИКН.

7.3.1.1 Подлинность ПО СИКН проверяют сравнением идентификационного наименования, номера версии и цифрового идентификатора (контрольной суммы) ПО с соответствующими идентификационными данными, зафиксированными при испытаниях в целях утверждения типа и отраженными в описании типа СИКН.

7.3.1.2 Проверяют возможность несанкционированного доступа к ПО СИКН и наличие авторизации (введение логина и пароля), возможность обхода авторизации, проверка реакция ПО СИКН на неоднократный ввод неправильного логина и (или) пароля (аутентификация).

7.3.1.3 Результаты опробования считают положительными, если идентификационное наименование, номер версии и цифровой идентификатор (контрольная сумма) ПО, совпадают с исходными, зафиксированными при испытаниях в целях утверждения типа и отраженными в описании типа СИКН, а также исключается возможность несанкционированного доступа к ПО СИКН и обеспечивается аутентификация.

7.3.2 При опробовании проверяют работоспособность СИКН при задании входных сигналов без определения метрологических характеристик.

7.3.2.1 Приводят СИКН в рабочее состояние в соответствие с технической документацией фирмы-изготовителя на нее. Проверяют прохождение сигналов средств поверки, имитирующих измерительные сигналы. Проверяют на информационном дисплее СИКН показания по регистрируемым в соответствии с конфигурацией СИКН параметрам технологического процесса.

7.3.2.2 Результаты опробования считаются положительными, если при увеличении/уменьшении значения входного сигнала соответствующим образом изменяются значения измеряемой величины на информационном дисплее СИКН.

7.4 Определение метрологических характеристик СИКН.

7.4.1 Определение абсолютной погрешности преобразования входного аналогового сигнала силы постоянного тока (4-20 мА).

7.4.1.1 Отключить первичный измерительный преобразователь (далее – ИП) ИК и к соответствующему каналу, включая линии связи и барьер искрозащиты, подключить калибратор, установленный в режим имитации сигналов силы постоянного тока (4-20 мА), в соответствии с инструкцией по эксплуатации.

7.4.1.2 С помощью калибратора установить на входе канала ввода аналогового сигнала силы постоянного тока (4-20 мА) СИКН электрический сигнал, соответствующий значениям измеряемого параметра. В качестве реперных точек принимаются точки 4 мА, 8 мА, 12 мА, 16 мА, 20 мА.

7.4.1.3 Считать значения входного сигнала с монитора СИКН и в каждой реперной точке вычислить абсолютную погрешность по формуле:

$$\Delta_I = I_{изм} - I_{эт}, \quad (7.1)$$

где $I_{эт}$ - показание калибратора в i -ой реперной точке, мА;

$I_{изм}$ - значение силы тока, считанное с монитора СИКН, мА.

7.4.1.4 Результаты поверки считаются положительными, если рассчитанная абсолютная погрешность преобразования входного аналогового сигнала силы постоянного тока (4-20 мА) не выходит за пределы $\pm 0,03$ мА.

7.4.2 Определение относительной погрешности СИКН при измерении импульсного сигнала.

7.4.2.1 Отключить первичный ИП и к соответствующему каналу, включая линии связи, подключить калибратор, установленный в режим генерации импульсов, в соответствии с инструкцией по эксплуатации.

7.4.2.2 С помощью калибратора на вход канала ввода импульсных сигналов СИКН фиксированное количество раз (не менее трех) подать импульсный сигнал (100000 импульсов). Частота подаваемого сигнала от 0,1 до 10000 Гц, амплитуда от 4 до 24 В.

7.4.2.3 Считать значения входного сигнала с монитора операторской станции управления СИКН и вычислить относительную погрешность по формуле:

$$\delta_n = \frac{n_{изм} - n_{зад}}{n_{зад}} \cdot 100\% \quad (7.2)$$

где $n_{изм}$ - количество импульсов, подсчитанное ИВК, имп.;

$n_{зад}$ - количество импульсов, заданное калибратором, имп.

7.4.2.4 Результаты поверки считаются положительными, если рассчитанная относительная погрешность СИКН при измерении импульсного сигнала не выходит за пределы $\pm 0,025$ %.

7.4.3 Определение абсолютной погрешности СИКН при измерении периода выходного сигнала преобразователей плотности.

7.4.3.1 Отключить первичный ИП плотности и к соответствующему каналу, включая линии связи, подключить калибратор, установленный в режим воспроизведения частотных

сигналов, в соответствии с инструкцией по эксплуатации.

