

СОГЛАСОВАНО

Генеральный директор
ЗАО КИП «МЦЭ»



А.В. Федоров
2023 г.

Государственная система обеспечения единства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти морского
перегрузочного комплекса «Юрий Корчагин»

Методика поверки

54213-13 МП

Москва
2023

1 Общие положения

Настоящая методика поверки распространяется на Систему измерений количества и показателей качества нефти морского перегрузочного комплекса «Юрий Корчагин», заводской № 5096 (далее – СИКН) и устанавливает методы и средства первичной (до ввода в эксплуатацию, а также после ремонта) и периодической (в процессе эксплуатации по истечению интервала между поверками) поверки.

Поверку осуществляют аккредитованные на проведение поверки в соответствии с законодательством РФ об аккредитации в национальной системе аккредитации юридические лица и индивидуальные предприниматели.

В составе СИКН имеются следующие измерительные каналы (ИК):

- ИК массового расхода и массы отгружаемой нефти – 3 шт.;
- ИК температуры отгружаемой нефти – 3 шт.;
- ИК избыточного давления отгружаемой нефти – 3 шт.;
- ИК плотности в блоке измерений параметров качества (далее – БИК) отгружаемой нефти – 1 шт.;
- ИК влагосодержания отгружаемой нефти – 1 шт.;
- ИК избыточного давления в БИК отгружаемой нефти – 1 шт.;
- ИК температуры в БИК отгружаемой нефти – 1 шт.;
- ИК плотности нефти в поверочной установке – 1 шт.;
- ИК температуры в поверочной установке – 3 шт.;
- ИК избыточного давления в поверочной установке – 2 шт.;
- ИК массового расхода и массы поступающей нефти – 2 шт.;
- ИК избыточного давления поступающей нефти – 2 шт.;
- ИК температуры поступающей нефти – 2 шт.

Комплектность СИКН в соответствии с документом «Система измерений количества и показателей качества нефти морского перегрузочного комплекса «Юрий Корчагин». Зав. № 5096. Формуляр» (далее - ФО), состав ИК в соответствии с Приложением А.

Допускается проведение поверки отдельных ИК, с обязательным указанием в приложении к свидетельству о поверке информации об объеме поверяемых ИК.

ИК массового расхода и массы отгружаемой (3 шт.) и поступающей (2 шт.) нефти, подвергаются поверке в соответствии с МИ 3272 или МИ 3288. Остальные ИК подвергаются покомпонентной (позлементной) поверке с учетом положений раздела 8 ГОСТ Р 8.596-2002, при этом средства измерений (СИ) из состава этих ИК, поверяют по методикам поверки, указанным в сведениях об утверждении их типа. Данные СИ должны поверяться в соответствии с интервалами между поверками, установленными при утверждении их типа, если очередной срок поверки наступает до очередного срока поверки СИКН, то поверяется только СИ.

После ремонта СИКН, если эти события могли повлиять на метрологические характеристики ИК, а также после замены СИ, входящих в состав СИКН, проводится внеочередная поверка в объеме первичной поверки. Допускается проводить поверку только тех ИК, которые подверглись указанным выше воздействиям. Во всех указанных случаях оформляется технический акт о внесенных изменениях, который должен быть подписан руководителем или уполномоченным им лицом объекта (филиала) и руководителем или представителем метрологической службы Предприятия-владельца. Технический акт хранится, как неотъемлемая часть эксплуатационных документов на СИКН. При проведении очередной поверки все изменения, внесенные в СИКН в течении интервала между поверками вносятся в свидетельство о поверки, а технические акты аннулируются.

При вводе в эксплуатацию отдельных ИК, операции поверки проводят только для этих ИК.

Свидетельства о поверки на ИК, в которых была произведена замена измерительных компонентов, хранятся вместе с основным свидетельством о поверки на СИКН. При проведении периодической поверки все изменения, внесенные в СИКН в течении интервала между поверками, вносятся в свидетельство о поверки.

Реализация данной методики поверки обеспечивает метрологическую прослеживаемость СИКН, в части ИК массового расхода и массы отгружаемой и поступающей нефти к Государственному первичному специальному эталону единиц массы и объема жидкости в потоке, массового и объемного расходов жидкости ГЭТ 63-2019, в соответствии с ГПС для средств измерений массы и объема жидкости в потоке жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости для средств измерений, поверка которых осуществляется на жидкостях кроме воды, согласно Приказу Росстандарта от 26.09.2022 г. №2356 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости». Единицы объемного расхода и объема передаются с помощью рабочего эталона 1-го разряда.

Для остальных ИК применяемых в составе СИКН прослеживаемость к государственным первичным эталонам обеспечивается средствами поверки, указанными в методиках поверки на СИ входящие в их состав.

2 Перечень операций поверки

При проведении поверки выполняют операции, указанные в таблице 1.

Таблица 1 – Операции поверки

Наименование операций	Номер пункта	Проведение операций при	
		первичной поверке	периодической поверке
Внешний осмотр	7	да	да
Подготовка к поверке и опробование средства измерений	8	да	да
Проверка программного обеспечения	9	да	да
Определение метрологических характеристик и подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям	10	да	да
Оформление результатов поверки	11	да	да

3 Требования к условиям поверки

При проведении поверки должны соблюдаться рабочие условия эксплуатации компонентов, входящих в состав СИКН или поверяемого ИК и применяемых средств поверки в соответствии с их нормативными документами.

4 Требования к специалистам, осуществляющим поверку

К поверке СИКН допускают лиц, аттестованных в установленном порядке в качестве поверителей, изучивших настоящий документ, эксплуатационную документацию на СИКН и на входящие в ее состав компоненты, используемые средства поверки и освоивших работу с СИКН и используемыми средствами поверки, а также прошедшие инструктаж по технике безопасности в установленном порядке.

