ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО

ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ГОСТ Р 8.1011— 2022

Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМЫ ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

Ввод в эксплуатацию, эксплуатация, вывод из эксплуатации

Издание официальное

Москва
Российский институт стандартизации
2022

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

1 РАЗРАБОТАН Обществом с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский институт трубопроводного транспорта» (ООО «НИИ Транснефть»)

2 ВНЕСЕН Техническим комитетом по стандартизации ТК 024 «Метрологическое обеспечение добычи и учета энергоресурсов (жидкостей и газов)»

3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 21 сентября 2022 г. № 964-ст

4 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

*Правила применения настоящего стандарта установлены в статье 26 Федерального закона от 29 июня 2015 г. № 162-ФЗ «О стандартизации в Российской Федерации». Информация об изменениях к настоящему стандарту публикуется в ежегодном (по состоянию на 1 января текущего года) информационном указателе «Национальные стандарты», а официальный текст изменений и поправок — в ежемесячном информационном указателе «Национальные стандарты». В случае пересмотра (замены) или отмены настоящего стандарта соответствующее уведомление будет опубликовано в ближайшем выпуске ежемесячного информационного указателя «Национальные стандарты». Соответствующая информация, уведомление и тексты размещаются также в информационной системе общего пользования — на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет (*gost.e-ecolog.ru

© Оформление. ФГБУ «РСТ», 2022

Настоящий стандарт не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

Содержание

1 Область применения 1
2 Нормативные ссылки 1
3 Термины и определения 2
4 Обозначения и сокращения 4
5 Основные положения 4
6 Ввод в эксплуатацию 4
6.1 Приемка в эксплуатацию 4
6.2 Перевод на ведение товарно-коммерческих операций 6
7 Эксплуатация 7
7.1 Общие положения 7
7.2 Метрологическое обслуживание 10
7.3 Техническое обслуживание 22
7.4 Ремонт 22
7.5 Обеспечение документами, запасными частями, инструментами и принадлежностями, обменным фондом 22
8 Вывод из эксплуатации 23
9 Безопасность 23
10 Охрана окружающей среды 23
Приложение А (рекомендуемое) Содержание программы индивидуальных испытаний функциональных блоков СИКН, СИКНП 24
Приложение Б (рекомендуемое) Содержание программы комплексного опробования СИКН, СИКНП (стационарных) 25
Приложение В (рекомендуемое) Содержание программы испытаний СИКН, СИКНП в целях утверждения типа 26
Приложение Г (обязательное) Содержание инструкции по эксплуатации СИКН, СИКНП 27
Приложение Д (обязательное) Формы формуляров 28
Приложение Е (обязательное) Форма акта о переводе СИКН, СИКНП на ведение товарно-коммерческих операций 35
Приложение Ж (обязательное) Содержание программы контрольного опробования СИКН, СИКНП (передвижных) 36
Приложение И (обязательное) Перечень, сроки и места хранения документов, используемых при эксплуатации СИКН, СИКНП 37
Приложение К (обязательное) Формы журналов регистрации установки, снятия и нарушения контрольных пломб и пломб поверителя 44
Приложение Л (обязательное) Форма журнала учета проведения технического обслуживания СИ и оборудования, входящих в состав СИКН, СИКНП 45
Приложение М (рекомендуемое) Форма расчета расхода нефти и нефтепродуктов на входе в пробозаборное устройство и в трубопроводе БИК 46
Приложение Н (рекомендуемое) Формы документов технического и метрологического обслуживания 47
Приложение П (рекомендуемое) Рекомендуемая периодичность выполнения работ при эксплуатации СИКН, СИКНП 49
Приложение Р (обязательное) Форма графика контроля метрологических характеристик средств измерений 51
Приложение С (обязательное) Форма журнала регистрации протоколов контроля метрологических характеристик средств измерений, входящих в состав СИКН, СИКНП 52
Приложение Т (обязательное) Форма акта установления интервала между контролем метрологических характеристик средств измерений 53
Приложение У (рекомендуемое) Формы протоколов контроля метрологических характеристик средств измерений расхода 54
Приложение Ф (обязательное) Формы протоколов контроля метрологических характеристик поточных средств измерений плотности 66

Приложение Ц (обязательное) Форма протокола контроля метрологических характеристик поточных средств измерений вязкости, объемной доли воды в нефти, массовой доли серы в нефти 71
Приложение Ш (рекомендуемое) Форма графика технического обслуживания средств измерений и оборудования, входящих в состав СИКН, СИКНП. 72
Приложение Щ (рекомендуемое) Форма журнала учета отказов средств измерений и оборудования, входящих в состав СИКН, СИКНП. 73
Приложение Э (обязательное) Форма акта о выводе СИКН, СИКНП, функциональных блоков из ведения товарно-коммерческих операций 74
Библиография 75

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМЫ ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

Ввод в эксплуатацию, эксплуатация, вывод из эксплуатации

State system for ensuring the uniformity of measurements.
Oil and oil products custody transfer metering systems.
Commissioning, exploitation, decommissioning

Дата введения — 2023—02—01

1 Область применения

Настоящий стандарт распространяется на вновь изготовленные системы измерений количества и показателей качества нефти и нефтепродуктов*, которые закончены строительством и реконструкцией, техническим перевооружением, модернизацией, применяемые при приеме, сдаче нефти и нефтепродуктов в/из системы магистрального трубопроводного транспорта**.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 2.612 Единая система конструкторской документации. Электронный формуляр. Общие положения

ГОСТ 8.587 Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти и нефтепродуктов. Методики (методы) измерений

ГОСТ 15.005 Система разработки и постановки продукции на производство. Создание изделий единичного и мелкосерийного производства, собираемых на месте эксплуатации

ГОСТ 2477 Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды

ГОСТ 2517 Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб

ГОСТ 34396 Системы измерений количества и показателей качества нефти и нефтепродуктов. Общие технические условия

ГОСТ Р 2.105 Единая система конструкторской документации. Общие требования к текстовым документам

ГОСТ Р 2.106 Единая система конструкторской документации. Текстовые документы

ГОСТ Р 2.610 Единая система конструкторской документации. Правила выполнения эксплуатационных документов

ГОСТ Р 8.563 Государственная система обеспечения единства измерений. Методики (методы) измерений

ГОСТ Р 8.908 Государственная система обеспечения единства измерений. Средства измерений объемного расхода нефти и нефтепродуктов. Испытания, поверка и калибровка с применением трубопоршневых установок

ГОСТ Р 27.102 Надежность в технике. Надежность объекта. Термины и определения

---

* Положения стандарта для передвижных и с периодическим режимом работы систем измерений количества и показателей качества нефти и нефтепродуктов применяются с учетом особенностей их эксплуатации.

** Включая системы измерений количества и показателей качества нефти и нефтепродуктов, применяемые в системе магистрального трубопроводного транспорта.

Издание официальное

Примечание — При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов в информационной системе общего пользования — на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет или по ежегодному информационному указателю «Национальные стандарты», который опубликован по состоянию на 1 января текущего года, и по выпускам ежемесячного информационного указателя «Национальные стандарты» за текущий год. Если заменен ссылочный стандарт, на который дана недатированная ссылка, то рекомендуется использовать действующую версию этого стандарта с учетом всех внесенных в данную версию изменений. Если заменен ссылочный стандарт, на который дана датированная ссылка, то рекомендуется использовать версию этого стандарта с указанным выше годом утверждения (принятия). Если после утверждения настоящего стандарта в ссылочный стандарт, на который дана датированная ссылка, внесено изменение, затрагивающее положение, на которое дана ссылка, то это положение рекомендуется применять без учета данного изменения. Если ссылочный стандарт отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, рекомендуется принять в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины и определения

В настоящем стандарте применены следующие термины с соответствующими определениями:

3.1

ввод в эксплуатацию: Событие, фиксирующее готовность изделия к использованию по назначению и документально оформленное в установленном порядке.

Примечание — Для специальных видов техники к вводу в эксплуатацию дополнительно относят подготовительные работы, контроль, приемку и закрепление изделия за эксплуатирующим подразделением.

[ГОСТ 25866—83, статья 6]

3.2 **вывод из эксплуатации (снятие с эксплуатации):** Событие, фиксирующее невозможность или нецелесообразность дальнейшего использования по назначению и ремонта изделия, документально оформленное в установленном порядке.

3.3 **индивидуальные испытания:** Испытания, выполняемые на отдельном оборудовании на этапе пусконаладочных работ, обеспечивающие проверку выполнения требований, предусмотренных в нормативных и/или технических документах, с целью выявления возможных дефектов и неисправностей, подготовки оборудования к комплексному опробованию и дальнейшему вводу в эксплуатацию.

3.4

капитальный ремонт: Плановый ремонт, выполняемый для восстановления исправности и полного или близкого к полному ресурса объекта с заменой или восстановлением любых его частей, включая базовые.

Примечание — Значение ресурса объекта, близкое к полному, устанавливается в документации.

[ГОСТ 18322—2016, статья 2.3.7]

3.5 **комплексное опробование (систем измерений количества и показателей качества нефти [нефтепродуктов]):** Проверка, регулировка и обеспечение взаимосвязанной работы средств измерений и оборудования в составе систем измерений количества и показателей качества нефти [нефтепродуктов] в предусмотренном проектной документацией технологическом процессе.

3.6 **контрольное опробование:** Проверка работоспособности, технических характеристик оборудования и метрологических характеристик средств измерений при их вводе в работу на новом месте эксплуатации.

3.7 **контроль метрологических характеристик:** Определение отклонения метрологических характеристик средств измерений в интервале между поверками от значений, определенных при последней поверке, и установление пригодности средств измерений к дальнейшей эксплуатации.

3.8

отказ: Событие, заключающееся в нарушении работоспособного состояния объекта.

Примечания

1 Отказ может быть полным или частичным.

2 Полный отказ характеризуется переходом объекта в неработоспособное состояние.

3 Частичный отказ характеризуется переходом объекта в частично неработоспособное состояние.

[ГОСТ Р 27.102—2021, статья 36]

3.9 **передвижная система измерений количества и показателей качества нефти [нефтепродуктов]:** Система измерений количества и показателей качества нефти [нефтепродуктов], имеющая во время своей эксплуатации возможность перемещения к местам проведения товарно-коммерческих операций.

3.10 **приемо-сдаточные испытания:** Контрольные испытания продукции при приемочном контроле, проводимые изготовителем продукции.

3.11

приемочные испытания: Контрольные испытания опытных образцов, опытных партий продукции или изделий единичного производства, проводимые соответственно с целью решения вопроса о целесообразности постановки этой продукции на производство и/или использования по назначению.

Примечание — Приемочные испытания опытных образцов или партий продукции проводятся для решения вопроса о целесообразности постановки этой продукции на производство, а приемочные испытания изделий единичного производства проводятся для решения вопроса о целесообразности передачи этих изделий в эксплуатацию.

[ГОСТ 16504—81, статья 44]

3.12 **резервная схема приема-сдачи:** Документально устанавливаемая совокупность технических, методических, организационно-распорядительных документов, средств, систем измерений и оборудования приемо-сдаточного пункта, применяемая для измерений количества и оценки показателей качества нефти и нефтепродуктов при их сдаче или приеме при отключении основной схемы приема-сдачи.

3.13

система измерений количества и показателей качества нефти [нефтепродуктов]: Совокупность функционально объединенных средств измерений, системы сбора и обработки информации, технологического и иного оборудования, предназначенная для прямых или косвенных динамических измерений массы и показателей качества нефти [нефтепродуктов].

[ГОСТ 34396—2018, пункт 3.10]

3.14

средний ремонт: Плановый ремонт, выполняемый для восстановления исправности и частичного восстановления ресурса объекта с заменой или восстановлением составных частей ограниченной номенклатуры и контролем технического состояния объекта в объеме, предусмотренном в документации.

Примечание — Объем восстановления ресурса устанавливается в документации.

[ГОСТ 18322—2016, статья 2.3.8]

3.15 **стационарная система измерений количества и показателей качества нефти [нефтепродуктов]:** Система измерений количества и показателей качества нефти [нефтепродуктов], предназначенная для эксплуатации на одном месте проведения товарно-коммерческих операций.

3.16

текущий ремонт: Плановый ремонт, выполняемый для обеспечения или восстановления работоспособности объекта и состоящий в замене и/или восстановлении отдельных легкодоступных его частей.

[ГОСТ 18322—2016, статья 2.3.9]

3.17 **техническое обслуживание:** Комплекс технологических операций и организационных действий по поддержанию работоспособности или исправности объекта при использовании по назначению, хранении и транспортировании.

3.18 **товарно-коммерческие операции:** Операции по приему/сдаче, перекачке, хранению нефти/нефтепродуктов, измерению количества и измерению/определению показателей качества принимаемых/сдаваемых нефти/нефтепродуктов, оформлению документов о приеме/сдаче, перекачке, хранении нефти/нефтепродуктов.

Примечание — К документам о приеме/сдаче нефти/нефтепродуктов относят акты приема-сдачи и паспорта качества нефти/паспорта нефтепродуктов.

3.19 **метрологическое обслуживание (систем измерений количества и показателей качества нефти [нефтепродуктов]):** Совокупность операций по подтверждению или определению отклонений метрологических характеристик систем измерений количества и показателей качества нефти [нефтепродуктов], а также средств измерений и эталонов в их составе с целью установления пригодности к дальнейшей эксплуатации.

3.20 **эксплуатация (систем измерений количества и показателей качества нефти [нефтепродуктов]):** Стадия жизненного цикла систем измерений количества и показателей качества нефти [нефтепродуктов], на которой реализуется, поддерживается и восстанавливается их качество.

4 Обозначения и сокращения

В настоящем стандарте применены следующие обозначение и сокращения:

f/v — отношение выходной частоты сигнала средства измерений расхода к вязкости нефти;

АРМ — автоматизированное рабочее место;

БИК — блок измерений показателей качества нефти/нефтепродуктов;

ЗИП — запасные части, инструменты и принадлежности;

ИВК — измерительно-вычислительный контроллер;

КМХ — контроль метрологических характеристик;

ПСП — приемо-сдаточный пункт;

ПУ — поверочная установка;

СИ — средство измерений;

СИКН — система измерений количества и показателей качества нефти;

СИКНП — система измерений количества и показателей качества нефтепродуктов;

СОИ — система сбора и обработки информации.

5 Основные положения

5.1 Ввод СИКН, СИКНП в эксплуатацию включает в себя приемку в эксплуатацию, перевод на ведение товарно-коммерческих операций.

5.2 Эксплуатация СИКН, СИКНП включает в себя использование по назначению, метрологическое обслуживание, техническое обслуживание, ремонт, обеспечение документами, запасными частями, инструментами и принадлежностями, обменным фондом.

5.3 Вывод СИКН, СИКНП из эксплуатации включает в себя мероприятия по прекращению использования по назначению с оформлением соответствующих документов.

6 Ввод в эксплуатацию

6.1 Приемка в эксплуатацию

6.1.1 Приемку СИКН, СИКНП (стационарных) в эксплуатацию осуществляют в соответствии с законодательством Российской Федерации о градостроительной деятельности и нормативными документами, устанавливающими требования к СИКН, СИКНП.

6.1.2 До отгрузки на место эксплуатации проводят приемо-сдаточные испытания СИКН, СИКНП (передвижных), функциональных блоков СИКН, СИКНП (стационарных) в соответствии с ГОСТ 15.005.

Примечания

1 Приемо-сдаточные испытания СИКН, СИКНП (передвижных) проводятся в присутствии принимающей и/или сдающей нефть, нефтепродукты сторон.

2 Положительные результаты приемо-сдаточных испытаний СИКН, СИКНП (передвижных), функциональных блоков СИКН, СИКНП (стационарных) являются основанием для отгрузки на место эксплуатации.

3 Допускается проведение приемо-сдаточных испытаний функциональных блоков СИКН, СИКНП (стационарных) на месте эксплуатации.

4 В случае изменения принимающей и/или сдающей нефть, нефтепродукты сторон при эксплуатации СИКН, СИКНП (передвижных) по согласованию сторон повторные приемо-сдаточные испытания допускается не проводить.

6.1.3 Приемо-сдаточные испытания СИКН, СИКНП (передвижных), функциональных блоков СИКН, СИКНП (стационарных) проводят по программам и методикам испытаний, оформленным в соответствии с ГОСТ Р 2.106, ГОСТ Р 2.105.

6.1.4 На месте эксплуатации после завершения монтажных и пусконаладочных работ, опрессовки и промывки в соответствии с ГОСТ 15.005 проводят приемочные испытания СИКН, СИКНП (стационарных), в рамках которых осуществляют:

а) индивидуальные испытания;

б) комплексное опробование.

6.1.5 Допускается совмещать приемо-сдаточные испытания, приемочные испытания с сертификационными испытаниями и испытаниями в целях утверждения типа СИКН, СИКНП единичного произ-

водства (если тип СИКН, СИКНП не утвержден). При положительных результатах испытаний в целях утверждения типа СИКН, СИКНП проводят поверку СИКН, СИКНП.

6.1.6 Индивидуальные испытания на месте эксплуатации СИКН, СИКНП (стационарных) проводят по программам индивидуальных испытаний, оформленным в соответствии с ГОСТ Р 2.105. Содержание программ индивидуальных испытаний приведено в приложении А.

Примечание — Программы индивидуальных испытаний утверждаются организацией, эксплуатирующей СИКН, СИКНП (стационарные), или организацией-заказчиком/владельцем СИКН, СИКНП (стационарных).

6.1.7 Комплексное опробование СИКН, СИКНП (стационарных) проводят по программам комплексного опробования СИКН, СИКНП (стационарных), оформленным в соответствии с ГОСТ Р 2.105. Содержание программы комплексного опробования СИКН, СИКНП (стационарных) приведено в приложении Б.

Примечание — Программы комплексного опробования согласовываются организацией, проводящей техническое обслуживание СИКН, СИКНП (стационарных), организацией-изготовителем СИКН, СИКНП (стационарных), принимающей/сдающей стороной и утверждаются организацией, эксплуатирующей СИКН, СИКНП (стационарные), или организацией-заказчиком/владельцем СИКН, СИКНП (стационарных).

6.1.8 Продолжительность и режим (непрерывный или с остановкой) проведения комплексного опробования определяются индивидуально в программах комплексного опробования. Продолжительность опробования — не менее 72 ч.

6.1.9 Комплексное опробование СИКН, СИКНП (стационарных) проводят с участием принимающей и сдающей нефть, нефтепродукты сторон, организации-изготовителя СИКН, СИКНП (стационарных), организации, проводящей техническое обслуживание СИКН, СИКНП (стационарных).

6.1.10 Испытания СИКН, СИКНП в целях утверждения типа проводят по программам испытаний, оформленным в соответствии с ГОСТ Р 2.105. Содержание программ испытаний СИКН, СИКНП в целях утверждения типа приведено в приложении В.

Примечание — Программы испытаний согласовываются организацией, эксплуатирующей СИКН, СИКНП, или организацией-заказчиком/владельцем СИКН, СИКНП, и утверждаются юридическими лицами, аккредитованными в установленном порядке в области обеспечения единства измерений на выполнение испытаний СИ.

6.1.11 СИКН, СИКНП укомплектовывают копиями (или оригиналами) следующих документов на русском языке:

а) документы в соответствии с законодательством Российской Федерации о градостроительной деятельности;

б) документы, подтверждающие соответствие СИКН, СИКНП, СИ и оборудования, входящих в их состав, требованиям стандартов, технических регламентов, законов, нормативных правовых актов Российской Федерации;

в) инструкция по эксплуатации СИКН, СИКНП, оформленная в соответствии с ГОСТ Р 2.105. Содержание инструкции по эксплуатации СИКН, СИКНП — в соответствии с приложением Г.

Примечание — Инструкция по эксплуатации СИКН, СИКНП согласовывается принимающей/сдающей сторонами, организацией, проводящей техническое обслуживание, и утверждается организацией, эксплуатирующей СИКН, СИКНП (организацией-заказчиком/владельцем СИКН, СИКНП);

г) эксплуатационные документы:

1) формуляры в соответствии с приложением Д:

- формуляр на СИКН, СИКНП в соответствии с Д.1 (приложение Д);
- формуляр на ПУ в соответствии с Д.2 (приложение Д);
- формуляры на СИ в соответствии с Д.3 (приложение Д).

Примечание — Допускается формуляры вести в электронном виде в соответствии с ГОСТ 2.612;

2) паспорта СИ и оборудования, входящих в состав СИКН, СИКНП, в соответствии с ГОСТ Р 2.610, ГОСТ Р 2.105;

3) руководства/инструкции по эксплуатации СИ и оборудования, входящих в состав СИКН, СИКНП, в соответствии с ГОСТ Р 2.610, ГОСТ Р 2.105 на русском языке;

4) ведомость эксплуатационных документов СИКН, СИКНП, СИ и оборудования, входящих в их состав, в соответствии с ГОСТ Р 2.610, ГОСТ Р 2.105;

д) документы, оформляемые по результатам метрологической экспертизы проектной, рабочей, конструкторской документации;

е) свидетельства/сертификаты об утверждении типа с описанием типа СИ, входящих в состав СИКН, СИКНП (если оформлялись в бумажном виде), или сведения об утвержденных типах СИ из Федерального информационного фонда по обеспечению единства измерений (в бумажном виде) с описанием типа СИ, входящих в состав СИКН, СИКНП;

ж) методики поверки СИ, входящих в состав СИКН, СИКНП, на которые приведены ссылки в методике поверки СИКН, СИКНП;

и) свидетельства о поверке (если оформлялись в бумажном виде) и протоколы поверки (если предусмотрено методиками поверки) СИ, входящих в состав СИКН, СИКНП, или сведения о результатах поверки из Федерального информационного фонда по обеспечению единства измерений (в бумажном виде) и протоколы поверки (если предусмотрено методиками поверки) СИ, входящих в состав СИКН, СИКНП;

к) методика измерений массы нефти/нефтепродуктов с применением СИКН/СИКНП в соответствии с ГОСТ 8.587, ГОСТ Р 8.563 со свидетельством об аттестации;

л) методика измерений плотности нефти/нефтепродуктов в соответствии с ГОСТ Р 8.563 со свидетельством об аттестации;

м) методика поверки СИКН, СИКНП;

н) свидетельство/сертификат об утверждении типа СИКН, СИКНП с описанием типа или акт и протоколы испытаний СИКН, СИКНП в целях утверждения типа до оформления приказа об утверждении типа;

п) свидетельство о поверке СИКН, СИКНП и протокол поверки или протокол поверки СИКН, СИКНП (протокол поверки СИ и измерительных каналов в составе СИКН, СИКНП) при наличии оформленных результатов испытаний в целях утверждения типа СИКН, СИКНП;

р) карты уставок защит и блокировок СИКН, СИКНП;

с) документ, устанавливающий порядок измерений/определения массы и показателей качества нефти, нефтепродуктов при проведении комплексного опробования СИКН, СИКНП (если во время комплексного опробования предполагается ведение товарно-коммерческих операций).

Примечания

1 На СИКН, СИКНП (передвижные) не оформляются документы в соответствии с законодательством Российской Федерации о градостроительной деятельности.

2 На СИКН, СИКНП (передвижные) дополнительно оформляются паспорта в соответствии с ГОСТ Р 2.610, ГОСТ Р 2.105.

3 До оформления результатов испытаний в целях утверждения типа СИКН, СИКНП поверка СИ, входящих в состав СИКН, СИКНП, осуществляется в соответствии с методиками поверки, приведенными в описании типа данных СИ.

