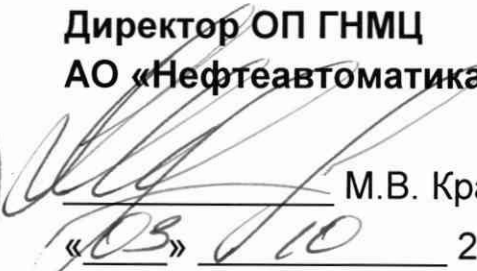


СОГЛАСОВАНО



**Директор ОП ГНМЦ
АО «Нефтеавтоматика»**


М.В. Крайнов

2022 г.

Государственная система обеспечения единства измерений
Система измерений количества и показателей качества нефти
СИКН-23-РК-А004 на НПС «Астраханская»
Методика поверки
НА.ГНМЦ.0342-22 МП

г. Казань
2022 г.

РАЗРАБОТАНА

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

ИСПОЛНИТЕЛИ:

Стеряков О.В.

1 Общие положения

Настоящий документ распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти СИКН-23-РК-А004 на НПС «Астраханская» (далее – СИКН) и устанавливает методику ее первичной и периодической поверки.

Первичная поверка СИКН выполняется до ввода её в эксплуатацию, а также после её ремонта.

Периодическая поверка системы выполняется в процессе её эксплуатации.

В соответствии с заявлением владельца СИКН или другого лица, представившего СИКН на поверку, допускается проведение поверки отдельных измерительных каналов и (или) отдельных автономных блоков из состава СИКН с обязательным указанием в свидетельстве о поверке информации об объеме проведенной поверки.

Фактический диапазон измерений не может превышать диапазона измерений, указанного в описании типа СИКН.

Метрологические характеристики СИКН подтверждаются расчетно-экспериментальным методом в соответствии с разделом 10 настоящей методики поверки.

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 63-2019.

Реализован метод непосредственного сравнения результата измерения поверяемого средства измерений со значением, определенного эталоном.

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

Т а б л и ц а 1

Диапазон измерений расхода при динамических измерениях массы нефти, т/ч (м³/ч)	Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефти, %	
от 312 до 10164 (от 400 до 11420)	± 0,25 (брутто)	± 0,35 (нетто)

П р и м е ч а н и я:

1. Поверку СИКН проводят в диапазоне измерений, указанном в описании типа СИКН, или фактически обеспечивающимся при поверке диапазоне измерений с обязательным указанием в свидетельстве о поверке информации об объеме проведения поверки.
2. Если очередной срок поверки СИ из состава СИКН наступает до очередного срока поверки СИКН, или появилась необходимость проведения периодической или внеочередной поверки СИ, или проведена замена СИ, то проверяют наличие сведений о поверке этого СИ или проводят его поверку, при этом внеочередную поверку СИКН не проводят.

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	Номер раздела методики	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Внешний осмотр средства измерений	7	да	да
Подготовка к поверке и опробование средства измерений	8	да	да
Проверка программного обеспечения средства измерений	9	да	да
Определение метрологических характеристик и подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям	10	да	да

2.2 Поверку СИКН прекращают при получении отрицательных результатов при проведении той или иной операции.

3 Требования к условиям проведения поверки

3.1 При проведении поверки СИКН, характеристики СИКН и измеряемой среды должны соответствовать требованиям, приведенным в таблице 3. Соответствие характеристик измеряемой среды Таблице 3 проверяют по данным паспорта качества нефти.

Т а б л и ц а 3

Наименование характеристики	Значение характеристики
Количество измерительных линий, шт.	6 (4 рабочие, 1 резервная, 1 контрольно- резервная)
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2020
Параметры измеряемой среды: - давление, МПа - температура, °С - плотность в рабочих условиях, кг/м ³ - кинематическая вязкость, сСт - массовая доля воды, %, не более - массовая доля механических примесей, %, не более - массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более - содержание свободного газа	от 0,4 до 6,3 от +5 до +50 от 750 до 890 от 1 до 40 1,0 0,05 100 не допускается

3.2 Также при проведении поверки СИКН соблюдают условия в соответствии с требованиями нормативных документов (НД) на поверку средств измерений (СИ), входящих в состав СИКН.

3.3 Определение МХ УЗР (КР УЗР) проводят на месте эксплуатации в комплекте с элементами измерительной линии.

3.3.1 Рабочая жидкость – нефть.

3.3.2 Содержание свободного газа в нефти не допускается.

3.3.3 Для обеспечения бескавитационной работы УЗР (КР УЗР) избыточное давление в трубопроводе после УЗР (КР УЗР) должно быть не менее 0,21 МПа.

3.3.4 Изменение температуры нефти за время одного измерения не превышает 0,2 °С.

3.3.5 Отклонение расхода нефти от установленного значения в процессе определения МХ за время одного измерения не должно превышать $\pm 2,5 \%$.

3.3.6 Запрещается проводить определение МХ УЗР (КР УЗР) при расходе нефти ниже значения расхода, при котором проводилась проверка ТПУ на отсутствие протечек при её последней поверке. Значение минимального расхода берут из протокола поверки ТПУ.

3.3.7 Во время определения МХ расход нефти регулируют с помощью регулятора расхода, установленного в конце схемы соединений средств поверки по потоку нефти.

4 Метрологические и технические требования к средствам поверки

4.1 Метрологические и технические требования к средствам поверки приведены в таблице 4.

Т а б л и ц а 4

Пункт методики поверки	Метрологические и технические требования к средствам поверки, необходимые для проведения поверки	Перечень рекомендуемых средств поверки
п. 10.2 и п. 10.3	рабочий эталон 1-го или 2-го разряда (установки трубопоршневые) в соответствии с ГПС (часть 2), утвержденной приказом Росстандарта от 26.09.2022 г. № 2356	установка поверочная трубопоршневая двунаправленная, регистрационный № 20054-12
п. 10.2	преобразователь плотности (ПП) с пределами допускаемой абсолютной погрешности не более $\pm 0,36 \text{ кг/м}^3$	преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835, регистрационный № 15644-06
п. 10.2	СИ избыточного давления (датчик давления, манометр) с пределами допускаемой приведенной погрешности не более $\pm 0,5 \%$ (класс точности 0,6)	преобразователь давления измерительный 3051, регистрационный № 14061-10
п. 10.2	СИ температуры (датчик температуры, термометр) с пределами допускаемой абсолютной погрешности не более $\pm 0,2^\circ\text{C}$	датчик температуры 644, 3144Р, регистрационный № 39539-08
п. 10.2	преобразователь вязкости (ПВ) с пределами допускаемой приведенной погрешности измерений не более $\pm 1,0 \%$	преобразователь плотности и вязкости жидкости измерительный модели 7829, регистрационный № 15642-06

п. 10.2	комплекс измерительно-вычислительный (ИВК) с пределами допускаемой относительной погрешности преобразования входных электрических сигналов в значение коэффициента преобразования не более $\pm 0,025$ %	вычислители расхода жидкости и газа модели 7951, регистрационный № 15645-06
---------	--	---

4.2 Средства поверки в соответствии с документами на поверку средств измерений (СИ), входящих в состав СИКН.

4.3 Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемой СИКН с требуемой точностью.

5 Требования к квалификации поверителей

Поверку системы проводят лица, аттестованные в качестве поверителя, в соответствии с областью аккредитации в установленном порядке.

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:

- СНиП 21-01-97 «Пожарная безопасность 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 Проверяют наличие эксплуатационно-технической документации на СИКН и СИ, входящих в состав СИКН.

7.2 При внешнем осмотре должно быть установлено соответствие СИКН следующим требованиям:

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

8 Подготовка к поверке и опробование средства измерений

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

При подготовке к поверке проверяют наличие действующих свидетельств о поверке и (или) знаков поверки на СИ, входящих в состав СИКН.

8.2 Проверяют действие и взаимодействие компонентов СИКН в соответствии с руководством по эксплуатации системы, возможность получения отчета.

Проверяют герметичность СИКН. На элементах и компонентах СИКН не должно быть следов протечек нефти.

9 Проверка программного обеспечения средства измерений

9.1 Проверка идентификационных данных ПО АРМ оператора.

Чтобы определить идентификационные данные необходимо:

- нажать кнопку «Мнемосхема» в главном меню программы;
- нажать кнопку «CRC-32» в меню «Мнемосхема»;
- в открывшемся окне «Проверка контрольной суммы» в наименовании окна считать идентификационное наименование ПО, в столбце «Версия» считать номер версии ПО, в столбце «Фактически» считать цифровой идентификатор ПО.