5 Метрологические и технические требования к средствам поверки

5.1 При поверке СИКН должны применяться средства поверки и вспомогательное оборудование, указанные в таблице 2.

Таблица 2 – Средства поверки

Номер пункта методики поверки	Наименование и тип (условное обозначение) основного или вспомогательного средства поверки	Пример возможного средства поверки
8; 9; 10	Комбинированное средство измерений температуры, влажности и атмосферного давления: диапазон измерений (ДИ) температуры от 0 °С до плюс 60 °С, пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений (ПГ) температуры $\pm 0,3$ °С; ДИ относительной влажности от 0 до 98 %, ПГ при 23 °С: в диапазоне от 0 до 90 % - ± 2 %, в диапазоне от 90 до 98 % - ± 3 %; ДИ атмосферного давления от 700 до 1100 гПа, ПГ $\pm 2,5$ гПа.	Термогигрометр ИВА-6 (рег. № 46434-11)
10.1	Рабочий эталон 1-го разряда в соответствии с Приказом Росстандарта от 26.09.2022 г. №2356 с диапазоном воспроизведения расхода от 33,3 до 795 м ³ /ч	Установка турбопоршневая «SYNCROTRAK» (рег. № 28232-04), модель S-35, максимальный объемный расход 795 м ³ /ч, пределы допускаемой относительной погрешности при воспроизведении объема $\pm 0,05$ %
10.1	Средства измерений плотности по приказу Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 1 ноября 2019 г. № 2603 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений плотности» с диапазоном измерений от 300 до 1100 кг/м ³ , пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,3$ кг/м ³	Преобразователь плотности жидкости измерительный модель 7835 (рег. № 15644-06), диапазон преобразования плотности с нормируемыми метрологическими характеристиками от 300 до 1100 кг/м ³ , пределы допустимой основной погрешности преобразования плотности $\pm 0,15$ кг/м ³
10.1	Средства измерений давления по приказу Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 20 октября 2022 г. № 2653 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений избыточного давления до 4000 МПа» с диапазоном измерений от 0 до 1600 кПа, пределы допускаемой приведенной погрешности $\pm 0,5$ %	Преобразователь давления измерительный 3051 (рег. № 14061-04), диапазон измерений от 0 до 1600 кПа, пределы допускаемой основной приведенной погрешности $\pm 0,04$ %
10.1	Средства измерений температуры по приказу Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 23 декабря 2022 г. № 3253 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений температуры» с диапазоном измерений от 0 до +75 °С, пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,2$ °С	Датчик температуры 644 (рег. № 39539-08), диапазон измерений от 0 до +75 °С, пределы допускаемой основной абсолютной погрешности $\pm 0,199$ °С

Продолжение таблицы 2

Номер пункта методики поверки	Наименование и тип (условное обозначение) основного или вспомогательного средства поверки	Пример возможного средства поверки
10.1.1	Преобразователь объемного расхода, СКО результатов измерений при определении коэффициента преобразования не более 0,02 %	Расходомер жидкости турбинный серии 1500 (рег. № 32712-06), максимальный объемный расход 1350 м ³ /ч, динамический диапазон измерений расхода 10:1, пределы относительной погрешности $\pm 0,15$ %;
10.1	Устройство обработки информации (измерительно-вычислительный комплекс), пределы допускаемой относительной погрешности преобразования входных электрических сигналов в значение коэффициента преобразования СРМ $\pm 0,05$ %; пределы допускаемой относительной погрешности преобразования входных электрических сигналов в значение коэффициента преобразования ПР $\pm 0,025$ %	Комплекс измерительно-вычислительный ИМЦ-07 (рег. № 75139-19), пределы допускаемой относительной погрешности преобразования входных электрических сигналов в значение коэффициента преобразования СРМ $\pm 0,02$ %; пределы допускаемой относительной погрешности преобразования входных электрических сигналов в значение коэффициента преобразования ПР $\pm 0,02$ %

5.2 Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик СИКН или поверяемого ИК с требуемой точностью в соответствии с действующими ГПС.

5.3 Все средства поверки должны быть допущены к применению в установленном порядке.

6 Требование (условия) по обеспечению безопасности проведения поверки

6.1 При проведении поверки должны соблюдаться требования:

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

- предусмотренные «Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей», правилами промышленной безопасности и охраны труда, действующими на территории объектов ООО «ЛУКОЙЛ - Нижневолжскнефть», Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», эксплуатационной документацией на СИКГ, ее компонентов и применяемых средств поверки;

- предусмотренные федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств», утвержденных приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 № 533;

- предусмотренные федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», утвержденных приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 27.12.2012 № 784;

- предусмотренные другими документами, действующими на территории объектов ООО «ЛУКОЙЛ - Нижневолжскнефть» в сфере безопасности, охраны труда и окружающей среды;

- корпуса применяемых средств поверки и оборудования из состава СИКН должны быть заземлены, если данное требование приведено в их эксплуатационной документации;

- ко всем используемым средствам поверки и оборудованию из состава СИКН должен быть обеспечен свободный доступ для заземления, настройки и измерений.

6.2 При появлении утечек нефти, загазованности и других ситуаций, нарушающих нормальный ход работ оборудования СИКН, поверку прекращают.

7 Внешний осмотр

7.1 Проверяют целостность корпусов, отсутствие видимых повреждений оборудования, входящего в состав СИКН или поверяемого ИК.

7.2 Проверяют состояние линий связи, разъемов и соединительных клеммных колодок из состава СИКН или поверяемого ИК, при этом они должны соответствовать технической документации на СИКН и не иметь повреждений, деталей с ослабленным или отсутствующим креплением.

7.3 Проверяют наличие действующих пломб в установленных местах, а также соответствие фактически используемых СИ и прочих компонентов, заводским номерам и типам СИ, указанным в описании типа на СИКН и ФО.