4 На СИ, результаты измерений которых не применяются для получения результатов измерений массы нефти/нефтепродуктов, допускается оформлять сертификаты калибровки по результатам калибровки в соответствии с методиками калибровки.

5 К СИ, результаты измерений которых не влияют на погрешность измерений массы нефти/нефтепродуктов, относят:

а) СИ расхода, установленные в БИК, их вторичную аппаратуру;

б) преобразователи дифференциального давления (дифференциальные манометры) и манометры, измеряющие перепад давления на фильтрах;

в) преобразователи дифференциального давления (дифференциальные манометры) и манометры, измеряющие давление в системах контроля герметичности запорной арматуры;

г) контроллеры (измерительные каналы) систем контроля герметичности запорной арматуры.

6.1.12 На емкости для сбора учтенной/неучтенной нефти/нефтепродуктов, эксплуатируемые вместе с СИКН/СИКНП, оформляют градуировочные таблицы.

6.2 Перевод на ведение товарно-коммерческих операций

6.2.1 Организация, эксплуатирующая СИКН, СИКНП, извещает организацию-заказчика/владельца СИКН, СИКНП, принимающую/сдающую нефть, нефтепродукты сторону о готовности СИКН, СИКНП для перевода на ведение товарно-коммерческих операций.

6.2.2 Перевод СИКН, СИКНП на ведение товарно-коммерческих операций осуществляет комиссия, создаваемая приказом/распоряжением организации, эксплуатирующей СИКН, СИКНП.

6.2.3 В состав комиссии включают представителей:

а) организации-заказчика/владельца СИКН, СИКНП (председатель комиссии);

б) организации, эксплуатирующей СИКН, СИКНП;

в) принимающей/сдающей нефть/нефтепродукты сторон.

Примечание — По решению организации-заказчика/владельца СИКН, СИКНП в состав комиссии могут быть включены представители других организаций.

6.2.4 Организация, эксплуатирующая СИКН, СИКНП, предъявляет комиссии:

а) СИКН, СИКНП;

б) документы в соответствии с перечислениями в) — п) 6.1.11.

6.2.5 Комиссия проверяет обеспеченность СИКН, СИКНП документами в соответствии с настоящим стандартом и определяет готовность ведения товарно-коммерческих операций с применением СИКН, СИКНП.

6.2.6 При отрицательных результатах проверки комиссия оформляет перечень выявленных несоответствий.

6.2.7 После устранения выявленных несоответствий организация, эксплуатирующая СИКН, СИКНП, повторно извещает организацию-заказчика/владельца СИКН, СИКНП, принимающую/сдающую нефть, нефтепродукты сторону о выполненных мероприятиях и готовности СИКН, СИКНП для перевода на ведение товарно-коммерческих операций.

6.2.8 Повторные проверки готовности СИКН, СИКНП для перевода на ведение товарно-коммерческих операций проводятся в объеме проверки устранения ранее выявленных несоответствий.

6.2.9 При положительных результатах проверки комиссия оформляет:

а) акт об устранении ранее выявленных несоответствий (при наличии ранее выявленных несоответствий);

б) акт о переводе СИКН, СИКНП на ведение товарно-коммерческих операций в соответствии с приложением Е.

6.2.10 При переводе на ведение товарно-коммерческих операций СИКН, СИКНП (передвижных) проводят контрольное опробование по программам контрольного опробования, оформленным в соответствии с ГОСТ Р 2.105. Содержание программы контрольного опробования СИКН, СИКНП — в соответствии с приложением Ж.

Примечание — Программы контрольного опробования согласовываются принимающей/сдающей сторонами и утверждаются организацией, эксплуатирующей СИКН, СИКНП (организацией-заказчиком/владельцем СИКН, СИКНП).

7 Эксплуатация

7.1 Общие положения

7.1.1 Эксплуатацию СИКН, СИКНП осуществляют в соответствии с инструкциями по эксплуатации, оформленными в соответствии с ГОСТ Р 2.105. Содержание инструкции по эксплуатации СИКН, СИКНП — в соответствии с приложением Г.

7.1.2 Перечень, сроки и места хранения документов, используемых при эксплуатации СИКН, СИКНП, — в соответствии с приложением И.

7.1.3 При эксплуатации СИКН, СИКНП выполняют:

а) метрологическое обслуживание;

б) техническое обслуживание;

в) ремонт.

7.1.4 При метрологическом и техническом обслуживании СИКН, СИКНП, приеме/сдаче смен контролируют целостность пломб:

а) при нарушении пломб поверителя на СИ расхода (за исключением находящихся в БИК), СИ показателей качества нефти/нефтепродуктов, СОИ проводят КМХ с последующей поверкой. При положительных результатах КМХ до поверки по согласованию между сдающей и принимающей сторонами не переходят на резервную схему приема-сдачи (при наличии) или резервные, контрольно-резервные СИ, при отрицательных результатах КМХ до поверки переходят на резервную схему приема-сдачи (при наличии) или резервные, контрольно-резервные СИ, выполняют мероприятия по 7.2.2.1;

б) при нарушении контрольных пломб выясняют причины и последствия, устраняют последствия (при наличии), устанавливают новые контрольные пломбы.

7.1.5 Информацию о снятии, установке, нарушении пломб регистрируют в журналах регистрации в соответствии с приложением К.

7.1.6 Организация, проводящая техническое обслуживание СИКН, СИКНП, организация, эксплуатирующая СИКН, СИКНП, совместно с принимающей/сдающей стороной контролируют версию

и контрольную сумму метрологически значимой части программного обеспечения СОИ. Результаты контроля вносят в журнал учета проведения технического обслуживания СИ и оборудования, входящих в состав СИКН, СИКНП, в соответствии с приложением Л.

7.1.7 При эксплуатации СИКН, СИКНП выполняют контроль показаний манометров и термометров.

7.1.8 При эксплуатации СИКН, СИКНП выполняют синхронизацию времени компонентов СОИ с источником точного времени. Способ и периодичность синхронизации определяют техническим заданием на проектирование СИКН, СИКНП.

7.1.9 Расход нефти/нефтепродуктов через БИК определяют исходя из условий отбора проб в соответствии с ГОСТ 2517 и требований эксплуатационных документов на СИ показателей качества. Форма расчета расхода нефти и нефтепродуктов на входе в пробозаборное устройство и в трубопроводе БИК приведена в приложении М.

7.1.10 Состав выполняемых работ при техническом/метрологическом обслуживании СИКН, СИКНП, их периодичность (сроки), персонал и планируемые трудозатраты устанавливают в соответствии с:

а) требованиями эксплуатационных документов на СИ и оборудование, входящие в состав СИКН, СИКНП;

б) условиями эксплуатации СИ и оборудования;

в) результатами контроля технического состояния СИ и оборудования, рассмотрения причин отказов и оценки эксплуатационной надежности;

г) требованиями стандартов организаций, эксплуатирующих СИКН, СИКНП;

д) описанием типа СИ, входящих в состав СИКН, СИКНП;

е) методиками поверки, калибровки, КМХ СИ, входящих в состав СИКН, СИКНП.

7.1.11 На каждый вид оборудования и СИ разрабатывают технологические карты технического и метрологического обслуживания по форме, приведенной в Н.1 (приложение Н). Допускается оформление перечней работ, выполняемых заказчиком и подрядчиком при техническом обслуживании системы измерений и ПУ по форме, приведенной в Н.2 (приложение Н).

7.1.12 Рекомендуемая периодичность выполнения работ при эксплуатации СИКН, СИКНП приведена в приложении П.

7.1.13 При эксплуатации СИКН, СИКНП переход с рабочих измерительных линий на резервные, контрольно-резервные осуществляют в следующих случаях:

а) невозможность устранения утечек в местах соединения измерительных линий;

б) превышение:

1) значения перепада давления на фильтрах, установленного в эксплуатационных документах на фильтры;

2) удвоенного значения перепада давления на фильтрах при максимальном расходе на месте эксплуатации после чистки фильтров — $2\Delta P_{ф}$;

в) в соответствии с перечислением а) 7.1.4;

г) в соответствии с таблицей 1.

Примечание — Допускается для равномерной загрузки (износа) СИ, установленных на измерительных линиях, осуществлять переходы с рабочих на резервные, контрольно-резервные измерительные линии при наличии условий (критериев) перехода, описанных в инструкции по эксплуатации СИКН, СИКНП.

Таблица 1 — Измерения количества нефти/нефтепродуктов при отказах и ремонте СИ и оборудования

Отказ СИ и оборудования	Измерения количества нефти/нефтепродуктов		Переход на резервную схему приема-сдачи (при наличии)
	с использованием резервных, контрольно-резервных СИ и оборудования	с одновременным ремонтом (заменой) СИ и оборудования	
1 Основные СИ и оборудование, устанавливаемые на технологической части СИКН, СИКНП			
1.1 Измерительные линии			
1.1.1 Запорная арматура с устройством контроля герметичности	Да	Нет	Нет
1.1.2 Фильтр	Да	Нет	Нет

Окончание таблицы 1

Отказ СИ и оборудования	Измерения количества нефти/нефтепродуктов		Переход на резервную схему приема-сдачи (при наличии)
	с использованием резервных, контрольно-резервных СИ и оборудования	с одновременным ремонтом (заменой) СИ и оборудования	
1.1.3 Струевыпрямитель[1)]	Да	Нет	Нет
1.1.4 СИ расхода	Да	Нет	Да (при отказе всех СИ расхода)
1.1.5 Преобразователь давления	Да	Нет	Нет
1.1.6 Манометр	Нет	Да	Нет
1.1.7 Преобразователь температуры	Да	Нет	Нет
1.1.8 Регулятор с электроприводом[1)]	Нет	Да	Нет
1.2 Блок измерений показателей качества нефти/нефтепродуктов			
1.2.1 Циркуляционный насос	Да	Да	Нет
1.2.2 Преобразователь давления	Нет	Да	Нет
1.2.3 Преобразователь температуры	Нет	Да	Нет
1.2.4 Поточное СИ плотности[1)]	Да	Да	Нет
1.2.5 Поточное СИ объемной доли воды в нефти[1)]	Да	Да	Нет
1.2.6 Поточное СИ вязкости нефти и нефтепродуктов[1)] (для мазута)	Да	Да	Нет
1.2.7 Автоматический пробоотборник, электронные весы[1)]	Да	Да	Нет
1.2.8 Поточное СИ массовой доли серы в нефти[1)]	Нет	Да	Нет
1.2.9 СИ расхода	Нет	Да	Нет
1.3 Технологическая часть			
1.3.1 Регулятор давления на выходе СИКН, СИКНП[1)]	Нет	Да (при возможности ручного регулирования давления)	Нет
1.3.2 Индикатор (датчик) контроля наличия свободного газа[1)] в нефти	Да	Да	Нет
2 Основные СИ и оборудование, устанавливаемые вне технологической части СИКН, СИКНП			
2.1 СОИ	Да (при наличии резервного ИВК СОИ и вторичной аппаратуры СИ расхода)	Нет	Да (при отсутствии ИВК СОИ и вторичной аппаратуры СИ расхода)
2.2 Вторичная аппаратура СИ расхода	Да	Нет	Нет
[1)] При наличии в составе СИКН, СИКНП.			

7.1.14 При отказе рабочего и резервного поточных СИ плотности* массу нефти/нефтепродуктов вычисляют с применением результатов измерений плотности в лаборатории или БИК.

* При наличии СИ в составе СИКН, СИКНП (здесь и далее по тексту).

Примечания

1 Порядок перехода на использование в вычислении массы нефти, нефтепродуктов результатов измерений плотности в лаборатории или БИК — в соответствии с инструкцией по эксплуатации СИКН, СИКНП.

2 Порядок вычисления массы нефти, нефтепродуктов с использованием результатов измерений плотности в лаборатории или БИК — в соответствии с методикой измерений СИКН, СИКНП.

3 При отказе/отсутствии автоматических пробоотборников (рабочего и резервного) каждые 2 ч проводят отбор точечных проб из ручного пробоотборника.

7.1.15 При отказе рабочего и резервного поточных СИ вязкости* вязкость нефти/нефтепродуктов измеряют с применением лабораторных СИ вязкости, результаты измерений вводят в СОИ ежесменно.

7.2 Метрологическое обслуживание

7.2.1 Общие положения

7.2.1.1 Метрологическое обслуживание СИКН, СИКНП включает в себя:

а) поверку СИКН, СИКНП, поверку/калибровку входящих в их состав СИ и поверку/аттестацию эталонов;

б) КМХ СИ расхода, поточных СИ плотности, СИ вязкости, поточных СИ объемной доли воды в нефти*, СИ массовой доли серы в нефти* в интервале между поверками/калибровками. КМХ СИ, входящих в состав СИКН, СИКНП (стационарных), проводят по графикам КМХ СИ. Форма графика КМХ СИ — в соответствии с приложением Р.

Примечания

1 Графики КМХ СИ составляют по результатам установления интервала между КМХ.

2 Допускается по обоснованному требованию одной из сторон (сдающей или принимающей) проводить внеочередной КМХ.

3 Допускается отклонение от даты проведения работ, установленной графиком КМХ СИ, в пределах ±3 сут.

4 КМХ СИ проводят в соответствии с 7.2.4—7.2.9 или документами, содержащими методики КМХ в соответствии с 7.2.4—7.2.9.

7.2.1.2 Протоколы, оформляемые по результатам КМХ, регистрируют в журналах регистрации протоколов КМХ СИ, входящих в состав СИКН, СИКНП. Журналы регистрации протоколов КМХ СИ, входящих в состав СИКН, СИКНП, оформляют в соответствии с приложением С.

7.2.1.3 Метрологическое обслуживание проводят без нарушения процесса измерений объема/массы и измерений/определения показателей качества нефти/нефтепродуктов.

7.2.1.4 Организация, эксплуатирующая/проводящая техническое обслуживание СИКН, СИКНП, разрабатывает графики КМХ СИ, входящих в состав СИКН, СИКНП (стационарных).

7.2.1.5 При поверке в соответствии с методикой поверки и перед КМХ СИ массового расхода контролируют смещение нуля, значение которого указано в описании типа СИ массового расхода и/или эксплуатационных документах на СИ.

Примечания — Контроль смещения нуля перед КМХ допускается не проводить, если требуется снятие пломб поверителя.

7.2.2 Поверка и калибровка

7.2.2.1 Поверку СИ, входящих в состав СИКН, СИКНП, проводят в порядке [1], а также:

а) при получении отрицательных результатов КМХ СИ в соответствии с 7.2.4—7.2.9;

б) при отклонении значений вязкости в условиях эксплуатации от значений, при которых проводилась поверка СИ расхода (турбинных), более допускаемых пределов, установленных в описании типа СИ расхода (турбинных), при отсутствии в СОИ алгоритма коррекции по вязкости;

в) при отклонении значений отношения частоты к вязкости f/v в условиях эксплуатации от значений рабочего диапазона f/v, при котором проводилась поверка СИ расхода (турбинных), если СОИ имеет алгоритм коррекции по вязкости;

г) по согласованию сдающей/принимающей нефть/нефтепродукты стороны (на основании обоснованного предложения).

7.2.2.2 Коэффициент преобразования, полученный по результатам поверки, вводят в СИ, СОИ СИКН, СИКНП организацией, проводящей техническое обслуживание, под контролем сдающей, принимающей сторон и поверителя. Пароли (части паролей) СОИ СИКН, СИКНП хранят раздельно в опечатанных конвертах.

7.2.2.3 СИ, результаты измерений которых не применяются при получении результатов измерений массы нефти/нефтепродуктов, допускается калибровать с периодичностью, установленной методиками калибровки, или соответствующей интервалу между поверками, установленному при испытаниях в целях утверждения типа (если проводились).

* При наличии СИ в составе СИКН, СИКНП (здесь и далее по тексту).

Примечание — К СИ, результаты измерений которых не применяются при получении результатов измерений массы нефти/нефтепродуктов, относят:

а) СИ расхода, установленные в БИК, их вторичную аппаратуру;

б) преобразователи дифференциального давления (дифференциальные манометры) и манометры, измеряющие перепад давления на фильтрах;

в) преобразователи дифференциального давления (дифференциальные манометры) и манометры, измеряющие давление в системах контроля герметичности запорной арматуры.

7.2.3 Установление интервала между контролем метрологических характеристик

7.2.3.1 Интервал между КМХ СИ расхода, поточных СИ плотности, СИ вязкости, СИ объемной доли воды в нефти, СИ массовой доли серы в нефти устанавливают после ввода СИКН, СИКНП (стационарных с непрерывным режимом работы, стационарных с периодическим режимом работы) в эксплуатацию, после ремонта СИ, результаты которого могут повлиять на метрологические характеристики.

Примечание — По согласованному обоснованному решению сдающей и принимающей нефть/нефтепродукты сторон в процессе эксплуатации допускается устанавливать новый интервал между КМХ.

7.2.3.2 Интервал между КМХ СИ, входящих в состав СИКН, СИКНП (стационарных с непрерывным режимом работы, стационарных с периодическим режимом работы), рекомендуется устанавливать организацией, выполняющей техническое обслуживание, с согласованием организацией, эксплуатирующей СИКН, СИКНП, сдающей и принимающей нефть/нефтепродукты сторонами.

7.2.3.3 Рекомендуемые интервалы между КМХ СИ, входящих в состав СИКН, СИКНП:

а) СИ объемного расхода — 15 сут;

б) СИ массового расхода — 30 сут;

в) поточные СИ плотности:

1) входящие в состав СИКН, СИКНП, реализующих косвенный метод динамических измерений массы нефти/нефтепродуктов, — 10 сут;

2) входящие в состав СИКН, СИКНП, реализующих прямой метод динамических измерений массы нефти/нефтепродуктов, — в соответствии с интервалом между КМХ СИ массового расхода (КМХ поточных СИ плотности проводят перед КМХ СИ массового расхода);

г) поточные СИ вязкости — 30 сут;

д) поточные СИ объемной доли воды в нефти — 30 сут;

е) поточные СИ массовой доли серы в нефти — 30 сут.

Примечание — При реализации в СОИ градуировочной характеристики в виде полинома (или f/v) интервал между КМХ для поточных СИ вязкости устанавливают не более 10 сут.

7.2.3.4 При увеличении частоты получения отрицательных результатов КМХ СИ, входящих в состав СИКН, СИКНП, в течение 180 сут по соглашению сдающей и принимающей нефть, нефтепродукты сторон, корректируют (устанавливают) интервалы между КМХ СИ в сторону их сокращения в соответствии с 7.2.3.5—7.2.3.13.

7.2.3.5 При установлении интервала между КМХ СИ расхода, входящих в состав СИКН, СИКНП (стационарных с непрерывным режимом работы), проводят:

а) при непрерывной работе СИ расхода (в течение 15 сут для СИ объемного расхода, в течение 30 сут для СИ массового расхода) через интервал не более 5 сут:

1) для СИ объемного расхода — операции по перечислениям а) — д) 7.2.4.4 или по перечислениям а) — в) 7.2.4.6;

2) для СИ массового расхода — операции по перечислениям а), б) 7.2.5.3;

б) при превышении пределов допускаемой относительной погрешности СИ расхода принимают интервал между КМХ, соответствующий последним положительным полученным результатам.

Примечание — Полученные значения относительной погрешности для:

а) СИ объемного расхода сравнивают с пределами допускаемой относительной погрешности, приведенными в методике измерений массы нефти/нефтепродуктов с применением СИКН, СИКНП;

б) СИ массового расхода сравнивают с пределами допускаемой относительной погрешности, приведенными в методике измерений массы нефти/нефтепродуктов с применением СИКН, СИКНП.

7.2.3.6 При установлении интервала между КМХ поточных СИ вязкости, входящих в состав СИКН, СИКНП (стационарных с непрерывным режимом работы), проводят следующие операции:

а) при непрерывной работе поточных СИ вязкости в течение 30 сут через интервал не более 5 сут вычисляют отклонение результатов измерений вязкости нефти/нефтепродуктов поточными СИ

вязкости от результатов измерений СИ вязкости, применяемых для КМХ, которое не должно превышать суммы пределов допускаемой абсолютной погрешности поточных СИ вязкости и СИ вязкости, применяемых для контроля, установленных в описании типа СИ (суммы пределов допускаемой абсолютной погрешности поточных СИ вязкости и абсолютной погрешности измерений вязкости в испытательной лаборатории);

б) при превышении вычисленных отклонений от установленных пределов устанавливают интервал между КМХ, соответствующий последним положительным полученным результатам.

7.2.3.7 При установлении интервала между КМХ поточных СИ объемной доли воды в нефти, входящих в состав СИКН (стационарных с непрерывным режимом работы), проводят следующие операции:

а) при непрерывной работе СИ объемной доли воды в нефти в течение 30 сут через интервал не более 5 сут вычисляют отклонение результатов измерений объемной доли воды в нефти поточными СИ объемной доли воды в нефти от результатов измерений объемной доли воды в нефти лабораторными СИ объемной доли воды в нефти, применяемых для контроля, которое не должно превышать суммы пределов допускаемой абсолютной погрешности поточных СИ объемной доли воды в нефти и лабораторных СИ объемной доли воды в нефти, применяемых для контроля, установленных в описании типа СИ (суммы пределов допускаемой абсолютной погрешности вычислений массовой доли воды в нефти по результатам измерений поточными СИ объемной доли воды в нефти и абсолютной погрешности измерений массовой доли воды лабораторными СИ массовой доли воды в нефти или погрешности, рассчитанной для метода по ГОСТ 2477);

б) при превышении вычисленных отклонений от установленных пределов устанавливают интервал между КМХ, соответствующий последним положительным полученным результатам.

7.2.3.8 При установлении интервала между КМХ поточных СИ массовой доли серы в нефти, входящих в состав СИКН (стационарных с непрерывным режимом работы), проводят следующие операции:

а) при непрерывной работе СИ массовой доли серы в нефти в течение 30 сут через интервал не более 5 сут вычисляют отклонение результатов измерений массовой доли серы в нефти поточными СИ массовой доли серы в нефти от результатов измерений массовой доли серы в нефти лабораторными СИ массовой доли серы в нефти, применяемых для контроля, которое не должно превышать суммы пределов допускаемой абсолютной погрешности поточных СИ и абсолютной погрешности определения массовой доли серы в нефти в лаборатории;

б) при превышении вычисленных отклонений от установленных пределов устанавливают интервал между КМХ, соответствующий последним положительным полученным результатам.

7.2.3.9 Интервал между КМХ СИ, входящих в состав СИКН, СИКНП (стационарных с периодическим режимом работы) устанавливают в часах наработки с последующим пересчетом в сутки по методике, согласованной сдающей и принимающей нефть/нефтепродукты сторонами. Интервал между КМХ при периодическом режиме работы СИКН, СИКНП в часах наработки — в соответствии с 7.2.3.5—7.2.3.8.

7.2.3.10 Интервал между КМХ СИ, входящих в состав СИКН, СИКНП (передвижных) устанавливают в соответствии с графиками транспортировки нефти/нефтепродуктов. КМХ СИ проводят после доставки на место эксплуатации, подключения и опрессовки СИКН, СИКНП. Интервал между КМХ при периодическом режиме работы СИКН, СИКНП (передвижных) в часах наработки — в соответствии с 7.2.3.5—7.2.3.8.

7.2.3.11 Результаты установления интервала между КМХ СИ, входящих в состав СИКН, СИКНП (стационарных с непрерывным режимом работы, стационарных с периодическим режимом работы), оформляют актами в соответствии с приложением Т в количестве, соответствующем количеству заинтересованных сторон.