Если идентификационные данные, указанные в описании типа СИКН и полученные в ходе выполнения п. 9.1 идентичны, то делают вывод о подтверждении соответствия ПО АРМ оператора зафиксированному во время проведения испытаний в целях утверждения типа СИКН, в противном случае результаты поверки признают отрицательными.

9.2 Проверка идентификационных данных ПО ИВК.

Чтобы определить идентификационные данные необходимо в правом нижнем углу корпуса 7951 нажать кнопку основного меню. Далее кнопкой «↓» из основного меню выбрать пункт «Software version» и нажать кнопку «а». Считать с экрана номер версии ПО.

Если идентификационные данные, указанные в описании типа СИКН и полученные в ходе выполнения п. 9.2 идентичны, то делают вывод о подтверждении соответствия ПО ИВК зафиксированному во время проведения испытаний в целях утверждения типа СИКН, в противном случае результаты поверки признают отрицательными.

10 Определение метрологических характеристик и подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям

10.1 Определение МХ СИ, входящих в состав СИКН.

10.1.1 Определение МХ расходомеров ультразвуковых LEFM 280CiRN (далее – УЗР) проводят в соответствии с п. 10.2 методикой поверки.

Значение относительной погрешности УЗР в диапазоне расходов не должно превышать $\pm 0,15$ %.

10.1.2 Определение МХ расходомера ультразвукового LEFM 280CiRN-M (далее – КР УЗР) проводят в соответствии с п. 10.2 методикой поверки.

Значение относительной погрешности КР УЗР в диапазоне расходов не должно превышать $\pm 0,15$ %, в точках рабочего диапазона расходов не должно превышать $\pm 0,1$ %.

10.1.3 Определение МХ преобразователей плотности измерительных модели 7835 и преобразователей плотности жидкости измерительных модели 7835 проводят в соответствии с НД, приведенными в таблице 5.

Значение абсолютной погрешности не должно превышать $\pm 0,36$ кг/м³.

10.1.4 Определение МХ преобразователей измерительных (интеллектуальных) 3144 к датчикам температуры и преобразователей измерительных 3144 к датчикам температуры в комплекте с термопреобразователями сопротивления платиновыми серии 65, а также датчиков температуры 3144Р проводят в соответствии с НД, приведенными в таблице 5.

Значение абсолютной погрешности не должно превышать $\pm 0,2$ °С.

10.1.5 Определение МХ измерительных преобразователей давления 3051 фирмы Fisher-Rosemount, преобразователей давления измерительных 3051, преобразователей давления измерительных 3051S проводят в соответствии с НД, приведенными в таблице 5.

Значение приведенной погрешности измерений избыточного давления не должно превышать $\pm 0,5$ %.

Значение приведенной погрешности измерений разности давления не должно превышать $\pm 2,5$ %.

10.1.6 Определение МХ влагомеров товарной нефти поточных УДВН-1пм, влагомеров нефти поточных УДВН-1пм проводят в соответствии с НД, приведенными в таблице 5.

Значение основной абсолютной погрешности не должно превышать $\pm 0,05$ %.

10.1.7 Определение МХ преобразователей плотности и вязкости измерительных модели 7827 и преобразователей плотности и вязкости жидкости измерительных модели 7827 проводят в соответствии с НД, приведенными в таблице 5.

Значение приведенной погрешности преобразования динамической вязкости от полной шкалы диапазона не должно превышать $\pm 1,0$ %.

10.1.8 Определение МХ расходомера UFM 3030 проводят в соответствии с НД, приведенными в таблице 5.

Значение относительной погрешности не должно превышать $\pm 5,0$ %.

10.1.9 Определение МХ весов настольных РВх проводят в соответствии с НД, приведенными в таблице 5.

Значение предела допускаемой абсолютной погрешности не должно превышать $\pm 0,1$ %.

10.1.10 Определение МХ установки поверочной трубопоршневой двунаправленной проводят в соответствии с НД, приведенными в таблице 5.

Значение относительной погрешности не должно превышать $\pm 0,1$ %.

10.1.11 Определение МХ устройств измерения параметров жидкости и газа модели 7951 и вычислителей расхода жидкости и газа модели 7951 проводят в соответствии с НД, приведенными в таблице 5.

Значение предела основной приведенной погрешности при преобразовании входного аналогового сигнала постоянного тока (от 4 до 20 мА) к полной шкале $\pm 0,008 \%$.

Значение предела допускаемой основной абсолютной погрешности при преобразовании периода времени между импульсами входного частотного сигнала $\pm 0,03$ мкс.

Значение предела допускаемой основной абсолютной погрешности при измерении времени ± 30 нс.

10.1.12 Определение МХ комплекса измерительно-вычислительного и управляющего на базе платформы Logix проводят в соответствии с НД, приведенными в таблице 5.

Значение предела допускаемой основной погрешности преобразования аналоговых сигналов постоянного тока не должно превышать $\pm 0,1 \%$.

10.1.13 Определение МХ преобразователей измерительных тока и напряжения с гальванической развязкой (барьеры искрозащиты) серии К проводят в соответствии с НД, приведенными в таблице 5.

Значение предела допускаемой основной погрешности не должно превышать ± 20 мкА.

10.1.14 Определение МХ преобразователей измерительных (барьеры искрозащиты) серии $\mu Z600$ проводят в соответствии с НД, приведенными в таблице 5.

Значение допускаемого предельного отклонения R барьера максимального $\pm 10 \%$.

10.1.15 Определение МХ манометров деформационных с трубчатой пружиной серии 3, манометров деформационных с трубчатой пружиной типа 2, манометров для точных измерений типа МТИ, манометров показывающих сигнализирующих ДМ 2005Сг1Ех, проводят в соответствии с НД, приведенными в таблице 5.

Значение допускаемой основной приведенной погрешности не должно превышать $\pm 0,6 \%$, $\pm 1,6 \%$, $\pm 0,6 \%$, $\pm 1,5 \%$ соответственно.

Т а б л и ц а 5 – Перечень НД на поверку СИ, входящих в состав СИКН

Наименование СИ	НД
Преобразователи плотности измерительные модели 7835, преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835	РД 50-294-81 «Методические указания. Плотномерные вибрационные. Методы и средства поверки» МИ 2326-95 «ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации» МИ 2816-2012 «ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации» МИ 3240-2012 «ГСИ. Преобразователи плотности жидкости поточные. Методика поверки» МП 2302-0062-2012 «Преобразователи плотности измерительные модели 7835. Методика поверки»

Наименование СИ	НД
Преобразователи измерительные (интеллектуальные) 3144 к датчикам температуры и преобразователи измерительные 3144 к датчикам температуры в комплекте с термопреобразователями сопротивления платиновыми серии 65, датчики температуры 3144Р	МИ 2470-2000 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи измерительные 144, 244, 444, 644, 3144, 3244 MV к датчикам температуры с унифицированным выходным сигналом фирмы Fisher-Rosemount, США. Методика периодической поверки» «Преобразователи измерительные 248, 644, 3144Р, 3244MV. Методика поверки», разработанная и утвержденная ВНИИМС в октябре 2004 г. «Инструкция. Датчики температуры 644, 3144Р. Методика поверки», согласованная с ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в августе 2008 г. ГОСТ 8.461-2009 «ГСИ. Термопреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля. Методика поверки»
Измерительные преобразователи давления 3051 фирмы Fisher-Rosemount, преобразователи давления измерительные 3051, преобразователи давления измерительные 3051S	МИ 1997-89 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки» МП 14061-10 «Преобразователи давления измерительные 3051. Методика поверки» МП 4212-021-2015 «Преобразователи давления измерительные 3051. Методика поверки» «Преобразователи давления измерительные 3051S. Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» 17.12.02 г. МП 202-007-2021 «Преобразователи давления измерительные 3051S. Методика поверки»
Влагомеры товарной нефти поточные УДВН-1п, влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	МИ 2366-96 «ГСИ. Влагомеры товарной нефти типа УДВН-1п. Методика поверки» МИ 2366-2005 «Рекомендация. ГСИ. Влагомеры нефти типа УДВН. Методика поверки» МП 0309-6-2015 «Инструкция. ГСИ. Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм. Методика поверки»

