



АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «НЕФТЕАВТОМАТИКА»
ОБОСОБЛЕННОЕ ПОДРАЗДЕЛЕНИЕ
ГОЛОВНОЙ НАУЧНОЙ МЕТРОЛОГИЧЕСКОЙ ЦЕНТРА в г. Казань

СОГЛАСОВАНО

Директор ОП ГНМЦ

АО «Нефтеавтоматика»



М.В. Крайнов

«03» 10 2025 г.

Государственная система обеспечения единства измерений

**Система измерений количества нефтепродуктов на АУТН темных и светлых
нефтепродуктов ООО «Газпром нефтехим Салават»**

Методика поверки
НА.ГНМЦ.0909-25 МП

Казань
2025

РАЗРАБОТАНА

Обособленным подразделением Головной научный
метрологический центр АО «Нефтеавтоматика» в г.
Казань
(ОП ГНМЦ АО «Нефтеавтоматика»)

ИСПОЛНИТЕЛИ:

Ильясов И.Ф.

1 Общие положения

1.1. Настоящий документ распространяется на систему измерений количества нефтепродуктов на АУТН темных и светлых нефтепродуктов ООО «Газпром нефтехим Салават» (далее – Система), предназначенную для непрерывного автоматизированного измерения массы нефтепродуктов и устанавливает методику первичной поверки при вводе в эксплуатацию, а также после ремонта и периодической поверки при эксплуатации.

1.2. Определение метрологических характеристик поверяемого средства измерений производится путем непосредственного сличения результатов измерений массового расхода, выполненных поверяемым прибором, с соответствующими значениями, полученными при помощи эталона (рабочего эталона) массового расхода жидкости.

1.3. При определении метрологических характеристик в рамках проводимой поверки обеспечивается передача единицы массового расхода жидкости, в соответствии с государственной поверочной схемой, утвержденной приказом Росстандарта от 26.09.2022 г. № 2356, подтверждающая прослеживаемость к Государственному первичному специальному эталону ГЭТ 63-2025.

В результате поверки должны быть подтверждены следующие метрологические требования, приведенные в таблице 1.

Т а б л и ц а 1

| Наименование характеристики | Значение |
|--|----------------|
| Диапазон изменений расхода, т/ч | от 100 до 500 |
| Диапазон измерений температуры, °С | от +25 до +120 |
| Диапазон измерений давления, бар | от 1,0 до 8,0 |
| Диапазон изменений плотности, кг/м ³ | от 800 до 1200 |
| Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефтепродуктов, % | ±0,25 |
| Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры нефтепродуктов, °С | ±1,5 |
| Пределы допускаемой приведенной погрешности измерений давления нефтепродуктов к диапазону измерений, % | ±1,0 |

1.4. Поверку Системы проводят в диапазоне измерений, указанном в описании типа Системы, или фактически обеспечиваемым при поверке диапазоне измерений, но не более указанного в описании типа, с обязательной передачей сведений об объеме проведенной поверки в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений, с указанием в свидетельстве о поверке информации об объеме проведения поверки. Фактический диапазон измерений не может превышать значения диапазона измерений, указанного в описании типа Системы. Поверку в фактически обеспечиваемом диапазоне измерений проводят на основании письменного заявления владельца Системы или лица, представившего его на поверку, оформленного в произвольной форме.

1.5. Допускается проведение поверки Системы в части отдельных автономных блоков (АБ): счетчиков-расходомеров массовых Micro Motion или счетчиков-расходомеров кориолисовых (далее – СРМ) на измерительных линиях (ИЛ) Системы.

2 Перечень операций поверки средства измерений

2.1. При проведении поверки выполняют следующие операции, приведенные в таблице 2.

Т а б л и ц а 2

| Наименование операции поверки | Обязательность выполнения операций поверки при | | Номер раздела методики поверки, в соответствии с которым выполняется операция поверки |
|---|--|-----------------------|---|
| | первичной поверке | периодической поверке | |
| Внешний осмотр | Да | Да | 7 |
| Подготовка к поверке и опробование средства измерений | Да | Да | 8 |
| Проверка программного обеспечения средства измерений | Да | Да | 9 |
| Определение метрологических характеристик и подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям | Да | Да | 10 |
| Оформление результатов поверки | Да | Да | 11 |

3 Требования к условиям проведения поверки

При проведении поверки соблюдают следующие условия:

| | |
|---|------------------------|
| Температура окружающего воздуха для оборудования, устанавливаемого в помещении, °С | от +5 до +40 |
| Температура окружающего воздуха для полевого оборудования, устанавливаемого вне помещений, °С | от -40 до +50 |
| Влажность окружающей среды, % | до 97 |
| Атмосферное давление, кПа | от 84,0 до 106,7 |
| Электропитание: напряжение, В частота, Гц | 220 (+10/-15%) 50±1 |

3.1. Наличие свободного газа в жидкости не допускается.

4 Требования к специалистам, осуществляющим поверку

4.1. При проведении поверки соблюдают требования, определяемые:

- Приказом Ростехнадзора от 15.12.2020 года № 534 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»;
- Приказом Ростехнадзора от 15.12.2020 года № 533 «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств»;
- Приказом Ростехнадзора от 15.12.2020 года № 529 «Правила

промышленной безопасности складов нефти и нефтепродуктов»;

– Правилами безопасности при эксплуатации используемых СИ, приведенными в их эксплуатационной документации;

– Приказом Минтруда России от 15.12.2020 года № 903н «Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок»;

– Приказом Минэнерго РФ от 12.08.2022 года № 811 «Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей электрической энергии».

5 Метрологические и технические требования к средствам поверки

5.1. При проведении поверки применяют средства поверки, указанные в таблице 3.

