МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ СОВЕТ ПО СТАНДАРТИЗАЦИИ, МЕТРОЛОГИИ И СЕРТИФИКАЦИИ
(МГС)

INTERSTATE COUNCIL FOR STANDARDIZATION, METROLOGY AND CERTIFICATION
(ISC)

МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ СТАНДАРТ

ГОСТ 34396— 2018

СИСТЕМЫ ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

Общие технические условия

Издание официальное

Москва
Стандартинформ
2018

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

Цели, основные принципы и основной порядок проведения работ по межгосударственной стандартизации установлены в ГОСТ 1.0—2015 «Межгосударственная система стандартизации. Основные положения» и ГОСТ 1.2—2015 «Межгосударственная система стандартизации. Стандарты межгосударственные, правила и рекомендации по межгосударственной стандартизации. Правила разработки, принятия, обновления и отмены»

Сведения о стандарте

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

2 ВНЕСЕН подкомитетом ПК 7 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов» Технического комитета по стандартизации МТК 523 «Техника и технологии добычи и переработки нефти и газа»

3 ПРИНЯТ Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации (протокол от 30 марта 2018 г. № 107-П)

За принятие проголосовали:

Краткое наименование страны по МК (ИСО 3166) 004—97	Код страны по МК (ИСО 3166) 004—97	Сокращенное наименование национального органа по стандартизации
Беларусь	BY	Госстандарт Республики Беларусь
Киргизия	KG	Кыргызстандарт
Казахстан	KZ	Госстандарт Республики Казахстан
Россия	RU	Росстандарт
Узбекистан	UZ	Узстандарт
Украина	UA	Минэкономразвития Украины

4 Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 24 мая 2018 г. № 272-ст межгосударственный стандарт ГОСТ 34396—2018 введен в действие в качестве национального стандарта Российской Федерации с 1 декабря 2018 г.

5 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

*Информация об изменениях к настоящему стандарту публикуется в ежегодном информационном указателе «Национальные стандарты», а текст изменений и поправок — в ежемесячном информационном указателе «Национальные стандарты». В случае пересмотра (замены) или отмены настоящего стандарта соответствующее уведомление будет опубликовано в ежемесячном информационном указателе «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

© Стандартинформ, оформление, 2018

В Российской Федерации 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 Сокращения 3
5 Общие положения 3
6 Классификация 4
7 Технические требования 4
7.1 Основные показатели и характеристики 4
7.2 Требования к составным частям систем измерений количества и показателей качества нефти и нефтепродуктов 7
7.3 Комплектность 12
7.4 Маркировка и упаковка 13
8 Требования безопасности 13
8.1 Требования взрывобезопасности 13
8.2 Требования пожарной безопасности 13
8.3 Требования электробезопасности 13
8.4 Требования информационной безопасности 14
9 Требования охраны окружающей среды 14
10 Правила приемки 14
10.1 Виды испытаний 14
10.2 Правила проведения испытаний 14
11 Методы контроля 14
11.1 Средства измерений и испытательное оборудование 14
11.2 Условия и порядок проведения испытаний 14
12 Транспортирование и хранение 15
12.1 Условия транспортирования 15
12.2 Условия хранения 15
13 Указания по эксплуатации 15
13.1 Условия эксплуатации 15
13.2 Метрологическое и техническое обслуживание при эксплуатации 15
13.3 Требования к обслуживающему персоналу 16
14 Гарантии изготовителя 16
Приложение А (рекомендуемое) Типовое содержание технического задания на проектирование СИКН, СИКНП 17
Приложение Б (рекомендуемое) СИ и оборудование, входящие в состав СИКН, СИКНП, реализующих косвенный метод динамических измерений 18
Приложение В (рекомендуемое) СИ и оборудование, входящие в состав СИКН, СИКНП, реализующих прямой метод динамических измерений 21
Приложение Г (обязательное) Порядок расчета числа измерительных линий 24

Поправка к ГОСТ 34396—2018 Системы измерения количества и показателей качества нефти и нефтепродуктов. Общие технические условия

В каком месте	Напечатано	Должно быть
Предисловие. Таблица согласования	—	Азербайджан | AZ | Азстандарт

(ИУС № 8 2023 г.)

Поправка к ГОСТ 34396—2018 Системы измерений количества и показателей качества нефти и нефтепродуктов. Общие технические условия

В каком месте	Напечатано	Должно быть		
Предисловие. Таблица согласования	—	Армения	AM	ЗАО «Национальный орган по стандартизации и метрологии» Республики Армения

(ИУС № 8 2024 г.)