Наименование СИ	НД
Преобразователи плотности и вязкости измерительные модели 7827, преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827	МИ 2391-97 «ГСИ. Вискозиметр поточный фирмы «Solartron transducers». Методика поверки» РД 50-294-81 «Методические указания. Плотномеры вибрационные. Методы и средства поверки» МИ 3302-2010 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827 и 7829. Методика поверки» МИ 3001-2006 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости жидкости поточные моделей 7827 и 7829 фирмы «Solartron Mobrey Limited». Методика поверки в динамическом режиме» МИ 3119-2008 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные моделей 7827 и 7829. Методика поверки на месте эксплуатации»
Расходомеры UFM 3030	«Инструкция. ГСИ. Расходомеры UFM 3030. Методика поверки UFM 3030 И1», утвержденная ГЦИ СИ ВНИИР в августе 2006 г. «Инструкция. ГСИ. Расходомеры UFM 3030. Методика поверки UFM 3030 И2», утвержденная ГЦИ СИ ВНИИР в августе 2006 г. «Инструкция. ГСИ. Расходомеры UFM 3030. Методика поверки UFM 3030 И1», утвержденная ГЦИ СИ ВНИИР в августе 2008 г. «Инструкция. ГСИ. Расходомеры UFM 3030. Методика поверки UFM 3030 И2», утвержденная ГЦИ СИ ВНИИР в августе 2008 г.
Весы настольные РВх	Руководство по эксплуатации «Многодиапазонные весовые платформы серии Р модификации РВх, РУх, РФА, PTS». Раздел «Методика поверки», утвержденный ГЦИ СИ ФГУ «Ростест-Москва» в августе 2006 г.

Наименование СИ	НД
Установки поверочные трубопоршневые двунаправленные	МИ 1972-95 «Рекомендация. ГСИ. Установки поверочные трубопоршневые. Методика поверки поверочными установками на базе весов ОГВ или мерников» (с изменением № 1) МИ 2974-2006 «Рекомендация. ГСИ. Установки поверочные трубопоршневые 2-го разряда. Методика поверки трубопоршневой поверочной установкой 1-го разряда с компаратором» (с изменениями № 1, 2) МИ 3209-2009 «Инструкция. ГСИ. Установки поверочные трубопоршневые. Методика поверки с помощью поверочной установки на базе эталонных мерников»
Устройства измерения параметров жидкости и газа модели 7951, вычислители расхода жидкости и газа модели 7951	МИ 3054-2007 «ГСИ. Вычислители расхода моделей 7950, 7951, 7955 фирмы «MOBREY MEASUREMENT», Великобритания. Методика поверки», утвержденная ФГУП «ВНИИМС»
Комплексы измерительно-вычислительные и управляющие на базе платформы Logix	МИ 2539-99 «ГСИ. Измерительные каналы контроллеров, измерительно-вычислительных, управляющих, программно-технических комплексов. Методика поверки»
Преобразователи измерительные тока и напряжения с гальванической развязкой (барьеры искрозащиты) серии К	«Преобразователи измерительные с гальванической развязкой серии К фирмы Pepperl+Fuchs GmbH, Германия. Методика поверки», разработанная и утвержденная ВНИИМС 21.11.2001 г. МП 22148-08 «Преобразователи с гальванической развязкой серии К фирмы Pepperl+Fuchs GmbH, Германия. Методика поверки», утвержденная ФГУП «ВНИИМС» 24.12.2008 г.
Преобразователи измерительные (барьеры искрозащиты) серии μ Z600	«Измерительные преобразователи (барьеры искрозащиты) серии μ Z600 фирмы Pepperl+Fuchs Elcon s.r.l., Италия. Методика поверки, разработанная и утвержденная ГЦИ СИ ВНИИМС 30.03.2005 г.
Манометры деформационные с трубчатой пружиной серии 3, манометры деформационные с трубчатой пружиной типа 2, манометры для точных измерений типа МТИ, манометры показывающие сигнализирующие ДМ 2005Cr1Ex	МИ 2124-90 «Рекомендация. ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напорометры, тягомеры и тягонапорометры показывающие и самопишущие. Методика поверки»

Комплекс измерительно-вычислительный и управляющий на базе платформы Logix, расходомер UFM 3030 и преобразователи разности давления подлежат калибровке в соответствии с требованиями их методик поверок при отсутствии методики калибровки.

10.2 Определение МХ расходомеров ультразвуковых LEFM 280CiRN и расходомера ультразвукового LEFM 280CiRN-M.

10.2.1 Подготовка к определению МХ.

Подготавливают средства измерений к работе согласно указаниям в эксплуатационной документации на них.

До начала определения МХ УЗР (КР УЗР) проводят контроль метрологических характеристик ПП. Результат контроля метрологических характеристик ПП должен быть положительным.

Вводят в память ИВК, систему обработки информации (СОИ) необходимые данные:

- наименование СИКН-23-РК-А004 на НПС «Астраханская»;
- наименование УЗР в соответствии с описанием типа, его заводской номер, номер измерительной линии, коэффициент преобразования. При первичном определении МХ устанавливают заводской коэффициент преобразования, или, в случае ввода УЗР после ремонта – коэффициент преобразования УЗР по результатам последнего определения МХ. При периодическом определении МХ – коэффициент преобразования УЗР по результатам последнего определения МХ;
- наименование КР УЗР в соответствии с описанием типа, заводской номер 110830006, номер измерительной линии, коэффициент преобразования. При первичном определении МХ устанавливают заводской коэффициент преобразования, или, в случае ввода КР УЗР после ремонта – коэффициент преобразования КР УЗР по результатам последнего определения МХ. При периодическом определении МХ – коэффициент преобразования КР УЗР по результатам последнего определения МХ;
- тип ТПУ, её заводской номер, номер свидетельства о поверке, дата поверки;
- наименование поверочной жидкости – товарная нефть;
- значения вместимости ТПУ для каждой пары детекторов V_0 , м³, (из свидетельства о поверке ТПУ);
- границу суммарной составляющей неисключенной систематической погрешности ТПУ $\theta_{\Sigma 0}$, %, (из свидетельства о поверке ТПУ);
- границу суммарной составляющей неисключенной систематической погрешности определения среднего значения вместимости ТПУ θ_{V_0} , %, (из свидетельства о поверке ТПУ);
- внутренний диаметр ТПУ D , мм;
- толщина стенки измерительного участка ТПУ S , мм;
- модуль упругости материала измерительного участка ТПУ E , МПа;
- коэффициент линейного теплового расширения материала измерительного участка ТПУ α_t , 1/°C;
- абсолютная погрешность измерений температуры нефти в УЗР (КР УЗР) $\Delta t_{УЗР}$, °C;
- пределы допускаемой относительной погрешности определений коэффициентов преобразования СОИ $\theta_{СОИ}$, $\pm 0,025$ %, (из свидетельства о поверки);
- абсолютная погрешность измерений температуры нефти в ТПУ $\Delta t_{ПУ}$.

УЗР (КР УЗР) последовательно подключают с ТПУ и подготавливают гидравлическую схему к гидравлическим испытаниям и проверке на герметичность.

Проверяют правильность монтажа и соединений УЗР (КР УЗР), ТПУ и средств измерений в соответствии с гидравлической схемой СИКН.

Проверяют герметичность устройства пуска и приема поршня ТПУ в соответствии с эксплуатационной документацией. Проверку герметичности четырехходового крана проводят в двух направлениях.

Проверяют герметичность задвижек, через которые возможны протечки нефти, влияющие на результаты измерений при определении МХ. При невозможности устранения протечек такие задвижки заглушают (проверяют наличие заглушек).

Проверяют отсутствие газа в ТПУ и оборудовании измерительной линии УЗР (КР УЗР), а также в верхних точках трубопроводов, соединяющих УЗР (КР УЗР) и ТПУ. Для этого устанавливают расход нефти через УЗР (КР УЗР) и ТПУ в пределах рабочего диапазона УЗР (КР УЗР) и открывают краны, расположенные в верхних точках трубопроводов и ТПУ. Проводят несколько раз пуск поршня в ТПУ до полного прекращения выделения пузырьков газа из этих кранов и закрывают их.

Проверяют стабильность температуры нефти. Температуру нефти считают стабильной, если ее изменение в измерительной линии УЗР (КР УЗР), на входе и выходе ТПУ за время движения поршня от первого детектора до последнего не превышает 0,2 °С.

10.2.2 Проведение определения МХ УЗР (КР УЗР).

10.2.2.1 Внешний осмотр.