7.4 Проверяют работу всех дисплеев (индикаторов) СИ входящих в состав СИКН или поверяемого ИК, отсутствие кодов ошибок или предупреждений, последовательная проверка визуализации параметров.

7.5 В случае выявления несоответствий по пунктам 7.1 - 7.4 поверку приостанавливают до устранения выявленных несоответствий. В случае невозможности устранения выявленных несоответствий СИКН в части ИК, в состав которых входят неисправные СИ и/или оборудование, считается не прошедшей поверку и признается не пригодной к применению.

8 Подготовка к поверке и опробование средства измерений

8.1 Перед проведением поверки выполняют следующие подготовительные работы:

- проводят организационно-технические мероприятия по доступу поверителей к местам установки компонентов СИКН или поверяемого ИК;
- проводят технические и организационные мероприятия по обеспечению безопасности поверочных работ с учетом требований приведенных разделе 6 настоящего документа;
- средства поверки подготавливают к работе в соответствии с их эксплуатационными документами.

Для проведения поверки подготавливают следующую документацию:

- эксплуатационную документацию на СИКН и ее компоненты;
- описание типа СИКН;
- сведения о поверке на СИ, входящие в состав СИКН или поверяемый ИК, и сведения о предыдущей поверке СИКН (при периодической и внеочередной поверке);
- сведения о поверке или аттестации применяемых средств поверки.

8.2 Опробование предусматривает экспериментальное подтверждение отсутствия ошибок в работе СИКН или поверяемого ИК.

В момент опробования все оборудование, входящие в состав СИКН или поверяемого ИК, должно быть включено. Далее на автоматизированном рабочем месте оператора (далее - АРМ) из состава СИКН отображают мнемосхему и проверяют отсутствие сообщений об ошибках.

8.3 Результаты опробования принимают положительными, если установлено отсутствие сообщений об ошибках. В случае выявления сообщений об ошибках поверку приостанавливают до устранения выявленных несоответствий. В случае невозможности устранения выявленных несоответствий СИКН в части ИК, в состав которых входят неисправные СИ и/или оборудование, считается не прошедшей поверку и признается не пригодной к применению.

9 Проверка программного обеспечения

9.1 При проверке программного обеспечения (ПО) СИКН проверяют соответствие идентификационных данных ПО:

- контроллеров измерительных FloBoss S600 (пер. № 38623-08);
- комплекса измерительно-вычислительного ИМЦ-07 (пер. № 75139-19);
- АРМ, реализовано на базе комплекса программного обеспечения «ФОРВАРД PRO».

Проверке ПО подвергается оборудование входящее в состав поверяемого ИК.

9.2 Проверку идентификационных данных ПО контроллеров измерительных FloBoss S600 проводят путем сличения идентификационных данных ПО отображаемых на дисплее в подменю 46.10 и приведенных в таблице 3.

Таблица 3 – Идентификационные данные ПО контроллеров измерительных FloBoss S600

Идентификационные данные (признаки)	Значение			
Обозначение контроллера*	OG-FC-ST1	OG-FC-ST2	OG-FC-ST3	IN-OG-PROVER
Идентификационное наименование программного обеспечения	-			
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	05.33	05.33	05.33	05.33
* - обозначение контроллера в соответствии с ФО.				

9.3 Проверку идентификационных данных ПО комплекса измерительно-вычислительного ИМЦ-07 проводят путем сличения идентификационных данных ПО отображаемых на дисплеях комплекса (конструктивное исполнение 8: встраиваемый прибор с дублированием всех функций, оснащен двумя дисплеями) и приведенных в таблице 4. Вывод идентификационных данных на дисплеи комплекса в соответствии с его эксплуатационной документацией.

Таблица 4 – Идентификационные данные прикладного ПО комплекса измерительно-вычислительного ИМЦ-07

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование программного обеспечения	EMC07.Metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	PX.7000.01.09
Цифровой идентификатор программного обеспечения	1B8C4675
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32

9.4 Проверку идентификационных данных метрологически значимого ПО АРМ (Комплекс программного обеспечения «ФОРВАРД PRO») проводят путем сличения идентификационных данных ПО отображаемых на дисплее АРМ и приведенных в таблице 5. Вывод идентификационных данных на дисплей АРМ в соответствии с его эксплуатационной документацией.

Таблица 5 – Идентификационные данные метрологически значимого ПО автоматизированного рабочего места оператора (Комплекс программного обеспечения «ФОРВАРД PRO»)

Идентификационные данные (признаки)	Значение			
Идентификационное наименование программного обеспечения	ArmA.dll	ArmMX.dll	ArmF.dll	ArmTPU.dll
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	4.0.0.2	4.0.0.4	4.0.0.2	4.0.0.2
Цифровой идентификатор программного обеспечения	1D7C7BA0	E0881512	96ED4C9B	55DCB371
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32	CRC32	CRC32	CRC32

9.5 Результаты считаются положительными, если установлено полное соответствие идентификационных данных ПО.

10 Определение метрологических характеристик и подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям (далее – ОМХ и ПС)

10.1 ОМХ и ПС ИК массового расхода и массы нефти

10.1.1 ОМХ и ПС ИК массового расхода и массы отгружаемой нефти

В состав СИКН входит 3 ИК массового расхода и массы отгружаемой нефти, состав приведен в Приложении А и ФО. Диапазон измерений (от G_{\min} до G_{\max}) одного ИК массового расхода и массы отгружаемой нефти от 80 до 630 т/ч или от 180 до 630 т/ч, зависит от режима работы СИКН. Принимается решение в каком диапазоне измерений проводят ОМХ и ПС ИК массового расхода и массы отгружаемой нефти, при этом минимальное значение массового расхода, при котором определяются метрологические характеристики, должно быть в диапазоне от G_{\min} до $1,1 \cdot G_{\min}$, а максимальное значение массового расхода, при котором определяются метрологические характеристики, должно быть в диапазоне от $0,9 \cdot G_{\max}$ до G_{\max} .