7.4.3.2 С помощью калибратора установить на входе канала ввода сигнала преобразователей плотности СИКН сигнал заданной формы и частоты, соответствующий значениям измеряемой плотности. Задают не менее трех значений, равномерно распределенных в пределах диапазона измерений (включая крайние точки диапазона).

7.4.3.3 Считать значения входного сигнала с монитора СИКН и вычислить абсолютную погрешность по формуле:

$$\Delta_T = T_{\text{изм}} - T_{\text{эм}} = \frac{1}{f_{\text{изм}}} - \frac{1}{f_{\text{эм}}} \quad (7.3)$$

где $T_{\text{эм}}$ - период сигнала, заданного калибратором, Гц;

$T_{\text{изм}}$ - период сигнала, считанная с монитора СИКН, Гц;

$f_{\text{эм}}$ - частота сигнала, заданного калибратором, Гц;

$f_{\text{изм}}$ - частота сигнала, считанная с монитора СИКН, Гц.

7.4.3.4 Результаты поверки считаются положительными, если рассчитанная абсолютная погрешность СИКН при измерении периода выходного сигнала преобразователей плотности в каждой реперной точке не выходит за пределы $\pm 0,01$ мкс.

7.4.4 Определение относительной погрешности СИКН при измерении массы брутто нефти.

7.4.4.1 Относительная погрешность СИКН при измерении массы брутто нефти при косвенном методе динамических измерений определяется по формуле:

$$\delta M = \pm 1,1 \sqrt{\delta V^2 + \delta \rho^2 + \delta T_{V\rho}^2 + \delta_{\text{ИВК}}^2}, \quad (7.4)$$

где δV - пределы относительной погрешности измерений объема нефти, %;

$\delta \rho$ - пределы относительной погрешности измерений плотности нефти, %;

$\delta_{\text{ИВК}}$ - пределы допускаемой относительной погрешности вычислений ИВК, %;

$\delta T_{V\rho}$ - составляющая относительной погрешности измерений массы брутто нефти за счет абсолютных погрешностей измерений температур нефти при измерении объема и плотности нефти, %, вычисляемая по формуле:

$$\delta T_{V\rho} = \left(\frac{\beta}{1 + \beta \cdot (T_{\rho} - T_V)} \cdot 100 \right) \cdot \sqrt{(\Delta T_{\rho}^2 + \Delta T_V^2)}, \quad (7.5)$$

ΔT_{ρ} - абсолютная погрешность измерений температуры нефти при измерении плотности нефти, $^{\circ}\text{C}$;

ΔT_V - абсолютная погрешность измерений температуры нефти при измерении объема нефти, $^{\circ}\text{C}$;

β - коэффициент объемного расширения нефти, $1/^{\circ}\text{C}$.

7.4.4.2 Результаты поверки считаются положительными, если относительная погрешность СИКН при измерении массы брутто нефти не выходит за пределы $\pm 0,25$ %.

7.4.5 Определение относительной погрешности СИКН при измерении массы нетто нефти.

7.4.5.1 Относительная погрешность СИКН при измерении массы нетто нефти определяется по формуле:

$$\delta M_n = \pm 1,1 \sqrt{\left(\frac{\delta M}{1,1}\right)^2 + \frac{(\Delta W_e)^2 + (\Delta W_{mn})^2 + (\Delta W_{xc})^2}{\left[1 - \frac{W_e + W_n + W_{xc}}{100}\right]^2}}, \quad (7.6)$$

где δM – относительная погрешность СИКН при измерении массы брутто нефти, %;
 ΔW_e – абсолютная погрешность определения массовой доли воды, %;
 ΔW_{mn} – абсолютная погрешность определения массовой доли механических примесей, %;
 ΔW_{xc} – абсолютная погрешность определения массовой доли хлористых солей, %;
 W_e – массовая доля воды в нефти, %;
 W_{mn} – массовая доля механических примесей в нефти, %;
 W_{xc} – массовая доля хлористых солей в нефти, %.

7.4.5.2 Абсолютные погрешности измерений в химико-аналитической лаборатории массовой доли воды, механических примесей, хлористых солей определяют в соответствии с ГОСТ Р 8.580-2001.

7.4.5.3 Результаты поверки считаются положительными, если рассчитанная относительная погрешность СИКН при измерении массы нетто нефти не выходит за пределы $\pm 0,35\%$.

8 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

8.1 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке СИКН в соответствии с ПР 50.2.006-94. К свидетельству о поверке прилагаются протоколы с результатами поверки СИКН.

8.2 Отрицательные результаты поверки СИКН оформляют в соответствии с ПР 50.2.006-94. При этом свидетельство аннулируется, клеймо гасится, и не прошедшая поверку СИКН бракуется.