7.2.3.12 Графики КМХ СИ, входящих в состав СИКН, СИКНП (стационарных с непрерывным режимом работы, стационарных с периодическим режимом работы) составляют по результатам установления интервала между КМХ с учетом даты поверки СИ.

Примечания

1 Период между датой поверки СИ и датой его следующего КМХ рекомендуется устанавливать не более, чем установленный интервал между КМХ.

2 Дату КМХ контрольно-резервных СИ расхода, применяемых в качестве контрольных СИ при КМХ, устанавливают непосредственно перед датой КМХ рабочих СИ расхода.

7.2.3.13 Допускается интервал между КМХ СИ, входящих в состав СИКН, СИКНП устанавливать по методикам, согласованным со сдающей и принимающей нефть/нефтепродукты сторонами.

7.2.4 Контроль метрологических характеристик средств измерений объемного расхода

7.2.4.1 При КМХ проводят сравнение коэффициентов преобразования при измерениях расхода или результатов измерений объема нефти/нефтепродуктов рабочими, резервными СИ объемного расхода с результатами измерений ПУ, контрольно-резервными СИ, эталонами единицы объемного расхода, подключаемыми последовательно в рабочих условиях.

7.2.4.2 При применении для КМХ контрольно-резервных СИ объемного расхода, входящих в состав СИКН, СИКНП (стационарных), перед КМХ для них определяют отклонение коэффициентов преобразования (коэффициента коррекции) в каждой точке расхода K_j от значений, полученных при поверке. При этом необходимо выполнение условий:

а) среднее квадратическое отклонение результатов пяти последовательных измерений — не более 0,02 %;

б) отклонение значений коэффициентов преобразования в каждой точке расхода K_j, полученных при КМХ от значений, установленных при поверке, — не более ±0,1 %.

Примечание — При отказе (отсутствии) ПУ КМХ СИ объемного расхода допускается проводить по контрольно-резервным или эталонным СИ объемного расхода, входящим в состав СИКН, СИКНП (стационарных), без предварительного определения их метрологических характеристик по ПУ непосредственно перед проведением КМХ при соблюдении следующих условий:

а) погрешность контрольно-резервных СИ объемного расхода, полученная при их поверке, не должна превышать значений, установленных ГОСТ 34396;

б) контрольно-резервные СИ объемного расхода не находились в эксплуатации в межконтрольном интервале с момента определения их метрологических характеристик при очередном КМХ;

в) процедура выполняется не более одного раза в течение наработанного межконтрольного интервала для рабочих СИ объемного расхода.

7.2.4.3 При КМХ определяют вязкость нефти/нефтепродуктов (мазута) поточными СИ вязкости или в испытательной лаборатории в условиях, обеспечивающих отклонение температуры нефти/нефтепродуктов от температуры в СИ объемного расхода не более ±3,0 °С за время проведения испытаний.

7.2.4.4 При КМХ посредством сравнения коэффициентов преобразования:

а) для каждой контролируемой точки расхода проводят не менее трех измерений расхода нефти/нефтепродуктов;

б) определяют коэффициент преобразования в текущей точке расхода (или f/v);

в) определяют среднее значение коэффициента преобразования по результатам не менее трех измерений с округлением в соответствии с методикой поверки данного СИ:

1) при текущем значении расхода (или f/v) на момент КМХ для любого вида реализации градуировочной характеристики СИ объемного расхода в СОИ;

2) при значениях расхода, близких к минимальному и максимальному значениям рабочего диапазона, указанных в свидетельстве о поверке СИ объемного расхода, если по результатам поверки градуировочная характеристика СИ объемного расхода реализована в СОИ в виде постоянного значения коэффициента преобразования в рабочем диапазоне расходов $K_Д$;

3) в каждом поддиапазоне расходов в средней точке, кроме поддиапазона в соответствии с перечислением 1), если по результатам поверки градуировочная характеристика СИ объемного расхода реализована в СОИ в виде постоянных значений коэффициентов преобразований в поддиапазонах расходов $K_{ДД}$;

4) в каждом отрезке ломаной линии (поддиапазоне расходов) в средней точке, кроме поддиапазона в соответствии с перечислением 1), если по результатам поверки градуировочная характеристика СИ объемного расхода реализована в СОИ в виде ломаной линии, соединяющей значения коэффициентов преобразования в различных точках диапазона расходов K_j;

5) в каждом поддиапазоне значений f/v в одной точке, кроме поддиапазона в соответствии с перечислением 1), если по результатам поверки градуировочная характеристика СИ объемного расхода реализована в СОИ в виде полинома второго порядка и градуировочная характеристика разбита на поддиапазоны;

6) в текущей точке расхода (или f/v), если СОИ автоматически устанавливает коэффициент преобразования СИ объемного расхода, определенный при КМХ, после подтверждения персоналом необходимости установки нового коэффициента.

Примечание — КМХ СИ объемного расхода в соответствии с перечислениями 3) — 5) допускается проводить только в тех поддиапазонах расходов, в которых эксплуатируется СИ объемного расхода в течение одного интервала КМХ;

г) вычисляют:

1) относительное отклонение, полученное при КМХ в текущей точке расхода $\delta_{тчк}$, %, от установленного или вычисляемого в СОИ для коэффициента, определенного по перечислению в) 1), по формуле

$$\delta_{тчк} = \frac{K_{тек} - K_{уст}}{K_{уст}} \cdot 100, \quad (1)$$

где $K_{тек}$ — коэффициент преобразования, полученный при КМХ в текущей точке расхода, имп./м^3;

$K_{уст}$ — коэффициент преобразования, установленный в СОИ в соответствии со свидетельством о поверке СИ объемного расхода, или вычисляемый СОИ, имп./м^3, принимаемый в зависимости от вида реализации в СОИ градуировочной характеристики СИ объемного расхода равным:

- коэффициенту преобразования в рабочем диапазоне расходов $K_Д$, если градуировочная характеристика СИ объемного расхода реализована в СОИ в виде постоянного значения коэффициента преобразования в рабочем диапазоне расходов;
- коэффициенту преобразований в поддиапазонах расходов $K_{jДД}$, если градуировочная характеристика СИ объемного расхода реализована в СОИ в виде постоянных значений коэффициентов преобразований в поддиапазонах расходов;
- коэффициенту преобразования СИ объемного расхода, вычисленному СОИ $K_{вычj}$, если градуировочная характеристика СИ объемного расхода реализована в СОИ в виде ломаной линии, соединяющей значения коэффициентов преобразования в различных точках диапазона расходов, и СОИ имеет функцию коррекции коэффициента в зависимости от расхода или если градуировочная характеристика СИ объемного расхода реализована в СОИ в виде полинома второго порядка и градуировочная характеристика разбита на поддиапазоны;

2) относительное отклонение, полученное при КМХ для минимального и максимального расходов рабочего диапазона соответственно $\delta_Д$, %, от установленного или вычисляемого в СОИ для коэффициента, определенного по перечислению в) 2), по формуле

$$\delta_Д = \frac{K_{(мин, макс)} - K_Д}{K_Д} \cdot 100, \quad (2)$$

где $K_{(мин, макс)}$ — коэффициент преобразования СИ объемного расхода, полученный при КМХ на минимальном и максимальном значениях расхода рабочего диапазона соответственно, имп./м^3;

$K_Д$ — постоянное значение коэффициента преобразования, установленное в СОИ в соответствии со свидетельством о поверке СИ объемного расхода, имп./м^3.

3) относительное отклонение, полученное при КМХ в контролируемой точке k-го поддиапазона расходов $\delta_{kДД}$, %, от установленного или вычисляемого в СОИ для коэффициента, определенного по перечислению в) 3), по формуле

$$\delta_{kДД} = \frac{K_k - K_{kДД}}{K_{kДД}} \cdot 100, \quad (3)$$

где K_k — коэффициент преобразования СИ объемного расхода, определенный при КМХ в контролируемой точке k-го поддиапазона расходов, имп./м^3;

$K_{kДД}$ — постоянное значение коэффициента преобразования k-го поддиапазона расходов, установленное в СОИ в соответствии с свидетельством о поверке СИ объемного расхода, имп./м^3;

4) относительное отклонение, полученное при КМХ в контролируемой точке k-го отрезка ломаной линии (k-го поддиапазона расходов) $\delta_{kотр}$, %, от установленного или вычисляемого в СОИ для коэффициента, определенного по перечислению в) 4), по формуле

$$\delta_{kотр} = \frac{K_{kотр} - K_{kотр}^{выч}}{K_{kотр}^{выч}} \cdot 100, \quad (4)$$

где $K_{kотр}$ — коэффициент преобразования, определенный при КМХ в контролируемой точке k-го отрезка ломаной линии (k-го поддиапазона расходов), имп./м^3;

$K_{kотр}^{выч}$ — коэффициент преобразования в k-м отрезке ломаной линии (k-м поддиапазоне расходов), вычисленный СОИ для контролируемой точки расхода, имп./м^3;

5) относительное отклонение, полученное при КМХ в контролируемой точке k-го участка полинома (k-го поддиапазона расходов) $\delta_{k\text{пол}}$, %, от установленного или вычисляемого в СОИ для коэффициента, определенного по перечислению в) 5), по формуле

$$\delta_{k\text{пол}} = \frac{K_k - K_{k\text{пол}}^{\text{выч}}}{K_{k\text{пол}}^{\text{выч}}} \cdot 100, \quad (5)$$

где K_k — коэффициент преобразования, определенный при КМХ в контролируемой точке k-го участка полинома (k-го поддиапазона расходов), имп./м^3;

$K_{k\text{пол}}^{\text{выч}}$ — коэффициент преобразования в k-м участке полинома (k-м поддиапазоне расходов), вычисленное СОИ для контролируемой точки расхода, имп./м^3;

6) относительное отклонение, полученное при КМХ в j-й точке расхода δ_j, %, от установленного или вычисляемого в СОИ для коэффициента, определенного по перечислению в) 6), по формуле

$$\delta_j = \frac{K_j - K_{\text{выч}j}}{K_{\text{выч}j}} \cdot 100, \quad (6)$$

где K_j — коэффициент преобразования в j-й точке расхода, определенный при КМХ, имп./м^3;

$K_{\text{выч}j}$ — коэффициент преобразования, вычисленный СОИ для j-й точки расхода, имп./м^3;

д) сравнивают вычисленное относительное отклонение коэффициента преобразования СИ объемного расхода с пределами допускаемой относительной погрешности СИ расхода, определенным при поверке или результатам испытаний в целях утверждения типа СИ;

е) при превышении пределов допускаемой относительной погрешности СИ объемного расхода при участии всех заинтересованных сторон выясняют причины, принимают меры по их устранению (исключая демонтаж и разборку СИ объемного расхода) и повторяют операции по перечислениям а) — д);

ж) при повторном превышении пределов допускаемой относительной погрешности СИ объемного расхода демонтируют, проводят ревизию (при необходимости, ремонт) и поверку контролируемого СИ.

Примечания

1 Допускается КМХ проводить в текущей точке расхода если:

а) СИ объемного расхода эксплуатируют при стабильном значении расхода (с отклонением не более ±10,0 %) в одном диапазоне расхода в течение одного интервала КМХ. Работа СИ объемного расхода во время установления расхода при открывании/закрывании измерительной линии, остановке/запуске насоса считается переходным режимом, не влияющим на стабильность расхода;

б) имеется согласование со сдающей и принимающей нефть/нефтепродукты сторонами.

2 Допускается по согласованию со сдающей и принимающей нефть/нефтепродукты сторонами КМХ проводить только в тех поддиапазонах расходов, в которых эксплуатируют СИ объемного расхода в течение одного последнего интервала КМХ.

7.2.4.5 При наличии в технической документации на СИ объемного расхода заводского коэффициента преобразования при КМХ вместо коэффициента преобразования применяют коэффициент коррекции.

7.2.4.6 При КМХ посредством сравнения результатов измерений объемов выполняют не менее трех последовательных измерений объема нефти/нефтепродуктов:

а) в точках, близких к минимальному и максимальному значениям рабочего диапазона расхода, определенного при поверке, и в рабочей точке при реализации градуировочной характеристики в виде постоянного значения коэффициента преобразования в рабочем диапазоне расхода;

б) в средних точках каждого поддиапазона расхода, средней точке диапазона расхода при реализации градуировочной характеристики в виде постоянных значений коэффициентов преобразований в поддиапазонах расхода, полинома в рабочем диапазоне расхода, полинома в поддиапазонах расхода;

в) проверяют для каждого измерения выполнение условия:

$$\left| \frac{V_i - V_{\text{кон}i}}{V_{\text{кон}i}} \cdot 100 \right| \le \left| \delta_{\text{р}} \right|, \quad (7)$$

где V_i — объем нефти/нефтепродуктов, измеренный рабочими, резервными СИ объемного расхода при i-м измерении, при текущих условиях или приведенный к стандартным условиям, м^3/ч;

$V_{кон i}$ — объем нефти/нефтепродуктов, измеренный ПУ, контрольно-резервными СИ объемного расхода, эталонами единицы объемного расхода, приведенный к стандартным условиям или условиям измерений рабочими, резервными СИ объемного расхода, $м^3/ч$;

$\delta_р$ — пределы допускаемой относительной погрешности СИ объемного расхода, определенные при поверке или по результатам испытаний в целях утверждения типа СИ, %;

г) при невыполнении условия (7) для одного из измерений результат этого измерения исключают и проводят еще одно дополнительное измерение;

д) при невыполнении условия (7) для двух и более измерений, повторного невыполнения условия (7) для дополнительного измерения выясняют и устраняют причины;

е) после выполнения операций по перечислению д) повторяют операции по перечислениям а) — в);

ж) при невыполнении условия (7) проводят поверку контролируемого СИ.

Примечания

1 Допускается КМХ проводить в текущей точке расхода, если:

а) СИ объемного расхода эксплуатируют при стабильном значении расхода (с отклонением не более ±10,0 %) в одном диапазоне расхода в течение одного интервала КМХ. Работа СИ объемного расхода во время установления расхода при открывании/закрывании измерительной линии, остановке/запуске насоса считается переходным режимом, не влияющим на стабильность расхода;

б) имеется согласование со сдающей и принимающей нефть/нефтепродукты сторонами.

2 Допускается по согласованию со сдающей и принимающей нефть/нефтепродукты сторонами КМХ проводить только в тех поддиапазонах расходов, в которых эксплуатируют СИ объемного расхода в течение одного последнего интервала КМХ.

7.2.4.7 КМХ СИ объемного расхода, находящихся в резерве, допускается не проводить. КМХ СИ объемного расхода, введенных в рабочий режим после нахождения в резерве более одного интервала КМХ, проводят в течение смены (при согласовании сторон в течение суток) в текущей точке расхода. При положительных/отрицательных результатах КМХ СИ объемного расхода оформляют протоколы КМХ СИ объемного расхода, которые формируют в АРМ оператора. Форма протокола КМХ посредством сравнения коэффициентов преобразования при измерениях расхода рабочими, резервными СИ объемного расхода и контрольно-резервными СИ, эталонами единицы объемного расхода приведена в У.1 (приложение У). Форма протокола КМХ посредством сравнения коэффициентов преобразования при измерениях расхода рабочими, резервными СИ объемного расхода с ПУ приведена в У.2 (приложение У). Форма протокола КМХ посредством сравнения результатов измерений объемов рабочими, резервными СИ объемного расхода и контрольно-резервными СИ, эталонами единицы объемного расхода приведена в У.3 (приложение У). Форма протокола КМХ посредством сравнения результатов измерений объемов рабочими, резервными СИ объемного расхода с ПУ приведена в У.4 (приложение У).

Примечание — При отсутствии технической возможности формирования протоколов в АРМ оператора допускается оформление протоколов вручную.

7.2.5 Контроль метрологических характеристик средств измерений массового расхода

7.2.5.1 При КМХ проводят сравнение результатов измерений массы нефти/нефтепродуктов рабочими, резервными СИ массового расхода с результатами измерений ПУ, контрольно-резервными или эталонами единицы массового расхода, подключаемыми последовательно в рабочих условиях.

7.2.5.2 КМХ СИ массового расхода проводят при любом значении расхода из рабочего диапазона расхода, установленного при поверке СИ массового расхода.

Примечания — Рекомендуется КМХ СИ массового расхода проводить при значениях расхода, близких к минимальному и максимальному расходам рабочего диапазона, установленного при поверке при эксплуатации СИ массового расхода в диапазоне расхода от 10 % до 90 % от максимального значения его предела измерений.

7.2.5.3 При КМХ:

а) выполняют не менее трех последовательных измерений массы нефти/нефтепродуктов.

Примечания

1 При применении для КМХ ПУ в комплекте с поточными СИ плотности плотность нефти/нефтепродуктов, измеренную поточными СИ плотности, приводят к условиям измерений объема нефти/нефтепродуктов ПУ. Перед применением ПУ в комплекте с поточными СИ плотности проводят КМХ поточных СИ плотности, входящих в состав ПУ.

2 При применении для КМХ СИ массового расхода значение расхода нефти/нефтепродуктов, измеренное рабочим СИ массового расхода за одно измерение, — не менее 5 % от значения расхода контролируемой точки;

б) проверяют для каждого измерения выполнение условия

$$\left|\frac{M_i - M_{\text{кон}i}}{M_{\text{кон}i}} \cdot 100\right| \le |\delta_M|, \quad (8)$$

где M_i — масса нефти/нефтепродуктов, измеренная рабочими, резервными СИ массового расхода при i-м измерении, т;

$M_{\text{кон}i}$ — масса нефти, измеренная ПУ, контрольно-резервными СИ массового расхода или эталонами единицы массового расхода при i-м измерении, т;

δ_M — пределы допускаемой относительной погрешности СИ массового расхода, приведенные в описании типа СИКН, СИКНП, %;

в) при невыполнении условия (8) для одного из измерений результат этого измерения исключают и проводят еще одно дополнительное измерение;

г) при невыполнении условия (8) для двух и более измерений, повторного невыполнения условия (8) для дополнительного измерения выясняют и устраняют причины;

д) после выполнения операций по перечислению г) повторяют операции по перечислениям а) и б);

е) при невыполнении условия (8) проводят поверку контролируемого СИ.

7.2.5.4 КМХ СИ массового расхода, находящихся в резерве, допускается не проводить. КМХ СИ массового расхода, введенных в рабочий режим после нахождения в резерве более одного интервала КМХ, проводят в течение смены (при согласовании сторон в течение суток) в текущей точке расхода.

7.2.5.5 При положительных/отрицательных результатах КМХ оформляют протоколы КМХ СИ расхода, которые формируют в АРМ оператора. Форма протокола КМХ рабочих, резервных СИ массового расхода по контрольно-резервным СИ, эталонам единицы массового расхода приведена в У.5 (приложение У). Форма протокола КМХ рабочих, резервных СИ массового расхода по ПУ приведена в У.6 (приложение У).

Примечание — При отсутствии технической возможности формирования протоколов в АРМ оператора допускается оформление протоколов вручную.

7.2.6 Контроль метрологических характеристик поточных средств измерений плотности

7.2.6.1 При КМХ проводят сравнение результатов измерений плотности нефти/нефтепродуктов рабочими/резервными СИ плотности с результатами измерений поточными эталонами единицы плотности, подключаемыми последовательно в рабочих условиях.

Примечание — При отсутствии поточных эталонов единицы плотности допускается применять:

а) для КМХ рабочих поточных СИ плотности — резервные поточные СИ плотности (при наличии) при условии, что резервные поточные СИ плотности подключены к трубопроводу БИК и имели положительные результаты последнего КМХ;

б) для КМХ рабочих, резервных поточных СИ плотности — лабораторные или переносные СИ плотности.

7.2.6.2 При применении для КМХ поточных эталонов единицы плотности/резервных поточных СИ плотности:

а) выполняют не менее трех последовательных измерений плотности нефти/нефтепродуктов;

б) проверяют для каждого измерения выполнение условия

$$|\rho_{\text{пл}i} - \rho_{\text{эт}i}| \le |\Delta_{\text{пл}}| + |\Delta_{\text{эт}}|, \quad (9)$$

где $\rho_{\text{пл}i}$ — плотность нефти/нефтепродуктов, измеренная рабочими/резервными поточными СИ плотности при i-м измерении, кг/м^3;

$\rho_{\text{эт}i}$ — плотность нефти/нефтепродуктов, измеренная поточными эталонами единицы плотности/резервными поточными СИ плотности при i-м измерении, кг/м^3;

$\Delta_{\text{пл}}$ — пределы допускаемой абсолютной погрешности рабочих/резервных поточных СИ плотности, кг/м^3;

$\Delta_{\text{эт}}$ — пределы допускаемой абсолютной погрешности поточных эталонов единицы плотности/резервных поточных СИ плотности, кг/м^3;

в) при невыполнении условия (9) для одного из измерений результат этого измерения исключают и проводят еще одно дополнительное измерение;

г) при невыполнении условия (9) для двух и более измерений, повторного невыполнения условия (9) для дополнительного измерения выясняют и устраняют причины, если причины не установлены, проводят промывку и очистку от отложений рабочих/резервных СИ плотности;

д) после выполнения операций по перечислению г) повторяют операции по перечислениям а) и б);

е) при невыполнении условия (9) проводят градуировку и поверку контролируемого СИ.

7.2.6.3 При применении для КМХ переносных эталонов единицы плотности:

а) выполняют одно измерение плотности нефти/нефтепродуктов;

б) проверяют выполнение условия

$$|\rho_{пл} - \rho_{п.эт}| \le |\Delta_{пл}| + |\Delta_{п.эт}|, \quad (10)$$

где $\rho_{пл}$ — плотность нефти/нефтепродуктов, измеренная рабочими/резервными поточными СИ плотности, кг/м^3;

$\rho_{п.эт}$ — плотность нефти/нефтепродуктов, измеренная переносными эталонами единицы плотности, приведенная к условиям измерений плотности в БИК, кг/м^3;

$\Delta_{пл}$ — пределы допускаемой абсолютной погрешности рабочих/резервных поточных СИ плотности, кг/м^3;

$\Delta_{п.эт}$ — пределы допускаемой абсолютной погрешности переносных эталонов единицы плотности, кг/м^3;

в) при невыполнении условия (10) выясняют и устраняют причины, если причины не установлены, проводят промывку и очистку от отложений рабочих СИ плотности;

г) после выполнения операций по перечислению в) повторяют операции по перечислениям а) и б);

д) при невыполнении условия (10) проводят градуировку и поверку контролируемого СИ.

7.2.6.4 При применении для КМХ лабораторных или переносных СИ плотности:

а) выполняют не менее трех последовательных измерений плотности нефти/нефтепродуктов;

б) одновременно с измерением плотности нефти/нефтепродуктов рабочими/резервными поточными СИ плотности проводят отбор точечной пробы;

в) проверяют для каждого измерения выполнение условия

$$|\rho_{плi} - \rho_{л.пр i}| \le |\Delta_{пл}| + |\Delta_{мет}|, \quad (11)$$

где $\rho_{плi}$ — плотность нефти/нефтепродуктов, измеренная рабочими/резервными поточными СИ плотности при *i*-м измерении, кг/м^3;

$\rho_{л.пр i}$ — плотность нефти/нефтепродуктов, измеренная в соответствии с методикой измерений лабораторными или переносными СИ плотности *i*-й точечной пробы нефти/нефтепродуктов, отобранной в момент измерения плотности рабочими поточными СИ плотности, с учетом систематической погрешности метода в соответствии со свидетельством об аттестации методики измерений и приведенное к условиям измерений плотности в БИК, кг/м^3;

$\Delta_{пл}$ — пределы допускаемой абсолютной погрешности рабочих/резервных поточных СИ плотности, кг/м^3;

$\Delta_{мет}$ — пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений плотности нефти/нефтепродуктов лабораторными или переносными СИ плотности в соответствии со свидетельством об аттестации методики измерений, кг/м^3;

г) при невыполнении условия (11) для одного из измерений результат этого измерения исключают и проводят еще одно дополнительное измерение;

д) при невыполнении условия (11) для двух и более измерений, повторного невыполнения условия (11) для дополнительного измерения выясняют и устраняют причины, если причины не установлены, проводят промывку и очистку от отложений рабочих СИ плотности;

е) после выполнения операций по перечислению д) повторяют операции по перечислениям а) — в);

ж) при невыполнении условия (11) проводят градуировку и поверку контролируемого СИ.