При внешнем осмотре УЗР (КР УЗР) проверяют его комплектность и внешний вид.

Комплектность УЗР (КР УЗР) должна соответствовать требованиям, приведенным в его описании типа.

При проверке внешнего вида должны выполняться требования:

- УЗР (КР УЗР) не должен иметь механических повреждений и дефектов покрытий, ухудшающих внешний вид и препятствующих его применению и проведению поверки;

- надписи и обозначения на УЗР (КР УЗР) должны быть четкими и читаемыми без применения технических средств, соответствовать технической документации.

УЗР (КР УЗР), не удовлетворяющий перечисленным требованиям, дальнейшей поверке не подлежит.

10.2.2.2 Опробование.

Проверяют герметичность УЗР (КР УЗР), ТПУ, задвижек и трубопроводов. Для этого устанавливают в СИКН давление, равное рабочему. Не допускается появления капель или утечек нефти через фланцевые, резьбовые или сварные соединения при наблюдении в течение 5 минут.

УЗР (КР УЗР) считается выдержавшим проверку на герметичность, если на элементах и компонентах УЗР (КР УЗР) нет протечек нефти или снижения давления.

Проводят одно измерение при любом значении скорости потока (расхода) в пределах рабочего диапазона. Запускают поршень ТПУ в прямом направлении и при прохождении поршня через первый детектор в СОИ фиксируют начало отсчета импульсов, а при прохождении второго детектора – окончание отсчета импульсов, после переключения направления потока переключателем потока (четырёхходовым краном) процесс повторяется в обратной последовательности.

Результаты измерений количества импульсов наблюдают на дисплее СОИ.

10.2.2.3 Определение метрологических характеристик.

10.2.2.3.1 Метрологические характеристики УЗР (КР УЗР) определяют при крайних значениях рабочего диапазона и значениях, выбранных внутри него.

Значения точек рабочего диапазона выбирают с интервалом не более 25 % от верхнего предела измерений УЗР (КР УЗР) ($Q_{\text{МАКС}}$, м³/ч). Количество точек рабочего диапазона выбирают исходя из возможностей ИВК. Разбиение рабочего диапазона на поддиапазоны проводят в зависимости от крутизны градуировочной характеристики УЗР (КР УЗР), величины рабочего диапазона.

Требуемые значения расхода устанавливают, начиная от минимального расхода в сторону увеличения или от максимального расхода в сторону уменьшения.

10.2.2.3.2 Для определения МХ рабочих и резервных УЗР, а также КР УЗР выполняют следующие операции.

10.2.2.3.2.1 Проводят предварительное измерение для установления выбранного значения поверочного расхода жидкости.

Прохождение поршня ТПУ от одного детектора до другого считают за одно измерение.

10.2.2.3.2.2 Запускают поршень ТПУ и после прохождения поршнем второго детектора регистрируют время прохождения поршнем от одного детектора до другого T_{0j} , с, и расход жидкости, измеренный с помощью ТПУ за это время $Q_{0j}^{\text{ПУ}}$, м³/ч, вычисляемый по формуле

$$Q_{0j}^{\text{ПУ}} = \frac{V_{0j} \cdot 3600}{T_{0j}}, \quad (1)$$

где V_{0j} - вместимость измерительного участка ТПУ, при предварительном измерении в j -й точке рабочего диапазона, приведенная к условиям определения МХ УЗР (КР УЗР), м³, и вычисляемая по формуле (3) после подстановки вместо величин с индексом « ij » величин с индексом « $0j$ »;

T_{0j} - время прохождения поршня от одного детектора до другого при предварительном измерении в j -й точке рабочего диапазона ($j = 1, 2, \dots, m$), где m - количество точек в рабочем диапазоне), с.

10.2.2.3.2.3 При необходимости проводят корректировку значения поверочного расхода регулятором расхода, контролируя его значение согласно п. 10.2.2.3.1.

10.2.2.3.2.4 После стабилизации расхода запускают поршень ТПУ и проводят серию измерений.

Для каждой точки рабочего диапазона при определении МХ УЗР (КР УЗР) проводят не менее пяти измерений.

10.2.2.3.2.5 По окончании каждого измерения регистрируют и записывают в протокол поверки (приложение Д):

- номер точки рабочего диапазона (j);
- номер измерения (i);
- количество импульсов, полученных от поверяемого расходомера (N_{ij} , имп);
- время движения поршня (T_{ij} , с);
- расход жидкости, измеренный с помощью ТПУ ($Q_{ij}^{\text{ПУ}}$, м³/ч);
- частоту выходного сигнала расходомера (f_{ij} , Гц);
- температуру (t_{ij} , °С) и давление (P_{ij} , МПа) жидкости в расходомере;
- среднеарифметические значения температуры ($t_{ij}^{\text{ТПУ}}$, °С) и давления ($P_{ij}^{\text{ТПУ}}$, МПа) жидкости на входе и выходе ТПУ;
- температуру ($t_{ij}^{\text{ПП}}$, °С) и давление ($P_{ij}^{\text{ПП}}$, МПа) жидкости в поточном ПП;
- плотность жидкости, измеренную поточным ПП ($\rho_{ij}^{\text{ПП}}$, кг/м³) при температуре и давлении в поточном ПП;

- коэффициенты объемного расширения (β_{ij} , $^{\circ}\text{C}^{-1}$) и сжимаемости (γ_{ij} , МПа^{-1}) жидкости, определенные согласно Р 50.2.076 по плотности $\rho_{ij}^{\text{пл}}$, температуре $t_{ij}^{\text{пл}}$ и давлению $P_{ij}^{\text{пл}}$;

- вязкость жидкости (ν_{ij} , сСт), измеренную поточным вискозиметром при температуре $t_{ij}^{\text{пл}}$.

10.2.2.3.2.6 Если количество импульсов выходного сигнала расходомера, соответствующее прохождению поршня в одном направлении, меньше 10000, то при поверке учитывают доли периода следования импульсов с точностью до 0,01 периода.

10.2.2.3.2.7 Операции по п.п. 10.2.2.3.2.1 – 10.2.2.3.2.6 проводят во всех точках рабочего диапазона.

10.2.3 Обработка результатов измерений.

При обработке результатов измерений определяют коэффициенты преобразования, оценивают среднеквадратическое отклонение (СКО) случайной составляющей погрешности результатов вычислений коэффициентов преобразования, параметры градуировочной характеристики, неисключенную систематическую и случайную составляющие погрешности и оценивают относительную погрешность.

10.2.3.1 Вычисление коэффициентов преобразования в точках рабочего диапазона.

Коэффициент преобразования (K_{ij} , имп/м^3) при i -м измерении в j -й точке рабочего диапазона вычисляют по формуле

$$K_{ij} = \frac{N_{ij}}{V_{ij}}, \quad (2)$$

где N_{ij} - количество импульсов, полученных от УЗР (КР УЗР) при i -м измерении в j -й точке рабочего диапазона, имп;
 V_{ij} - значение вместимости калиброванного участка ТПУ при i -м измерении в j -й точке рабочего диапазона, приведенное к условиям определения МХ УЗР (КР УЗР) и вычисляемое по формуле

$$V_{ij} = V_0 \cdot k_{ij}^{\text{тП}}, \quad (3)$$

где V_0 - значение вместимости калиброванного участка ТПУ, определенное для стандартных условий (температура 20°C и избыточное давление 0 МПа), м^3 ;
 $k_{ij}^{\text{тП}}$ - поправочный коэффициент для приведения вместимости ТПУ к условиям определения МХ УЗР (КР УЗР) при i -м измерении в j -й точке рабочего диапазона, вычисляемый по формуле

$$k_{ij}^{\text{тП}} = k_{ij}^{\text{т}} \cdot k_{ij}^{\text{П}} \cdot k_{ij}^{\text{тж}} \cdot k_{ij}^{\text{Пж}}, \quad (4)$$

где $k_{ij}^{\text{т}}$ - коэффициент, учитывающий влияние температуры стенок ТПУ на вместимость ТПУ при i -м измерении в j -й точке рабочего диапазона, вычисляемый по формуле (5);
 $k_{ij}^{\text{П}}$ - коэффициент, учитывающий влияние давления жидкости на вместимость ТПУ при i -м измерении в j -й точке рабочего диапазона, вычисляемый по формуле (6);
 $k_{ij}^{\text{тж}}$ - коэффициент, учитывающий разность температур жидкости в расходомере и ТПУ при i -м измерении в j -й точке рабочего диапазона, вычисляемый по формуле (7);
 $k_{ij}^{\text{Пж}}$ - коэффициент, учитывающий разность давлений жидкости в расходомере и в ТПУ при i -м измерении в j -й точке рабочего диапазона и вычисляемый по формуле (8).