Т а б л и ц а 3

| № пункта методики | Наименование средства поверки, метрологические и технические требования | Пример возможного средства поверки с указанием наименования, заводского обозначения, а при наличии – обозначения типа, модификации |
|-------------------|---|--|
| 8; 10 | Рабочий эталон 1-ого или 2-ого разряда в соответствии с ГПС (часть 2), утвержденной приказом Росстандарта от 06.09.2022 г. №2356. | Установка поверочная трубопоршневая двунаправленная ViPr-MA (регистрационный №50713-12) |
| 8; 10 | Преобразователь плотности жидкости, диапазон измерений плотности от 650 до 1100 кг/м ³ , абсолютна погрешность $\pm 0,15$ кг/м ³ . | Преобразователь плотности жидкости измерительный 7835 (регистрационный №52638-13) |
| 8; 10 | Измерительно – вычислительный комплекс, диапазон аналогового выходного сигнала от 4 до 20 мА; пределы допускаемой относительной погрешности преобразования входных электрических сигналов в значение величин коэффициента преобразования преобразователей массового расхода $\pm 0,025\%$. | Контроллер OMNI 6000 (регистрационный №15066-09) |
| 8; 10 | Калибратор электрических сигналов, пределы допускаемой основной погрешности при воспроизведении силы постоянного тока в диапазоне от 0 до 24 мА составляют $\pm (0,01 \% \text{ ИВ} + 0,02 \% \text{ ВПИ})$; пределы допускаемой основной погрешности при воспроизведении частоты с диапазоном амплитуд от 0 до 15 В составляют $\pm 0,01$ Гц (для диапазона от 0 до 100 Гц), ± 1 Гц (для диапазона от 0 до 20000 Гц); | TRX-IIR (регистрационный №18087-99) |

| № пункта методики | Наименование средства поверки, метрологические и технические требования | Пример возможного средства поверки с указанием наименования, заводского обозначения, а при наличии – обозначения типа, модификации |
|-------------------|--|--|
| | пределы допускаемой основной погрешности при воспроизведении сигналов термометров сопротивления составляют $\pm 0,25$ °С. | |
| 7; 8; 9; 10 | Термогигрометр, диапазон измерений: относительной влажности от 0 до 98 %, температуры от -20 до +60 °С, атмосферного давления от 700 до 110 гПа. | Термогигрометр Ива-6Б (регистрационный № 46434-11) |

5.2. Используемые средства поверки должны быть утвержденного типа и поверены.

5.3. Допускается применение аналогичных указанным в п. 5.1 средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

6 Требования (условия) по обеспечению безопасности проведения поверки

6.1. При проведении поверки соблюдают требования, определяемые: в области охраны труда и промышленной безопасности:

- «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утв. приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020г. № 534;

- Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ; в области пожарной безопасности:

- Федеральный закон от 30 декабря 2009 года №384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»;

- «Правила противопожарного режима в Российской Федерации», утверждены постановлением Правительства РФ от 16.09.2020 г. № 1479;

- Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств», утв. приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 г. № 533;

в области соблюдения правильной и безопасной эксплуатации электроустановок:

- «Об утверждении правил по охране труда при эксплуатации электроустановок», утв. приказом Министерства труда и социальной защиты РФ от 15.12.2020г. № 903н;

- 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.

6.2. При появлении течи рабочей жидкости, загазованности и других ситуаций, нарушающих процесс поверки, поверка должна быть прекращена.

7 Внешний осмотр средства измерений

7.1. При внешнем осмотре должно быть установлено соответствие Системы следующим требованиям:

- соответствие внешнего вида Системы, информационной таблички и ее составных частей описанию и изображениям, приведенным в описании типа;
- комплектность Системы должна соответствовать технической документации;

- на компонентах Системы не должно быть механических повреждений и дефектов покрытия, ухудшающих внешний вид и препятствующих применению;

- надписи и обозначения на компонентах Системы должны быть четкими и соответствующими технической документации;

7.2. Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может влиять на показания СИ, входящих в состав Системы, должна быть обеспечена возможность пломбирования в соответствии с описаниями типа СИ либо в соответствии с МИ 3002-2006 (при отсутствии информации о пломбировании в описании типа СИ).

8 Подготовка к поверке и опробование средства измерений

8.1. Систему подготавливают к работе согласно «Инструкции по эксплуатации автоматизированной установки тактового налива (АУТН) нефтепродуктов в вагоны - цистерны на площадке «Г» ТСЦ НПЗ» ООО «Газпром нефтехим Салават» (далее – Инструкция по эксплуатации Системы).

8.2. Проверка герметичности.

Проверку герметичности проводят путем создания в полости системы давления жидкости 0,6 МПа. Необходимо проконтролировать отсутствие просачиваний жидкости, запотевания сварных швов и снижения давления. Время выдержки под давлением не менее 15 минут.

Систему считают выдержавшим проверку, если в течение 15 минут не наблюдалось просачивания жидкости, запотевания сварных швов и снижения давления.

8.3. Опробование.

Опробование Системы (проверка работоспособности средств измерений, входящих в ее состав, каналов управления наливом, передачи данных, алгоритмов управления, т.е. - действия и взаимодействие компонентов Системы) проводят в соответствии с Инструкцией по эксплуатации Системы.

Система считается выдержавшей проверку, если все ее компоненты находятся в работоспособном состоянии и функционирование осуществляется в соответствии с заложенными алгоритмами.

9 Проверка программного обеспечения средства измерений

9.1. При проверке идентификационных данных ПО должно быть установлено соответствие идентификационных данных ПО системы сведениям, приведенным в описании типа на систему.

9.2. Определение идентификационных данных ПО процессора Simatic S7-412-3N проводят в соответствии с его руководством пользователя следующим образом.

Для определения целостности ПО необходимо выполнить следующие операции:

1. Проверка версии метрологически значимых блоков программы.

2. Проверка занимаемого объема памяти метрологически значимых блоков программы.

3. Проверка даты и времени последнего изменения метрологически значимых блоков программы.

Проверку идентификационных данных ПО 10101327_Salavat_v_1_3 проводят следующим образом.

На компьютере, выступающем в качестве инженерной станции, запустить приложение «SIMATIC Manager».

В меню появившегося окна приложения выбрать «File / Open...».

В появившемся окне, на вкладке «User projects» выбрать проект «10101327_Salavat_v_1_3» и нажать кнопку «OK».

Перейти по структуре проекта «10101327_Salavat_v_1_3 \ Simatic H-Station(1PLC) \ CPU412-3H/Rack0 \ S7-Programm1PLC» к папке «Bausteine», как показано на рис. 1 (заголовок окна содержит сведения по идентификационному наименованию и версии ПО).