7.2.6.5 При положительных/отрицательных результатах КМХ поточных СИ плотности оформляют протоколы КМХ поточных СИ плотности, которые формируют в АРМ оператора. Форма протокола КМХ рабочих, резервных поточных СИ плотности по поточным эталонам единицы плотности, рабочих поточных СИ плотности по резервным поточным СИ плотности — в соответствии с Ф.1 (приложение Ф). Форма протокола КМХ рабочих, резервных поточных СИ плотности по переносным эталонам единицы плотности (пикнометрам) — в соответствии с Ф.2 (приложение Ф). Форма протокола КМХ рабочих, резервных поточных СИ плотности по лабораторным или переносным СИ плотности — в соответствии с Ф.3 (приложение Ф).

Примечание — При отсутствии технической возможности формирования протоколов в АРМ оператора допускается оформление протоколов вручную.

7.2.7 Контроль метрологических характеристик поточных средств измерений вязкости

7.2.7.1 При КМХ проводят сравнение результатов измерений вязкости нефти/нефтепродуктов (мазута) рабочими/резервными поточными СИ вязкости с результатами измерений поточными эталонами единицы вязкости, подключаемыми последовательно в рабочих условиях.

Примечание — При отсутствии поточных эталонов единицы вязкости допускается применять:

а) для КМХ рабочих поточных СИ вязкости резервные поточные СИ вязкости (при наличии) при условии, что резервные поточные СИ вязкости подключены к трубопроводу БИК и имели положительные результаты последнего КМХ;

б) для КМХ рабочих, резервных поточных СИ вязкости лабораторные методы измерения вязкости.

7.2.7.2 При применении для КМХ поточных эталонов единицы вязкости/резервных поточных СИ вязкости:

а) выполняют не менее трех последовательных измерений вязкости нефти/нефтепродуктов (мазута);

б) проверяют для каждого измерения выполнение условия:

1) при измерении динамической вязкости

$$|\eta^{Д}_{п.вз} - \eta^{Д}_{эт}| \le |\Delta^{Д}_{п.вз}| + |\Delta^{Д}_{эт}|, \quad (12)$$

где $\eta^{Д}_{п.вз}$ — динамическая вязкость нефти/нефтепродуктов (мазута), измеренная рабочими/резервными поточными СИ вязкости, мПа·с;

$\eta^{Д}_{эт}$ — динамическая вязкость нефти/нефтепродуктов, измеренная поточными эталонами единицы вязкости/резервными поточными СИ вязкости, мПа·с;

$\Delta^{Д}_{п.вз}$ — пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений динамической вязкости рабочими/резервными поточными СИ вязкости, мПа·с;

$\Delta^{Д}_{эт}$ — пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений динамической вязкости поточными эталонами единицы вязкости/резервными поточными СИ вязкости, мПа·с;

2) при измерении кинематической вязкости

$$|\eta^{К}_{п.вз} - \eta^{К}_{эт}| \le |\Delta^{К}_{п.вз}| + |\Delta^{К}_{эт}|, \quad (13)$$

где $\eta^{К}_{п.вз}$ — кинематическая вязкость нефти/нефтепродуктов (мазута), измеренная рабочими/резервными поточными СИ вязкости, мм^2/с;

$\eta^{К}_{эт}$ — кинематическая вязкость нефти/нефтепродуктов, измеренная поточными эталонами единицы вязкости/резервными поточными СИ вязкости, мм^2/с;

$\Delta^{К}_{п.вз}$ — пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений кинематической вязкости рабочими/резервными поточными СИ вязкости, мм^2/с;

$\Delta^{К}_{эт}$ — пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений кинематической вязкости поточными эталонами единицы вязкости/резервными поточными СИ вязкости, мм^2/с;

в) при невыполнении условия (12) или (13) для одного из измерений результат этого измерения из обработки исключают и проводят еще одно дополнительное измерение;

г) при невыполнении условия (12) или (13) для двух и более измерений, повторного невыполнения условия (12) или (13) для дополнительного измерения выясняют и устраняют причины;

д) после выполнения операций по перечислению г) повторяют операции по перечислениям а) и б);

е) при невыполнении условия (12) или (13) проводят поверку контролируемого СИ.

7.2.7.3 При применении для КМХ лабораторных методов измерения вязкости:

а) выполняют одно измерение вязкости нефти/нефтепродуктов (мазута);

б) одновременно с измерением вязкости нефти/нефтепродуктов (мазута) рабочими/резервными поточными СИ вязкости проводят отбор точечной пробы;

в) проверяют выполнение условия

$$|\nu_{п.вз} - \nu_{лаб}| \le |\Delta_{мет}| + |\Delta_{лаб}|, \quad (14)$$

где $\nu_{п.вз}$ — кинематическая вязкость, измеренная рабочими/резервными поточными СИ вязкости, мм^2/с;

$\nu_{лаб}$ — кинематическая вязкость, измеренная в испытательной лаборатории при температуре измерений вязкости в БИК, мм^2/с;

$\Delta_{мет}$ — пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений кинематической вязкости рабочими/резервными поточными СИ вязкости, мм^2/с;

$\Delta_{лаб}$ — пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений кинематической вязкости в испытательной лаборатории, мм^2/с;

г) при невыполнении условия (14) выясняют и устраняют причины;

д) после выполнения операций по перечислению г) повторяют операции по перечислениям а) — в);

е) при невыполнении условия (14) проводят поверку контролируемого СИ.

7.2.7.4 При положительных/отрицательных результатах КМХ поточных СИ вязкости оформляют протоколы КМХ поточных СИ вязкости, которые формируют в АРМ оператора. Форма протокола КМХ поточных СИ вязкости — в соответствии с приложением Ц.

Примечание — При отсутствии технической возможности формирования протоколов в АРМ оператора допускается оформление протоколов вручную.

7.2.8 Контроль метрологических характеристик поточных средств измерений объемной доли воды в нефти

7.2.8.1 При КМХ проводят сравнение результатов измерений объемной доли воды в нефти рабочими/резервными поточными СИ объемной доли воды в нефти с результатами лабораторных методов измерений объемной/массовой доли воды в нефти.

Примечание — Допускается применять для КМХ рабочих поточных СИ объемной доли воды в нефти резервные поточные СИ объемной доли воды в нефти при условии, что резервные поточные СИ объемной доли воды в нефти подключены к трубопроводу БИК и имели положительные результаты последнего КМХ.

7.2.8.2 При применении для КМХ лабораторных СИ объемной/массовой доли воды в нефти или по ГОСТ 2477:

а) выполняют одно измерение поточными СИ объемной доли воды в нефти;

б) одновременно с измерением объемной доли воды в нефти рабочими/резервными поточными СИ объемной доли воды в нефти проводят отбор точечной пробы;

в) проводят пересчет объемной доли воды в нефти в массовую долю воды в нефти $W_{\text{п.вл}i}$, %, по формуле

$$W_{\text{п.вл}i} = \frac{\varphi_{\text{п.вл}i} \cdot \rho_{\text{в}}}{\rho_{\text{н}}}, \quad (15)$$

где $\varphi_{\text{п.вл}i}$ — объемная доля воды, измеренная рабочими/резервными поточными СИ объемной доли воды в нефти, %;

$\rho_{\text{в}}$ — плотность воды при температуре измерений объемной доли воды в нефти, кг/м^3, принимаемая равной 1000 кг/м^3;

$\rho_{\text{н}}$ — плотность нефти при температуре измерений объемной доли воды в нефти, кг/м^3, принимаемая равной измеренной поточными СИ плотности, или в лаборатории;

г) выполняют определение объемной/массовой доли воды в нефти в лаборатории;

д) проверяют:

1) при измерении объемной доли воды в нефти в лаборатории выполнение условия

$$|\varphi_{\text{п.вл}i} - \varphi_{\text{эт}i}| \le |\Delta_{\text{п.вл}i}| + |\Delta_{\text{эт}i}|, \quad (16)$$

где $\varphi_{\text{п.вл}i}$ — объемная доля воды, измеренная рабочими/резервными поточными СИ объемной доли воды в нефти, %;

$\varphi_{\text{эт}i}$ — объемная доля воды, измеренная лабораторными СИ объемной доли воды в нефти, %;

$\Delta_{\text{п.вл}i}$ — абсолютная погрешность измерений объемной доли воды рабочими/резервными поточными СИ объемной доли воды в нефти, %;

$\Delta_{\text{эт}i}$ — абсолютная погрешность измерений объемной доли воды лабораторными СИ объемной доли воды в нефти, %;

2) при измерении массовой доли воды в нефти в лаборатории выполнение условия

$$|W_{\text{п.вл}i} - W_{\text{эт}i}| \le |\Delta_{W_{\text{п.вл}i}}| + |\Delta_{W_{\text{эт}i}}|, \quad (17)$$

где $W_{\text{п.вл}i}$ — массовая доля воды, вычисленная по результатам измерений рабочими/резервными поточными СИ объемной доли воды в нефти, %;

$W_{\text{эт}i}$ — массовая доля воды, измеренная лабораторными СИ массовой доли воды в нефти, %;

$\Delta_{W_{\text{п.вл}i}}$ — абсолютная погрешность вычислений массовой доли воды по результатам измерений рабочими/резервными поточными СИ объемной доли воды в нефти, %, вычисляемая в соответствии с ГОСТ 8.587;

$\Delta_{W_{эт}i}$ — пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений массовой доли воды лабораторными СИ массовой доли воды в нефти или погрешность, рассчитанные для метода по ГОСТ 2477, %;

е) при невыполнении условия (16) или (17) результат этого измерения исключают и проводят еще одно дополнительное измерение;

ж) при невыполнении условия (16) или (17) для двух измерений и более выясняют и устраняют причины;

и) после выполнения операций по перечислению ж) повторяют операции по перечислениям а) — в);

к) при невыполнении условия (16) или (17) проводят градуировку и поверку контролируемого СИ.

7.2.8.3 При применении для КМХ резервных поточных СИ объемной доли воды в нефти:

а) обеспечивают стабилизацию показаний рабочих и резервных поточных СИ объемной доли воды в нефти.

Примечание — Выдерживают время в интервале от 10 до 60 мин. Критерием служат:

а) устоявшиеся показания обоих СИ с разницей между показаниями не более суммы пределов допускаемых абсолютных погрешностей данных СИ;

б) присутствуют одинаковые по знаку изменения показания, которые практически одновременно (с возможной задержкой) увеличиваются или уменьшаются;

б) выполняют одно измерение;

в) проверяют выполнение условия

$$|\varphi_{п.влi} - \varphi_{резi}| \le |\Delta_{п.влi}| + |\Delta_{резi}|, \quad (18)$$

где $\varphi_{п.влi}$ — объемная доли воды, измеренная рабочими поточными СИ объемной доли воды в нефти, %;

$\varphi_{резi}$ — объемная доля воды, измеренная резервными поточными СИ объемной доли воды в нефти, %;

$\Delta_{п.влi}$ — пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений объемной доли воды рабочими поточными СИ объемной доли воды в нефти, %;

$\Delta_{резi}$ — пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений объемной доли воды резервными поточными СИ объемной доли воды в нефти, %;

г) при невыполнении условия (18) результат этого измерения исключают и проводят еще одно дополнительное измерение;

д) при невыполнении условия (18) для двух измерений и более, выясняют и устраняют причины;

е) после выполнения операций по перечислению д) повторяют операции по перечислениям а) — в);

ж) при невыполнении условия (18) проводят градуировку и поверку контролируемого СИ.

7.2.8.4 При положительных/отрицательных результатах КМХ поточных СИ объемной доли воды в нефти оформляют протоколы КМХ поточных СИ объемной доли воды в нефти, которые формируют в АРМ оператора. Форма протокола КМХ поточных СИ объемной доли воды в нефти — в соответствии с приложением Ц.

Примечание — При отсутствии технической возможности формирования протоколов в АРМ оператора допускается оформление протоколов вручную.

7.2.9 Контроль метрологических характеристик поточных средств измерений массовой доли серы в нефти

7.2.9.1 При КМХ проводят сравнение результатов измерений поточными СИ массовой доли серы в нефти с результатами измерений лабораторными СИ массовой доли серы в нефти.

7.2.9.2 При применении для КМХ лабораторных СИ массовой доли серы в нефти:

а) выполняют одно измерение массовой доли серы в нефти поточными СИ массовой доли серы в нефти;

б) одновременно с измерением массовой доли серы в нефти поточными СИ массовой доли серы в нефти проводят отбор точечной пробы;

в) определяют массовую долю серы в нефти в лаборатории;

г) проверяют выполнение условия

$$|S_{п.с} - S_{лаб}| \le |\Delta_{S_{п.с}}| + |\Delta_{S_{лаб}}|, \quad (19)$$

где $S_{п.с}$ — массовая доля серы в нефти, измеренная поточными СИ массовой доли серы в нефти, %;

$S_{лаб}$ — массовая доля серы в нефти, определенная в лаборатории, %;

$\Delta_{S_{п.с}}$ — пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений массовой доли серы в нефти поточными СИ массовой доли серы в нефти, %;

$\Delta_{S_{лаб}}$ — пределы допускаемой абсолютной погрешности определения массовой доли серы в нефти в лаборатории, %;

д) при невыполнении условия (19) выясняют и устраняют причины;

е) после выполнения операций по перечислению д) повторяют операции по перечислениям а) — г);

ж) при невыполнении условия (19) проводят градуировку и поверку контролируемого СИ.

7.2.9.3 При положительных/отрицательных результатах КМХ поточных СИ массовой доли серы в нефти оформляют протоколы КМХ поточных СИ массовой доли серы в нефти, которые формируют в АРМ оператора. Форма протокола КМХ поточных СИ массовой доли серы в нефти — в соответствии с приложением Ц.

Примечание — При отсутствии технической возможности формирования протоколов в АРМ оператора допускается оформление протоколов вручную.

7.3 Техническое обслуживание

7.3.1 Техническое обслуживание СИКН, СИКНП включает:

а) ежедневный осмотр (для СИКН, СИКНП, находящихся в работе);

б) плановое техническое обслуживание:

1) ежемесячное;

2) ежеквартальное;

3) ежегодное;

в) внеплановое техническое обслуживание.

7.3.2 Техническое обслуживание проводят без нарушения ведения товарно-коммерческих операций.

7.3.3 Техническое обслуживание, содержание работ которого предусматривает остановку СИКН, СИКНП, проводят, при возможности, во время плановых отключений СИКН, СИКНП.

7.3.4 Графики технического обслуживания СИ и оборудования, входящих в состав СИКН, СИКНП, разрабатывают на каждый календарный год. Форма графика технического обслуживания СИ и оборудования, входящих в состав СИКН, СИКНП, приведена в приложении Ш.

7.3.5 Результаты ежедневного осмотра вносят в журналы приема-сдачи смен персонала организации, эксплуатирующей СИКН, СИКНП. Результаты планового технического обслуживания, внепланового технического обслуживания указывают в формулярах СИКН, СИКНП, СИ, входящих в состав СИКН, СИКНП, оформленных в соответствии с приложением Д.

Примечание — Допускается формуляры вести в электронном виде в соответствии с ГОСТ 2.612.

7.4 Ремонт

7.4.1 Ремонт СИКН, СИКНП включает:

а) плановый ремонт:

1) средний ремонт;

2) текущий ремонт;

3) капитальный ремонт;

б) внеплановый ремонт.

7.4.2 Ремонт СИКН, СИКНП осуществляют:

а) на основании результатов технического диагностирования состояния СИКН, СИКНП;

б) по факту отказа СИ и оборудования, входящих в состав СИКН, СИКНП;

в) на основании извещения о непригодности к применению СИ, входящих в состав СИКН, СИКНП, по результатам поверки.

7.4.3 Отказы СИ и оборудования, входящих в состав СИКН, СИКНП, учитывают в журналах учета отказов СИ и оборудования, входящих в состав СИКН, СИКНП. Форма журнала учета отказов СИ и оборудования, входящих в состав СИКН, СИКНП, приведена в приложении Щ.

7.4.4 Результаты ремонта учитывают в формулярах СИКН, СИКНП, СИ, входящих в состав СИКН, СИКНП. Формы формуляров — в соответствии с приложением Д.

Примечание — Допускается формуляры вести в электронном виде в соответствии с ГОСТ 2.612.

7.5 Обеспечение документами, запасными частями, инструментами и принадлежностями, обменным фондом

7.5.1 СИКН, СИКНП комплектуют ЗИП, обменным фондом СИ и оборудования, комплектом нормативных и эксплуатационных документов на русском языке.

7.5.2 Для СИКН, СИКНП устанавливают состав и количество ЗИП, обменного фонда СИ и оборудования, входящих в состав СИКН, СИКНП, в соответствии со стандартами организации-владельца СИКН, СИКНП (организации, эксплуатирующей СИКН, СИКНП) с учетом документов изготовителей СИ и оборудования.

7.5.3 СИ и оборудование из состава ЗИП хранят в соответствии с эксплуатационными документами.

7.5.4 СИ обменного фонда подвергают поверке с периодичностью, приведенной в описании типа СИ, за исключением СИ, поверка которых предусмотрена только на месте эксплуатации.

8 Вывод из эксплуатации

8.1 Вывод СИКН, СИКНП/функциональных блоков (стационарных) из эксплуатации для капитального ремонта, технического перевооружения, модернизации и реконструкции, ликвидации, консервации осуществляют в соответствии со стандартами организации, эксплуатирующей СИКН, СИКНП/организации-владельца СИКН, СИКНП.

8.2 Организация, эксплуатирующая СИКН, СИКНП, извещает организацию-заказчика/владельца СИКН, СИКНП, принимающую/сдающую нефть/нефтепродукты сторону о выводе СИКН, СИКНП/функциональных блоков из ведения товарно-коммерческих операций.

8.3 Вывод СИКН, СИКНП/функциональных блоков из ведения товарно-коммерческих операций осуществляет комиссия, создаваемая приказом/распоряжением организации, эксплуатирующей СИКН, СИКНП.

8.4 В состав комиссии включают представителей:

а) организации-заказчика/владельца СИКН, СИКНП (председатель комиссии);

б) организации, эксплуатирующей СИКН, СИКНП;

в) принимающей/сдающей нефть/нефтепродукты сторон.

Примечание — По решению организации-заказчика/владельца СИКН, СИКНП в состав комиссии могут быть включены представители других организаций.

8.5 Организация, эксплуатирующая СИКН, СИКНП, предъявляет комиссии основания для вывода СИКН, СИКНП/функциональных блоков из ведения товарно-коммерческих операций.

8.6 При положительном решении комиссия оформляет акт о выводе СИКН, СИКНП/функциональных блоков из ведения товарно-коммерческих операций в соответствии с приложением Э.

8.7 Для СИКН, СИКНП, СИ и оборудования, входящих в состав СИКН, СИКНП, отработавших срок службы проводят мероприятия по продлению срока службы в соответствии с законодательством Российской Федерации в области промышленной безопасности.

9 Безопасность

9.1 При выполнении работ соблюдают требования охраны труда, промышленной и пожарной безопасности, взрывобезопасности.

9.2 Конструкция СИ, электрооборудования и технических устройств должна обеспечивать возможность удобного и безопасного выполнения операций с применением средств индивидуальной защиты.

9.3 При возникновении неисправностей, аварийной разгерметизации оборудования работы прекращают. Возобновление работ допускается только после выявления и устранения причин возникновения неисправностей, аварийной разгерметизации оборудования.

10 Охрана окружающей среды

10.1 Безопасность окружающей среды обеспечивают отсутствием неконтролируемых утечек нефти/нефтепродуктов во время работ.

10.2 Следует предусматривать эффективные меры по контролю, очистке и обезвреживанию отходов, рекультивации нарушенных и загрязненных земель, снижению негативного воздействия на окружающую среду, а также по возмещению вреда окружающей среде, причиненного в процессе ввода в эксплуатацию, эксплуатации и вывода из эксплуатации СИКН, СИКНП.

Приложение А
(рекомендуемое)

Содержание программы индивидуальных испытаний функциональных блоков СИКН, СИКНП

Программа индивидуальных испытаний функциональных блоков СИКН, СИКНП содержит следующие элементы:

а) титульный лист;

б) содержание;

в) обозначения и сокращения;

г) общие положения:

1) основания проведения испытаний и цель;

2) назначение и состав СИКН/СИКНП;

3) порядок проведения испытаний;

4) перечень СИ и оборудования, подвергаемого индивидуальным испытаниям;

5) состав участников испытаний;

6) распределение функций участников испытаний;

7) оформление результатов испытаний;

д) состав работ по индивидуальным испытаниям;

е) организационные и подготовительные работы;

ж) меры безопасности и охрана окружающей среды:

1) мероприятия по охране труда и промышленной безопасности;

2) мероприятия по пожарной безопасности;

3) мероприятия по охране окружающей среды;

и) технологические ограничения и указания;

к) готовность и исходное состояние СИ и оборудования;

л) порядок проведения индивидуальных испытаний;

м) приемочные критерии;

н) план-график проведения индивидуальных испытаний;

п) приложения (при необходимости).

Приложение Б
(рекомендуемое)

Содержание программы комплексного опробования СИКН, СИКНП (стационарных)

Программа комплексного опробования СИКН, СИКНП (стационарных) содержит следующие элементы:

а) титульный лист;

б) содержание;

в) обозначения и сокращения;

г) общие положения:

1) цель проведения комплексного опробования;

2) наименование системы, на которой проводится комплексное опробование;

3) наименование организации, проводящей комплексное опробование, и наименование привлекаемых организаций;

4) распределение функций подразделений и обязанностей персонала, участвующего в комплексном опробовании;

5) оформление результатов комплексного опробования;

д) проверка соответствия СИКН/СИКНП проектной документации;

е) состав работ по комплексному опробованию;

ж) организационные и подготовительные работы:

1) организационные мероприятия, которые необходимо провести до начала работ;

2) технические мероприятия, которые необходимо выполнять до начала работ;

3) оборудование, материалы, приспособления, необходимые для проведения работ;

4) специалисты, которые требуются для проведения работ;

и) меры безопасности и охрана окружающей среды:

1) меры, обеспечивающие безопасность участников работ;

2) указания персоналу по безопасному ведению работ;

3) определение порядка допуска к работе;

4) перечень опасных производственных факторов при проведении работ;

5) перечень средств индивидуальной защиты персонала;

6) требования по проведению инструктажа перед началом работ;

7) пожарная безопасность;

8) мероприятия по охране окружающей среды;

к) технологические ограничения и указания:

1) предельно допустимые значения параметров режима работы СИКН/СИКНП;

2) условия перехода к следующему этапу опробования;

3) необходимость непрерывного контроля отдельных параметров;

4) действия персонала при проведении работ при отклонении от режимов работы оборудования, предусмотренных программой;

5) ограничения на проведение работ оборудования или системы, накладываемые смежными системами;

л) готовность и исходное состояние изделия, а также смежных и обеспечивающих систем;

м) план-график выполнения работ;

н) приемочные критерии;

п) заключение;

р) приложения (при необходимости).