Для трубопоршневой поверочной установки ($k_{ij}^{\text{т}}$) вычисляют по формуле

$$k_{ij}^t = 1 + 3\alpha_t \cdot (t_{ij}^{\text{ТПУ}} - 20), \quad (5)$$

где α_t - коэффициент линейного расширения материала стенок ТПУ, $^{\circ}\text{C}^{-1}$ (значение берут из эксплуатационной документации ТПУ);
 $t_{ij}^{\text{ТПУ}}$ - среднеарифметическое значение температуры жидкости на входе и выходе ТПУ при i -м измерении в j -й точке рабочего диапазона, $^{\circ}\text{C}$.

Коэффициент (k_{ij}^p) вычисляют по формуле

$$k_{ij}^p = 1 + \frac{0,95 \cdot D}{E \cdot S} \cdot P_{ij}^{\text{ТПУ}}, \quad (6)$$

где $P_{ij}^{\text{ТПУ}}$ - среднеарифметическое значение давления жидкости на входе и выходе ТПУ при i -м измерении в j -й точке рабочего диапазона, МПа;
 D, S - внутренний диаметр и толщина стенок калиброванного участка ТПУ, соответственно, мм (берут из эксплуатационной документации ТПУ);
 E - модуль упругости материала стенок ТПУ, МПа (значение берут из эксплуатационной документации ТПУ или из приложения Д).

Коэффициент ($k_{ij}^{tж}$) вычисляют по формуле

$$k_{ij}^{tж} = 1 + \beta_{ij} \cdot (t_{ij} - t_{ij}^{\text{ТПУ}}), \quad (7)$$

где t_{ij} - значение температуры жидкости в расходомере при i -м измерении в j -й точке рабочего диапазона, $^{\circ}\text{C}$;
 β_{ij} - коэффициент объемного расширения жидкости, $1/^{\circ}\text{C}$ (определяют по Р 50.2.076).

Коэффициент ($k_{ij}^{pж}$) вычисляют по формуле

$$k_{ij}^{pж} = 1 - \gamma_{ij} \cdot (P_{ij} - P_{ij}^{\text{ТПУ}}), \quad (8)$$

где P_{ij} - значение давления жидкости в расходомере при i -м измерении в j -й точке рабочего диапазона, МПа;
 γ_{ij} - коэффициент сжимаемости жидкости, МПа^{-1} (определяют по Р 50.2.076).

10.2.3.2 Определение средних значений измеренных и вычисленных величин и оценивание СКО в каждой точке рабочего диапазона.

10.2.3.2.1 Коэффициенты преобразования ($\overline{K}_j$, имп/м^3) в каждой точке рабочего диапазона вычисляют по формуле

$$\overline{K}_j = \frac{1}{n_j} \sum_{i=1}^{n_j} K_{ij}, \quad (9)$$

где n_j - количество измерений в j -й точке рабочего диапазона.

10.2.3.2.2 Для определения средних значений в j -й точке измеренных и вычисленных величин: частоты выходного сигнала расходомера (f_j , Гц), расхода жидкости ($Q_j^{\text{ТПУ}}$, $\text{м}^3/\text{ч}$), используют выражение (9), подставляя в эту формулу вместо K_{ij} частоту f_{ij} , расход $Q_{ij}^{\text{ТПУ}}$, соответственно, полученные при i -м измерении в j -й точке рабочего диапазона.

10.2.3.2.3 СКО определений коэффициентов преобразования в каждой точке рабочего диапазона (S_j , %) вычисляют по формуле

$$S_j = \sqrt{\frac{1}{n_j - 1} \sum_{i=1}^{n_j} (K_{ij} - \overline{K}_j)^2} \cdot \frac{100}{\overline{K}_j}. \quad (10)$$

10.2.3.2.4 Должно выполняться условие:

$$S_j \leq 0,05. \quad (11)$$

10.2.3.2.5 Если условие (11) не выполнено, анализируют причины и выявляют промахи согласно приложению Д настоящего документа.

Допускается не более одного промаха из 4–7 измерений и не более двух промахов из 8–11 измерений. В противном случае поверку прекращают.

10.2.3.2.6 После исключения промахов при необходимости количество измерений доводят до значения, указанного в п. 10.2.2.3.2.4

10.2.3.2.7 Проводят повторное оценивание СКО по п.п. 10.2.3.2.1– 10.2.3.2.4.

10.2.3.2.8 При повторном невыполнении условия (11) определение МХ прекращают.

10.2.3.2.9 При соблюдении условия (11) после выполнения операций по п.п. 10.2.3.2.4 или 10.2.3.2.7 проводят дальнейшую обработку результатов измерений.

10.2.4 Определение параметров градуировочной характеристики.

Градуировочная характеристика (ГХ) расходомера – функция, описывающая зависимость между коэффициентом преобразования расходомера (K , имп/м³) и одной из величин: расхода жидкости (Q , м³/ч), частоты выходного сигнала расходомера (f , Гц).

10.2.4.1 При реализации ГХ рабочий диапазон разбивают на поддиапазоны. Границами поддиапазонов являются точки рабочего диапазона, в которых проведена поверка. Количество поддиапазонов – на единицу меньше количества точек рабочего диапазона.

10.2.4.1.1 При реализации ГХ в виде постоянных значений коэффициентов преобразования в поддиапазонах коэффициенты преобразования в каждом поддиапазоне ($K_{\text{пдк}}$, имп/м³) вычисляют по формуле

$$K_{\text{пдк}} = \frac{\overline{K_j} + \overline{K_{j+1}}}{2}, \quad (12)$$

где $\overline{K_j}, \overline{K_{j+1}}$ – коэффициенты преобразования, вычисленные по формуле (9), в граничных точках поддиапазона, имп/м³.

10.2.4.1.2 При реализации ГХ в виде ломаной линии зависимость коэффициента преобразования в каждом поддиапазоне от одной из величин (Q, f) имеет вид прямой линии, соединяющей значения коэффициентов преобразования, вычисленных по формуле (9), в граничных точках поддиапазона. В память СОИ вводят вычисленные по формуле (9) значения коэффициентов преобразования и соответствующие значения (Q, f) в точках рабочего диапазона.

10.2.5 Определение неисключенной систематической погрешности.

10.2.5.1 Неисключенную систематическую погрешность:

- для УЗР ($\theta_{\Sigma \text{пдк}}$, %) вычисляют по формуле (13а);

- для КР УЗР (θ_{Σ} , %) вычисляют по формуле (13б);

$$\theta_{\Sigma \text{пдк}} = 1,1 \cdot \sqrt{\theta_{\Sigma 0}^2 + \theta_{V 0}^2 + \theta_t^2 + \theta_{\text{СОИ}}^2 + \theta_{\text{АПДк}}^2}, \quad (13a)$$

$$\theta_{\Sigma} = 1,1 \cdot \sqrt{\theta_{\Sigma 0}^2 + \theta_{V 0}^2 + \theta_t^2 + \theta_{\text{СОИ}}^2}, \quad (13b)$$

где $\theta_{\Sigma 0}$ – граница суммарной составляющей неисключенной систематической погрешности ТПУ, % (берут из свидетельства о поверке ТПУ);

$\theta_{V 0}$ – граница составляющей неисключенной систематической погрешности определения среднего значения вместимости ТПУ, % (берут из свидетельства о поверке ТПУ);

$\theta_{\text{СОИ}}$ – предел допускаемой относительной погрешности определений коэффициентов преобразования в СОИ, % (берут из свидетельства о поверке СОИ);

$\theta_{\text{АПДк}}$ – границы составляющей неисключенной систематической погрешности, обусловленные погрешностью аппроксимации ГХ для рабочего диапазона, (определяют по формуле (15) или (16),

%;

Θ_t - граница составляющей неисключенной систематической погрешности, обусловленная погрешностью измерений температуры, %, вычисляемая по формуле

$$\Theta_t = \beta_{\max} \cdot \sqrt{\Delta t_{\text{УЗР}}^2 + \Delta t_{\text{ПУ}}^2} \cdot 100, \quad (14)$$

где $\beta_{\max}$ - максимальное значение, выбранное из ряда коэффициентов объемного расширения жидкости, определенных по Р 50.2.076 по значениям плотности, температуры и давления жидкости при всех измерениях в точках рабочего диапазона, °C⁻¹;

$\Delta t_{\text{УЗР}}$, $\Delta t_{\text{ПУ}}$ - пределы допускаемой абсолютной погрешности преобразователей температуры в измерительной линии УЗР (КР УЗР) и ТПУ (берут из свидетельств о поверки преобразователей температуры), °C.