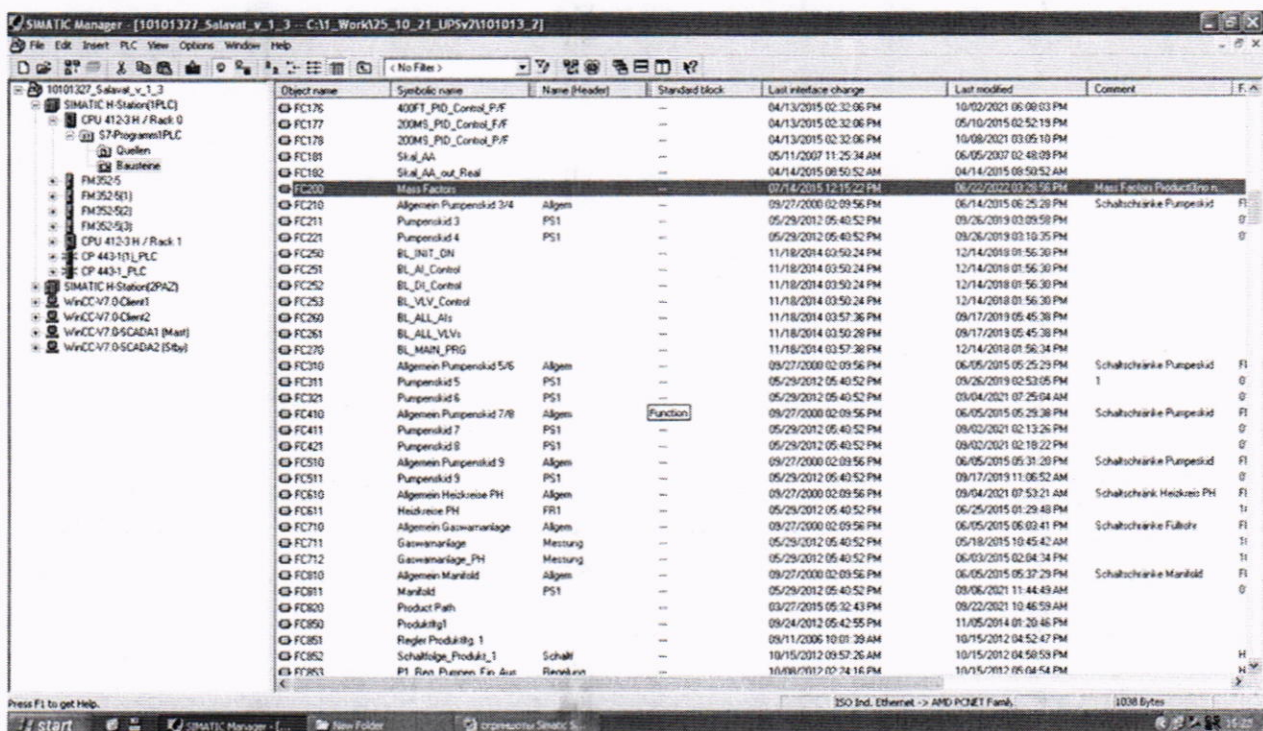


Рисунок 1 – Идентификационное наименование и версия ПО

В списке программных блоков справа навести курсор на блок, например FC200 (см. рис. 2). В выделенной строке в столбце «Last modified» указана дата последнего изменения блока.

На выделенной строке нажатием правой кнопки мыши открыть меню и в нем выбрать «Compare Blocks...».

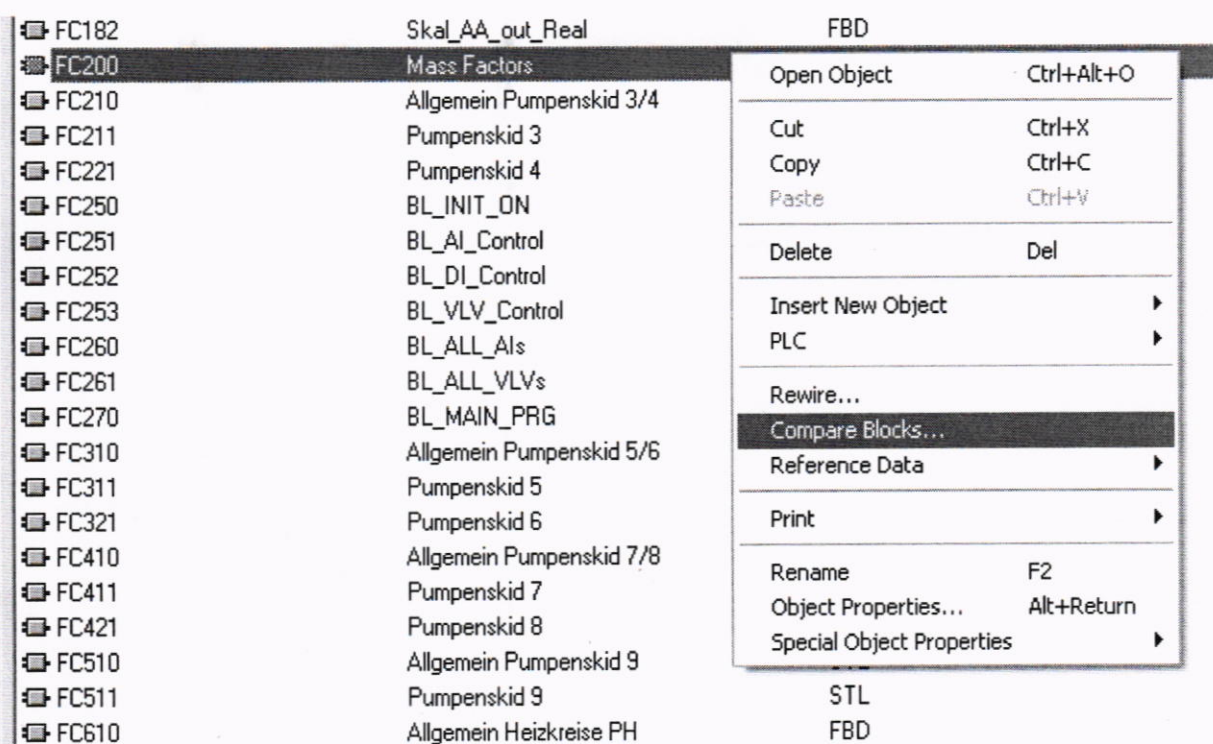


Рисунок 2 – Выбор программного блока и опции сравнения

В появившемся окне «Compare Blocks» нажать кнопку «Compare» (см. рис. 3).