10.1.1.1 Проверяют наличие сведений подтверждающих поверку:

- контроллера измерительного FloBoss S600 входящего в состав поверяемого ИК – 1 шт.;
- комплекса измерительно-вычислительного ИМЦ-07 – 1 шт.;
- установку турбопоршневую «SYNCROTRAK» (поверочная установка) – 1 шт.;
- преобразователь плотности жидкости измерительный модель 7835 в линии поверочной установки – 1 шт.;
- датчики температуры 644 в поверочной установке – 3 шт.;
- преобразователи измерительные MTL 5042, через которые датчики температуры 644 в поверочной установке подключены к комплексу измерительно-вычислительному ИМЦ-07 – 3 шт.;
- преобразователи давления измерительные 3051 в поверочной установке – 2 шт.;
- преобразователи измерительные MTL 5042, через которые преобразователи давления измерительные 3051 в поверочной установке подключены к комплексу измерительно-вычислительному ИМЦ-07 – 2 шт.;

Примечание: если отсутствуют сведения о действующей поверке хотя бы на одно СИ из вышеприведенного перечня, поверку останавливают до устранения данного несоответствия.

- расходомер жидкости турбинный серии 1500 (допускается использовать не поверенным, пригодность к применению устанавливают по результатам определения его метрологических характеристик в соответствии с Приложением Б МИ 3288, при этом СКО результатов измерений при определении коэффициента преобразования не более 0,02 %).

10.1.1.2 В соответствии с эксплуатационной документацией, на СИКН и оборудование входящие в состав поверяемого ИК, производят переключение выходного сигнала счетчика-расходомера массового на комплекс измерительно-вычислительный ИМЦ-07 и подготавливают СИКН к поверке.

10.1.1.3 Далее проводят поверку в автоматизированном режиме с помощью комплекса измерительно-вычислительного ИМЦ-07 в соответствии с МИ 3272 или МИ 3288, метод поверки определяют на основании заявления владельца СИКН или лица уполномоченного им.

10.1.1.4 Абсолютное значение относительной погрешности, полученное в соответствии с МИ 3272 или МИ 3288 для рабочих условий ИК массового расхода и массы отгружаемой нефти должно быть не более 0,25 %.

10.1.1.5 Результаты поверки по п. 10.1.1 признают положительными, если установлено соответствие по п. 10.1.1.1 и п. 10.1.1.4, при выполнении данных условий подтверждено соответствие метрологическим требованиям:

- пределы допускаемой относительной погрешности измерений массового расхода нефти $\pm 0,25 \%$;
- пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти при доверительной вероятности 0,95, % $\pm 0,25 \%$.

10.1.2 ОМХ и ПС ИК массового расхода и массы поступающей нефти

В состав СИКН входит 2 ИК массового расхода и массы поступающей нефти, состав приведен в Приложении А и ФО. Диапазон измерений (от G_{\min} до G_{\max}) одного ИК массового расхода и массы поступающей нефти от 29 до 350 т/ч или от 35 до 280 т/ч, зависит от режима работы СИКН. Принимается решение в каком диапазоне измерений проводят ОМХ и ПС ИК массового

расхода и массы поступающей нефти, при этом минимальное значение массового расхода, при котором определяются метрологические характеристики, должно быть в диапазоне от G_{\min} до $1,1 \cdot G_{\min}$, а максимальное значение массового расхода, при котором определяются метрологические характеристики, должно быть в диапазоне от $0,9 \cdot G_{\max}$ до G_{\max} .

10.1.2.1 Проверяют наличие сведений подтверждающих поверку:

- комплекса измерительно-вычислительного ИМЦ-07 – 1 шт.;
- установку турбопоршневую «SYNCROTRAK» (поверочная установка) – 1 шт.;
- преобразователь плотности жидкости измерительный модель 7835 в линии поверочной установки – 1 шт.;
- датчики температуры 644 в поверочной установке – 3 шт.;
- преобразователи измерительные MTL 5042, через которые датчики температуры 644 в поверочной установке подключены к комплексу измерительно-вычислительному ИМЦ-07 – 3 шт.;
- преобразователи давления измерительные 3051 в поверочной установке – 2 шт.;
- преобразователи измерительные MTL 5042, через которые преобразователи давления измерительные 3051 в поверочной установке подключены к комплексу измерительно-вычислительному ИМЦ-07 – 2 шт.;

Примечание: если отсутствуют сведения о действующей поверке хотя бы на одно средство измерений из вышеприведенного перечня, поверку останавливают до устранения данного несоответствия.

10.1.2.2 В соответствии с эксплуатационной документацией, на СИКН и оборудование входящие в состав поверяемого ИК, производят переключение выходного сигнала счетчика-расходомера массового на комплекс измерительно-вычислительный ИМЦ-07 и подготавливают СИКН к поверке.

10.1.2.3 Далее проводят поверку в автоматизированном режиме с помощью комплекса измерительно-вычислительного ИМЦ-07 в соответствии с МИ 3272 или МИ 3288, метод поверки определяют на основании заявления владельца СИКН или лица уполномоченного им.

10.1.2.4 Абсолютное значение относительной погрешности, полученное в соответствии с МИ 3272 или МИ 3288 для рабочих условий ИК массового расхода и массы отгружаемой нефти должно быть не более 0,25 %.

10.1.2.5 Результаты поверки по п. 10.1.2 признают положительными, если установлено соответствие по п. 10.1.2.1 и п. 10.1.2.4, при выполнении данных условий подтверждено соответствие метрологическим требованиям:

- пределы допускаемой относительной погрешности измерений массового расхода нефти, % $\pm 0,25$;
- пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти при доверительной вероятности 0,95, % $\pm 0,25$.