10.2.5.2 При реализации ГХ в СОИ согласно п. 10.2.4.1.1 границу составляющей неисключенной систематической погрешности ($\Theta_{\text{АПДк}}$, %) в каждом поддиапазоне вычисляют по формуле

$$\Theta_{\text{АПДк}} = \left| \frac{\bar{K}_j - K_{\text{ПДк}}}{K_{\text{ПДк}}} \right| \cdot 100, \quad (15)$$

где $K_{\text{ПДк}}$ - среднее значение коэффициента преобразования, имп/м³, в поддиапазоне, вычисленное по формуле (12).

10.2.5.3 При реализации ГХ в СОИ согласно п. 10.2.4.1.2 границу составляющей неисключенной систематической погрешности ($\Theta_{\text{АПДк}}$, %) в каждом поддиапазоне вычисляют по формуле

$$\Theta_{\text{АПДк}} = \frac{1}{2} \cdot \left| \frac{\bar{K}_j - \bar{K}_{j+1}}{\bar{K}_j + \bar{K}_{j+1}} \right| \cdot 100. \quad (16)$$

10.2.6 Определение случайной составляющей погрешности.

10.2.6.1 Для каждой j-й точки расхода случайную составляющую погрешности определения коэффициента преобразования УЗР (КР УЗР) при доверительной вероятности $P=0,95$ (ε_j , %) вычисляют по формуле

$$\varepsilon_j = t_{0,95} \cdot S_j / \sqrt{n_j}, \quad (17)$$

где $t_{0,95}$ - коэффициент Стьюдента (определяют по таблице Д.2 приложения Д настоящего документа);

S_j - СКО, вычисленное по формуле (10), для j-й точки рабочего диапазона.

10.2.6.2 Значение случайной составляющей погрешности определяют следующим образом.

10.2.6.2.1 Для УЗР при реализации ГХ в СОИ согласно п.п. 10.2.4.1.1 или 10.2.4.1.2 для каждого поддиапазона ($\varepsilon_{\text{ПДк}}$, %) вычисляют по формуле

$$\varepsilon_{\text{ПДк}} = \max(\varepsilon_{jk}, \varepsilon_{j+1k}, \varepsilon_{j+2k}, \dots), \quad (18)$$

где ε_{jk} - значение случайной составляющей погрешности в j-й точке, попадающей в -й поддиапазон, %.

10.2.6.2.2 Для КР УЗР для каждой j-й точки рабочего диапазона вычисляют по формуле (17).

10.2.7 Определение относительной погрешности.

10.2.7.1 Относительную погрешность УЗР (КР УЗР) в диапазоне расходов вычисляют следующим образом:

10.2.7.1.1 Относительную погрешность УЗР (КР УЗР) для каждого k-го поддиапазона ($\delta_{\text{ПДк}}$, %) вычисляют по формуле

$$\delta_{\text{ПДк}} = Z_{\text{ПДк}} \cdot [\Theta_{\Sigma\text{ПДк}} + \varepsilon_{\text{ПДк}}] \text{ при } 0,8 \leq Z_{\text{ПДк}} \leq 8, \\ \delta_{\text{ПДк}} = \Theta_{\Sigma\text{ПДк}} \text{ при } Z_{\text{ПДк}} > 8, \quad (19)$$

где $Z_{\text{ПДк}}$ - коэффициент, зависящий от отношения $(\Theta_{\Sigma\text{ПДк}} \cdot \sqrt{n_j})/S_j$.

Коэффициент $Z_{\text{пдк}}$ определяют по таблице Д.3 приложения Д настоящего документа.

10.2.7.1.2 Относительную погрешность УЗР (КР УЗР) в диапазоне расходов (δ , %) вычисляют по формуле

$$\delta = \max(\delta_{\text{пд1}}, \delta_{\text{пд2}}, \dots, \delta_{\text{пдк}}, \dots). \quad (20)$$

10.2.7.2 Относительную погрешность КР УЗР в точках рабочего диапазона расходов (δ_j , %) вычисляют по формуле

$$\begin{aligned} \delta_j &= Z_j \cdot [\Theta_\Sigma + \varepsilon_j] \text{ при } 0,8 \leq Z_j \leq 8, \\ \delta_j &= \Theta_\Sigma \text{ при } Z_j > 8, \end{aligned} \quad (21)$$

где Z_j коэффициент, зависящий от отношения $(\Theta_\Sigma \cdot \sqrt{n_j})/S_j$.

Коэффициент Z_j определяют по таблице Д.3 приложения Д настоящего документа.

10.2.7.3 Вычисленное по формуле (20) значение относительной погрешности УЗР (КР УЗР) в диапазоне расходов должны быть в пределах $\pm 0,15$ %.

10.2.7.4 Вычисленные по формуле (21) значения относительной погрешности КР УЗР в точках диапазона расходов должны быть в пределах $\pm 0,1$ %.

10.2.7.5 Положительным результатом определения МХ считают:

- выполнение условия п. 10.2.7.3 для УЗР;
- выполнение условия п. 10.2.7.3 и/или п. 10.2.7.4 для КР УЗР.

10.2.7.6 Если условие п. 10.2.7.3 и/или п. 10.2.7.4 не выполнено, то выясняют причины, устраняют их (при возможности) и проводят операции по п. 10.2.2.3.2 и п. 10.2. Рекомендуется:

- увеличить количество измерений в точках расхода;
- увеличить количество точек разбиения рабочего диапазона (уменьшить поддиапазоны расхода).

10.2.7.7 Определение МХ прекращают при повторном невыполнении условий:

- п. 10.2.7.3 для УЗР;
- п. 10.2.7.3 и/или п. 10.2.7.4 для КР УЗР.

10.3 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти.

Относительную погрешность измерений массы брутто нефти δm , %, вычисляют по формуле

$$\delta m = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta V^2 + G^2 \cdot (\delta \rho^2 + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta T_\rho^2) + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta T_V^2 + \delta N^2}, \quad (22)$$

- где
- δV - относительная погрешность измерений объема нефти, %;
 - $\delta \rho$ - относительная погрешность измерений плотности нефти, %;
 - $\Delta T_\rho, \Delta T_V$ - абсолютные погрешности измерений температуры нефти при измерениях ее плотности и объема соответственно, °С
 - β - коэффициент объемного расширения нефти, 1/°С, приведен в таблице 6;
 - δN - относительная погрешность ИВК, %;
 - G - коэффициент, вычисляемый по формуле

$$G = \frac{1 + 2 \cdot \beta \cdot T_V}{1 + 2 \cdot \beta \cdot T_\rho}. \quad (23)$$

где T_V, T_ρ - температура нефти при измерении ее объема и плотности соответственно, °С.

Относительную погрешность измерений плотности нефти вычисляют по формуле

$$\delta\rho = \frac{\Delta\rho}{\rho} \cdot 100, \quad (24)$$

где $\Delta\rho$ - абсолютная погрешность измерений плотности нефти, кг/м³;
 ρ - плотность нефти, кг/м³.

Т а б л и ц а 6 – Коэффициенты объемного расширения нефти в зависимости от её плотности

ρ , кг/м ³	β , 1/°C	ρ , кг/м ³	β , 1/°C
740,0-749,9	0,00113	820,0-829,9	0,00089
750,0-759,9	0,00109	830,0-839,9	0,00086
760,0-769,9	0,00106	840,0-849,9	0,00084
770,0-779,9	0,00103	850,0-859,9	0,00081
780,0-789,9	0,00100	860,0-869,9	0,00079
790,0-799,9	0,00097	870,0-879,9	0,00076
800,0-809,9	0,00094	880,0-889,9	0,00074
810,0-819,9	0,00092	890,0-899,9	0,00072

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

10.4 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти.

