



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

« 15 » 07 2015 г.



Государственная система обеспечения единства измерений

**Система измерений количества и показателей качества нефти
№1017 ПСП товарной нефти для объекта
«Нефтепровод-отвод «ВСТО-Хабаровский НПЗ»**

МЕТОДИКА ПОВЕРКИ

МП 217-30151-2015

н.р. 62747-15

2015

СОДЕРЖАНИЕ

1. ВВЕДЕНИЕ.....	3
2. ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ.....	6
3. СРЕДСТВА ПОВЕРКИ.....	6
4. ТРЕБОВАНИЯ ТЕХНИКИ БЕЗОПАСНОСТИ И ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ПОВЕРИТЕЛЕЙ.....	7
5. УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ.....	8
6. ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ.....	8
7. ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ.....	8
8. ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ.....	13

1 ВВЕДЕНИЕ

1.1 Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти №1017 ПСП товарной нефти для объекта «Нефтепровод-отвод «ВСТО-Хабаровский НПЗ, зав. № 1673-13, изготовленную по технической документации фирмы ЗАО НИЦ «ИНКОМСИСТЕМ», г. Казань, и устанавливает объём, порядок и методику поверки СИКН при вводе в эксплуатацию, при эксплуатации, а также после ремонта.

1.2 Система измерений количества и показателей качества нефти №1017 ПСП товарной нефти для объекта «Нефтепровод-отвод «ВСТО-Хабаровский НПЗ» (далее - СИКН) предназначена для автоматизированного измерения количества нефти и показателей качества при ведении учетно-расчетных операций.

1.3 СИКН реализует косвенный метод динамических измерений массы нефти в трубопроводе с помощью турбинных преобразователей расхода (далее - ТПР). Принцип действия СИКН заключается в непрерывном измерении, преобразовании и обработке при помощи системы обработки информации входных сигналов, поступающих по измерительным каналам от преобразователей объема, давления, температуры, плотности, влагосодержания.

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:

- входной и выходной коллекторы (Ду 250 мм);
- блок фильтров (БФ);
- блок измерительных линий (БИЛ): 3 рабочие измерительные линии (Ду 150 мм), контрольно-резервная измерительная линия (Ду 150 мм);
- блок измерений показателей качества (БИК);
- стационарная трубопоршневая поверочная установка (ПУ);
- блок поверочного стенда на базе мерника
- система обработки информации (СОИ).

Средства измерений и их основные технические характеристики, а так же другие технические средства в составе СИКН соответствуют Таблице 1.1

Таблица 1.1 – Состав СИКН

№ п/п	Наименование СИ	Количество	Госреестр №
Приборы контрольно-измерительные показывающие			
1	Манометр показывающий для точных измерений МПТИ, верхний предел измерений (далее - ВПИ) 2,5 МПа, класс точности 0,6	27	26803-11
2	Термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4, №1, диапазон измерений от минус 30 до 20 °С, цена деления 0,1 °С, пределы допускаемой абсолютной погрешности в диапазоне измерений от минус 30 до 0 °С не более 0,3 °С, пределы допускаемой абсолютной погрешности в диапазоне измерений от 0 до 20 °С не более ± 0,2°С	12	303-91
3	Термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4, №2, диапазон измерений от 0 до 55, пределы допускаемой абсолютной погрешности не более ± 0,2 °С.	13	303-91