Приложение В
(рекомендуемое)

Содержание программы испытаний СИКН, СИКНП в целях утверждения типа

Программа испытаний СИКН, СИКНП в целях утверждения типа содержит следующие элементы:

а) титульный лист;

б) содержание;

в) обозначения и сокращения;

г) объект испытаний:

1) описание СИКН/СИКНП:

- функции СИКН/СИКНП;
- состав СИКН/СИКНП;
- краткая характеристика производства;

2) перечень эксплуатационных документов на СИКН/СИКНП;

д) содержание и объем испытаний:

1) проверка соответствия представленных документов перечню документов, необходимых для проведения испытаний СИКН/СИКНП;

2) проверка правильности выражений показателей точности, выраженных в единицах величин, допущенных к применению в Российской Федерации;

3) оценка полноты и правильности выражения метрологических характеристик СИКН/СИКНП в представленной заявителем технической документации;

4) проверка наличия информации об утверждении типа СИ, входящих в состав СИКН/СИКНП, подлежащих поверке;

5) проверка комплектности СИКН/СИКНП;

6) определение метрологических характеристик СИКН/СИКНП;

7) опробование методики поверки СИКН/СИКНП;

е) методы (методики) испытаний:

1) метод (методика) определения метрологических характеристик СИКН/СИКНП:

- определение относительной погрешности СИКН/СИКНП при измерениях массы брутто нефти (массы нефтепродуктов);
- определение относительной погрешности СИКН при измерениях массы нетто нефти;

2) метод (методика) оценки технической документации;

3) опробование методики поверки;

Примечание — Допускается данный раздел оформлять в виде отдельного документа.

ж) условия проведения испытаний:

1) климатические условия;

2) требования безопасности;

3) требования к персоналу;

и) оценка защиты и идентификации программного обеспечения;

к) определение интервала между поверками;

л) анализ конструкции;

м) приложения.

Примечание — Допускается вводить новые, исключать отдельные разделы и подразделы или объединять их между собой.

Приложение Г
(обязательное)

Содержание инструкции по эксплуатации СИКН, СИКНП

Инструкция по эксплуатации СИКН, СИКНП содержит следующие элементы:

а) титульный лист;

б) содержание;

в) область применения;

г) список нормативных документов;

д) термины и определения;

е) обозначения и сокращения;

ж) общие сведения:

1) назначение, основные технические и метрологические характеристики СИКН/СИКНП;

2) состав СИКН/СИКНП;

3) схемы СИКН/СИКНП;

и) меры безопасности;

к) порядок эксплуатации:

1) включение СИКН/СИКНП в эксплуатацию;

2) отбор и анализ проб нефти/нефтепродуктов;

3) перечень контролируемых параметров, порядок и периодичность их контроля;

4) включение в работу ПУ, обязанности и действия оперативного персонала при этом;

5) последовательность переключения запорной арматуры и порядок регулирования технологических параметров при поверке, КМХ СИ, переходе на резервную схему приема-сдачи (при наличии);

6) проверка запорной арматуры на герметичность при поверке и КМХ СИ;

7) ведение товарно-коммерческих операций во время выполнения поверки и КМХ поточных СИ;

8) регистрация параметров, результатов измерений и ведения документов на СИКН/СИКНП;

9) работа при нарушениях условий эксплуатации СИКН/СИКНП;

10) работа СИ расхода в переходных, неустановившихся режимах и расчет допустимого времени переходных, неустановившихся режимов для конкретных условий;

л) обеспечение единства измерений и установка пломб на СИ и оборудования:

1) перечень нормативных документов по поверке СИ, входящих в состав СИКН/СИКНП;

2) порядок доступа в СОИ для изменения коэффициентов преобразования СИ;

3) порядок установки знаков поверки и пломб/клейм на СИ и оборудование СИКН/СИКНП;

4) действия оперативного персонала при обнаружении повреждений пломб/клейм;

5) порядок присвоения и хранения паролей;

6) поверка и КМХ СИ СИКН/СИКНП;

м) техническое обслуживание:

1) сроки ревизии и чистки фильтров;

2) сроки ревизии и осмотров пробозаборного устройства;

3) сроки ревизии и технического обслуживания запорной арматуры и другого технологического оборудования, установленного на СИКН/СИКНП и ПУ;

4) сроки ревизии и технического обслуживания электрического оборудования, установленного на СИКН/СИКНП, ПУ, СОИ;

5) требования к квалификации и составу обслуживающего персонала СИКН/СИКНП;

н) порядок эксплуатации АРМ оператора и ИВК.

Примечание — В разделе приводят общие сведения по работе с АРМ оператора и ИВК, требования информационной безопасности;

п) прекращение ведения товарно-коммерческих операций по СИКН/СИКНП:

1) порядок действий оперативного персонала по прекращению ведения товарно-коммерческих операций по СИКН/СИКНП при поступлении на СИКН/СИКНП некондиционной нефти/нефтепродуктов;

2) действия оперативного персонала после прекращения ведения товарно-коммерческих операций по текущему контролю (оцениванию) показателей качества нефти/нефтепродуктов при поступлении некондиционной нефти/нефтепродуктов;

3) действия оперативного персонала при полном отказе СИКН/СИКНП;

4) порядок действий оперативного персонала по возобновлению товарно-коммерческих операций;

р) библиография (при необходимости);

с) приложения (при необходимости).

Примечание — Допускается разделы разрабатывать в виде отдельных документов.

Приложение Д
(обязательное)

Формы формуляров

Д.1 Форма формуляра СИКН, СИКНП

1 Основные сведения и технические данные*

Изготовитель _____

Заводской номер _____ Дата изготовления _____ Срок службы _____
ММ.ГГГГ год

Номинальное давление *PN*, МПа _____

Диапазон измерений, $м^3$/ч (т/ч) _____
нижний и верхний пределы измерений

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений, %:

- объема нефти/нефтепродуктов: ±_____;
- массы брутто нефти/массы нефтепродуктов: ±_____;
- массы нетто нефти: ±_____.

Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений плотности нефти/нефтепродуктов, $кг/м^3$: ± _____.

Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры нефти/нефтепродуктов, °С: ± _____.

Свидетельство/сертификат об утверждении типа (если оформлялось) _____ №_____от_____

Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений _____

Интервал между поверками _____

Количество измерительных линий _____ шт., в том числе:

рабочие _____ шт., резервные _____ шт., контрольно-резервные _____ шт.

Место эксплуатации _____
ПСП и подразделение организации, эксплуатирующей СИКН/СИКНП

Дата ввода в промышленную эксплуатацию [для СИКН, СИКНП (стационарных)] _____
ММ.ГГГГ

Приказ о вводе в промышленную эксплуатацию [для СИКН, СИКНП (стационарных)]: _____

_____

Назначение: для измерений количества и показателей качества _____
рабочая среда

при товарно-коммерческих операциях между_____
сдающая сторона

и _____
принимающая сторона

Дата оформления формуляра _____
дата, когда заведен формуляр или его дубликат

Лицо, ответственное за эксплуатацию от организации, эксплуатирующей СИКН/СИКНП, на дату оформления формуляра:

_____ _____
должность, И.О. Фамилия подпись

Лицо, ответственное за техническое обслуживание на дату оформления формуляра:

_____
организация, проводящая техническое обслуживание

_____ _____
должность, И.О. Фамилия подпись

* Поскольку на основании данной формы оформляют конкретный формуляр, то в ней использована нумерация отдельного документа, а не приложения к настоящему документу.

2 Комплектность

2.1 Измерительные преобразователи и приборы, индикаторы, сигнализаторы, входящие в состав СИКН/СИКНП

Наименование	Тип, марка	Заводской номер	Пределы измерений	Погрешность, класс точности	Место и дата установки	Изъятие из состава СИКН, СИКНП	
						Дата	Причина

2.2 Технологическое оборудование, входящее в состав СИКН/СИКНП

Наименование	Тип, марка	Заводской номер	Краткая техническая характеристика	Место и дата установки	Изъятие из состава СИКН/ СИКНП	
					Дата	Причина

3 Движение изделия при эксплуатации

3.1 Сведения о лицах, ответственных за эксплуатацию

Приказ о назначении (дата, номер)	Ответственное лицо		
	Должность	И.О. Фамилия	Подпись

3.2 Сведения о лицах, ответственных за техническое обслуживание

Организация, проводящая техническое обслуживание СИКН/СИКНП	Акт (приказ) о приеме-передаче (дата, номер)	Ответственное лицо от организации, проводящей техническое обслуживание СИКН/СИКНП		
		Должность	И.О. Фамилия	Подпись

4 Учет технического обслуживания

4.1 Техническое обслуживание, выполняемое организацией, проводящей техническое обслуживание СИКН/СИКНП

Дата	Вид технического обслуживания	Перечень выполненных работ	Исполнитель работ	
			Должность, И.О. Фамилия	Подпись

4.2 Техническое обслуживание, выполняемое организацией, эксплуатирующей СИКН/СИКНП

Дата	Вид технического обслуживания	Перечень выполненных работ	Исполнитель работ	
			Должность, И.О. Фамилия	Подпись

5 Работы при эксплуатации

5.1 Поверка

Дата поверки	Причина поверки	Свидетельство о поверке (номер и дата)/номер записи в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений	Методика поверки	Заключение о результатах поверки	Исполнители работ (И.О. Фамилия, подпись)	
					организации, эксплуатирующей СИКН/СИКНП	организации, проводящей техническое обслуживание СИКН/СИКНП

5.2 Отключения и простой

Дата отключения	Причина отключения	Акт об отключении (номер и дата)	Время простоя	Исполнители работ (И.О. Фамилия, подпись)	
				организации, эксплуатирующей СИКН/СИКНП	от организации, проводящей техническое обслуживание СИКН/СИКНП

5.3 Отказ и ремонт

Дата обнаружения отказа	Вид отказа в соответствии с ГОСТ Р 27.102	Дата устранения отказа (дата ремонта)	Содержание (перечень) работ, выполненных при устранении отказа (ремонте)	Использованные запасные части (наименование, тип, марка, обозначение)	Исполнитель работ	
					Должность, И.О. Фамилия	Подпись

Д.2 Форма формуляра поверочных установок

1 Основные сведения и технические данные*

_____
наименование, тип, модель, марка

Изготовитель _____

Заводской номер _____ Дата изготовления _____ Срок службы _____
ММ.ГГГГ год

Номинальное давление *PN*, МПа _____

Диапазон измерений, $м^3/ч$ _____
нижний и верхний пределы измерений

Пределы относительной погрешности, % _____

Вместимость калиброванного(ых) участка(ов) при выпуске ПУ из производства, $м^3$ (в зависимости от количества пар детекторов):

V_0 = _____ $V_{0(1\text{-}3\text{-}1)}$ = _____ $V_{0(2\text{-}4\text{-}2)}$ = _____ (для трубопоршневой установки)

V_{01}^U = _____ V_{01}^D = _____ (для компакт-прувера)

Свидетельство/сертификат об утверждении типа (если оформлялось) _____ № _____ от _____

Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений

_____

Интервал между поверками _____

Методика поверки _____

Дата ввода в эксплуатацию _____
ММ.ГГГГ

Место установки _____
номер СИКН/СИКНП

Назначение: для поверки и КМХ СИ расхода _____
номер СИКН/СИКНП

Дата оформления формуляра _____
дата, когда заведен формуляр или его дубликат

Лицо, ответственное за эксплуатацию от организации, эксплуатирующей СИКН/СИКНП, на дату оформления формуляра

_____ _____
должность, И.О. Фамилия подпись

Лицо, ответственное за техническое обслуживание на дату оформления формуляра:

_____
организация, проводящая техническое обслуживание

_____ _____
должность, И.О. Фамилия подпись

* Поскольку на основании данной формы оформляют конкретный формуляр, то в ней использована нумерация отдельного документа, а не приложения к настоящему стандарту.

2 Комплектность

Наименование	Тип, марка	Заводской номер	Пределы измерений	Погрешность, класс точности	Место и дата установки	Изъятие из состава ПУ	
						Дата	Причина

3 Движение изделия при эксплуатации

3.1 Сведения о лицах, ответственных за эксплуатацию

Приказ о назначении (дата, номер)	Ответственное лицо		
	Должность	И.О. Фамилия	Подпись

3.2 Сведения о лицах, ответственных за техническое обслуживание

Организация, проводящая техническое обслуживание СИКН/СИКНП	Акт (приказ) о приеме-передаче (дата, номер)	Ответственное лицо от организации, проводящей техническое обслуживание СИКН/СИКНП		
		Должность	И.О. Фамилия	Подпись

4 Учет технического обслуживания

4.1 Техническое обслуживание, выполняемое организацией, проводящей техническое обслуживание СИКН/СИКНП

Дата	Вид технического обслуживания	Перечень выполненных работ	Исполнитель работ	
			Должность, И.О. Фамилия	Подпись

4.2 Техническое обслуживание, выполняемое организацией, эксплуатирующей СИКН/СИКНП

Дата	Вид технического обслуживания	Перечень выполненных работ	Исполнитель работ	
			Должность, И.О. Фамилия	Подпись

5 Работы при эксплуатации

5.1 Поверка

Дата поверки	Причина поверки	Свидетельство о поверке (номер и дата)/номер записи в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений	Методика поверки	Заключение о результатах поверки	Исполнители работ (И.О. Фамилия, подпись)	
					организации, эксплуатирующей СИКН/СИКНП	организации, проводящей техническое обслуживание СИКН/СИКНП

5.2 Сведения об изменении метрологических характеристик

Дата	Основание внесения записи	Информация о метрологических характеристиках	Исполнители работ (И.О. Фамилия, подпись)	
			организации, эксплуатирующей СИКН/СИКНП	организации, проводящей техническое обслуживание СИКН/СИКНП

5.3 Отказ и ремонт

Дата обнаружения отказа	Вид отказа в соответствии с ГОСТ Р 27.102	Дата устранения отказа (дата ремонта)	Содержание (перечень) работ, выполненных при устранении отказа (ремонте)	Использованные запасные части (наименование, тип, марка, обозначение)	Исполнитель работ	
					Должность, И.О. Фамилия	Подпись

Д.3 Форма формуляра средств измерений

1 Общие сведения и технические данные*

_____
наименование, тип, модель, марка

Изготовитель _____

Заводской номер _____ Дата изготовления _____ Срок службы _____
ММ.ГГГГ год

Номинальный диаметр *DN* (указывается, если применимо к СИ) _____

Номинальное давление *PN*, МПа (указывается, если применимо к СИ) _____

Диапазон измерений _____
нижний и верхний пределы измерений

Погрешность (класс точности) _____

Вид взрывозащиты _____
для СИ, применяемых во взрывоопасной зоне

Свидетельство/сертификат об утверждении типа (если оформлялось) _____ №_____ от _____

Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений

_____

Интервал между поверками/калибровками _____

Методика поверки _____

Комплектность _____
наименование и тип составных частей комплекта

Дата ввода в эксплуатацию _____
ММ.ГГГГ

Место установки _____
номер СИКН/СИКНП/ПУ

Назначение _____

Дата оформления формуляра _____
дата, когда заведен формуляр или его дубликат

Лицо, ответственное за метрологическое обслуживание на дату оформления формуляра

_____
организация, проводящая метрологическое обслуживание

_____ _____
должность, И.О. Фамилия подпись

Лицо, ответственное за эксплуатацию на дату оформления формуляра

_____
организация, эксплуатирующая СИКН/СИКНП

_____ _____
должность, И.О. Фамилия подпись

Лицо, ответственное за техническое обслуживание на дату оформления формуляра

_____
организация, проводящая техническое обслуживание

_____ _____
должность, И.О. Фамилия подпись

* Поскольку на основании данной формы оформляют конкретный формуляр, то в ней использована нумерация отдельного документа, а не приложения к настоящему стандарту.

2 Движение изделия при эксплуатации

2.1 Сведения о лицах, ответственных за метрологическое обслуживание

Приказ о назначении (дата, номер)	Ответственное лицо		
	Должность	И.О. Фамилия	Подпись

2.2 Сведения о лицах, ответственных за техническое обслуживание

Организация, проводящая техническое обслуживание СИКН/СИКНП	Акт (приказ) о приеме-передаче (дата, номер)	Ответственное лицо от организации, проводящей техническое обслуживание СИКН/СИКНП		
		Должность	И.О. Фамилия	Подпись

2.3 Сведения о движении

Дата операции	Операция (установка/снятие)	Место установки, назначение	Причина снятия	Исполнитель работ			
				организации, эксплуатирующей СИКН/СИКНП		организации, проводящей техническое обслуживание СИКН/СИКНП	
				Должность, И.О. Фамилия	Подпись	Должность, И.О. Фамилия	Подпись

3 Учет технического обслуживания

3.1 Техническое обслуживание, выполняемое организацией, проводящей техническое обслуживание СИКН/СИКНП

Дата	Вид технического обслуживания	Перечень выполненных работ	Исполнитель работ	
			Должность, И.О. Фамилия	Подпись

3.2 Техническое обслуживание, выполняемое организацией, эксплуатирующей СИКН/СИКНП

Дата	Вид технического обслуживания	Перечень выполненных работ	Исполнитель работ	
			Должность, И.О. Фамилия	Подпись

4 Работы при эксплуатации

4.1 Поверка (калибровка)

Дата записи	Причина поверки/калибровки	Свидетельство о поверке (номер и дата)/номер записи в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений/сертификат калибровки	Методика поверки/калибровки	Заключение о результатах поверки/калибровки	Исполнители работ (И.О. Фамилия, подпись)	
					организации, эксплуатирующей СИКН/СИКНП	организации, проводящей техническое обслуживание СИКН/СИКНП

4.2 Сведения об изменении метрологических характеристик

Дата	Основание внесения записи	Информация о метрологических характеристиках	Исполнители работ (И.О. Фамилия, подпись)	
			организации, эксплуатирующей СИКН/СИКНП	организации, проводящей техническое обслуживание СИКН/СИКНП

4.3 Отказ и ремонт

Дата обнаружения отказа	Вид отказа в соответствии с ГОСТ Р 27.102	Дата устранения отказа (дата ремонта)	Содержание (перечень) работ, выполненных при устранении отказа (ремонте)	Использованные запасные части (наименование, тип, марка, обозначение)	Исполнитель работ	
					Должность, И.О. Фамилия	Подпись

Приложение Е
(обязательное)

Форма акта о переводе СИКН, СИКНП на ведение товарно-коммерческих операций

АКТ

о переводе СИКН/СИКНП на ведение товарно-коммерческих операций

г. _____ «_____» _____ 20__ г.

Комиссия, назначенная _____
организация, эксплуатирующая СИКН/СИКНП

приказом/распоряжением от «___» _____ 20__ г. № _____

в составе:

председателя _____
И.О. Фамилия, должность

членов _____
И.О. Фамилия, должность

в период с _____ по _____

провела проверку готовности к переводу на ведение товарно-коммерческих операций_____

_____ в _____
СИКН/СИКНП наименование организации, эксплуатирующей СИКН/СИКНП

Комиссия установила:

- СИКН/СИКНП соответствует требованиям стандартов _____.
- СИКН/СИКНП готова к ведению товарно-коммерческих операций.

Комиссия решила:

Перевести СИКН/СИКНП на ведение товарно-коммерческих операций с _____ (московского времени)
мм:чч

_____.
ДД.ММ.ГГГГ

Председатель комиссии

_____ _____ _____
должность подпись И.О. Фамилия

Члены комиссии

_____ _____ _____
должность подпись И.О. Фамилия

Приложение Ж
(обязательное)

Содержание программы контрольного опробования СИКН, СИКНП (передвижных)

Программа контрольного опробования СИКН, СИКНП (передвижных) содержит следующие элементы:
а) титульный лист;
б) содержание;
в) обозначения и сокращения;
г) общие положения:
   1) место проведения контрольного опробования, его описание;
   2) наименование организации, проводящей контрольное опробование;
   3) оформление результатов контрольного опробования;
   4) описание схемы СИКН/СИКНП;
д) состав работ по контрольному опробованию;
е) организационные и подготовительные работы:
   1) организационные мероприятия, которые необходимо провести до начала работ;
   2) технические мероприятия, которые необходимо выполнять до начала работ;
ж) меры безопасности и охрана окружающей среды:
   1) мероприятия по охране труда и промышленной безопасности;
   2) мероприятия по пожарной безопасности;
   3) мероприятия по охране окружающей среды;
и) технологические ограничения и указания:
   1) предельно допустимые значения параметров режима работы СИКН/СИКНП;
   2) ограничения на проведение работ оборудования или системы, накладываемые смежными системами;
к) готовность и исходное состояние изделия, а также смежных и обеспечивающих систем;
л) приемочные критерии;
м) заключение;
н) приложения (при необходимости).

Приложение И
(обязательное)

Перечень, сроки и места хранения документов, используемых при эксплуатации СИКН, СИКНП

И.1 Документы (копии или оригиналы), используемые при эксплуатации СИКН, СИКНП (стационарных), хранят в организации, эксплуатирующей СИКН, СИКНП (стационарные).

И.2 Перечень и сроки хранения документов (копий или оригиналов), используемых при эксплуатации СИКН, СИКНП (стационарных), приведены в таблице И.1.