Относительную погрешность измерений массы нетто нефти вычисляют по формуле

$$\delta M_n = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\left(\frac{\delta m}{1,1}\right)^2 + \frac{\Delta W_{MB}^2 + \Delta W_{MP}^2 + \Delta W_{XC}^2}{\left(1 - \frac{W_{MB} + W_{MP} + W_{XC}}{100}\right)}}, \quad (25)$$

где δm - пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %, принимают равным $\pm 0,25$ %;

ΔW_{MB} - абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в нефти, %;

ΔW_{MP} - абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей в нефти, %;

ΔW_{XC} - абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей, %;

W_{MB} - массовая доля воды в нефти, %;

W_{MP} - массовая доля механических примесей в нефти, %;

W_{XC} - массовая доля хлористых солей в нефти, %, вычисляемая по формуле

$$W_{XC} = 0,1 \cdot \frac{\varphi_{xc}}{\rho}, \quad (26)$$

где φ_{xc} - массовая концентрация хлористых солей в нефти, определенная в лаборатории по ГОСТ 21534-76, мг/дм³;

ρ - плотность нефти, приведенная к температуре при условиях измерения массовой концентрации хлористых солей, кг/м³.

Абсолютные погрешности измерений в лаборатории массовой доли воды, механических примесей, хлористых солей определяют в соответствии с ГОСТ 33701-2015.

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

$$\Delta = \pm \frac{\sqrt{R^2 - \frac{r^2}{2}}}{\sqrt{2}}, \quad (27)$$

где R и r - воспроизводимость и сходимость (повторяемость) метода определения соответствующего показателя качества нефти, значения которых приведены в ГОСТ 2477-65, ГОСТ 6370-83, ГОСТ 21534-76.

Воспроизводимость метода определения концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534-76 принимают равной удвоенному значению сходимости (повторяемости) r , % массы. Значение сходимости (повторяемости) r_{xc} , выраженное по ГОСТ 21534-76 в мг/дм³, переводят в % массы по формуле

$$r = \frac{0,1 \cdot r_{xc}}{\rho}, \quad (28)$$

где r_{xc} - сходимость (повторяемость) метода по ГОСТ 21534-76, мг/дм³.

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

11 Оформление результатов поверки

11.1 При положительных результатах поверки СИКН оформляется свидетельство о поверке. Результаты поверки оформляют протоколом по форме, приведенной в приложении А, прилагаемом к свидетельству о поверке как обязательное приложение.

11.2 Сведения о результатах поверки СИКН направляют 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 Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

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

11.5 При отрицательных результатах поверки СИКН к эксплуатации не допускают и выписывают извещение о непригодности к применению.

Приложение А
(рекомендуемое)
Форма протокола поверки

ПРОТОКОЛ № _____
поверки системы измерений количества и показателей качества нефти
СИКН-23-РК-А004 на НПС «Астраханская»
номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства
измерений _____

Диапазон измерений: _____
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений:
- массы брутто нефти, %, не более _____
- массы нетто нефти, %, не более _____
Заводской номер: _____
Принадлежит: _____ ИНН: _____
Место проведения поверки: _____
Поверка выполнена с применением эталонов: _____
_____ регистрационный № _____
Методика поверки: _____
Условия проведения поверки: _____

Результаты поверки:

1. Внешний осмотр СИ (раздел 7 МП) _____
(соответствует/не соответствует)
2. Подготовка к поверке и опробование СИ (раздел 8 МП) _____
(соответствует/не соответствует)
3. Проверка программного обеспечения СИ (раздел 9 МП) _____
(соответствует/не соответствует)
4. Определение МХ СИ, входящих в состав СИКН (п. 10.1 МП) _____
(соответствует/не соответствует)
5. Определение МХ расходомеров ультразвуковых LEFM 280CiRN и расходомера
ультразвукового LEFM 280CiRN-M (п. 10.2)
Протокол № _____, оформленный по приложению Д
6. Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти
(п. 10.3 МП)
7. Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти
(п. 10.4 МП)

Заключение: система измерений количества и показателей качества нефти
СИКН-23-РК-А004 на НПС «Астраханская» _____ к дальнейшей
эксплуатации _____
пригодной/не пригодной

Должность лица проводившего поверку: _____
(подпись) _____ (инициалы, фамилия)

Дата поверки: «_____» _____ 20__ г.

Приложение Б (рекомендуемое)

Оформление результатов определения МХ и точность предоставления результатов измерений и вычислений

Б.1 Оформление результатов определения МХ УЗР

Б.1.1 Результаты определения МХ УЗР оформляют протоколом по форме, приведенной в приложении Д.

Протокол, подписанный поверителем, прилагают к свидетельству о поверке СИКН как обязательное приложение.

Примечание – Допускается форму протокола представлять в измененном виде согласно условиям заполнения колонок протокола приложения Д настоящей методики поверки.

Б.1.2 Проводят пломбирование УЗР (КР УЗР) в соответствии с его описанием типа и (или) МИ 3002–2006 «Рекомендация. ГСИ. Правила пломбирования и клеймения средств измерений и оборудования, применяемых в составе систем измерений количества и показателей качества нефти и поверочных установок». На пломбы наносят знак поверки (рисунок В.1-В.2 приложения В).

Б.1.3 Согласно руководства (инструкции) по эксплуатации в УЗР (КР УЗР) или ИВК или СОИ устанавливают полученные при поверке значения коэффициентов преобразования и соответствующие им значения расхода (частоты) для поверенного УЗР (КР УЗР).

Б.1.4 При отрицательных результатах определения МХ УЗР (КР УЗР) к эксплуатации не допускают, клеймо гасят и выдают извещение о непригодности с указанием причин.

Б.2 Точность представления результатов измерений и вычислений

Б.2.1 Значение расхода (Q_{ij} , м³/ч) округляют и записывают в протокол с пятью значащими цифрами.

Б.2.2 Количество импульсов (N_{ij} , имп) записывают в протокол с шестью значащими цифрами.

Б.2.3 Значения времени прохождения шаровым поршнем измерительного участка ТПУ четырьмя значащими цифрами (T_{ij} , с) записывают в протокол после округления до двух знаков после запятой.

Б.2.4 Значения давления (P_{ij} , МПа), температуры (t_{ij} , °С) нефти записывают в протокол после округления до двух знаков после запятой - при использовании преобразователей давления и датчиков температуры.

Б.2.5 Значения вместимости измерительного участка ТПУ (V_0 , м³) в протокол записывают после округления до шести значащих цифр.

Б.2.6 Значения плотности нефти (ρ_{ij} , кг/м³) в протокол записывают после округления до двух знаков после запятой.

Б.2.7 Значения вязкости (ν_{ij} , сСт) записывают в протокол после округления до двух знаков после запятой.

Б.2.8 Значения частоты (f_{ij} , Гц) записывают в протокол после округления до двух знаков после запятой.

Б.2.9 Значения объема нефти (V_{ij} , м³) в протокол записывают после округления до шести значащих цифр.

Б.2.10 Значения коэффициентов преобразования (K_{ij} , K_j , имп/м³) в протокол записывают после округления с шестью значащими цифрами.

Б.2.11 Значения СКО (S , %) и погрешностей (ε , θ , δ , %) записывают в протокол после округления их до двух знаков после запятой.

Приложение В
(рекомендуемое)