№ п/п	Наименование СИ	Ко- личе- ство	Госреестр №
Входной коллектор (Ду 250)			
1	Преобразователь избыточного давления измерительный 3051 TG, ВПИ – 1800 кПа, выходной сигнал 4-20 мА, пределы основной приведенной погрешности $\pm 0,075 \%$	1	14061-10
Выходной коллектор (Ду 250)			
1	Преобразователь избыточного давления измерительный 3051 TG, ВПИ – 1800 кПа, выходной сигнал 4-20 мА, пределы основной приведенной погрешности $\pm 0,075 \%$	1	14061-10
2	Датчик температуры 644, диапазон калибровки от минус 10 до 40°C, выходной сигнал 4-20 мА, пределы основной абсолютной погрешности $\pm 0,15^\circ\text{C}$ в комплекте с термопреобразователем сопротивления платиновым серии 65, пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры среды (t) $\pm (0,15+0,002 \cdot t)^\circ\text{C}$	1	39539-08
БФ			
1	Преобразователь перепада давления измерительный 3051 CD, ВПИ – 1600 кПа, выходной сигнал 4-20 мА, пределы основной приведенной погрешности $\pm 0,075 \%$	4	14061-10
БИЛ			
1	Преобразователь расхода жидкости турбинный TZN CUS со струевыпрямителем, диаметр условного прохода диапазон измерений от 200 до 400 м³/ч, пределы допускаемой относительной погрешности $\pm 0,15 \%$	3	46057-11
	Преобразователь расхода жидкости турбинный TZN CUS со струевыпрямителем, диаметр условного прохода диапазон измерений от 200 до 400 м³/ч, пределы допускаемой относительной погрешности $\pm 0,10 \%$ (при поверке в качестве контрольного)	1	46057-11
2	Датчик температуры 644, диапазон калибровки от минус 10 до 40°C, выходной сигнал 4-20 мА, пределы основной абсолютной погрешности $\pm 0,15^\circ\text{C}$ в комплекте с термопреобразователем сопротивления платиновым серии 65, пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры среды (t) $\pm (0,15+0,002 \cdot t)^\circ\text{C}$	4	39539-08
3	Преобразователь избыточного давления измерительный 3051 TG, ВПИ – 1800 кПа, выходной сигнал 4-20 мА, пределы основной приведенной погрешности $\pm 0,075 \%$	4	14061-10
БИК			
1	Датчик температуры 644, диапазон калибровки от минус 10 до 40°C, выходной сигнал 4-20 мА, пределы основной абсолютной погрешности $\pm 0,15^\circ\text{C}$ в комплекте с термопреобразователем сопротивления платиновым серии 65, пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры среды (t) $\pm (0,15+0,002 \cdot t)^\circ\text{C}$	5	39539-08
2	Преобразователь избыточного давления измерительный 3051 TG, ВПИ – 1800 кПа, выходной сигнал 4-20 мА, пределы основной приведенной погрешности $\pm 0,075 \%$	1	14061-10

№ п/п	Наименование СИ	Количеств о	Госреестр №
3	Преобразователь избыточного давления измерительный 3051 CD, ВПИ – 1600 кПа, выходной сигнал 4-20 мА, пределы основной приведенной погрешности $\pm 0,075$ %	4	14061-10
4	Преобразователь плотности жидкости мод.7835, диапазон измерения от 300 до 1100 кг/м ³ , выходной сигнал – частотный, пределы допускаемой основной абсолютной погрешности $\pm 0,15$ кг/м ³	2	52638-13
5	Преобразователь плотности и вязкости жидкости измерительный 7827, диапазон преобразования динамической вязкости от 0,5 до 100 мПа×с, пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения линейной динамической вязкости в поддиапазоне от 0,5 до 10 мПа×с не более $\pm 0,2$ мПа×с, пределы допускаемой приведенной погрешности измерений линейной динамической вязкости в поддиапазоне от 10 до 100 мПа×с не более $\pm 1,0$ %, выходной сигнал 4-20 мА	2	15642-06
6	Влагомер нефти поточный УДВН-1пм, диапазон измерения объемной доли воды в нефти от 0,01 до 2 %, выходной сигнал 4-20 мА, пределы допускаемой основной абсолютной погрешности $\pm 0,05$ объемная доля воды, %, дополнительная абсолютная погрешность при изменении температуры нефти на каждые 10°C от номинальной температуры 20°C $\pm 0,02$ объемная доля воды, %, дополнительная абсолютная погрешность при изменении плотности на каждые 50кг/м ³ $\pm 0,01$ объемная доля воды, %	2	14557-10
8	Расходомер UFM 3030, пределы измерений от 0,9 до 35 м ³ /ч, выходной сигнал 4-20 мА, пределы основной приведенной погрешности $\pm 0,5$ %	1	48218-11
9	Автоматический пробоотборник КТС «Стандарт-А»	2	
10	Пробоотборник для ручного отбора КТС «Стандарт-Р»	1	
Блок трубопоршневой поверочной установки			
1	Установка трубопоршневая поверочная двунаправленная, типоразмер 12, номинальное значение диаметра измерительного участка 300, верхний предел измерений расхода 400 м ³ /ч, пределы допускаемой относительной погрешности при поверке с применением эталонных весов или мерников $\pm 0,05$ %, пределы допускаемой относительной погрешности при поверке трубопоршневыми поверочными установками 1-го разряда с компаратором $\pm 0,1$ %	1	20054-12
2	Датчик температуры 644, диапазон калибровки от минус 25 до 75°C, выходной сигнал 4-20 мА, пределы основной абсолютной погрешности $\pm 0,15$ °C в комплекте с термопреобразователем сопротивления платиновым серии 65, пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры среды (t) $\pm (0,15 + 0,002 \cdot t)$ °C	2	39539-08
3	Преобразователь избыточного давления измерительный 3051 TG, ВПИ – 1600 кПа, выходной сигнал 4-20 мА, пределы основной приведенной погрешности $\pm 0,075$ %	2	14061-10