Таблица И.1 — Перечень и сроки хранения документов (копий или оригиналов), используемых при эксплуатации СИКН, СИКНП (стационарных)

Наименование документа	Срок хранения
Организационно-распорядительные документы о назначении лиц, ответственных за эксплуатацию СИКН, СИКНП	В соответствии с [2]
Должностная(ые) инструкция(и) на персонал, ответственный за эксплуатацию СИКН, СИКНП	В соответствии с [2]
Документы испытаний СИКН, СИКНП с целью утверждения типа (программа испытаний СИКН, СИКНП в целях утверждения типа, протоколы испытаний, акт испытаний)	До капитального ремонта и реконструкции, технического перевооружения, модернизации, ликвидации СИКН, СИКНП
Документы, оформляемые по результатам метрологической экспертизы проектной, рабочей, конструкторской документации	До капитального ремонта и реконструкции, технического перевооружения, модернизации, ликвидации СИКН, СИКНП
Документы, подтверждающие соответствие СИКН, СИКНП, СИ и оборудования, входящих в состав СИКН, СИКНП, требованиям стандартов, технических регламентов, законов, нормативных правовых актов Российской Федерации	До капитального ремонта и реконструкции, технического перевооружения, модернизации, ликвидации СИКН, СИКНП
Свидетельство/сертификат об утверждении типа СИКН, СИКНП с описанием типа или акт и протоколы испытаний СИКН, СИКНП в целях утверждения типа до оформления приказа об утверждении типа	До капитального ремонта и реконструкции, технического перевооружения, модернизации, ликвидации СИКН, СИКНП
Свидетельства/сертификаты об утверждении типа с описанием типа СИ, входящих в состав СИКН, СИКНП[1)] (если оформлялись в бумажном виде), или сведения об утвержденных типах СИ из Федерального информационного фонда по обеспечению единства измерений (в бумажном виде) с описанием типа СИ, входящих в состав СИКН, СИКНП[1)]	До капитального ремонта и реконструкции, технического перевооружения, модернизации, ликвидации СИКН, СИКНП
Методика поверки СИКН, СИКНП	До капитального ремонта и реконструкции, технического перевооружения, модернизации, ликвидации СИКН, СИКНП
Методики поверки СИ, входящих в состав СИКН, СИКНП[2)], на которые приведены ссылки в методике поверки СИКН, СИКНП	До замены СИ, входящих в состав СИКН, СИКНП
Методика измерений массы нефти/нефтепродуктов с применением СИКН/СИКНП в соответствии с ГОСТ 8.587, ГОСТ Р 8.563 со свидетельством об аттестации	Один год после замены
Методика измерений плотности нефти/нефтепродуктов в соответствии с ГОСТ Р 8.563 со свидетельством об аттестации	Один год после замены
Ведомость эксплуатационных документов СИКН, СИКНП, СИ и оборудования, входящих в их состав, в соответствии с ГОСТ Р 2.610, ГОСТ Р 2.105	До капитального ремонта и реконструкции, технического перевооружения, модернизации, ликвидации СИКН, СИКНП

Продолжение таблицы И.1

Наименование документа	Срок хранения
Формуляр на СИКН, СИКНП[3)]	До капитального ремонта и реконструкции, технического перевооружения, модернизации, ликвидации СИКН, СИКНП
Формуляр на ПУ	До капитального ремонта и реконструкции, технического перевооружения, модернизации, ликвидации СИКН, СИКНП
Формуляры на СИ, входящие в состав СИКН, СИКНП	До замены СИ и оборудования, входящих в состав СИКН, СИКНП
Инструкция по эксплуатации СИКН, СИКНП	До капитального ремонта и реконструкции, технического перевооружения, модернизации, ликвидации СИКН, СИКНП
Паспорта СИ и оборудования, входящих в состав СИКН, СИКНП, в соответствии с ГОСТ Р 2.610, ГОСТ Р 2.105	До замены СИ и оборудования, входящих в состав СИКН, СИКНП
Руководства/инструкции по эксплуатации СИ и оборудования, входящих в состав СИКН, СИКНП, в соответствии с ГОСТ Р 2.610, ГОСТ Р 2.105	До замены СИ и оборудования, входящих в состав СИКН, СИКНП
Свидетельство о поверке СИКН, СИКНП и протокол поверки или протокол поверки СИКН, СИКНП (протокол поверки СИ и измерительных каналов в составе СИКН, СИКНП) при наличии оформленных результатов испытаний в целях утверждения типа СИКН, СИКНП	Один год после окончания срока действия
Свидетельства о поверке (если оформлялись в бумажном виде) и протоколы поверки (если предусмотрено методиками поверки) СИ, входящих в состав СИКН, СИКНП[4)], или сведения о результатах поверки из Федерального информационного фонда по обеспечению единства измерений (в бумажном виде) и протоколы поверки (если предусмотрено методиками поверки) СИ, входящих в состав СИКН, СИКНП[4)]	Один год после окончания срока действия
Сертификаты заводской калибровки СИ (при наличии)	До замены СИ и оборудования, входящих в состав СИКН, СИКНП
Протоколы КМХ СИ, входящих в состав СИКН, СИКНП	Один год после окончания интервала между поверками, в котором проводился КМХ
Графики КМХ СИ, входящих в состав СИКН, СИКНП	Один год после окончания календарного года эксплуатации
Графики технического обслуживания СИ и оборудования, входящих в состав СИКН, СИКНП	Один год после окончания календарного года эксплуатации
Акт о переводе СИКН, СИКНП на ведение товарно-коммерческих операций	До капитального ремонта и реконструкции, технического перевооружения, модернизации, ликвидации СИКН, СИКНП
Акты об отказах СИ и оборудования, входящих в состав СИКН, СИКНП	До капитального ремонта и реконструкции, технического перевооружения, модернизации, ликвидации СИКН, СИКНП
Акты установления интервала между КМХ СИ	Один год после замены
Акты технического обслуживания СИ и оборудования, входящих в состав СИКН, СИКНП	Один год после окончания календарного года эксплуатации

Окончание таблицы И.1

Наименование документа	Срок хранения
Акты проверки герметичности запорной арматуры СИКН, СИКНП	Один год после окончания календарного года эксплуатации
Акты вскрытия/запечатывания конверта(ов) с паролем(ями) доступа в СОИ	Один год после окончания календарного года эксплуатации
Акты передачи (присвоения, ознакомления) паролей доступа в СОИ персоналу ПСП	Один год после окончания календарного года эксплуатации
Акты передачи паролей доступа в АРМ оператора персоналу ПСП	Один год после окончания календарного года эксплуатации
Акты проверки работоспособности источника бесперебойного питания	Один год после окончания календарного года эксплуатации
Акты отключения СИКН, СИКНП	Один год после окончания календарного года эксплуатации
Журнал регистрации показаний СИ, входящих в состав СИКН, СИКНП	Пять лет
Журнал регистрации установки, снятия и нарушения контрольных пломб организации, проводящей техническое обслуживание, и пломб поверителя на оборудовании и СИ	Один год после окончания
Журнал регистрации установки, снятия и нарушения контрольных пломб принимающей и сдающей стороны на оборудовании и СИ	Один год после окончания
Журнал регистрации протоколов КМХ СИ, входящих в состав СИКН, СИКНП	Один год после окончания
Журнал учета отказов СИ и оборудования, входящих в состав СИКН, СИКНП	До капитального ремонта и реконструкции, технического перевооружения, модернизации, ликвидации СИКН, СИКНП
Перечень ЗИП, обменного фонда СИ и оборудования, входящих в состав СИКН, СИКНП	Один год после замены
Карты уставок защит и блокировок СИКН, СИКНП	Один год после замены
Технологические карты технического и метрологического обслуживания СИ, входящих в состав СИКН, СИКНП	Один год после замены
[1] Допускается применение СИ, результаты измерений которых не применяются при получении результатов измерений массы нефти/нефтепродуктов, не утвержденного типа. [2] Для СИ, результаты измерений которых не применяются при получении результатов измерений массы нефти/нефтепродуктов, допускается оформлять методики калибровки. [3] Допускается формуляры вести в электронном виде в соответствии с ГОСТ 2.612. [4] Для СИ, результаты измерений которых не применяются при получении результатов измерений массы нефти/нефтепродуктов, допускается оформлять сертификаты калибровки.	

И.3 Перечень, сроки и место хранения документов (копий или оригиналов), используемых при эксплуатации СИКН, СИКНП (передвижных), приведены в таблице И.2.

Таблица И.2 — Перечень, сроки и место хранения документов (копий или оригиналов), используемых при эксплуатации СИКН, СИКНП (передвижных)

Наименование документа	Срок хранения	Место хранения
Организационно-распорядительные документы о назначении лиц, ответственных за эксплуатацию СИКН, СИКНП	В соответствии с [2]	Организация, эксплуатирующая СИКН, СИКНП
Должностная(ые) инструкция(и) на персонал, ответственный за эксплуатацию СИКН, СИКНП	В соответствии с [2]	Организация, эксплуатирующая СИКН, СИКНП

Продолжение таблицы И.2

Наименование документа	Срок хранения	Место хранения
Документы испытаний СИКН, СИКНП с целью утверждения типа (программа испытаний СИКН, СИКНП в целях утверждения типа, протоколы испытаний, акт испытаний)	До замены СИ, входящих в состав СИКН, СИКНП, утилизации СИКН, СИКНП	Организация, эксплуатирующая СИКН, СИКНП
Документы, оформляемые по результатам метрологической экспертизы проектной, рабочей, конструкторской документации	До замены СИ, входящих в состав СИКН, СИКНП, утилизации СИКН, СИКНП	Организация, эксплуатирующая СИКН, СИКНП
Документы, подтверждающие соответствие СИКН, СИКНП, СИ и оборудования, входящих в состав СИКН, СИКНП, требованиям стандартов, технических регламентов, законов, нормативных правовых актов Российской Федерации	До замены СИ, входящих в состав СИКН, СИКНП, утилизации СИКН, СИКНП	Организация, эксплуатирующая СИКН, СИКНП
Свидетельство/сертификат об утверждении типа СИКН, СИКНП с описанием типа или акт и протоколы испытаний СИКН, СИКНП в целях утверждения типа до оформления приказа об утверждении типа	До замены СИ, входящих в состав СИКН, СИКНП, утилизации СИКН, СИКНП	Организация, эксплуатирующая СИКН, СИКНП
Свидетельства/сертификаты об утверждении типа с описанием типа СИ, входящих в состав СИКН, СИКНП[1)] (если оформлялись в бумажном виде), или сведения об утвержденных типах СИ из Федерального информационного фонда по обеспечению единства измерений (в бумажном виде) с описанием типа СИ, входящих в состав СИКН, СИКНП[1)]	До замены СИ, входящих в состав СИКН, СИКНП, утилизации СИКН, СИКНП	Организация, эксплуатирующая СИКН, СИКНП
Методика поверки СИКН, СИКНП	До замены СИ, входящих в состав СИКН, СИКНП, утилизации СИКН, СИКНП	Организация, эксплуатирующая СИКН, СИКНП
Методики поверки СИ, входящих в состав СИКН, СИКНП[2)], на которые приведены ссылки в методике поверки СИКН, СИКНП	До замены СИ, входящих в состав СИКН, СИКНП	Организация, эксплуатирующая СИКН, СИКНП
Методика измерений массы нефти/нефтепродуктов с применением СИКН/СИКНП в соответствии с ГОСТ 8.587, ГОСТ Р 8.563 со свидетельством об аттестации	Один год после замены	СИКН, СИКНП
Методика измерений плотности нефти/нефтепродуктов в соответствии с ГОСТ Р 8.563 со свидетельством об аттестации	Один год после замены	СИКН, СИКНП
Ведомость эксплуатационных документов СИКН, СИКНП, СИ и оборудования, входящих в их состав, в соответствии с ГОСТ Р 2.610, ГОСТ Р 2.105	До замены СИ, входящих в состав СИКН, СИКНП, утилизации СИКН, СИКНП	Организация, эксплуатирующая СИКН, СИКНП
Формуляр на СИКН, СИКНП[3)]	До замены СИ, входящих в состав СИКН, СИКНП, утилизации СИКН, СИКНП	Организация, эксплуатирующая СИКН, СИКНП

Продолжение таблицы И.2

Наименование документа	Срок хранения	Место хранения
Формуляры на СИ, входящие в состав СИКН, СИКНП	До замены СИ и оборудования, входящих в состав СИКН, СИКНП	Организация, эксплуатирующая СИКН, СИКНП
Инструкция по эксплуатации СИКН, СИКНП	До замены СИ, входящих в состав СИКН, СИКНП, утилизации СИКН, СИКНП	СИКН, СИКНП
Паспорта СИ и оборудования, входящих в состав СИКН, СИКНП, в соответствии с ГОСТ Р 2.610, ГОСТ Р 2.105	До замены СИ и оборудования, входящих в состав СИКН, СИКНП	Организация, эксплуатирующая СИКН, СИКНП
Руководства/инструкции по эксплуатации СИ и оборудования, входящих в состав СИКН, СИКНП, в соответствии с ГОСТ Р 2.610, ГОСТ Р 2.105	До замены СИ и оборудования, входящих в состав СИКН, СИКНП	СИКН, СИКНП
Свидетельство о поверке СИКН, СИКНП и протокол поверки или протокол поверки СИКН, СИКНП (протокол поверки СИ и измерительных каналов в составе СИКН, СИКНП) при наличии оформленных результатов испытаний в целях утверждения типа СИКН, СИКНП	Один год после окончания срока действия	СИКН, СИКНП
Свидетельства о поверке (если оформлялись в бумажном виде) и протоколы поверки (если предусмотрено методиками поверки) СИ, входящих в состав СИКН, СИКНП[4)], или сведения о результатах поверки из Федерального информационного фонда по обеспечению единства измерений (в бумажном виде) и протоколы поверки (если предусмотрено методиками поверки) СИ, входящих в состав СИКН, СИКНП[4)]	Один год после окончания срока действия	СИКН, СИКНП
Сертификаты заводской калибровки СИ (при наличии)	До замены СИ и оборудования, входящих в состав СИКН, СИКНП	Организация, эксплуатирующая СИКН, СИКНП
Протоколы КМХ СИ, входящих в состав СИКН, СИКНП	Один год после окончания интервала между поверками, в котором проводился КМХ	Организация, эксплуатирующая СИКН, СИКНП
Графики технического обслуживания СИ и оборудования, входящих в состав СИКН, СИКНП	Один год после окончания календарного года эксплуатации	Организация, эксплуатирующая СИКН, СИКНП
Акт о переводе СИКН, СИКНП на ведение товарно-коммерческих операций	До утилизации СИКН, СИКНП	СИКН, СИКНП
Акты об отказах СИ и оборудования, входящих в состав СИКН, СИКНП	До замены СИ и оборудования, входящих в состав СИКН, СИКНП, утилизации СИКН, СИКНП	Организация, эксплуатирующая СИКН, СИКНП

Продолжение таблицы И.2

Наименование документа	Срок хранения	Место хранения
Акты технического обслуживания СИ и оборудования, входящих в состав СИКН, СИКНП	Один год после окончания календарного года эксплуатации	Организация, эксплуатирующая СИКН, СИКНП
Акты проверки герметичности запорной арматуры СИКН, СИКНП	Один год после окончания календарного года эксплуатации	Организация, эксплуатирующая СИКН, СИКНП
Акты вскрытия/запечатывания конверта(ов) с паролем(ями) доступа в СОИ	Один год после окончания календарного года эксплуатации	Организация, эксплуатирующая СИКН, СИКНП
Акты передачи (присвоения, ознакомления) паролей доступа в СОИ персоналу ПСП	Один год после окончания календарного года эксплуатации	Организация, эксплуатирующая СИКН, СИКНП
Акты передачи паролей доступа в АРМ оператора персоналу ПСП	Один год после окончания календарного года эксплуатации	Организация, эксплуатирующая СИКН, СИКНП
Акты проверки работоспособности источника бесперебойного питания	Один год после окончания календарного года эксплуатации	Организация, эксплуатирующая СИКН, СИКНП
Акты отключения СИКН, СИКНП	Один год после окончания календарного года эксплуатации	Организация, эксплуатирующая СИКН, СИКНП
Журнал регистрации показаний СИ, входящих в состав СИКН, СИКНП	Пять лет	СИКН, СИКНП
Журнал регистрации установки, снятия и нарушения контрольных пломб организации, проводящей техническое обслуживание, и пломб поверителя на оборудовании и СИ	Один год после окончания	СИКН, СИКНП
Журнал регистрации установки, снятия и нарушения контрольных пломб принимающей и сдающей стороны на оборудовании и СИ	Один год после окончания	СИКН, СИКНП
Журнал регистрации протоколов КМХ, входящих в состав СИКН, СИКНП	Один год после окончания	Организация, эксплуатирующая СИКН, СИКНП
Журнал учета отказов СИ и оборудования, входящих в состав СИКН, СИКНП	До замены СИ и оборудования, входящих в состав СИКН, СИКНП, утилизации СИКН, СИКНП	СИКН, СИКНП
Перечень ЗИП, обменного фонда СИ и оборудования, входящих в состав СИКН, СИКНП	Один год после замены	Организация, эксплуатирующая СИКН, СИКНП
Технологические карты технического и метрологического обслуживания СИ, входящих в состав СИКН, СИКНП	Один год после замены	Организация, эксплуатирующая СИКН, СИКНП

Окончание таблицы И.2

Наименование документа	Срок хранения	Место хранения
Карты уставок защит и блокировок СИКН, СИКНП	Один год после замены	СИКН, СИКНП
[1] Допускается применение СИ, результаты измерений которых не применяются при получении результатов измерений массы нефти/нефтепродуктов, не утвержденного типа. [2] Для СИ, результаты измерений которых не применяются при получении результатов измерений массы нефти/нефтепродуктов, допускается оформлять методики калибровки. [3] Допускается формуляры вести в электронном виде в соответствии с ГОСТ 2.612. [4] Для СИ, результаты измерений которых не применяются при получении результатов измерений массы нефти/нефтепродуктов, допускается оформлять сертификаты калибровки.		

Приложение К
(обязательное)

Формы журналов регистрации установки, снятия и нарушения контрольных пломб и пломб поверителя

К.1 Форма журнала регистрации установки, снятия и нарушения контрольных пломб организации, проводящей техническое обслуживание, и пломб поверителя на оборудовании и средствах измерений

Объект (СИКН, СИКНП, ПУ)	Дата и время операции с пломбой	Номер пломбы или шифр клейма	Операция с пломбой (установка/снятие/нарушение)	Место операции с пломбой на СИКН, СИКНП, ПУ	Причина операции с пломбой	Представитель организации, проводящей техническое обслуживание СИКН/СИКНП		Представитель организации, эксплуатирующей СИКН/СИКНП		Представитель принимающей/сдающей стороны	
						И.О. Фамилия	Подпись	И.О. Фамилия	Подпись	И.О. Фамилия	Подпись

К.2 Форма журнала регистрации установки, снятия и нарушения контрольных пломб принимающей и сдающей стороны на оборудовании и средствах измерений

Объект (СИКН, СИКНП, ПУ)	Дата и время операции с пломбой	Номер пломбы или шифр клейма	Операция с пломбой (установка/снятие/нарушение)	Место операции с пломбой на СИКН, СИКНП, ПУ	Причина операции с пломбой	Представитель принимающей стороны		Представитель сдающей стороны	
						И.О. Фамилия	Подпись	И.О. Фамилия	Подпись

Приложение Л
(обязательное)

Форма журнала учета проведения технического обслуживания СИ и оборудования, входящих в состав СИКН, СИКНП

ЖУРНАЛ

учета проведения технического обслуживания СИ и оборудования, входящих в состав СИКН/СИКНП

Наименование СИ_____

СИКН/СИКНП _____

Наименование ПСП _____

Организация, проводящая техническое обслуживание СИКН/СИКНП _____

Начат «___» _____ 20__ г.

Закрыт «___» _____ 20__ г.

Сроки проведения технического обслуживания	Исполнитель работ		Результат проведенных работ	Отметка о приемке выполненных работ, заключение по техническому состоянию, должность, И.О. Фамилия
	Должность, И.О. Фамилия	Подпись		

Приложение М
(рекомендуемое)

Форма расчета расхода нефти и нефтепродуктов на входе в пробозаборное устройство и в трубопроводе БИК

Расчет расхода нефти и нефтепродуктов на входе в пробозаборное устройство и в трубопроводе БИК

Расчет расхода нефти/нефтепродуктов на входе в пробозаборное устройство и в трубопроводе БИК выполнен в соответствии с ГОСТ 2517, устанавливающим требование о равенстве скорости нефти/нефтепродуктов на входе в пробозаборное устройство и линейной скорости жидкости в трубопроводе в месте отбора проб в том же направлении (условие изокинетичности пробоотбора).

Значение расхода нефти/нефтепродуктов на входе в пробозаборное устройство и в трубопроводе БИК $Q_{пзу}$ = _____ м^3/ч. Рассчитано по формуле

$$Q_{пзу} = Q_{тр} \cdot \frac{S_{пзу}}{S_{тр}}, \quad (М.1)$$

где $Q_{тр}$ — текущий расход нефти/нефтепродуктов в трубопроводе в месте отбора проб, м^3/ч. $Q_{тр}$ = _____ м^3/ч;

$S_{пзу}$ — площадь входного поперечного сечения пробозаборного устройства, мм^2.

$S_{пзу}$ = _____ мм^2. Рассчитано по формуле:

- для пробозаборных устройств с трубками

$$S_{пзу} = \sum_{i=1}^{n} \frac{\pi \cdot d_i^2}{4}, \quad (М.2)$$

где π = 3,141592;

d — диаметр трубок пробозаборного устройства, мм. d = _____ мм;

i — номер трубки пробозаборного устройства;

n — количество трубок пробозаборного устройства;

- для пробозаборного устройства щелевого типа

$$S_{пзу} = \sum_{j=1}^{m} S_j, \quad (М.3)$$

где S_j — площадь каждого отверстия пробозаборного устройства;

j — номер отверстия пробозаборного устройства;

m — количество отверстий пробозаборного устройства;

$S_{тр}$ — площадь поперечного сечения трубопровода, мм^2. $S_{тр}$ = _____мм^2. Рассчитано по формуле

$$S_{тр} = \frac{\pi \cdot DN^2}{4}, \quad (М.4)$$

где DN — номинальный диаметр трубопровода, мм. DN = _____ мм.

Примечания

1 Фактическое значение расхода нефти/нефтепродуктов на входе в пробозаборное устройство и в трубопроводе БИК $Q_{пзу}$, м^3/ч, в соответствии с ГОСТ 2517 может отличаться от рассчитанного в два раза в большую или меньшую стороны.

2 Фактическое значение расхода при эксплуатации БИК — не менее требований по минимальному расходу для СИ в составе БИК.

От _____:
организация, проводящая техническое обслуживание СИКН/СИКНП

_____ _____ _____
должность И.О. Фамилия подпись

От _____:
организация, эксплуатирующая СИКН/СИКНП

_____ _____ _____
должность И.О. Фамилия подпись

От _____:
принимающая/сдающая сторона

_____ _____ _____
должность И.О. Фамилия подпись

Приложение Н
(рекомендуемое)

Формы документов технического и метрологического обслуживания

Н.1 Форма технологической карты технического и метрологического обслуживания

Введена в действие _____
наименование, номер и дата документа

_____
организация, эксплуатирующая СИКН/СИКНП

с «___» _____ 20__ г. сроком на_____.

Утверждена

_____
наименование документа

_____
организация, проводящая техническое обслуживание СИКН/СИКНП

№ ____ от «___» _____ 20__ г.

Технологическая карта №_____
технического и метрологического обслуживания

_____
наименование и тип обслуживаемого оборудования, СИ

Номер СИКН/СИКНП		Количество экземпляров оборудования или СИ в составе СИКН/СИКНП	

Вид работ	Профессия и разряд исполнителя/ трудоемкость, чел.-ч	Численность бригады, чел.	Расходные материалы			Приборы, инструмент	Нормативные и технические документы
			Наименование	Единицы измерений	Количество		

Наименование	Последовательность операций, выполняемых при проведении работ	Трудоемкость, чел.-ч

Н.2 Форма перечня работ, выполняемых при техническом обслуживании

Перечень работ, выполняемых при техническом обслуживании

_____ ПСП _____

наименование и тип обслуживаемого оборудования, СИ, СИКН/СИКНП, номер — наименование ПСП

УТВЕРЖДАЮ

_____
руководитель организации, эксплуатирующей СИКН/СИКНП

_____
организация, эксплуатирующая СИКН/СИКНП

_____
И.О. Фамилия

«___» _____ 20__ г.

УТВЕРЖДАЮ

_____
руководитель организации, проводящей техническое обслуживание СИКН/СИКНП

_____
организация, проводящая техническое обслуживание СИКН/СИКНП

_____
И.О. Фамилия

«___» _____ 20__ г.

Вид технического обслуживания	Работы организации, проводящей техническое обслуживание СИКН/СИКНП	Работы организации, эксплуатирующей СИКН/СИКНП

Ответственный представитель организации, эксплуатирующей СИКН/СИКНП

_____
должность

_____
И.О. Фамилия

Ответственный представитель организации, проводящей техническое обслуживание СИКН/СИКНП

_____
должность

_____
И.О. Фамилия

Приложение П
(рекомендуемое)

Рекомендуемая периодичность выполнения работ при эксплуатации СИКН, СИКНП

Рекомендуемая периодичность выполнения работ при эксплуатации СИКН, СИКНП приведена в таблице П.1.