Пломбирование преобразователя расхода

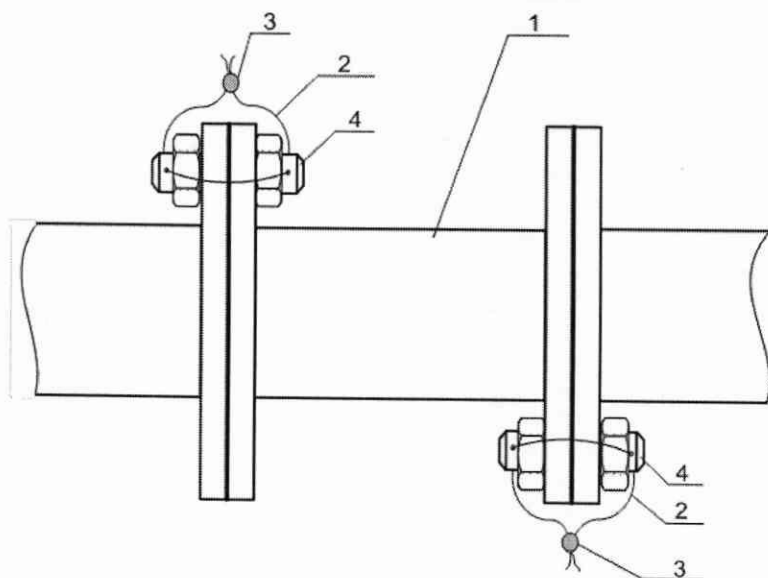


Рисунок В.1 – Пломбирование преобразователя расхода

1. Преобразователь расхода; 2 – контровочные проволоки; 3 – пломбы; 4- шпильки

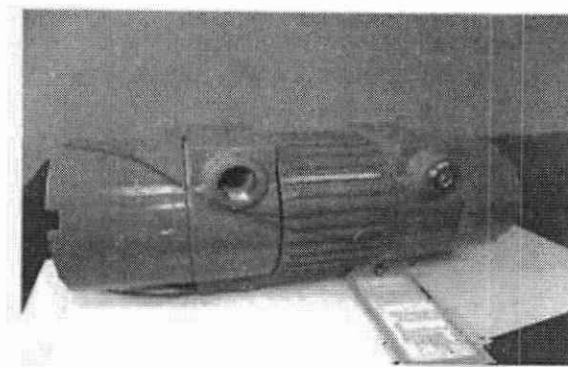
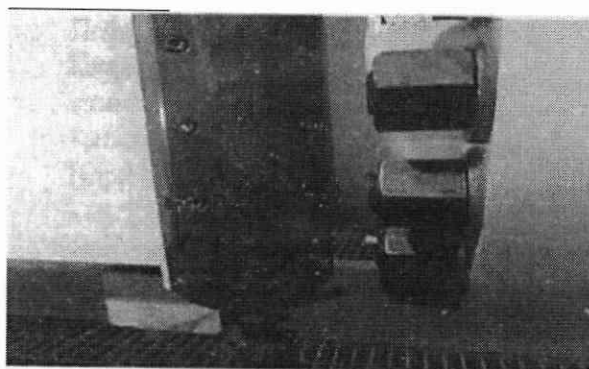


Рисунок В.2 – Места пломбировки блоков первичных акустических преобразователей на корпусе УЗР (КР УЗР) и трансмиттера УЗР (КР УЗР).

Приложение Г
(рекомендуемое)
Форма протокола определения МХ УЗР

ПРОТОКОЛ № _____
определения МХ расходомера с помощью поверочной установки

Место проведения _____
 Тип расходомера _____ Зав. № _____ Принадлежит _____
 Тип ПУ _____ Зав. № ПУ _____ Рабочая жидкость _____
 Вязкость _____ сСт; _____ сСт
 в начале поверки в конце поверки
 Наименование заказчика: _____

Таблица Г.1 – Исходные данные

Детекторы ТПУ	V_0 м³	D мм	S мм	E МПа	α_t °C ⁻¹	$\Theta_{\Sigma 0}$ %	Θ_{V_0} %	Θ_{COI} %	$\Delta t_{ПУ}$ °C	$\Delta t_{УЗР}$ °C
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11

Таблица Г.2 – Результаты измерений

№ точ/ № изм j/i	Q_{ij} м³/ч	T_{ij} с	f_{ij} Гц	N_{ij} имп	K_{ij} имп/м³	$t_{УЗР ij}$ °C	$P_{УЗР ij}$ МПа	$t_{ПУ ij}$ °C	$P_{ПУ ij}$ МПа	ρ_{ij} кг/м³	$t_{p ij}$ °C	$P_{p ij}$ МПа	$V_{0 ij}$ м³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1/1													
...													
1/n ₁													
...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
m/1													
...													
m/n _m													

Таблица Г.3 – Результаты определения МХ в точках рабочего диапазона

№ точки j	Q_j м³/ч	f_j Гц	K_j имп/м³	S_j %	ε_j %	$\Theta_{\Sigma j}$ %	δ_j %
1	2	3	4	5	6	7	8
1							
...							
m							

Таблица Д.4 – Результаты определения МХ в поддиапазонах

№ ПД k	$Q_{min k}$ м³/ч	$Q_{max k}$ м³/ч	$K_{ПД k}$ имп/м³	$\varepsilon_{ПД k}$ %	$\Theta_{A ПД k}$ %	$\Theta_{\Sigma ПД k}$ %	$\delta_{ПД k}$ %	δ %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1								
...								
m-1								

Заключение: расходомер к дальнейшей эксплуатации _____
 Подпись, фамилия, инициалы, лица проводившего поверку _____
 Дата определения МХ «___» _____ 20___ г.

Г.1 Условия заполнения колонок таблиц протокола

Г.1.1 В колонке 1 таблицы Г.1 указывают детекторы калиброванного участка ТПУ, для которого определен объем ТПУ. Если в свидетельстве поверки ТПУ указаны несколько значений объемов, то указывают расположение детекторов для этих значений объемов в несколько строк, например, 1-2, 2-1, 1-2-1, 1-3, 2-4, 3-1, 4-2 и т.д.

Г.1.2 Колонки 2, 7, 8 таблицы Г.1 заполняют в одну строку, если используют ТПУ с одним значением вместимости. Если используют ТПУ с несколькими значениями вместимости, то заполняют эти колонки в несколько строк.

Г.1.3 В колонку 6 таблицы Г.1 заносят α_t .

Г.1.4 Колонку 12 таблицы Г.2 заполняют при использовании компакт-прувера в случае измерения температуры инварового стержня с помощью преобразователя температуры.

Г.1.5 Колонки 12 и 13 таблицы Г.2 заполняют при наличии поточного плотномера.

Г.1.6 В колонку 3 таблицы Г.3 записывают значение f при использовании зависимости коэффициента преобразования УЗР (КР УЗР) от f .

Г.1.7 Колонки 7–8 таблицы Г.3 заполняют при поверке КР УЗР.

Г.1.8 Таблицу Г.4 заполняют при реализации ГХ согласно п.п. 10.2.4.1.1 или 10.2.4.1.2.

Г.1.9 Колонку 4 таблицы Г.4 заполняют при реализации ГХ согласно п. 10.2.4.1.1.

Приложение Д (справочное)

Методика анализа результатов измерений, значения коэффициентов Стьюдента и модулей упругости материала стенок ТПУ

Для выявления промахов выполняют следующие операции:

Д.1 Определяют СКО результатов вычислений коэффициентов преобразования в каждой точке рабочего диапазона по формуле

$$S_{Kj} = \sqrt{\frac{1}{n_j-1} \sum_{i=1}^{n_j} (K_{ij} - \bar{K}_j)^2}. \quad (\text{Д.1})$$

Д.2 Вычисляют соотношения для наиболее выделяющихся значений ($K_{\text{наиб}}$ или $K_{\text{наим}}$) по формуле

$$U = \frac{K_{\text{наиб}} - \bar{K}_j}{S_{Kj}} \quad \text{или} \quad U = \frac{\bar{K}_j - K_{\text{наим}}}{S_{Kj}}. \quad (\text{Д.2})$$

Д.3 Сравнивают полученные значения «U» с величиной «Н», взятой из таблицы Д.1 для объема выборки « n_j ».

Таблица Д.1 – Критические значения для критерия Граббса

n_j	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Н	1,155	1,481	1,715	1,887	2,020	2,126	2,215	2,290	2,355
n_j	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Н	2,412	2,462	2,507	2,549	2,585	2,620	2,651	2,681	2,709

Если $U \geq H$, то подозреваемый результат исключают из выборки как промах, в противном случае результат не исключают.

Таблица Д.2 – Значения коэффициентов Стьюдента t_{95}

n_j-1	3	4	5	6	7	8	9	10	12	14	16	18
$t_{0,95}$	3,182	2,776	2,571	2,447	2,365	2,306	2,262	2,228	2,179	2,145	2,120	2,101

Таблица Д.3 – Значения коэффициентов Z в зависимости от отношения $(\theta \cdot \sqrt{n_j})/S_j$ при доверительной вероятности $P = 0,95$

$(\theta \cdot \sqrt{n_j})/S_j$	0,5	0,75	1	2	3	4	5	6	7	8
Z	0,81	0,77	0,74	0,71	0,73	0,76	0,78	0,79	0,80	0,81

Таблица Д.4 Модули упругости материала стенок ТПУ

Материал	Е, МПа
Сталь углеродистая	$2,068 \cdot 10^5$
Сталь нержавеющая 304	$1,931 \cdot 10^5$
Сталь нержавеющая 316	$1,931 \cdot 10^5$
Сталь нержавеющая РН 17-4 SS	$1,965 \cdot 10^5$