10.2 ОМХ и ПС ИК температуры

ИК температуры подвергают покомпонентной (позлементной) поверке, при этом СИ (измерительные и измерительно-вычислительные компоненты) из состава этих ИК, должны быть поверены по методикам поверки, указанным в сведениях об утверждении их типа.

10.2.1 ОМХ и ПС ИК температуры отгружаемой нефти

10.2.1.1 В состав СИКН входит 3 ИК температуры отгружаемой нефти, состав приведен в Приложении А и ФО.

10.2.1.2 ИК температуры отгружаемой нефти признают поверенным, если поверены все измерительные (датчик температуры 644, рег. № 39539-08; барьер искробезопасности НБИ, рег. № 59512-14) и измерительно-вычислительные (комплекс измерительно-вычислительный ИМЦ-07, рег. № 75139-19; контроллер измерительный FloBoss S600, рег. № 38623-08) компоненты входящие в состав поверяемого ИК, при этом контролируют:

- для датчика температуры 644 соответствие диапазона измерений температуры (от 0 до плюс 75 °С) выходному сигналу (от 4 до 20 мА);
- для измерительно-вычислительных компонент настройки преобразования входного сигнала в значение температуры.

10.2.1.3 При выполнении п. 10.2.1.2 подтверждено соответствие метрологическим

требованиям:

- пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры нефти, °C ±0,3.

10.2.2 ОМХ и ПС ИК температуры в БИК отгружаемой нефти

10.2.2.1 В состав СИКН входит 1 ИК температуры в БИК отгружаемой нефти, состав приведен в Приложении А и ФО.

10.2.2.2 ИК температуры в БИК отгружаемой нефти признают поверенным, если поверены все измерительные (датчик температуры 644, рег. № 39539-08; преобразователь измерительный MTL 5042, рег. № 27555-09) и измерительно-вычислительные (контроллер измерительный FloBoss S600, рег. № 38623-08) компоненты входящие в состав поверяемого ИК, при этом контролируют:

- для датчика температуры 644 соответствие диапазона измерений температуры (от 0 до плюс 75 °C) выходному сигналу (от 4 до 20 мА);
- для измерительно-вычислительных компонент настройки преобразования входного сигнала в значение температуры.

10.2.2.3 При выполнении п. 10.2.2.2 подтверждено соответствие метрологическим требованиям:

- пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры нефти, °C ±0,3.

10.2.3 ОМХ и ПС ИК температуры в поверочной установке

10.2.3.1 В состав СИКН входит 3 ИК температуры в поверочной установке (2 ИК измеряют температуру нефти на входе и выходе в поверочную установку, а 1 ИК температуру планки с оптическими переключателями в поверочной установке), состав приведен в Приложении А и ФО.

10.2.3.2 ИК температуры в поверочной установке признают поверенным, если поверены все измерительные (датчик температуры 644, рег. № 39539-08; преобразователь измерительный MTL 5042, рег. № 27555-09) и измерительно-вычислительные (комплекс измерительно-вычислительный ИМЦ-07, рег. № 75139-19; контроллер измерительный FloBoss S600, рег. № 38623-08) компоненты входящие в состав поверяемого ИК, при этом контролируют:

- для датчика температуры 644 соответствие диапазона измерений температуры (от 0 до плюс 75 °C) выходному сигналу (от 4 до 20 мА);
- для измерительно-вычислительных компонент настройки преобразования входного сигнала в значение температуры.

10.2.3.3 При выполнении п. 10.2.3.2 подтверждено соответствие метрологическим требованиям:

- пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры нефти, °C ±0,3;
- пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры планки с оптическими переключателями ТПУ, °C ±0,3.

10.2.4 ОМХ и ПС ИК температуры поступающей нефти

10.2.4.1 В состав СИКН входит 2 ИК температуры поступающей нефти, состав приведен в Приложении А и ФО.

10.2.4.2 ИК температуры отгружаемой нефти признают поверенным, если поверены все измерительные (датчик температуры 644, рег. № 39539-08) и измерительно-вычислительные (комплекс измерительно-вычислительный ИМЦ-07, рег. № 75139-19) компоненты входящие в состав поверяемого ИК, при этом контролируют:

- для датчика температуры 644 соответствие диапазона измерений температуры (от 0 до плюс 75 °C) выходному сигналу (от 4 до 20 мА);
- для измерительно-вычислительных компонент настройки преобразования входного сигнала в значение температуры.

10.2.4.3 При выполнении п. 10.2.4.2 подтверждено соответствие метрологическим требованиям:

- пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры нефти, °C ±0,3.

10.3 ОМХ и ПС ИК избыточного давления

10.3.1 ОМХ и ПС ИК избыточного давления отгружаемой нефти

10.3.1.1 В состав СИКН входит 3 ИК избыточного давления отгружаемой нефти, состав приведен в Приложении А и ФО.

10.3.1.2 ИК избыточного давления отгружаемой нефти признают поверенным, если поверены все измерительные (преобразователь давления измерительный 3051, рег. № 14061-04; барьер искробезопасности НБИ, рег. № 59512-14) и измерительно-вычислительные (комплекс измерительно-вычислительный ИМЦ-07, рег. № 75139-19; контроллер измерительный FloBoss S600, рег. № 38623-08) компоненты входящие в состав поверяемого ИК, при этом контролируют:

- для преобразователя давления измерительного 3051 соответствие диапазона измерений избыточного давления (от 0 до 1600 кПа) выходному сигналу (от 4 до 20 мА);

- для измерительно-вычислительных компонент настройки преобразования входного сигнала в значение избыточного давления.

10.3.1.3 При выполнении п. 10.3.1.2 подтверждено соответствие метрологическим требованиям:

- пределы допускаемой приведенной к диапазону

- измерений погрешности измерений давления нефти, % $\pm 0,25$.