Таблица П.1 — Рекомендуемая периодичность выполнения работ при эксплуатации СИКН, СИКНП

Выполняемые работы	Максимальная рекомендуемая периодичность выполнения работ	
	в первый год эксплуатации	в последующие годы эксплуатации
1 Блок измерительных линий		
1.1 СИ расхода		
1.1.1 КМХ	В соответствии с графиком КМХ СИ	В соответствии с графиком КМХ СИ
1.1.2 Техническое обслуживание	—	При подготовке к поверке
1.2 Преобразователи давления и температуры		
1.2.1 Контроль и обеспечение наличия рабочих жидкостей в термокарманах и манометрических узлах	1 мес	При подготовке к поверке
1.2.2 Сличение с показывающими приборами	1 мес	3 мес
1.2.3 Техническое обслуживание	—	При подготовке к поверке
1.3 Блок фильтров (фильтры)		
1.3.1 Ревизия и техническое обслуживание (замена фильтрующих элементов при необходимости)	2 мес	3 мес
1.4 Преобразователи дифференциального давления		
1.4.1 Техническое обслуживание	—	При подготовке к поверке
1.5 Струевыпрямительные секции		
1.5.1 Ревизия и техническое обслуживание	При демонтаже	При демонтаже
1.6 Запорная и регулирующая арматура		
1.6.1 Контроль герметичности	По графику КМХ СИ	По графику КМХ СИ
1.6.2 Ревизия и техническое обслуживание	6 мес	12 мес
1.7 Электроприводы		
1.7.1 Ревизия и техническое обслуживание, настройка конечных выключателей и моментов срабатывания	6 мес	12 мес
2 БИК		
2.1 Поточные СИ плотности		
2.1.1 КМХ	В соответствии с графиком КМХ СИ	В соответствии с графиком КМХ СИ
2.1.2 Техническое обслуживание	6 мес	При подготовке к поверке
2.2 Поточные СИ вязкости, объемной доли воды в нефти, массовой доли серы в нефти		
2.2.1 КМХ	В соответствии с графиком КМХ СИ	В соответствии с графиком КМХ СИ
2.2.2 Техническое обслуживание	3 мес	При подготовке к поверке

Окончание таблицы П.1

Выполняемые работы	Максимальная рекомендуемая периодичность выполнения работ	
	в первый год эксплуатации	в последующие годы эксплуатации
2.3 Преобразователи давления и температуры		
2.3.1 Контроль и обеспечение наличия рабочих жидкостей в термокарманах и манометрических узлах	1 мес	При подготовке к поверке
2.3.2 Сличение с показывающими СИ	1 мес	3 мес
2.3.3 Техническое обслуживание	6 мес	При подготовке к поверке
2.4 СИ расхода		
2.4.1 Техническое обслуживание	6 мес	При подготовке к калибровке
2.5 Пробоотборники		
2.5.1 Ревизия и техническое обслуживание	1 мес	3 мес
2.6 Циркуляционные насосы и системы промывки		
2.6.1 Техническое обслуживание	В соответствии с эксплуатационными документами	В соответствии с эксплуатационными документами
2.7 Индикатор (датчик) контроля наличия свободного газа в нефти		
2.7.1 Техническое обслуживание и контроль работоспособности по калибру	1 мес	3 мес
3 СОИ (функциональные блоки)		
3.1 Осмотр, промывка (чистка), подтяжка разъемов и клемных соединений	6 мес	При подготовке к поверке
3.2 Контроль технического состояния, настройка (регулировка) измерительных каналов	6 мес	При подготовке к поверке
4 АРМ оператора		
4.1 Техническое обслуживание	В соответствии с эксплуатационными документами	В соответствии с эксплуатационными документами
5 Пробозаборное устройство		
5.1 Ревизия, чистка	4 мес	4 мес
6 ПУ		
6.1 Трубопоршневая установка		
6.1.1 Замена масла в гидросистеме	6 мес	6 мес
6.1.2 Проверка работоспособности и настройка механизма переключения потока, проверка состояния сальниковых уплотнений	6 мес	12 мес
6.1.3 Ревизия, техническое обслуживание и настройка концевых выключателей потока	—	При подготовке к поверке
6.1.4 Осмотр, контроль геометрических размеров шаровых поршней	12 мес	12 мес
6.2 Другие ПУ, эталоны		
6.2.1 Техническое обслуживание	В соответствии с эксплуатационными документами	В соответствии с эксплуатационными документами

Приложение Р
(обязательное)

Форма графика контроля метрологических характеристик средств измерений

СОГЛАСОВАНО

_____
должность представителя сдающей/принимающей стороны

_____
организация

_____
И.О. Фамилия

«___» _____ 20__ г.

УТВЕРЖДАЮ

_____
руководитель организации, эксплуатирующей СИКН/СИКНП

_____
организация, эксплуатирующая СИКН/СИКНП

_____
И.О. Фамилия

«___» _____ 20__ г.

ГРАФИК

контроля метрологических характеристик средств измерений
на _____год

СИКН/СИКНП №_____

Наименование и тип СИ[1)]	Заводской номер (номер позиции)	Даты проведения по месяцам											
		Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь

[1)] Приводят наименование СИ в соответствии с информацией, приведенной в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.

Примечания

1 Допускается отклонение от даты проведения работ, установленной графиком КМХ СИ, в пределах ±3 сут.

2 Для СИКН, СИКНП (передвижных) и СИКН, СИКНП с периодическим режимом работы допускается отклонение от даты проведения работ, установленной графиком КМХ СИ, с учетом графиков транспортировки нефти/нефтепродуктов.

СОГЛАСОВАНО

_____
должность

_____
организация, эксплуатирующая СИКН/СИКНП

_____
И.О. Фамилия

«___» _____ 20__ г.

ИСПОЛНИТЕЛЬ РАБОТ

_____
должность

_____
организация

_____
И.О. Фамилия

«___» _____ 20__ г.

Приложение С
(обязательное)

Форма журнала регистрации протоколов контроля метрологических характеристик средств измерений, входящих в состав СИКН, СИКНП

ЖУРНАЛ

регистрации протоколов контроля метрологических характеристик средств измерений, входящих в состав СИКН/СИКНП

Наименование СИ_____

СИКН/СИКНП _____

Наименование ПСП _____

Начат «___» _____ 20__ г.

Закрыт «___» _____ 20__ г.

Дата	Номер протокола КМХ	Наименование протокола КМХ	Результат КМХ (значение максимального отклонения, годно/не годно к эксплуатации)	Представитель организации, эксплуатирующей СИКН/СИКНП	
				Должность, И.О. Фамилия	Подпись

Приложение Т
(обязательное)

Форма акта установления интервала между контролем метрологических характеристик средств измерений

АКТ

установления интервала между контролем метрологических характеристик средств измерений

Настоящим актом подтверждаем, что на основании результатов измерений, проведенных в период с «____» _____ 20___ г. по «____» _____ 20___ г., для _____, входящих в состав
СИ

_____ _____
СИКН/СИКНП ПСП

_____
производственное подразделение организации, эксплуатирующей СИКН/СИКНП

интервал проведения КМХ устанавливается _____ календарных дней.

Приложения: копии документов, на основании которых установлен интервал проведения КМХ.

Подписи полномочных представителей:

От _____:
организация, проводящая техническое обслуживание СИКН/СИКНП

_____ _____ _____
должность И.О. Фамилия подпись

От _____:
организация, эксплуатирующая СИКН/СИКНП

_____ _____ _____
должность И.О. Фамилия подпись

От _____:
принимающая/сдающая сторона

_____ _____ _____
должность И.О. Фамилия подпись

Приложение У
(рекомендуемое)

Формы протоколов контроля метрологических характеристик средств измерений расхода

У.1 Форма протокола контроля метрологических характеристик посредством сравнения коэффициентов преобразования при измерениях расхода рабочими, резервными средствами измерений объемного расхода и контрольно-резервными средствами измерений, эталонами единицы объемного расхода

ПРОТОКОЛ

контроля метрологических характеристик посредством сравнения коэффициентов преобразования при измерениях расхода рабочими, резервными средствами измерений объемного расхода и контрольно-резервными средствами измерений, эталонами единицы объемного расхода

Тип СИ объемного расхода _____	Тип контрольного СИ объемного расхода _____
Заводской номер _____	Заводской номер _____
Пределы допускаемой относительной погрешности, % _____	Пределы допускаемой относительной погрешности, % _____
СИКН/СИКНП _____	Дата поверки _____
ПСП _____	Вязкость нефти/нефтепродуктов при КМХ, мм^2/с (сСт) _____

1 Исходные данные

Расход Q, м^3/ч или f/v, Гц/мм^2/с для СИ расхода					Коэффициент преобразования контрольно-резервного СИ объемного расхода/эталона единицы объемного расхода в точках расходов K_{Qi}, имп./м^3					Для рабочей жидкости[1)]		
Q_1/ f/ v_1	Q_2 / f/ v_2	…	Q_{n-1}/ f/ v_{n-1}	Q_n/ f/ v_n	K_{Q1}	K_{Q2}	…	$K_{Q_{n-1}}$	K_{Q_n}	Плотность ρ_t, кг/м^3	Коэффициент объемного расширения β_{15}/β_{20}, °С$^{-1}$	Коэффициент сжимаемости γ_{15}/γ_{20}, МПа$^{-1}$

[1)] При наличии в СОИ алгоритма измерений и вычислений результатов КМХ по контрольно-резервным СИ, эталонам единицы объема графу не заполняют.

2 Результаты измерений и вычислений

Номер поддиапазона	Номер измерений	Расход Q, м³/ч	Частота f_{ij}, Гц или f^2/v, Гц/мм²/с (сСт)	Контрольно-резервное СИ объемного расхода/эталон единицы объемного расхода		Рабочее/резервное СИ объемного расхода		Коэффициент k_{ij}^{tP}	Количество импульсов контрольно-резервного СИ объемного расхода/эталона единицы объемного расхода $N_{конij}$, имп.	Количество импульсов рабочего/резервного СИ объемного расхода $N_{прij}$, имп.	Коэффициент преобразования рабочего/резервного СИ объемного расхода $K_{прij}$, имп./м³	Усредненный коэффициент преобразования рабочего/резервного СИ объемного расхода $K_{прj}$, имп./м³	Коэффициент преобразования в СОИ $K_{пр.расчj}$, имп./м³	Относительное отклонение δ_j, %
				Температура $t_{конij}$, °С	Давление $P_{конij}$, МПа	Температура $t_{прij}$, °С	Давление $P_{прij}$, МПа							
1	1													
	2													
	n–1													
	n													
m–1														
m	1													
	2													
	n–1													
	n													

Расчеты проведены в соответствии с _____
наименование документа, в соответствии с которым проведены расчеты

3 Заключение

Максимальное относительное отклонение[1)] δ = «+» или «–» _____ %.
СИ объемного расхода годно/не годно к дальнейшей эксплуатации.
Дата проведения КМХ: «___» _____ 20__ г.
Подписи лиц, проводивших КМХ:

От _____:
организация, проводящая техническое обслуживание СИКН/СИКНП

_____ _____ _____
должность И.О. Фамилия подпись

От _____:
организация, эксплуатирующая СИКН/СИКНП

_____ _____ _____
должность И.О. Фамилия подпись

От _____:
принимающая/сдающая сторона

_____ _____ _____
должность И.О. Фамилия подпись

1) Приводят значение максимального относительного отклонения, округленное до двух знаков после запятой в большую сторону.

У.2 Форма протокола контроля метрологических характеристик посредством сравнения коэффициентов преобразования при измерениях расхода рабочими, резервными средствами измерений объемного расхода с поверочными установками

ПРОТОКОЛ

контроля метрологических характеристик посредством сравнения коэффициентов преобразования при измерениях расхода рабочими, резервными средствами измерений объемного расхода с поверочными установками

Тип СИ объемного расхода _____	Тип ПУ _____
Заводской номер _____	Заводской номер _____
Пределы допускаемой относительной погрешности, % _____	Пределы допускаемой относительной погрешности, % _____
СИКН/СИКНП _____	Дата поверки _____
ПСП _____	Вязкость нефти/нефтепродуктов при КМХ, мм^2/с (сСт) _____

1 Исходные данные

Характеристики трубопоршневой установки							Характеристики рабочей жидкости[1)]			Расход Q, м^3/ч или f/v, Гц/мм^2/с (сСт), для СИ расхода					Характеристики компакт-прувера[2)]	
Объем калиброванного участка при прямом ходе поршня, приведенный к рабочим условиям, $V_{0(1\text{-}2)}$, м^3	Объем калиброванного участка при обратном ходе поршня, приведенный к рабочим условиям, $V_{0(2\text{-}1)}$, м^3	Объем калиброванного участка при прямом и обратном ходе поршня, приведенный к рабочим условиям, $V_{ij(1\text{-}2\text{-}1)}$, м^3	Диаметр калиброванного участка D, мм	Толщина стенок калиброванного участка S, мм	Модуль упругости материала стенок E, МПа	Коэффициент линейного расширения материала стенок калиброванного участка α_t, °С$^{-1}$	Плотность ρ_t, кг/м^3	Коэффициент объемного расширения β_{15}/β_{20}, °С$^{-1}$	Коэффициент сжимаемости γ_{15}/γ_{20}, МПа$^{-1}$	$Q_1/f/v_1$	$Q_2/f/v_2$	...	$Q_{n-1}/f/v_{n-1}$	$Q_n/f/v_n$	Коэффициент линейного расширения материала стенок цилиндра α_{K1}, 1/°С	Коэффициент линейного расширения материала планки с детекторами $\alpha_д$, 1/°С

[1)] При наличии в СОИ алгоритма измерений и вычислений результатов КМХ по ПУ не заполняют.
[2)] Заполняют при применении компакт-прувера.

2 Результаты измерений и вычислений

Номер поддиапазона	Номер измерений	Расход Q, м^3/ч	Частота f_{ij}, Гц или f/ν, Гц/мм^2/с (сСт)	ПУ		Рабочее, резервное СИ расхода		Коэффициент k_{ij}^{tP}	Объем калиброванного участка при прямом ходе поршня $V_{конij(1\text{-}2)}$, м^3	Объем калиброванного участка при обратном ходе поршня $V_{конij(1\text{-}2)}$, м^3	Объем калиброванного участка при прямом и обратном ходе поршня $V_{конij(1\text{-}2\text{-}1)}$, м^3	Количество импульсов N_{ij}, имп.	Коэффициент преобразования K_{ij}, имп./м^3	Усредненный коэффициент преобразования K_j, имп./м^3	Коэффициент преобразования в СОИ $K_{расчj}$, имп./ м^3	Относительное отклонение δ_j, %
				Температура $t_{конij}$, °С	Давление $P_{конij}$, МПа	Температура $t_{прij}$, °С	Давление $P_{прij}$,МПа									
1	1															
	2															
	n–1															
	n															
m–1																
m	1															
	2															
	n–1															
	n															

Расчеты проведены в соответствии с _____

наименование документа, в соответствии с которым проведены расчеты

3 Заключение

Максимальное относительное отклонение[1)] δ = «+» или «–» _____ %.

СИ объемного расхода годно/не годно к дальнейшей эксплуатации.

Дата проведения КМХ: «___» _____ 20__ г.

Подписи лиц, проводивших КМХ:

От _____:

организация, проводящая техническое обслуживание СИКН/СИКНП

_____ _____ _____

должность И.О. Фамилия подпись

От _____:

организация, эксплуатирующая СИКН/СИКНП

_____ _____ _____

должность И.О. Фамилия подпись

От _____:

принимающая/сдающая сторона

_____ _____ _____

должность И.О. Фамилия подпись

1) Приводят значение максимального относительного отклонения, округленное до двух знаков после запятой в большую сторону.

У.3 Форма протокола контроля метрологических характеристик посредством сравнения результатов измерений объемов рабочими, резервными средствами измерений объемного расхода и контрольно-резервными средствами измерений, эталонами единицы объемного расхода

ПРОТОКОЛ

контроля метрологических характеристик посредством сравнения результатов измерений объемов рабочими, резервными средствами измерений объемного расхода и контрольно-резервными средствами измерений, эталонами единицы объемного расхода

Тип СИ объемного расхода _____	Тип контрольного СИ объемного расхода _____
Заводской номер _____	Заводской номер _____
Пределы допускаемой относительной погрешности, % _____	Пределы допускаемой относительной погрешности, % _____
СИКН/СИКНП _____	Дата поверки _____
ПСП _____	Вязкость нефти/нефтепродуктов при КМХ, мм^2/с (сСт) _____

1 Результаты измерений и вычислений

Номер поддиапазона m	Номер измерения n	Контрольно-резервное СИ объемного расхода/эталон единицы объемного расхода			Рабочее/резервное СИ объемного расхода			Объем нефти/нефтепродуктов, измеренный контрольно-резервным СИ объемного расхода/эталоном единицы объемного расхода, при рабочих условиях или приведенный к стандартным условиям[1] $V_{конij}$, м^3	Объем нефти/нефтепродуктов, измеренный рабочим/резервным СИ объемного расхода, при рабочих условиях или приведенный к стандартным условиям[1] $V_{прij}$, м^3	Относительное отклонение δ_{ij}, %
		Расход $Q_{конij}$, м^3/ч	Температура $t_{конij}$, °С	Давление $P_{конij}$, МПа	Расход $Q_{прij}$, м^3/ч	Температура $t_{прij}$, °С	Давление $P_{прij}$, МПа			
1	1									
	2									
	n–1									
	n									
m–1										
m	1									
	2									
	n–1									
	n									

[1] Указывают значения, приведенные к 15 °С или 20 °С.

Расчеты проведены в соответствии с _____

наименование документа, в соответствии с которым проведены расчеты

2 Заключение

Максимальное относительное отклонение[1)] δ = «+» или «–» _____ %.

СИ объемного расхода годно/не годно к дальнейшей эксплуатации.

Дата проведения КМХ: «___» _____ 20__ г.

Подписи лиц, проводивших КМХ:

От _____:
организация, проводящая техническое обслуживание СИКН/СИКНП

_____ _____ _____
должность И.О. Фамилия подпись

От _____:
организация, эксплуатирующая СИКН/СИКНП

_____ _____ _____
должность И.О. Фамилия подпись

От _____:
принимающая/сдающая сторона

_____ _____ _____
должность И.О. Фамилия подпись

[1)] Приводят значение максимального относительного отклонения, округленное до двух знаков после запятой в большую сторону.

У.4 Форма протокола контроля метрологических характеристик посредством сравнения результатов измерений объемов рабочими, резервными средствами измерений объемного расхода с поверочными установками

ПРОТОКОЛ

контроля метрологических характеристик посредством сравнения результатов измерений объемов рабочими, резервными средствами измерений объемного расхода с поверочными установками

Тип СИ объемного расхода _____	Тип ПУ _____
Заводской номер _____	Заводской номер _____
Пределы допускаемой	Пределы допускаемой относительной погрешности, % _____
относительной погрешности, % _____	Дата поверки _____
СИКН/СИКНП _____	Вязкость нефти/нефтепродуктов при КМХ, мм^2/с (сСт) _____
ПСП _____	

1 Исходные данные

Характеристики трубопоршневой установки							Характеристики рабочей жидкости[1)]			Расход Q, м^3/ч, или f/v, Гц/мм^2/с (сСт), для СИ расхода					Характеристики компакт-прувера[2)]	
Объем калиброванного участка при прямом ходе поршня, приведенный к рабочим условиям, $V_{0(1\text{-}2)}$, м^3	Объем калиброванного участка при обратном ходе поршня, приведенный к рабочим условиям, $V_{0(2\text{-}1)}$, м^3	Объем калиброванного участка при прямом и обратном ходе поршня, приведенный к рабочим условиям, $V_{ij(1\text{-}2\text{-}1)}$, м^3	Диаметр калиброванного участка D, мм	Толщина стенок калиброванного участка S, мм	Модуль упругости материала стенок E, МПа	Коэффициент линейного расширения материала стенок калиброванного участка α_t, °С$^{-1}$	Плотность ρ_t, кг/м^3	Коэффициент объемного расширения β_{15}/β_{20}, °С$^{-1}$	Коэффициент сжимаемости γ_{15}/γ_{20}, МПа$^{-1}$	$Q_1/f/v_1$	$Q_2/f/v_2$	...	$Q_{n-1}/f/v_{n-1}$	$Q_n/f/v_n$	Коэффициент линейного расширения материала стенок цилиндра $\alpha_{к1}$, 1/°С	Коэффициент линейного расширения материала планки с детекторами $\alpha_д$, 1/°С

[1)] При наличии в СОИ алгоритма измерений и вычислений результатов КМХ по ПУ не заполняют.
[2)] Заполняют при применении компакт-прувера.

2 Результаты измерений и вычислений

Номер поддиапазона m	Номер измерений n	Расход Q, м^3/ч	Частота f_{ij}, Гц или f/ν, Гц/мм^2/с (сСт)	ПУ		Рабочее, резервное СИ объемного расхода		Коэффициент k_{ij}^{tP} по ГОСТ Р 8.908	Объем нефти/нефтепродуктов, измеренный ПУ, при рабочих условиях или приведенный к стандартным условиям[1] $V_{конij}$, м^3	Объем нефти/нефтепродуктов, измеренный рабочим/резервным СИ объемного расхода, при рабочих условиях или приведенный к стандартным условиям[1] $V_{прij}$, м^3	Относительное отклонение δ_{ij}, %
				Температура $t_{конij}$, °С	Давление $P_{конij}$, МПа	Температура $t_{прij}$, °С	Давление $P_{прij}$, МПа				
1	1										
	2										
	$n-1$										
	n										
$m-1$											
m	1										
	2										
	$n-1$										
	n										

[1] Указывают значения, приведенные к 15 °С или 20 °С.

Расчеты проведены в соответствии с _____
наименование документа, в соответствии с которым проведены расчеты

3 Заключение

Максимальное относительное отклонение[1] δ = «+» или «–» _____ %.
СИ объемного расхода годно/не годно к дальнейшей эксплуатации.
Дата проведения КМХ: «___» _____ 20__ г.

Подписи лиц, проводивших КМХ:

От _____:
организация, проводящая техническое обслуживание СИКН/СИКНП

_____ _____ _____
должность И.О. Фамилия подпись

От _____:
организация, эксплуатирующая СИКН/СИКНП

_____ _____ _____
должность И.О. Фамилия подпись

От _____:
принимающая/сдающая сторона

_____ _____ _____
должность И.О. Фамилия подпись

[1] Приводят значение максимального относительного отклонения, округленное до двух знаков после запятой в большую сторону.