Эталонная поверочная установка			
1	Мерник металлический эталонный 1-го разряда серии «J», номинальный объем при 20 °С составляет 100 дм ³ , цена деления шкалы 0,02 дм ³ , пределы допускаемой погрешности $\pm 0,02$ %	1	44080-10
СОИ			
1	Контроллер измерительный FloBoss S600+, пределы допускаемой основной приведенной погрешности при измерении аналоговых сигналов силы тока $\pm 0,04$ %, пределы допускаемой основной приведенной погрешности при измерении аналоговых сигналов напряжения $\pm 0,04$ %, пределы допускаемой основной абсолютной погрешности при измерении частотных сигналов $\pm 0,1$ Гц, пределы допускаемой основной абсолютной погрешности при измерении импульсных сигналов ± 1 импульс на 10000 импульсов, пределы допускаемой основной относительной погрешности при измерении времени $\pm 0,01$ %, пределы допускаемой основной относительной погрешности при вычислении расхода, объема, массы $\pm 0,01$ %	2	38623-11
2	Преобразователи измерительные тока и напряжения с гальванической развязкой (барьеры искрозащиты) серии К, KFD2-STC4-Ex1.20	16	22153-08
3	Система измерительно-управляющая ExperionPKS	2	17339-12
4	Операторские станции на базе компьютера со SCADA-системой фирмы Honeywell	2	-

1.6 Все средства измерений (далее - СИ), входящие в состав СИКН должны быть поверены в соответствии с нормативными документами на поверку данных СИ, указанными в описании типа на СИ

1.7 Интервалы между поверками СИКН и СИ в составе СИКН.

1.8 Интервал между поверками СИКН – 1 год.

1.9 СИ, входящих в состав СИКН – 1 год.

1.10 Интервал между поверками термометров ртутных стеклянных лабораторных ТЛ-4 -1 раз в 3 года.

1.11 Интервал между поверками поверочной установки – 2 года.

2 ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ

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

Таблица 2.1 – Операции поверки

№ п/п	Наименование операции	Номер пункта методики поверки
1	Проверка технической документации	7.1
2	Внешний осмотр	7.2
3	Опробование	7.3
4	Определение метрологических характеристик СИКНС	7.4
5	Оформление результатов поверки	8

3 СРЕДСТВА ПОВЕРКИ

3.1 При проведении поверки применяют эталонные и вспомогательные СИ,

приведенные в таблице 3.1, а также в соответствии с документами, приведенными в Приложении А:

3.2 Допускается использование других СИ, по своим характеристикам не уступающих выбранным из вышеуказанных документов, а также указанным в таблице 3.1.

Таблица 3.1 - Эталонные и вспомогательные средства измерений.