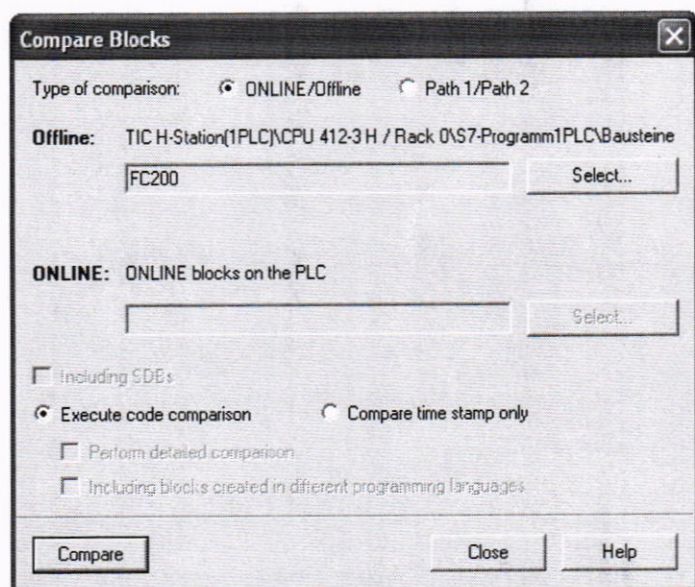


Рисунок 3 – Окно выбора блока для сравнения

В появившемся окне результатов сравнения (рисунок 4) нажать кнопку «Details...».

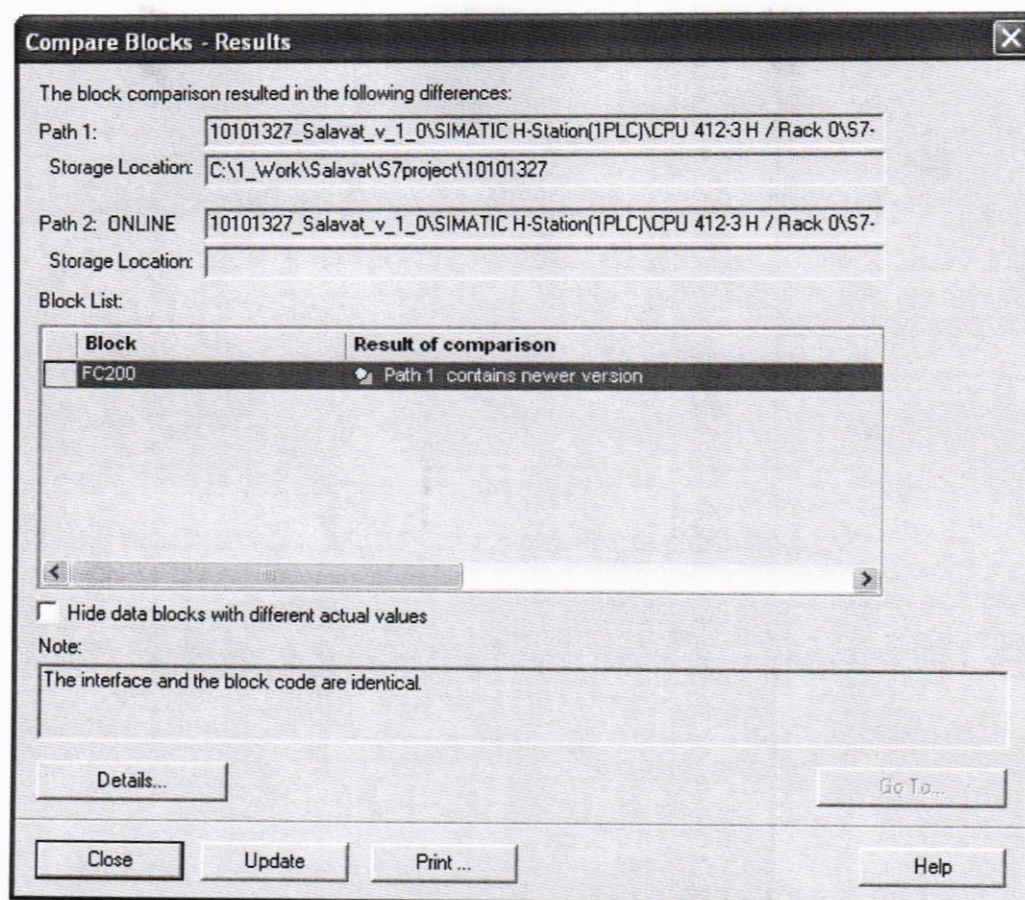


Рисунок 4 – Окно результатов сравнения блока

В появившемся окне дополнительных сведений сравнения (см. рис. 5) в строке «Block checksum» столбца «Path 2 ONLINE» указан идентификатор программного обеспечения 0x4B33 (контрольная сумма исполняемого кода), вычисляемый по алгоритму CRC 16.

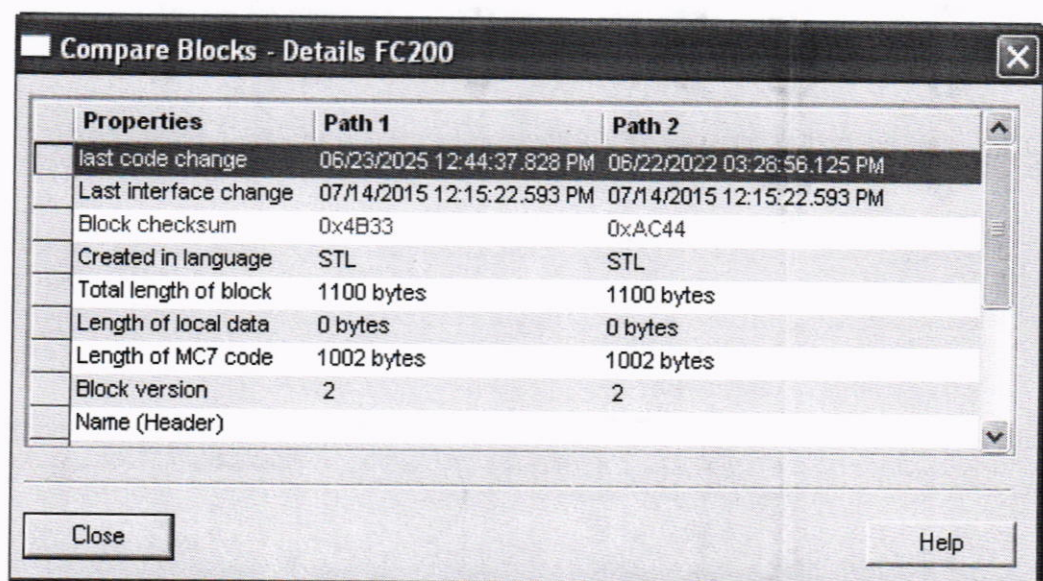


Рисунок 5 – Окно с контрольной суммой блока

Вышеприведенные операции выполнить для всех программных блоков. Идентификационные данные и контрольные суммы должны соответствовать таблице 4.