У.5 Форма протокола контроля метрологических характеристик рабочих, резервных средств измерений массового расхода по контрольно-резервным средствам измерений, эталонам единицы массового расхода

ПРОТОКОЛ

контроля метрологических характеристик рабочих, резервных СИ массового расхода по контрольно-резервным СИ расхода, эталонам единицы массового расхода

Тип СИ массового расхода _____ Заводской номер _____ Пределы допускаемой относительной погрешности, %_____ СИКН/СИКНП _____ ПСП _____	Тип контрольного СИ массового расхода _____ Заводской номер _____ Пределы допускаемой относительной погрешности, % _____ Дата поверки _____

1 Результаты измерений и вычислений

Номер поддиапазона m	Номер измерения n	Расход контрольно-резервного СИ массового расхода/эталона единицы расхода $Q_{конij}$, т/ч	Расход рабочего/резервного СИ массового расхода $Q_{прij}$, т/ч	Масса нефти/нефтепродуктов, измеренная контрольно-резервным СИ массового расхода/эталоном единицы расхода $M_{конij}$, т	Масса нефти/нефтепродуктов, измеренная рабочим/резервным СИ массового расхода $M_{прij}$, т	Относительное отклонение δ_{ij}, %
1	1					
	2					
	n–1					
	n					
m–1						
m	1					
	2					
	n–1					
	n					

Расчеты проведены в соответствии с _____
наименование документа, в соответствии с которым проведены расчеты

2 Заключение

Максимальное относительное отклонение [1] δ = «+» или «–» _____ %.
СИ массового расхода годно/не годно к дальнейшей эксплуатации.

Дата проведения КМХ: «___» _____ 20__ г.

Подписи лиц, проводивших КМХ:

От _____:
организация, проводящая техническое обслуживание СИКН/СИКНП

_____ _____ _____
должность И.О. Фамилия подпись

От _____:
организация, эксплуатирующая СИКН/СИКНП

_____ _____ _____
должность И.О. Фамилия подпись

От _____:
принимающая/сдающая сторона

_____ _____ _____
должность И.О. Фамилия подпись

[1] Приводят значение максимальной допускаемой относительной погрешности, округленное до двух знаков после запятой в большую сторону.

У.6 Форма протокола контроля метрологических характеристик рабочих, резервных средств измерений массового расхода по поверочным установкам

ПРОТОКОЛ

контроля метрологических характеристик рабочих, резервных СИ массового расхода по поверочным установкам

Тип СИ массового расхода _____	Тип ПУ _____
Заводской номер _____	Заводской номер _____
Пределы допускаемой относительной погрешности, % _____	Пределы допускаемой относительной погрешности, % _____
СИКН/СИКНП _____	Дата поверки _____
ПСП _____	

1 Исходные данные

Характеристики трубопоршневой установки								Характеристики поточного СИ плотности		Характеристики СОИ		СИ расхода	Характеристики компакт-прувера[1)]	
Детекторы	Объем калиброванного участка $V_0^{тпу}$, м^3	Пределы допускаемой относительной погрешности $\delta_{тпу}$, %	Внутренний диаметр калиброванного участка D, мм	Толщина стенок калиброванного участка S, мм	Модуль упругости материала стенок E, МПа	Коэффициент линейного расширения материала стенок калиброванного участка α_t, °С$^{-1}$	Пределы допускаемой абсолютной погрешности преобразователей температуры $\Delta t_{тпу}$, °С	Пределы допускаемой приведенной погрешности $\delta_{п.п}$, %	Пределы допускаемой абсолютной погрешности $\Delta t_{п.п}$, °С	Пределы допускаемой относительной погрешности $\delta_к^{СОИ}$, %	Коэффициент преобразования $KF_{коэф}$, имп./т	Стабильность нуля ZS, т/ч	Коэффициент линейного расширения материала стенок цилиндра $\alpha_{к1}$, 1/°С	Коэффициент линейного расширения материала планки с детекторами $\alpha_д$, 1/°С

[1)] Заполняется при применении компакт-прувера.

2 Результаты измерений и вычислений

Номер поддиапазона m	Номер измерения n	Расход Q_{ij}, т/ч	ПУ			БИК			СИ массового расхода	Объем нефти/нефтепродуктов, измеренный ПУ, при рабочих условиях или приведенный к стандартным условиям[1] $V^{ТПУ}_{прij}$, м^3	Плотность нефти/нефтепродуктов, при рабочих условиях или приведенный к стандартным условиям[1] $\rho^{п.п}_{прij}$, кг/м^3	Масса нефти/нефтепродуктов, измеренная ПУ $M_{конij}$, т	Масса нефти/нефтепродуктов, измеренная СИ массового расхода $M_{прij}$, т	Относительное отклонение δ_{ij}, %
			Время $T_{конij}$, с	Температура $t^{ТПУ}_{конij}$, °С	Давление $P^{ТПУ}_{конij}$, МПа	Плотность нефти/нефтепродуктов $\rho^{п.п}_{ij}$, кг/м^3	Температура нефти/нефтепродуктов $t^{п.п}_{ij}$, °С	Давление нефти/нефтепродуктов $P^{п.п}_{ij}$, МПа	Количество импульсов $N^{мас}_{прij}$, имп					
1	1													
	2													
	n–1													
	n													
m–1														
m	1													
	2													
	n–1													
	n													

[1] Указывают значения, приведенные к 15 °С или 20 °С.

Расчеты проведены в соответствии с _____
наименование документа, в соответствии с которым проведены расчеты

3 Заключение

Максимальное относительное отклонение[1] δ = «+» или «–» _____ %.

СИ массового расхода годно/не годно к дальнейшей эксплуатации.

Дата проведения КМХ: «___» _____ 20__ г.

Подписи лиц, проводивших КМХ:

От _____:
организация, проводящая техническое обслуживание СИКН/СИКНП

_____ _____ _____
должность И.О. Фамилия подпись

От _____:
организация, эксплуатирующая СИКН/СИКНП

_____ _____ _____
должность И.О. Фамилия подпись

От _____:
принимающая/сдающая сторона

_____ _____ _____
должность И.О. Фамилия подпись

[1] Приводят значение максимальной допускаемой относительной погрешности, округленное до двух знаков после запятой в большую сторону.

Приложение Ф
(обязательное)

Формы протоколов контроля метрологических характеристик поточных средств измерений плотности

Ф.1 Форма протокола контроля метрологических характеристик рабочих, резервных поточных средств измерений плотности по поточным эталонам единицы плотности, рабочих поточных средств измерений плотности по резервным поточным средствам измерений плотности

ПРОТОКОЛ

контроля метрологических характеристик рабочих, резервных поточных СИ плотности по поточным эталонам единицы плотности, рабочих поточных СИ плотности по резервным поточным СИ плотности

СИКН/СИКНП _____	ПСП _____

1 Исходные данные

Данные	Рабочее/резервное поточное СИ плотности	Поточный эталон единицы плотности/резервное поточное СИ плотности
Тип, марка		
Заводской номер		
Дата последней поверки		
Дата последней промывки (чистки) поточного СИ плотности, установленного в БИК стационарно		
Пределы допускаемой абсолютной погрешности, кг/м^3		

2 Результаты измерений и контроля

Номер измерений i	Показатели нефти/нефтепродуктов в БИК			Плотность нефти/нефтепродуктов, измеренная при i-м измерении, кг/м^3		$\lvert\rho_{плi} - \rho_{эт i}\rvert$, кг/м^3
	Расход Q_i, м^3/ч	Температура t_i, °С	Давление P_i, МПа	рабочим/резервным поточными СИ $\rho_{плi}$ или поточным эталоном единицы плотности/резервным поточным СИ $\rho_{эт i}$	поточным эталоном единицы плотности/резервным поточным СИ $\rho_{эт i}$	

Расчеты проведены в соответствии с _____
наименование документа, в соответствии с которым проведены расчеты

Условие КМХ: $|\rho_{плi} - \rho_{эт i}| \le |\Delta_{пл}| + |\Delta_{эт}|$

3 Заключение

Поточное СИ плотности годно/не годно к дальнейшей эксплуатации.

Дата проведения КМХ: «___» _____ 20__ г.

Подписи лиц, проводивших КМХ:

От _____:
организация, проводящая техническое обслуживание СИКН/СИКНП

_____ _____ _____
должность И.О. Фамилия подпись

От _____:
организация, эксплуатирующая СИКН/СИКНП

_____ _____ _____
должность И.О. Фамилия подпись

От _____:
принимающая/сдающая сторона

_____ _____ _____
должность И.О. Фамилия подпись

Ф.2 Форма протокола контроля метрологических характеристик рабочих, резервных поточных средств измерений плотности по переносным эталонам единицы плотности (пикнометрам)[1)]

ПРОТОКОЛ

контроля метрологических характеристик рабочих, резервных поточных СИ плотности по переносным эталонам единицы плотности (пикнометрам)

СИКН/СИКНП _____	ПСП _____

1 Исходные данные

Данные	Значения	
	Пикнометр 1	Пикнометр 2
1 Комплект переносного эталона единицы плотности		
1.1 Напорный пикнометр		
1.1.1 Тип, марка		
1.1.2 Заводской номер		
1.1.3 Дата поверки		
1.1.4 Масса пикнометра, г		
1.1.5 Абсолютная погрешность определения массы пикнометра, г		
1.1.6 Вместимость пикнометра, $см^3$		
1.1.7 Абсолютная погрешность определения вместимости пикнометра, $см^3$		
1.1.8 Коэффициент изменения вместимости пикнометра от давления, МПа ($см^3$/бар)		
1.1.9 Коэффициент изменения вместимости пикнометра от температуры, $см^3$/°С		
1.1.10 Температура при поверке пикнометра, °С		
1.1.11 Пределы допускаемой абсолютной погрешности, $кг/м^3$		
1.2 Весы электронные		
1.2.1 Тип, марка		
1.2.2 Заводской номер		
1.2.3 Дата поверки		
1.2.4 Пределы измерений, г		
1.2.5 Пределы допускаемой абсолютной погрешности, г		
1.3 СИ температуры		
1.3.1 Тип, марка		
1.3.2 Заводской номер		

[1)] Данная форма используется при применении пикнометров. При применении других СИ форма может быть скорректирована с учетом специфики применяемых СИ.

Окончание таблицы

Данные	Значения	
	Пикнометр 1	Пикнометр 2
1.3.3 Дата поверки		
1.3.4 Пределы измерений, °С		
1.3.5 Пределы допускаемой абсолютной погрешности, °С		
1.4 СИ давления		
1.4.1 Тип, марка		
1.4.2 Заводской номер		
1.4.3 Дата поверки		
1.4.4 Пределы измерений, МПа (бар)		
1.4.5 Пределы допускаемой основной приведенной погрешности, %		
1.5 Пределы допускаемой абсолютной погрешности пикнометрической установки, кг/м^3		
2 Рабочий/резервный поточный СИ плотности		
2.1 Тип, марка		
2.2 Заводской номер		
2.3 Дата поверки		
2.4 Пределы допускаемой абсолютной погрешности, кг/м^3		
3 Параметры окружающей среды		
3.1 Температура, °С		
3.2 Давление, кПа (мм рт.ст.)		
3.3 Относительная влажность воздуха, %		

2 Результаты измерений, вычислений и контроля

Показатели нефти/нефтепродуктов на рабочем/резервном поточном СИ плотности				Показатели нефти/нефтепродуктов на переносном эталоне единицы плотности							$\lvert\rho_{пл} - \rho_{п.эт}\rvert$, кг/м^3
Расход Q, м^3/ч	Температура $t_р$, °С	Давление $P_{пл}$, МПа	Плотность $\rho_{пл}$, кг/м^3	Пикнометр	Масса порожнего $И_п$, г	Масса заполненного $И_з$, г	Температура $t_{пик}$, °С	Давление $P_{пик}$, МПа	Средняя плотность $\rho_{пср}$, кг/м^3	Плотность, приведенная к условиям измерений рабочим/резервным поточном СИ плотности, $\rho_{п.эт}$, кг/м^3	
				1							
				2							

Расчеты проведены в соответствии с _____
наименование документа, в соответствии с которым проведены расчеты

Условие КМХ: $\lvert\rho_{пл} - \rho_{п.эт}\rvert \le \lvert\Delta_{пл}\rvert + \lvert\Delta_{п.эт}\rvert$

3 Заключение

Поточное СИ плотности годно/не годно к дальнейшей эксплуатации.

Дата проведения КМХ: «___» _____ 20__ г.

Подписи лиц, проводивших КМХ:

От _____:
организация, проводящая техническое обслуживание СИКН/СИКНП

_____ _____ _____
должность И.О. Фамилия подпись

От _____:
организация, эксплуатирующая СИКН/СИКНП

_____ _____ _____
должность И.О. Фамилия подпись

От _____:
принимающая/сдающая сторона

_____ _____ _____
должность И.О. Фамилия подпись

Ф.3 Форма протокола контроля метрологических характеристик рабочих, резервных поточных средств измерений плотности по лабораторным или переносным средствам измерений плотности

ПРОТОКОЛ

контроля метрологических характеристик рабочих, резервных поточных СИ плотности по лабораторным или переносным СИ плотности

СИКН/СИКНП _____	ПСП _____

1 Исходные данные

Данные	Рабочее/ резервное поточное СИ плотности	Лабораторное СИ плотности
Тип, марка		
Заводской номер		
Дата последней поверки		
Пределы допускаемой абсолютной погрешности, кг/м^3		
Систематическая погрешность метода определения плотности нефти/ нефтепродуктов лабораторным или переносным СИ плотности в соответствии со свидетельством об аттестации методики измерений плотности на СИКН/СИКНП, кг/м^3 (со знаком)		
Погрешность метода определения плотности нефти/нефтепродуктов лабораторным или переносным СИ плотности в соответствии со свидетельством об аттестации методики измерений плотности на СИКН/СИКНП, кг/м^3 (без знака)		

2 Результаты измерений и контроля

Номер измерений	Показатели нефти/нефтепродуктов в БИК			Плотность нефти/нефтепродуктов, измеренная рабочими/резервными поточными СИ плотности при *i*-м измерении $\rho_{пл i}$, кг/м^3	Показатели нефти/нефтепродуктов по лабораторному или переносному СИ плотности					$\lvert\rho_{пл i} - \rho_{л.пр i}\rvert$, кг/м^3
	Расход Q, м^3/ч	Температура $t_{пл i}$, °С	Давление $P_{пл}$, МПа		Измеренная плотность $\rho_{изм i}$, кг/м^3	Температура $t_{л.пр i}$, °С	Коэффициент объемного расширения β_{15}/β_{20}, °С$^{-1}$	Коэффициент сжимаемости γ_{15}/γ_{20}, МПа$^{-1}$	Плотность, приведенная к условиям измерений в БИК, $\rho_{л.пр i}$, кг/м^3	

Расчеты проведены в соответствии с _____
наименование документа, в соответствии с которым проведены расчеты

Условие КМХ: $\lvert\rho_{пл i} - \rho_{л.пр i}\rvert \le \lvert\Delta_{пл}\rvert + \lvert\Delta_{мет}\rvert$

3 Заключение

Поточное СИ плотности годно/не годно к дальнейшей эксплуатации.
Дата проведения КМХ: «___» _____ 20 __ г.

Подписи лиц, проводивших КМХ:

От _____:
организация, проводящая техническое обслуживание СИКН/СИКНП

_____ _____ _____
должность И.О. Фамилия подпись

От _____:
организация, эксплуатирующая СИКН/СИКНП

_____ _____ _____
должность И.О. Фамилия подпись

От _____:
принимающая/сдающая сторона

_____ _____ _____
должность И.О. Фамилия подпись

Приложение Ц
(обязательное)

Форма протокола контроля метрологических характеристик поточных средств измерений вязкости, объемной доли воды в нефти, массовой доли серы в нефти

ПРОТОКОЛ

контроля метрологических характеристик поточных СИ вязкости/объемной доли воды в нефти/массовой доли серы в нефти

СИКН/СИКНП _____	ПСП _____

1 Исходные данные

Данные	Рабочее/резервное поточное СИ	Эталон/ резервное поточное СИ/лабораторное СИ
Тип, марка		
Заводской номер		
Дата последней поверки		
Пределы допускаемой абсолютной погрешности		

2 Результаты измерений и контроля

Номер измерений	Результаты измерений		Показатели нефти/нефтепродуктов в БИК			$\lvert\eta^{Д}_{п.вз} - \eta^{Д}_{эт}\rvert$ / $\lvert\eta^{К}_{п.вз} - \eta^{К}_{эт}\rvert$ / $\lvert\nu_{п.вз} - \nu_{лаб}\rvert$/ $\lvert\varphi_{п.влi} - \varphi_{эт i}\rvert$ / $\lvert\varphi_{п.влi} - \varphi_{рез i}\rvert$/ $\lvert W_{п.влi} - W_{эт i}\rvert$/ $\lvert S_{п.с} - S_{лаб}\rvert$
	Рабочим/резервным поточным СИ	Эталоном/резервным поточным СИ/лабораторным СИ	Расход Q, м^3/ч	Температура t_i, °С	Давление $P_{пл}$, МПа	

Расчеты проведены в соответствии с _____
наименование документа, в соответствии с которым проведены расчеты

Условие КМХ: $\lvert\eta^{Д}_{п.вз} - \eta^{Д}_{эт}\rvert \le \lvert\Delta^{Д}_{п.вз}\rvert + \lvert\Delta^{Д}_{эт}\rvert$ / $\lvert\eta^{К}_{п.вз} - \eta^{К}_{эт}\rvert \le \lvert\Delta^{К}_{п.вз}\rvert + \lvert\Delta^{К}_{эт}\rvert$ / $\lvert\nu_{п.вз} - \nu_{лаб}\rvert \le \lvert\Delta_{мет}\rvert + \lvert\Delta_{лаб}\rvert$ / $\lvert\varphi_{п.влi} - \varphi_{эт i}\rvert \le \lvert\Delta_{п.влi}\rvert + \lvert\Delta_{эт i}\rvert$ / $\lvert W_{п.влi} - W_{эт i}\rvert \le \lvert\Delta_{W_{п.влi}}\rvert + \lvert\Delta_{W_{эт i}}\rvert$ / $\lvert\varphi_{п.влi} - \varphi_{рез i}\rvert \le \lvert\Delta_{п.влi}\rvert + \lvert\Delta_{рез i}\rvert$ / $\lvert S_{п.с} - S_{лаб}\rvert \le \lvert\Delta_{S_{п.с}}\rvert + \lvert\Delta_{S_{лаб}}\rvert$

3 Заключение

Поточное СИ вязкости/объемной доли воды в нефти/массовой доли серы в нефти годно/не годно к дальнейшей эксплуатации.

Дата проведения КМХ: «____» _____ 20 ___ г.
Подписи лиц, проводивших КМХ:

От _____:
организация, проводящая техническое обслуживание СИКН/СИКНП

_____ _____ _____
должность И.О. Фамилия подпись

От _____:
организация, эксплуатирующая СИКН/СИКНП

_____ _____ _____
должность И.О. Фамилия подпись

От _____:
принимающая/сдающая сторона

_____ _____ _____
должность И.О. Фамилия подпись

Приложение Ш
(рекомендуемое)

Форма графика технического обслуживания средств измерений и оборудования, входящих в состав СИКН, СИКНП

УТВЕРЖДАЮ

_____
руководитель организации, эксплуатирующей СИКН/СИКНП

_____
организация, эксплуатирующая СИКН/СИКНП

_____
И.О. Фамилия
«___»_____ 20__ г.

УТВЕРЖДАЮ

_____
руководитель организации, проводящей техническое обслуживание СИКН/СИКНП

_____
организация, проводящая техническое обслуживание СИКН/СИКНП

_____
И.О. Фамилия
«___»_____ 20__ г.

ГРАФИК

технического обслуживания средств измерений и оборудования, входящих в состав СИКН/СИКНП №_____ ПСП_____

на _____год

Тип СИ и оборудования	Заводской номер	Технологический номер	Вид технического обслуживания, даты проведения по месяцам											
			Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь

Примечания

1 Допускается отклонение от даты проведения работ, установленной графиком, в пределах ±3 календарных дня.

2 Для СИКН, СИКНП (передвижных) допускается отклонение от даты проведения работ, установленной графиком, с учетом графиков транспортировки нефти/нефтепродуктов.

_____
ответственный представитель организации, эксплуатирующей СИКН/СИКНП

_____
организация, эксплуатирующая СИКН/СИКНП

_____
И.О. Фамилия
«___»_____ 20__ г.

_____
ответственный представитель организации, проводящей техническое обслуживание СИКН/СИКНП

_____
организация, проводящая техническое обслуживание

_____
И.О. Фамилия
«___»_____ 20__ г.

Приложение Щ
(рекомендуемое)

Форма журнала учета отказов средств измерений и оборудования, входящих в состав СИКН, СИКНП

ЖУРНАЛ
учета отказов средств измерений и оборудования, входящих в состав СИКН/СИКНП №_____

Начат: «___» _____ 20__г.

Закрыт: «___» _____ 20__г.

Дата обнаружения отказа	Наименование, тип отказавшего СИ, оборудования, заводской номер	Этап работ, на котором обнаружен отказ (применение, включение в работу, контрольный осмотр, вид технического обслуживания)	Должность, И.О. Фамилия лица, обнаружившего отказ	Описание отказа (внешние признаки или форма проявления)	Вид отказа в соответствии с ГОСТ Р 27.102	Выявленная или предполагаемая причина отказа[1)]	Мероприятия по их предупреждению (при необходимости)[1)]	Должность, И.О. Фамилия, подпись представителя принимающей стороны	Должность, И.О. Фамилия, подпись представителя сдающей стороны

[1)] Заполняется по результатам проведения анализа отказов.

Приложение Э
(обязательное)

Форма акта о выводе СИКН, СИКНП, функциональных блоков из ведения товарно-коммерческих операций

АКТ

о выводе _____ **из ведения товарно-коммерческих операций**
СИКН/СИКНП/функциональный блок

г. _____ «___» _____ 20__ **г.**

Комиссия, назначенная _____
организация, эксплуатирующая СИКН/СИКНП

приказом/распоряжением от «___» _____ 20__ г. № _____

в составе:

председателя _____
И.О. Фамилия, должность

членов _____
И.О. Фамилия, должность

в период с _____ по _____

рассмотрела необходимость вывода из ведения товарно-коммерческих операций

_____ в _____
СИКН/СИКНП/функциональный блок (с указанием) наименование организации, эксплуатирующей СИКН/СИКНП

Комиссия решила:

Вывести _____ из ведения товарно-коммерческих операций
СИКН/СИКНП/функциональный блок (с указанием)

с _____(московского времени) _____.
мм:чч ДД.ММ.ГГГГ

Председатель комиссии

_____ _____ _____
должность подпись И.О. Фамилия

Члены комиссии

_____ _____ _____
должность подпись И.О. Фамилия

Библиография

[1] Порядок проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке (утвержден приказом Минпромторга России от 31 июля 2020 г. № 2510)

[2] Перечень типовых управленческих архивных документов, образующихся в процессе деятельности государственных органов, органов местного самоуправления и организаций, с указанием сроков их хранения (утвержден приказом Федерального архивного агентства от 20 декабря 2019 г. № 236)

УДК 622.69-79:006.354 ОКС 17.020

Ключевые слова: система измерений количества и показателей качества нефти, система измерений количества и показателей качества нефтепродуктов, ввод в эксплуатацию, эксплуатация, вывод из эксплуатации, метрологическое обслуживание, техническое обслуживание

Редактор *Е.В. Якубова*
Технический редактор *И.Е. Черепкова*
Корректор *М.В. Бучная*
Компьютерная верстка *Е.О. Асташина*

Сдано в набор 22.09.2022. Подписано в печать 11.10.2022. Формат 60×84⅛. Гарнитура Ариал.
Усл. печ. л. 9,30. Уч.-изд. л. 8,37.

Подготовлено на основе электронной версии, предоставленной разработчиком стандарта

Создано в единичном исполнении в ФГБУ «РСТ»
для комплектования Федерального информационного фонда стандартов,
117418 Москва, Нахимовский пр-т, д. 31, к. 2.
gost.e-ecolog.ru gost.e-ecolog.ru