10.3.2 ОМХ и ПС ИК избыточного давления в БИК отгружаемой нефти

10.3.2.1 В состав СИКН входит 1 ИК избыточного давления в БИК отгружаемой нефти, состав приведен в Приложении А и ФО.

10.3.2.2 ИК избыточного давления в БИК отгружаемой нефти признают поверенным, если поверены все измерительные (преобразователь давления измерительный 3051, рег. № 14061-04; преобразователь измерительный MTL 5042, рег. № 27555-09) и измерительно-вычислительные (контроллер измерительный FloBoss S600, рег. № 38623-08) компоненты входящие в состав поверяемого ИК, при этом контролируют:

- для преобразователя давления измерительного 3051 соответствие диапазона измерений избыточного давления (от 0 до 1600 кПа) выходному сигналу (от 4 до 20 мА);

- для измерительно-вычислительных компонент настройки преобразования входного сигнала в значение избыточного давления.

10.3.2.3 При выполнении п. 10.3.2.2 подтверждено соответствие метрологическим требованиям:

- пределы допускаемой приведенной к диапазону

- измерений погрешности измерений давления нефти, % $\pm 0,25$.

10.3.3 ОМХ и ПС ИК избыточного давления в поверочной установке

10.3.3.1 В состав СИКН входит 2 ИК избыточного давления в поверочной установке, состав приведен в Приложении А и ФО.

10.3.3.2 ИК избыточного давления в поверочной установке признают поверенным, если поверены все измерительные (преобразователь давления измерительный 3051, рег. № 14061-04; преобразователь измерительный MTL 5042, рег. № 27555-09) и измерительно-вычислительные (комплекс измерительно-вычислительный ИМЦ-07, рег. № 75139-19; контроллер измерительный FloBoss S600, рег. № 38623-08) компоненты входящие в состав поверяемого ИК, при этом контролируют:

- для преобразователя давления измерительного 3051 соответствие диапазона измерений избыточного давления (от 0 до 1600 кПа) выходному сигналу (от 4 до 20 мА);

- для измерительно-вычислительных компонент настройки преобразования входного сигнала в значение избыточного давления.

10.3.3.3 При выполнении п. 10.3.3.2 подтверждено соответствие метрологическим требованиям:

- пределы допускаемой приведенной к диапазону

- измерений погрешности измерений давления нефти, % $\pm 0,25$.

10.3.4 ОМХ и ПС ИК избыточного давления поступающей нефти

10.3.4.1 В состав СИКН входит 2 ИК избыточного давления поступающей нефти, состав приведен в Приложении А и ФО.

10.3.4.2 ИК избыточного давления отгружаемой нефти признают поверенным, если поверены все измерительные (преобразователь давления измерительный 3051, рег. № 14061-04) и измерительно-вычислительные (комплекс измерительно-вычислительный ИМЦ-07, рег. № 75139-19) компоненты входящие в состав поверяемого ИК, при этом контролируют:

- для преобразователя давления измерительного 3051 соответствие диапазона измерений избыточного давления (от 0 до 1600 кПа) выходному сигналу (от 4 до 20 мА);

- для измерительно-вычислительных компонент настройки преобразования входного сигнала в значение избыточного давления.

10.3.4.3 При выполнении п. 10.3.4.2 подтверждено соответствие метрологическим требованиям:

- пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений давления нефти, % $\pm 0,25$.

10.4 ОМХ и ПС ИК плотности

10.4.1 ОМХ и ПС ИК плотности в БИК отгружаемой нефти

10.4.1.1 В состав СИКН входит 1 ИК плотности в БИК отгружаемой нефти, состав приведен в Приложении А и ФО.

10.4.1.2 ИК плотности в БИК отгружаемой нефти признают поверенным, если поверены все измерительные (преобразователь плотности жидкости измерительный модель 7835, рег. № 15644-06) и измерительно-вычислительные (контроллер измерительный FloBoss S600, рег. № 38623-08) компоненты входящие в состав поверяемого ИК, при этом контролируют:

- для измерительно-вычислительных компонент настройки преобразования входного сигнала в значение плотности.

10.4.1.3 При выполнении п. 10.4.1.2 подтверждено соответствие метрологическим требованиям:

- пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений плотности нефти, кг/м³ $\pm 0,3$.

10.4.2 ОМХ и ПС ИК плотности в поверочной установке

10.4.2.1 В состав СИКН входит 1 ИК плотности в поверочной установке, состав приведен в Приложении А и ФО.

10.4.2.2 ИК плотности в поверочной установке признают поверенным, если поверены все измерительные (преобразователь плотности жидкости измерительный модель 7835, рег. № 15644-06) и измерительно-вычислительные (комплекс измерительно-вычислительный ИМЦ-07, рег. № 75139-19; контроллер измерительный FloBoss S600, рег. № 38623-08) компоненты входящие в состав поверяемого ИК, при этом контролируют:

- для измерительно-вычислительных компонент настройки преобразования входного сигнала в значение плотности.

10.4.2.3 При выполнении п. 10.4.2.2 подтверждено соответствие метрологическим требованиям:

- пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений плотности нефти, кг/м³ $\pm 0,3$.

10.5 ОМХ и ПС ИК влагосодержания

10.5.1 ОМХ и ПС ИК влагосодержания отгружаемой нефти

10.5.1.1 В состав СИКН входит 1 ИК влагосодержания отгружаемой нефти, состав приведен в Приложении А и ФО.

10.5.1.2 ИК влагосодержания отгружаемой нефти признают поверенным, если поверены все измерительные (влагомер поточный модель L, рег. № 25603-03 и/или 56767-14; преобразователь измерительный MTL 5042, рег. № 27555-09) и измерительно-вычислительные (контроллер измерительный FloBoss S600, рег. № 38623-08) компоненты входящие в состав поверяемого ИК, при этом контролируют:

- для измерительно-вычислительных компонент настройки преобразования входного сигнала в значение плотности.