Т а б л и ц а 4

| № п/п | Блок | Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода) | Дата последнего изменения |
|-------|-------|--|---------------------------|
| 1. | DB60 | 0x7D96 | 09/02/2021 10:58:31 AM |
| 2. | DB61 | 0xE224 | 09/02/2021 10:58:31 AM |
| 3. | DB62 | 0xAF64 | 09/02/2021 10:58:31 AM |
| 4. | DB63 | 0xC1B2 | 09/02/2021 10:58:31 AM |
| 5. | DB68 | 0x0437 | 09/02/2021 10:58:31 AM |
| 6. | DB69 | 0x4519 | 09/02/2021 10:58:31 AM |
| 7. | DB70 | 0x734C | 09/02/2021 10:58:30 AM |
| 8. | DB73 | 0x734C | 09/02/2021 10:58:29 AM |
| 9. | DB74 | 0x734C | 09/02/2021 10:58:29 AM |
| 10. | DB75 | 0x734C | 09/02/2021 10:58:29 AM |
| 11. | DB76 | 0x734C | 09/02/2021 10:58:29 AM |
| 12. | DB77 | 0x734C | 09/02/2021 10:58:30 AM |
| 13. | DB78 | 0x734C | 09/02/2021 10:58:30 AM |
| 14. | DB79 | 0x734C | 09/02/2021 10:58:30 AM |
| 15. | FC31 | 0xCFC9 | 05/12/2015 11:30:52 AM |
| 16. | FC86 | 0xEF14 | 09/02/2021 10:58:27 AM |
| 17. | FC87 | 0x257C | 09/02/2021 10:58:27 AM |
| 18. | FC88 | 0x5049 | 09/02/2021 10:58:27 AM |
| 19. | FC89 | 0xC883 | 09/02/2021 10:58:27 AM |
| 20. | FC90 | 0xBDA2 | 09/02/2021 10:58:27 AM |
| 21. | FC200 | 0x4B33 | 06/23/2025 12:44:37 PM |
| 22. | FC270 | 0xD080 | 12/14/2018 01:56:34 PM |

10 Определение метрологических характеристик средства измерений и подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям

10.1. Проверка результатов поверки СИ, входящих в состав Системы.

Проводят подтверждение установленных СИ, указанных в описании типа Системы, и устанавливают наличие у проверяемых СИ сведений о действующей поверке в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.

Определение МХ АБ, производится в ходе поверки Системы, в её составе.

10.2. Определение метрологических характеристик измерительных каналов температуры.

Определение абсолютной погрешности измерений температуры проводят в рабочих условиях эксплуатации.

Для определения абсолютной погрешности измерений температуры измерительным каналом без термосопротивления платинового (далее - датчик температуры), используемый в качестве средства поверки калибратор многофункциональный (далее - калибратор) подсоединяют ко входу измерительного канала.

Калибратором задают пять значений температуры в диапазоне от нижнего предела измерений до верхнего предела измерений с шагом 25 % (прямой ход).

Процедуру повторяют от верхнего предела измерений до нижнего предела измерений (обратный ход).

Для каждого заданного значения температуры определяют абсолютную погрешность измерений температуры без датчика температуры $\Delta_{t\text{бездатчика}}$, °С по формуле:

$$\Delta_{t\text{бездатчика}} = t_{\text{раб}} - t_{\text{эт}}, \quad (1)$$

где $t_{\text{раб}}$ - значение температуры по измерительному каналу температуры без датчика температуры, °С;

$t_{\text{эт}}$ - значение температуры, заданное калибратором, °С.

Для наибольших значений абсолютной погрешности $\Delta_{t\text{бездатчика}}$ вычисляют значения погрешности измерительного канала с датчиком температуры ($\Delta_{t\text{сдатчиком}}$) по формуле

$$\Delta_{t\text{сдатчиком}} = \pm \sqrt{\Delta_{t\text{бездатчика}}^2 + \Delta_{t\text{датчика}}^2}, \quad (2)$$

где $\Delta_{t\text{бездатчика}}$ - абсолютная погрешность канала без датчика температуры, °С;

$\Delta_{t\text{датчика}}$ - абсолютная погрешность датчика температуры, вычисленная через пределы допускаемого отклонения сопротивления датчика температуры от номинальной статической характеристики (НСХ) в температурном эквиваленте в соответствии с эксплуатационной документацией, °С.

Для датчиков температуры с классом допуска В абсолютная погрешность $\Delta_{t\text{датчика}}$ определяется по формуле:

$$\Delta_{t\text{датчика}} = (0,30 + 0,005 \cdot |t|), \quad (3)$$

где t - значение измеряемой температуры, °С;

Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерительных каналов температуры с датчиком температуры не должны превышать $\pm 1,5$ °С.

10.3. Определение метрологических характеристик измерительных каналов давления.

Определение приведенной погрешности измерений каналов давления проводят в рабочих условиях эксплуатации.

Для определения приведенной погрешности измерений каналов давления без преобразователя давления измерительный канал давления соединяют с калибратором.

Калибратором задают пять значений давления в диапазоне от нижнего предела измерений давления до верхнего предела измерений давления с шагом 25 % (прямой ход). Процедуру повторяют от верхнего предела измерений до нижнего предела измерений (обратный ход).

Для каждого заданного значения давления определяют абсолютную погрешность измерений давления без преобразователя давления $\Delta_{p\text{бездатчика}}$, °С по формуле:

$$\Delta_{P_{\text{бездатчика}}} = P_{\text{раб}} - P_{\text{эт}}, \quad (4)$$

где $P_{\text{раб}}$ - значение давления по измерительному каналу давления без преобразователя давления, бар;

$P_{\text{эт}}$ - значение давления, заданное калибратором, бар.