Номер пункта методики	Наименование и тип основного и вспомогательного средства поверки и метрологические и основные технические характеристики средства поверки
5.1	Барометр-анероид М-67 с пределами измерений от 610 до 790 мм рт.ст., погрешность измерений $\pm 0,8$ мм рт.ст., по ТУ 2504-1797-75.
5.1	Психрометр аспирационный М34, пределы измерений влажности от 10 % до 100 %, погрешность измерений ± 5 %.
5.1	Термометр ртутный стеклянный ТЛ-4 (№ 2) с пределами измерений от 0 °С до 55 °С по ГОСТ 28498-90. Цена деления шкалы 0,1 °С.
7.4	Калибратор многофункциональный модели МСх-Р, диапазон воспроизведения токовых сигналов от 0 до 25 мА, точность $\pm (0,02\%$ показаний + 1,5 мкА),), диапазон воспроизведения последовательности импульсов 0...9999999 имп.
Примечание – Для проведения поверки выбирают эталонные СИ с диапазонами, соответствующими диапазонам измерения СИКН.	

Примечание: Для проведения поверки выбирают эталонные СИ с диапазонами, соответствующими диапазонам СИ, входящим в поверяемую СИКН.

3.3 Все применяемые СИ должны иметь свидетельство о поверке.

4 ТРЕБОВАНИЯ ТЕХНИКИ БЕЗОПАСНОСТИ И ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ПОВЕРИТЕЛЕЙ

4.1 При проведении поверки необходимо соблюдать следующие требования:

- корпуса применяемых СИ должны быть заземлены в соответствии с их инструкциями по эксплуатации;
- ко всем используемым СИ при эксплуатации должен быть обеспечен свободный доступ для заземления, настройки и измерений;
- работы по соединению вспомогательных устройств должны выполняться до подключения к сети питания;
- к работе должны допускаться лица, имеющие необходимую квалификацию и обученные работе с СИКН, изучившие эксплуатационную документацию на СИКН и средства поверки, а также прошедшие инструктаж по технике безопасности в установленном порядке.
- обеспечивающие безопасность труда, производственную санитарию и охрану окружающей среды;
- предусмотренные «Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей» и «Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей», а также эксплуатационной документацией оборудования, его компонентов и применяемых средств поверки.

4.2 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.

4.3 При проведении поверки соблюдают требования по безопасности, производственной санитарии и охране окружающей среды, действующие на территории ПСП правил и нормативных документов в области охраны труда и промышленной безопасности, в области пожарной безопасности, в области охраны окружающей среды.

4.4 Площадку и помещения СИКН содержат в чистоте, без следов нефти, не допускают выбросов и выделений нефти в окружающую среду и оборудуют первичными средствами пожаротушения в соответствии с действующими правилами и нормативными документами. Выполнение поверки прекращают при обнаружении течи в сварных и фланцевых соединениях.

5 УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ

5.1 При проведении поверки необходимо соблюдать следующие условия::

температура окружающего воздуха для СИ	$(20 \pm 5) ^\circ\text{C}$
относительная влажность для СИ	от 30 до 80 %
атмосферное давление для СИ	от 84 до 106 кПа

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

6 ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ

6.1 Перед проведением поверки выполняют следующие подготовительные операции:

- проверяют заземление СИ, работающих под напряжением;
- эталонные СИ и СОИ СИКН устанавливают в рабочее положение с соблюдением указаний эксплуатационной документации;
- осуществляют соединение и подготовку к проведению измерений эталонных СИ и СОИ СИКН в соответствии с требованиями эксплуатационной документации.

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 или формуляров 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 удовлетворительными, если внешний вид, маркировка и комплектность СИКН соответствуют требованиям технической документации.

7.3 Опробование СИКН.

7.3.1 При опробовании проверяют работоспособность СИКН в соответствии с технической документацией фирмы-изготовителя, без определения метрологических характеристик

7.3.1.1.1 Привести СИКН в рабочее состояние в соответствии с технической документацией фирмы на него. Проверить прохождение сигналов. Проверить на дисплее монитора операторской станции управления СИКН показания по регистрируемым в соответствии с конфигурацией СИКН параметрам.

7.3.1.1.2 Результаты опробования считаются положительными, если при увеличении/уменьшении значения какого-либо входного параметра, соответствующим образом изменяется значение измеряемой величины на дисплее монитора операторской станции управления СИКН.

7.3.2 Опробование программного обеспечения СИКН.

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

7.3.2.1.2 Проверяют подлинность ПО СИКН сравнением идентификационных данных ПО СИКН с исходными, которые были зафиксированы при испытаниях в целях утверждения типа и отражены в описании типа.