10.5.1.3 При выполнении п. 10.5.1.2 подтверждено соответствие метрологическим требованиям:

- пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений влагосодержания нефти (объемная доля воды), %

- в диапазоне от 0 до 4 %

$\pm 0,1$;

- в диапазоне от 4 до 10 %

$\pm 0,2$.

11 Оформление результатов поверки

11.1 Результаты поверки оформляют в установленном порядке проведения поверки средств измерений. Протоколы поверки оформляются в произвольном порядке.


11.2 При положительных результатах поверки сведения о поверке заносятся в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений, а также выписывается свидетельство о поверке (в приложении к свидетельству указывают перечень ИК, которые были проверены в рамках поверки).

11.3 При отрицательных результатах поверки, СИКН или поверяемый ИК признается непригодной, выдают извещение о непригодности, с указанием причин непригодности.

Приложение А
(обязательное)

Состав измерительных каналов СИКН

Таблица А.1 – Состав измерительных каналов СИКН

Состав измерительного канала			
Диапазон измерений	Первичный измерительный преобразователь (тип, используемый вход/выход, пределы допускаемой основной погрешности)	Промежуточный преобразователь (тип, пределы допускаемой основной погрешности), барьер искробезопасности	Измерительный контроллер (тип, используемый вход/выход, пределы допускаемой основной погрешности)
1	2	3	4
Измерительный канал (ИК) массового расхода и массы отгружаемой нефти (3 шт.)			
от 80 до 630 т/ч (от 180 до 630 т/ч)	Счетчик-расходомер массовый Micro Motion модели DS600 с преобразователем 2700, $\pm 0,1\%$ (отн.), рег. № 13425-06 в ФИФ ОЕИ		Контроллер измерительный FloBoss S600 вход частотно-импульсный, ± 1 имп. на 10000 импульсов, рег. № 38623-08 в ФИФ ОЕИ
	Счетчик-расходомер массовый Micro Motion исполнение первичного преобразователя CMF, электронный преобразователь модели 2700, $\pm 0,1\%$ (отн.), рег. № 45115-16 в ФИФ ОЕИ	Связующие компоненты	Комплекс измерительно-Вычислительный ИМЦ-07 вход частотно-импульсный, $\pm 0,005\%$ (отн.), рег. № 75139-19 в ФИФ ОЕИ
ИК температуры отгружаемой нефти (3 шт.)			
от 0 до +75 °С	Датчик температуры 644, в составе первичного преобразователя температуры (сенсора) pt100 и измерительного преобразователя выход сила тока от 4 до 20 мА, $\pm 0,20\%$ (абс.), рег. № 39539-08 в ФИФ ОЕИ	Барьер искробезопасности НБИ $\pm 0,1\%$ (прив.), рег. № 59512-14 в ФИФ ОЕИ, а также связующие компоненты	Комплекс измерительно-Вычислительный ИМЦ-07 вход сила тока от 4 до 20 мА, $\pm 0,009$ мА (абс.), рег. № 75139-19 в ФИФ ОЕИ
		Преобразователь ток/напряжение (Резистор R250), $\pm 0,01\%$ (прив.), а также связующие компоненты	Контроллер измерительный FloBoss S600 вход напряжения от 1 до 5 В, $\pm 0,005\%$ (прив.), рег. № 38623-08 в ФИФ ОЕИ

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4
ИК избыточного давления отгружаемой нефти (3 шт.)			
от 0 до 1600 кПа	Преобразователь давления измерительный 3051, выход сила тока от 4 до 20 мА, ±0,04 % (прив.), рег. № 14061-04 в ФИФ ОЕИ	Барьер искробезопасности НБИ ±0,1 % (прив.), рег. № 59512-14 в ФИФ ОЕИ, а также связующие компоненты	Комплекс измерительно- Вычислительный ИМЦ-07 вход сила тока от 4 до 20 мА, ±0,009 мА (абс.), рег. № 75139-19 в ФИФ ОЕИ
		Преобразователь ток/напряжение (Резистор R250), ±0,01 % (прив.), а также связующие компоненты	Контроллер измерительный FloBoss S600 вход напряжения от 1 до 5 В, ±0,005 % (прив.), рег. № 38623-08 в ФИФ ОЕИ
ИК плотности в БИК отгружаемой нефти (1 шт.)			
от 300 до 1100 кг/м³	Преобразователь плотности жидкости измерительный модель 7835, выход частота от 200 до 1200 Гц, ±0,15 кг/м³ (абс.), рег. № 15644-06 в ФИФ ОЕИ	Связующие компоненты	Контроллер измерительный FloBoss S600 вход частота от 0 до 10000 Гц, ±0,1 Гц (абс.), рег. № 38623-08 в ФИФ ОЕИ
ИК влагосодержания в БИК отгружаемой нефти (1 шт.)			
от 0 до 10 об. %	Влагомер поточный модель L, выход сила тока от 4 до 20 мА, от ±0,05 до ±0,15 % (абс.), рег. № 25603-03 в ФИФ ОЕИ или Влагомер поточный модель L, выход сила тока от 4 до 20 мА, от ±0,05 до ±0,10 % (абс.), рег. № 56767-14 в ФИФ ОЕИ	Преобразователь измерительный MTL 5042, ±10,0 мкА (абс.), рег. № 27555-09 в ФИФ ОЕИ, а также связующие компоненты	Контроллер измерительный FloBoss S600 вход напряжения от 1 до 5 В, ±0,005 % (прив.), рег. № 38623-08 в ФИФ ОЕИ
		Преобразователь ток/напряжение (Резистор R250), ±0,01 % (прив.), а также связующие компоненты	