Для наибольших значений абсолютной погрешности $\Delta_{P_{\text{бездатчика}}}$ определяют значения приведенной погрешности измерений давления без преобразователя давления $\delta_{P_{\text{без датчика}}}$, %, по формуле:

$$\delta_{P_{\text{без датчика}}} = \frac{\Delta_{P_{\text{бездатчика}}}}{P_{\text{в}} - P_{\text{н}}} \cdot 100, \quad (5)$$

где $P_{\text{в}}$ - верхний предел измерений давления рабочего средства измерений давления, бар;

$P_{\text{н}}$ - нижний предел измерений давления рабочего средства измерений давления, бар.

Далее вычисляют приведенную к диапазону измерений погрешность преобразователя давления по формуле:

$$\delta_{P_{\text{датчика}}} = \frac{P_{\text{эт}} \cdot \delta_0}{P_{\text{в}} - P_{\text{н}}}, \quad (6)$$

где δ_0 - значение пределов допускаемой основной приведенной погрешности преобразователя давления, из свидетельства поверки, %;

$P_{\text{эт}}$ - значение давления, заданное калибратором, бар;

Приведенную погрешность канала измерений давления с преобразователем давления определяют по формуле:

$$\delta_{P_{\text{сдатчиком}}} = \sqrt{\delta_{P_{\text{бездатчика}}}^2 + \delta_{P_{\text{датчика}}}^2}, \quad (7)$$

Пределы допускаемой приведенной погрешности измерительного канала давления с преобразователем давления не должны превышать $\pm 1,0$ %.

10.4. Определение относительной погрешности АБ системы при измерении массы нефтепродуктов

Поверку измерительного канала массы выполняют на месте эксплуатации в рабочем диапазоне измерений массового расхода нефтепродуктов в автоматизированном режиме с применением ПУ. Поверка проводится для каждого АБ по каждой измерительной линии для каждого измеряемого продукта согласно распределению, приведенному в таблице 5

Т а б л и ц а 5 – Распределение продуктов по измерительным линиям

| Наименование продукта | Сокращенное наименование | Измерительная линия |
|--|--------------------------|----------------------------|
| Мазут топочный 100, 2,50 %, зольный, 25°C | Мазут | 100MS, 200MS, 300MS |
| Смола пиролизная тяжелая | СПТ | 100MS, 200MS, 300MS, 400MS |
| Газойль тяжелый | ГТ | 100MS, 200MS, 300MS, 400MS |
| Дистиллят средний газового конденсата сернистый | ДСГКС | 100MS, 200MS, 300MS, 400MS |
| Дизельное топливо EBPO, летнее, сорта С, экологического класса К5 марки ДТ-Л-К5 по ГОСТ 32511-2013 (EN 590:2009) с изм.1 | ДТ-Л-К5 | 100MS, 200MS, 300MS, 400MS |
| Топливо нефтяное АВТ | Т.н. АВТ | 100MS, 200MS, 300MS, 400MS |

Измерения проводят в точках, соответствующих нижнему пределу расхода, верхнему пределу и среднему между ними. В каждой точке проводят не менее 4 (четырёх) измерений.

Значения массы, измеренные системой, и значения массы, вычисленные ПУ, снимаются с помощью программного продукта OMNicom.

После определения значения массы, измеренной системой, и значения массы, вычисленного ПУ, вычисляют коэффициент коррекции MF расходомера по формуле:

$$MF = \frac{M_{ПУ}}{M_p}, \quad (8)$$

где $M_{ПУ}$ - значение массы, вычисленное ПУ, кг;

M_p - значение массы, измеренное системой, кг.

После определения MF для каждого измерения (не менее 4-х) в каждой точке расхода (нижнем пределе, верхнем пределе и среднем) вычисляют среднее значение MF_{ср} для каждой измерительной линии для каждого продукта по формуле:

$$MF_{ср} = \frac{\sum_{i=1}^n MF_i}{n}, \quad (9)$$

где MF_i - значение MF_i при i -ом измерении;

n - количество измерений.

Относительную погрешность Системы при измерении массы нефтепродуктов δ_M определяют по формуле

$$\delta_M = \frac{MF_{ИВК}}{MF_{ср}} \cdot 100\%, \quad (10)$$

где $MF_{ИВК}$ - значение коэффициента коррекции, введенное в ИВК Системы;

Примечание: для измерительной линии 4 поверку по мазуту не проводят.

Систему считают выдержавшей поверку по данному параметру, если относительная погрешность δ_M не превышает $\pm 0,25\%$.

Если отклонение полученного $M_{\text{ср}}$ относительно ранее введенного превышает $\pm 0,25\%$, то оформляется извещение о непригодности в соответствии с приказом Минпромторга 31 июля 2020 г. №2510 «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке».

После оформления извещения о непригодности проводится калибровка измерительной линии. Далее новые значения $M_{\text{ср}}$ вносятся в программный блок FC200 с последовательностью ввода, отраженной в Приложении Б.

После внесения новых значений $M_{\text{ср}}$ в программный блок FC200 для данного канала необходимо в полном объеме повторить операции в соответствии с п.10.4.

11 Оформление результатов поверки

11.1. При положительных результатах поверки Системы оформляется протокол поверки по форме, приведенной в приложении А.

11.2. Сведения о результатах поверки Системы направляются в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений в соответствии с документом «Порядок проведения поверки средств измерений», утвержденным приказом Минпромторга России № 2510 от 31.07.2020 г.

11.3. При проведении поверки Системы в фактически обеспечиваемом диапазоне измерений, менее указанного в описании типа, информация об объеме проведенной поверки передается в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений.

11.4. Пломбирование Системы не предусмотрено.

11.5. Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может влиять на показания СИ, входящих в состав Системы, обеспечена возможность пломбирования в соответствии с МИ 3002-2006.

11.6. Свидетельство о поверке или извещение о непригодности оформляют в соответствии с действующим порядком проведения поверки СИ на территории РФ.

На обратной стороне свидетельства о поверке для каждого АБ (100MS, 200MS, 300MS, 400MS), прошедшего очередную поверку, записывают:

- диапазон изменений расхода, т/ч;
- диапазон измерений температуры, °С;
- диапазон измерений давления, МПа;
- пределы допускаемой относительной погрешности измерения массы;
- пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры;
- пределы допускаемой приведенной погрешности измерений давления;
- значения коэффициентов $M_{\text{ср}}$, введенных в программный блок FC200 по каждому продукту;
- контрольная сумма программного блока FC200 (записывают один раз для всех измерительных линий).