7.3.2.1.3 Проверяется защита от несанкционированного доступа к ПО СИКН за счет наличия авторизации (введения логина и пароля и возможность обхода авторизации, проверяется реакция ПО СИКН на неоднократный ввод неправильного логина и (или) пароля (аутентификация).

7.3.2.1.4 Результаты опробования ПО считаются положительными, если обеспечивается аутентификация.

7.4 Определение метрологических характеристик СИКН.

При определении метрологических характеристик должны быть выполнены операции, приведенные в Таблице 7.1

Таблица 7.1

Номер п/п	Наименование операции	Номер пункта методики поверки
1	Определение метрологических характеристик измерительных каналов передачи, преобразования и отображения аналоговых сигналов постоянного тока	7.4.1
2	Определение метрологических характеристик измерительных каналов передачи, подсчета, преобразования и отображения импульсных сигналов	7.4.2
3	Определение абсолютной погрешности измерительных каналов передачи, преобразования и отображения частотных сигналов.	7.4.3
4	Определение пределов относительной погрешности СИКН при измерении массы нефти	7.4.4

Допускается проводить поверку только задействованных измерительных каналов.

7.4.1 Определение метрологических характеристик измерительных каналов передачи, преобразования и отображения аналоговых сигналов постоянного тока.

7.4.1.1 Отключают первичные преобразователи избыточного давления и температуры и подключают средства поверки к соответствующим каналам, включая линии связи. С помощью калибратора устанавливают на входе канала ввода аналогового сигнала (силы постоянного тока от 4 до 20 мА) СИКН электрический сигнал,

соответствующий значениям измеряемого параметра. Задается не менее пяти значений измеряемого параметра, равномерно распределенных в пределах диапазона, включая крайние точки диапазона. В качестве реперных точек принимаются точки соответствующие 0 %, 25 %, 50 %, 75 % и 100 % диапазона входного аналогового сигнала (от 4 до 20 мА).

7.4.1.2 Считывают количество подсчитанных импульсов с дисплеев двух вычислителей Floboss S600+, или с монитора операторской станции.

7.4.1.3 По результатам измерений, выполненных в соответствии с п. 7.4.1.1 настоящей методики, в каждой реперной точке вычислить погрешность по формуле:

$$\gamma_A = \frac{I_{изм} - I_{эт}}{I_{max} - I_{min}} \cdot 100\%, \quad (1)$$

где $I_{эт}$ – показание калибратора в i -ой реперной точке, мА;
 I_{max}, I_{min} – максимальное и минимальное значения границы диапазона аналогового сигнала, мА;
 $I_{изм}$ – значение силы тока, соответствующее показаниям ИВК в i -ой реперной точке, мА:

$$I_{изм} = \frac{I_{max} - I_{min}}{y_{max} - y_{min}} \cdot (y_{изм} - y_{min}) + I_{min}, \quad (2)$$

где $y_{изм}$ – показание ИВК в i -ой реперной точке в единицах измеряемой величины;
 y_{max}, y_{min} – максимальное и минимальное значения границы диапазона измерения в единицах измеряемой величины.

7.4.1.4 Результаты считаются положительными, если рассчитанная приведенная погрешность для каждого канала ввода аналогового сигнала (от 4 до 20 мА) СИКН не выходит за пределы $\pm 0,04$ % или $\pm 0,13$ % (при использовании барьера искробезопасности KFD2-STC4-Ex1.20) для сигналов, поступающий в Floboss S600+.

7.4.2 Определение метрологических характеристик измерительных каналов передачи, подсчета, преобразования и отображения импульсных сигналов

7.4.2.1 С помощью калибратора на вход канала ввода импульсных сигналов ИВК СИКН фиксированное количество раз (не менее трех) подается импульсный сигнал с амплитудой от 1 до 24 В. Частота подаваемого сигнала от 50 до 100 Гц.

7.4.2.2 Считывают количество подсчитанных импульсов с дисплеев двух вычислителей Floboss S600+, или с монитора операторской станции.