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4
ИК давления в БИК отгружаемой нефти (1 шт.)			
от 0 до 1600 кПа	Преобразователь давления измерительный 3051, выход сила тока от 4 до 20 мА, ±0,04 % (прив.), рег. № 14061-04 в ФИФ ОЕИ	Преобразователь измерительный MTL 5042, ±10,0 мкА (абс.), рег. № 27555-09 в ФИФ ОЕИ, а также связующие компоненты Преобразователь ток/напряжение (Резистор R250), ±0,01 % (прив.), а также связующие компоненты	Контроллер измерительный FloBoss S600 вход напряжения от 1 до 5 В, ±0,005 % (прив.), рег. № 38623-08 в ФИФ ОЕИ
ИК температуры в БИК отгружаемой нефти (1 шт.)			
от 0 до +75 °С	Датчик температуры 644, в составе первичного преобразователя температуры (сенсора) pt100 и измерительного преобразователя выход сила тока от 4 до 20 мА, ±0,20 °С (абс.), рег. № 39539-08 в ФИФ ОЕИ	Преобразователь измерительный MTL 5042, ±10,0 мкА (абс.), рег. № 27555-09 в ФИФ ОЕИ, а также связующие компоненты Преобразователь ток/напряжение (Резистор R250), ±0,01 % (прив.), а также связующие компоненты	Контроллер измерительный FloBoss S600 вход напряжения от 1 до 5 В, ±0,005 % (прив.), рег. № 38623-08 в ФИФ ОЕИ
ИК плотности нефти в поверочной установке (1 шт.)			
от 300 до 1100 кг/м³	Преобразователь плотности жидкости измерительный модель 7835, выход частота от 200 до 1200 Гц, ±0,15 кг/м³ (абс.), рег. № 15644-06 в ФИФ ОЕИ	Связующие компоненты	Комплекс измерительно-Вычислительный ИМЦ-07 вход частотно-импульсный, ±0,005 % (отн.), рег. № 75139-19 в ФИФ ОЕИ Контроллер измерительный FloBoss S600 вход частота от 0 до 10000 Гц, ±0,1 Гц (абс.), рег. № 38623-08 в ФИФ ОЕИ

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4
ИК температуры в поверочной установке (3 шт.)			
от 0 до +75 °C	Датчик температуры 644, в составе первичного преобразователя температуры (сенсора) pt100 и измерительного преобразователя выход сила тока от 4 до 20 мА, ±0,20 °C (абс.), рег. № 39539-08 в ФИФ ОЕИ	Связующие компоненты	Комплекс измерительно-Вычислительный ИМЦ-07 вход сила тока от 4 до 20 мА, ±0,009 мА (абс.), рег. № 75139-19 в ФИФ ОЕИ
		Преобразователь измерительный MTL 5042, ±10,0 мкА (абс.), рег. № 27555-09 в ФИФ ОЕИ, а также связующие компоненты	Контроллер измерительный FloBoss S600 вход напряжения от 1 до 5 В, ±0,005 % (прив.), рег. № 38623-08 в ФИФ ОЕИ
Преобразователь ток/напряжение (Резистор R250), ±0,01 % (прив.) а также связующие компоненты			
ИК избыточного давления в поверочной установке (2 шт.)			
от 0 до 1600 кПа	Преобразователь давления измерительный 3051, выход сила тока от 4 до 20 мА, ±0,04 % (прив.), рег. № 14061-04 в ФИФ ОЕИ	Связующие компоненты	Комплекс измерительно-Вычислительный ИМЦ-07 вход сила тока от 4 до 20 мА, ±0,009 мА (абс.), рег. № 75139-19 в ФИФ ОЕИ
		Преобразователь измерительный MTL 5042, ±10,0 мкА (абс.), рег. № 27555-09 в ФИФ ОЕИ, а также связующие компоненты	Контроллер измерительный FloBoss S600 вход напряжения от 1 до 5 В, ±0,005 % (прив.), рег. № 38623-08 в ФИФ ОЕИ
Преобразователь ток/напряжение (Резистор R250), ±0,01 % (прив.) а также связующие компоненты			

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4
ИК массового расхода и массы поступающей нефти (2 шт.)			
от 29 до 350 т/ч (от 35 до 280 т/ч)*	<p>Счетчик-расходомер массовый Micro Motion модели CMF 400 с преобразователем 2700, $\pm 0,1$ % (отн.), рег. № 13425-06 в ФИФ ОЕИ</p> <p>или</p> <p>Счетчик-расходомер массовый Micro Motion исполнение первичного преобразователя CMF, электронный преобразователь модели 2700, $\pm 0,1$ % (отн.), рег. № 45115-16 в ФИФ ОЕИ</p>	Связующие компоненты	<p>Комплекс измерительно-Вычислительный ИМЦ-07 вход частотно-импульсный, $\pm 0,005$ % (отн.), рег. № 75139-19 в ФИФ ОЕИ</p>
ИК температуры поступающей нефти (2 шт.)			
от 0 до +75 °C	<p>Датчик температуры 644, в составе первичного преобразователя температуры (сенсора) pt100 и измерительного преобразователя выход сила тока от 4 до 20 мА, $\pm 0,20$ °C (абс.), рег. № 39539-08 в ФИФ ОЕИ</p>	Связующие компоненты	<p>Комплекс измерительно-Вычислительный ИМЦ-07 вход сила тока от 4 до 20 мА, $\pm 0,009$ мА (абс.), рег. № 75139-19 в ФИФ ОЕИ</p>
ИК избыточного давления поступающей нефти (2 шт.)			
от 0 до 1600 кПа	<p>Преобразователь давления измерительный 3051, выход сила тока от 4 до 20 мА, $\pm 0,04$ % (прив.), рег. № 14061-04 в ФИФ ОЕИ</p>	Связующие компоненты	<p>Комплекс измерительно-Вычислительный ИМЦ-07 вход сила тока от 4 до 20 мА, $\pm 0,009$ мА (абс.), рег. № 75139-19 в ФИФ ОЕИ</p>