Сведения о поверке передаются в ФИФ ОЕ. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке Системы.

ПРОТОКОЛЫ ПОВЕРКИ

Поверяемое СИ: Системы измерений количества нефтепродуктов на АУТН темных и светлых нефтепродуктов ООО «Газпром нефтехим Салават»

Заводской номер: 01/1

Наименование предприятия, проводившего поверку: _____

Дата проведения: _____

Средства поверки:

Условия проведения поверки:

- температура воздуха _____;
- атмосферное давление _____;
- относительная влажность воздуха _____;
- температура рабочей среды _____.

п.7. Внешний осмотр: _____

п.8. Опробование: _____

п.9. Проверка ПО: _____

| Идентификационные данные (признаки) | Значение |
|--|-----------------|
| Идентификационное наименование ПО | |
| Номер версии (идентификационный номер) ПО | |
| Цифровой идентификатор ПО | |

п. 10. Определение метрологических характеристик

п. 10.1 Проверка результатов поверки СИ, входящих в состав Системы

| Наименование СИ | Сведение о поверке | Место установки |
|-----------------|--------------------|-----------------|
| | | |
| ... | ... | ... |
| | | |

п. 10.2 Определение метрологических характеристик измерительных каналов температуры

Тип поверяемого СИ _____
 Код ИК _____
 Наименование ИК _____
 Тип ПИП в составе ИК _____
 № и дата свидетельства о поверке ПИП _____
 Нормированное значение погрешности измерительного канала _____

| Диапазон измерений, единица измерений: | | | | | |
|--|---------------|--|--|--|--|
| % шкалы в точке измерений | | | | | |
| Расчетное значение параметра в точке измерений | | | | | |
| № измерений | Прямой ход. | | | | |
| 1 | | | | | |
| 2 | | | | | |
| 3 | | | | | |
| 4 | | | | | |
| 5 | | | | | |
| № измерений | Обратный ход. | | | | |
| 1 | | | | | |
| 2 | | | | | |
| 3 | | | | | |
| 4 | | | | | |
| 5 | | | | | |
| Максимальное значение | | | | | |
| Абсолютная погрешность канала без датчика температуры, Δ [°C] | | | | | |
| Абсолютная погрешность датчика температуры, Δ [°C] | | | | | |
| Абсолютная погрешность канала с датчиком температуры, Δ [°C] | | | | | |
| Результаты поверки измерительного канала - _____ годен (не годен) | | | | | |
| Поверитель _____ | | | | | |

10.3 Определение метрологических характеристик измерительных каналов давления

Тип поверяемого СИ _____
 Индекс ИК _____ Наименование ИК _____
 Диапазон измерений _____ Единицы измерений _____
 Тип ПИП в составе ИК _____
 № и дата свидетельства о поверке ПИП _____
 Нормированное значение погрешности измерительного канала _____

| Диапазон измерений: | | | | | |
|---|---------------|--|--|--|--|
| % шкалы в точке измерений | | | | | |
| Расчетное значение параметра в точке измерений | | | | | |
| № измерений | Прямой ход. | | | | |
| 1 | | | | | |
| 2 | | | | | |
| 3 | | | | | |
| 4 | | | | | |
| 5 | | | | | |
| № измерений | Обратный ход. | | | | |
| 1 | | | | | |
| 2 | | | | | |
| 3 | | | | | |
| 4 | | | | | |
| 5 | | | | | |
| Максимальное значение | | | | | |
| Абсолютная погрешность канала без преобразователя давления, Δ [бар] | | | | | |
| Приведенная погрешность канала без преобразователя давления, σ [%] | | | | | |
| Относительная погрешность преобразователя давления, [%] | | | | | |
| Приведенная погрешность преобразователя давления, σ [%] | | | | | |
| Приведенная погрешность канала с преобразователем давления, σ [%] | | | | | |
| Результаты поверки измерительного канала - _____ <div style="display: flex; justify-content: space-between;"> Поверитель _____ годен (не годен) </div> | | | | | |

10.4 Определение относительной погрешности системы при измерении массы нефтепродуктов

Тип поверяемого СИ _____

Индекс ИК _____ Наименование ИК _____

Диапазон измерений _____ Единицы измерений _____

Тип ПИП в составе ИК _____

№ и дата свидетельства о поверке ПИП _____

Нормированное значение погрешности АБ (измерительного канала с расходомером) _____

| № п/п | Дата | № измерения | Расход, т/ч | Масса, по ТПУ, М _{ПУ} , кг | Масса по измерительному каналу М _р , кг | Коэффициент коррекции в точке расхода MF _i | Коэффициент коррекции, введенный в Систему MF _{ивк} | Среднее значение коэффициента коррекции MF _{ср} | Относительная погрешность при измерении массы δ _м , % |
|--|------|-------------|-------------|-------------------------------------|--|---|--|--|--|
| Рабочая среда – | | | | | | | | | |
| 1 | | | | | | | | | |
| 2 | | | | | | | | | |
| 3 | | | | | | | | | |
| 4 | | | | | | | | | |
| 1 | | | | | | | | | |
| 2 | | | | | | | | | |
| 3 | | | | | | | | | |
| 4 | | | | | | | | | |
| 1 | | | | | | | | | |
| 2 | | | | | | | | | |
| 3 | | | | | | | | | |
| 4 | | | | | | | | | |
| Результаты поверки измерительного канала - _____ годен (не годен) | | | | | | | | | |
| Поверитель _____ | | | | | | | | | |

Последовательность ввода новых значений М-фактор_{ср} в программный блок FC200

1. Для измерительной линии 1:

- 1.1. по мазуту – в разделе Network 1 – Massmeter 1 для коэффициента “DB_KOEF_FOR_RASCH”.RASCH1.PROD2. DB_KOEF_FOR_RASCH_MIN в формате М-фактор_{ср}*10000;
- 1.2. по смоле пиролизной тяжелой (СПТ) – в разделе Network 1 – Massmeter 1 для коэффициента “DB_KOEF_FOR_RASCH”.RASCH1.PROD3. DB_KOEF_FOR_RASCH_MIN в формате М-фактор_{ср}*10000;
- 1.3. по газойлю тяжелому (ГТ) – в разделе Network 1 – Massmeter 1 для коэффициента “DB_KOEF_FOR_RASCH”.RASCH1.PROD4. DB_KOEF_FOR_RASCH_MIN в формате М-фактор_{ср}*10000;
- 1.4. по дистилляту среднего газового конденсата сернистому (ДСГКС) – в разделе Network 1 – Massmeter 1 для коэффициента “DB_KOEF_FOR_RASCH”.RASCH1.PROD5. DB_KOEF_FOR_RASCH_MIN в формате М-фактор_{ср}*10000;
- 1.5 по дизельному топливу EBPO (ДТ-Л-К5) – в разделе Network 1 – Massmeter 1 для коэффициента “DB_KOEF_FOR_RASCH”.RASCH1.PROD6. DB_KOEF_FOR_RASCH_MIN в формате М-фактор_{ср}*10000;
- 1.6. по топливу нефтяному ABT (Т.н. ABT) – в разделе Network 1 – Massmeter 1 для коэффициента “DB_KOEF_FOR_RASCH”.RASCH1.PROD7. DB_KOEF_FOR_RASCH_MIN в формате М-фактор_{ср}*10000.

2. Для измерительной линии 2:

- 2.1. по мазуту – в разделе Network 2 – Massmeter 2 для коэффициента “DB_KOEF_FOR_RASCH”.RASCH2.PROD2. DB_KOEF_FOR_RASCH_MIN в формате М-фактор_{ср}*10000;
- 2.2. по смоле пиролизной тяжелой (СПТ) – в разделе Network 2 – Massmeter 2 для коэффициента “DB_KOEF_FOR_RASCH”.RASCH2.PROD3. DB_KOEF_FOR_RASCH_MIN в формате М-фактор_{ср}*10000;
- 2.3. по газойлю тяжелому (ГТ) – в разделе Network 2 – Massmeter 2 для коэффициента “DB_KOEF_FOR_RASCH”.RASCH2.PROD4. DB_KOEF_FOR_RASCH_MIN в формате М-фактор_{ср}*10000;
- 2.4. по дистилляту среднего газового конденсата сернистому (ДСГКС) – в разделе Network 2 – Massmeter 2 для коэффициента “DB_KOEF_FOR_RASCH”.RASCH2.PROD5. DB_KOEF_FOR_RASCH_MIN в формате М-фактор_{ср}*10000;
- 2.5. по дизельному топливу EBPO (ДТ-Л-К5) – в разделе Network 2 – Massmeter 2 для коэффициента “DB_KOEF_FOR_RASCH”.RASCH2.PROD6. DB_KOEF_FOR_RASCH_MIN в формате М-фактор_{ср}*10000;
- 2.6. по топливу нефтяному ABT (Т.н. ABT) – в разделе Network 2 – Massmeter 2 для коэффициента “DB_KOEF_FOR_RASCH”.RASCH2.PROD7. DB_KOEF_FOR_RASCH_MIN в формате М-фактор_{ср}*10000.

3. Для измерительной линии 3:

- 3.1 по мазуту – в разделе Network 3 – Massmeter 3 для коэффициента "DB_KOEF_FOR_RASCH".RASCH3.PROD2. DB_KOEF_FOR_RASCH_MIN в формате М-фактор_{ср}*10000;
- 3.2. по смоле пиролизной тяжелой (СПТ) – в разделе Network 3 – Massmeter 3 для коэффициента "DB_KOEF_FOR_RASCH".RASCH3.PROD3. DB_KOEF_FOR_RASCH_MIN в формате М-фактор_{ср}*10000;
- 3.3. по газойлю тяжелому (ГТ) – в разделе Network 3 – Massmeter 3 для коэффициента "DB_KOEF_FOR_RASCH".RASCH3.PROD4. DB_KOEF_FOR_RASCH_MIN в формате М-фактор_{ср}*10000;
- 3.4. по дистилляту среднего газового конденсата сернистому (ДСГКС) – в разделе Network 3 – Massmeter 3 для коэффициента "DB_KOEF_FOR_RASCH".RASCH3.PROD5. DB_KOEF_FOR_RASCH_MIN в формате М-фактор_{ср}*10000;
- 3.5. по дизельному топливу ЕВРО (ДТ-Л-К5) – в разделе Network 3 – Massmeter 3 для коэффициента "DB_KOEF_FOR_RASCH".RASCH3.PROD6. DB_KOEF_FOR_RASCH_MIN в формате М-фактор_{ср}*10000;
- 3.6. по топливу нефтяному АВТ (Т.н. АВТ) – в разделе Network 3 – Massmeter 3 для коэффициента "DB_KOEF_FOR_RASCH".RASCH3.PROD7. DB_KOEF_FOR_RASCH_MIN в формате М-фактор_{ср}*10000.

4. Для измерительной линии 4:

- 4.1. по мазуту – в разделе Network 4 – Massmeter 4 для коэффициента "DB_KOEF_FOR_RASCH".RASCH4.PROD2. DB_KOEF_FOR_RASCH_MIN в формате М-фактор_{ср}*10000;
- 4.2. по смоле пиролизной тяжелой (СПТ) – в разделе Network 4 – Massmeter 4 для коэффициента "DB_KOEF_FOR_RASCH".RASCH4.PROD3. DB_KOEF_FOR_RASCH_MIN в формате М-фактор_{ср}*10000;
- 4.3. по газойлю тяжелому (ГТ) – в разделе Network 4 – Massmeter 4 для коэффициента "DB_KOEF_FOR_RASCH".RASCH4.PROD4. DB_KOEF_FOR_RASCH_MIN в формате М-фактор_{ср}*10000;
- 4.4. по дистилляту среднего газового конденсата сернистому (ДСГКС) – в разделе Network 4 – Massmeter 4 для коэффициента "DB_KOEF_FOR_RASCH".RASCH4.PROD5. DB_KOEF_FOR_RASCH_MIN в формате М-фактор_{ср}*10000;
- 4.5. по дизельному топливу ЕВРО (ДТ-Л-К5) – в разделе Network 4 – Massmeter 4 для коэффициента "DB_KOEF_FOR_RASCH".RASCH4.PROD6. DB_KOEF_FOR_RASCH_MIN в формате М-фактор_{ср}*10000;
- 4.6. по топливу нефтяному АВТ (Т.н. АВТ) – в разделе Network 4 – Massmeter 4 для коэффициента "DB_KOEF_FOR_RASCH".RASCH4.PROD7. DB_KOEF_FOR_RASCH_MIN в формате М-фактор_{ср}*10000.