7.4.2.3 По результатам подсчетов, выполненных в соответствии с п. 7.4.2.1 настоящей методики, вычислить абсолютную погрешность подсчета количества импульсов по формуле:

$$\Delta_n = n_{изм} - n_{зад}, \quad (3)$$

где $n_{изм}$ – количество импульсов, посчитанное контроллером измерительным, имп.;
 $n_{зад}$ – количество импульсов, заданное калибратором, имп.

7.4.2.4 Результаты считаются положительными, если количество импульсов, подсчитанное ИВК и поданное калибратором, отличается не более чем на 1 импульс на 10000 импульсов.

7.4.3 Определение абсолютной погрешности измерительных каналов передачи, преобразования и отображения частотных сигналов.

7.4.3.1 Отключают первичный преобразователь и подключают калибратор к

соответствующему каналу, включая линии связи. С помощью калибратора, устанавливают на входе канала частотные сигналы, соответствующие значениям измеряемого параметра. Задают не менее пяти значений частотного сигнала, равномерно распределенных в диапазоне измерений.

7.4.3.2 Считывают значения периода входного частотного сигнала ($T_{изм}$, мкс) (показания СОИ) с дисплеев двух вычислителей Floboss S600+, или с монитора операторской станции.

7.4.3.3 Определяют частоту входного ($f_{изм}$, Гц) сигнала по формуле:

$$f_{изм} = \frac{1}{T_{изм}} \cdot 10^6, \quad (4)$$

7.4.3.4 Вычисляют абсолютную погрешность измерительных каналов передачи, преобразования и отображения частотных сигналов по формуле:

$$\Delta_f = f_{изм} - f_{зад}, \quad (5)$$

где $f_{изм}$ - частота входного сигнала, измеренная по пункту 7.4.3.2, Гц;

$f_{зад}$ - частота входного сигнала, заданного калибратором, Гц.

7.4.3.5 Результаты поверки измерительных каналов передачи, преобразования и отображения частотных сигналов считаются положительными, если рассчитанные абсолютные погрешности для каждого из каналов передачи, преобразования и отображения частотных сигналов СИКН не превышают $\pm 0,1$ Гц.

7.4.4 Определение пределов относительной погрешности СИКН при измерении массы нефти.

7.4.4.1 Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти.

7.4.4.1.1 Относительную погрешность измерений массы брутто нефти при косвенном методе динамических измерений рассчитывают по формуле

$$\delta_{Мб} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_v^2 + \delta_\rho^2 + \delta_T^2 + \delta_N^2}, \quad (6)$$

где $\delta_{Мб}$ – относительная погрешность измерений массы брутто нефти, %;

δ_v – пределы относительной погрешности измерений объема нефти, %;

δ_ρ – пределы относительной погрешности измерений плотности нефти, %;

δ_T – составляющая относительной погрешности измерений массы брутто нефти за счет абсолютных погрешностей измерений температуры нефти при измерениях ее объема и плотности, %;

δ_N – пределы допускаемой относительной погрешности измерительно-вычислительного комплекса, %.

7.4.4.1.2 Значение δ_T рассчитывают по формуле

$$\delta_T = \pm \left[\frac{\beta' \cdot 100}{1 + \beta' \cdot (T_\rho - T_v)} \right] \cdot \sqrt{\Delta_{T\rho}^2 + \Delta_{Tv}^2}, \quad (7)$$

где β' – коэффициент объемного расширения нефти, $1/^\circ\text{C}$ (согласно приложению А ГОСТ 8.595-2004);

$\Delta_{T\rho}$ – пределы абсолютной погрешности измерений температуры нефти при измерениях ее плотности (T_ρ), %;

Δ_{Tv} – пределы абсолютной погрешности измерений температуры нефти при измерениях ее объема (T_v), %.

7.4.4.2 Результаты поверки считаются положительными, если относительная погрешность СИКН при измерении массы брутто нефти, рассчитанная по формуле (6), не выходит за пределы $\pm 0,25$ %.

7.4.4.3 Пределы относительной погрешности измерений массы нетто нефти.

7.4.4.3.1 Пределы относительной погрешности измерений массы нетто нефти вычисляют по формуле

$$\delta M_n = \pm 1,1 \sqrt{\left(\frac{\delta M}{1,1}\right)^2 + \frac{(\Delta W_g)^2 + (\Delta W_n)^2 + (\Delta W_{xc})^2}{\left[1 - \frac{W_g + W_n + W_{xc}}{100}\right]^2}}, \quad (8)$$

где δM_i – относительная погрешность измерений массы нетто нефти, %;

δM – относительная погрешность измерений массы брутто нефти, %;

ΔW_g – абсолютная погрешность определений массовой доли воды, %;

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

ΔW_{xc} – абсолютная погрешность определений массовой доли хлористых солей, %;

W_g – массовая доля воды в нефти, %;

W_n – массовая доля механических примесей в нефти, %;

W_{xc} – массовая доля хлористых солей в нефти, %/

Абсолютные погрешности измерений в испытательной лаборатории массовой доли механических примесей и массовой доли хлористых солей определяют в соответствии с ГОСТ Р 8.580.

7.4.4.3.2 Для доверительной вероятности $P = 0,95$ и при двух измерениях соответствующего показателя качества нефти абсолютную погрешность измерений (Δ , % массы) вычисляют по формуле

$$\Delta = \pm \sqrt{\frac{R^2 - 0,5 \cdot r^2}{2}}, \quad (9)$$

где R и r – воспроизводимость и сходимость метода определения соответствующего показателя качества нефти, % массы.

7.4.4.3.3 Абсолютную погрешность определений массовой доли механических примесей вычисляют по формуле

$$\Delta W_n = \sqrt{\frac{R_n^2 - 0,5 \cdot r_n^2}{2}}, \quad (10)$$

где R_n – воспроизводимость метода по ГОСТ 6370, выраженная в массовых долях, %;

r_n – сходимость метода по ГОСТ 6370, выраженная в массовых долях, %/

7.4.4.3.4 Воспроизводимость метода определения концентрации хлористых солей R_{xc} по ГОСТ 21534 принимают равной удвоенному значению сходимости r_{xc} . Значение сходимости r_{xcm} , выраженное по ГОСТ 21534 в мг/дм³, переводят в % массы по формуле

$$r_{xc} = \frac{0,1 \cdot r_{xcm}}{\rho_{изм}^д}, \quad (11)$$

где r_{xcm} – сходимость метода по ГОСТ 21534, мг/дм³.

7.4.4.3.5 Абсолютную погрешность определений массовой доли хлористых солей, %, вычисляют по формуле

$$\Delta W_{xc} = \sqrt{\frac{R_{xc}^2 - 0,5 \cdot r_{xc}^2}{2}}, \quad (12)$$

7.4.4.3.6 Абсолютную погрешность определений массовой доли воды, %, вычисляют по формуле:

$$\Delta W_{\theta} = \sqrt{\frac{R_{\theta}^2 - 0,5 \cdot r_{\theta}^2}{2}}, \quad (13)$$

где R_{θ} – воспроизводимость метода по ГОСТ 2477, выраженная в массовых долях, %;
 r_{θ} – сходимость метода по ГОСТ 2477, выраженная в массовых долях, %.

7.4.4.3.7 Результаты расчета по формулам (9) – (13) округляют до третьего знака после запятой, по формуле (8) – до второго знака после запятой.

7.4.4.3.8 Результаты поверки считаются положительными, если рассчитанные пределы относительной погрешности СИКН при измерении массы нетто нефти не выходят за пределы $\pm 0,35$ %.

8 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

8.1 Результаты поверки СИКН оформляют протоколом с указанием даты и места проведения поверки, условий поверки, применяемых эталонов, результатов расчета погрешности. Форма протокола приведена в приложении А.

8.2 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке СИКН в соответствии с приказом Минпромторга России от 2 июля 2015 г. №1815 «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке». К свидетельству о поверке прилагается протокол с результатами поверки СИКН.

8.3 Отрицательные результаты поверки СИКН оформляют в соответствии с приказом Минпромторга России от 2 июля 2015 г. №1815 «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке». При этом свидетельство аннулируется, клеймо гасится, и СИКН, не прошедшая поверку, бракуется. Выписывают «Извещение непригодности к применению» СИКН с указанием причин непригодности.