М Е Ж Г О С У Д А Р С Т В Е Н Н Ы Й С Т А Н Д А Р Т

СИСТЕМЫ ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

Общие технические условия

Oil and oil products custody transfer metering systems.
General specifications

Дата введения — 2018—12—01

1 Область применения

Настоящий стандарт распространяется на проектируемые, вновь строящиеся и реконструируемые системы измерений количества и показателей качества нефти и системы измерений количества и показателей качества нефтепродуктов.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие межгосударственные стандарты:

ГОСТ 2.105—95 Единая система конструкторской документации. Общие требования к текстовым документам

ГОСТ 2.106—96 Единая система конструкторской документации. Текстовые документы

ГОСТ 2.601—2013 Единая система конструкторской документации. Эксплуатационные документы

ГОСТ 8.417—2002 Государственная система обеспечения единства измерений. Единицы величин

ГОСТ 8.510—2002 Государственная система обеспечения единства измерений. Государственная поверочная схема для средств измерений объема и массы жидкости

ГОСТ 12.1.004—91 Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования

ГОСТ 12.1.010—76 Система стандартов безопасности труда. Взрывобезопасность. Общие требования

ГОСТ 12.1.018—93 Система стандартов безопасности труда. Пожаровзрывобезопасность статического электричества. Общие требования

ГОСТ 12.2.020—76 Система стандартов безопасности труда. Электрооборудование взрывозащищенное. Термины и определения. Классификация. Маркировка

ГОСТ 12.2.049—80 Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие эргономические требования

ГОСТ 15.005—86 Система разработки и постановки продукции на производство. Создание изделий единичного и мелкосерийного производства, собираемых на месте эксплуатации

ГОСТ 27.003—2016 Надежность в технике. Состав и общие правила задания требований по надежности

ГОСТ 1756—2000 (ИСО 3007-99)[1)] Нефтепродукты. Определение давления насыщенных паров

ГОСТ 2517—2012 Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб

[1)] В Российской Федерации действует в том числе ГОСТ Р 52340—2005 «Нефть. Определение давления паров методом расширения».

Издание официальное

ГОСТ 9544—2015 Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов

ГОСТ 14192—96 Маркировка грузов

ГОСТ 14202—69 Трубопроводы промышленных предприятий. Опознавательная окраска, предупреждающие знаки и маркировочные щитки

ГОСТ 14254—96 Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (код IP)

ГОСТ 15150—69 Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды

ГОСТ 23170—78 Упаковка для изделий машиностроения. Общие требования

ГОСТ 26828—86 Изделия машиностроения и приборостроения. Маркировка

ГОСТ 31378—2009[1)] Нефть. Общие технические условия

ГОСТ 32144—2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения

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 ссылочный стандарт заменен (изменен), то при пользовании настоящим стандартом следует руководствоваться заменяющим (измененным) стандартом. Если ссылочный стандарт отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины и определения

В настоящем стандарте применены следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 **автоматизированное рабочее место оператора системы измерений количества и показателей качества нефти [нефтепродуктов]** (oil [oil products] custody transfer metering system operator workstation): Программно-технический комплекс системы автоматизации, предназначенный для автоматизации деятельности по управлению технологической схемой системы измерений количества и показателей качества нефти [нефтепродуктов], отображения мнемосхемы, текущих технологических параметров, количества и показателей качества нефти [нефтепродуктов], формирования отчетных документов и вывода их на печать.

3.2 **блок измерений показателей качества нефти [нефтепродуктов]** (oil [oil products] quality control unit): Совокупность функционально объединенных средств измерений и технологического оборудования, предназначенная для отбора проб и измерений показателей качества нефти [нефтепродуктов].

Примечание — Блок измерений показателей качества нефти [нефтепродуктов] может применяться как в составе систем измерений количества и показателей качества нефти [нефтепродуктов], так и автономно в качестве отдельного (оперативного) блока измерений показателей качества.

3.3 **блок измерительных линий** (meter run unit): Часть системы измерений количества и показателей качества нефти/нефтепродуктов, состоящая из измерительных линий, входного и выходного коллекторов и коллектора к поверочной установке.

3.4 **блок фильтров** (filters unit): Часть системы измерений количества и показателей качества нефти/нефтепродуктов, состоящая из рабочих и резервных фильтров, предназначенная для фильтрования нефти/нефтепродуктов от механических примесей.

3.5 **измерительная линия** (meter run): Часть блока измерительных линий, оснащенная средством измерений расхода в комплекте со струевыпрямительной секцией (по техническому заданию на проектирование), термокарманом для термометра, преобразователями давления и температуры, манометром и термометром, запорной и регулирующей арматурой с электроприводом (по техническому заданию на проектирование), фильтром (если не предусмотрен отдельный блок фильтров).

3.6 **контрольно-резервная измерительная линия** (control and reserve meter run): Измерительная линия, оснащенная контрольно-резервным средством измерений расхода, применяемым для

[1)] В Российской Федерации действует в том числе ГОСТ Р 51858—2002 «Нефть. Общие технические условия».

контроля метрологических характеристик рабочих средств измерений расхода и/или для временного измерения количества нефти/нефтепродуктов взамен рабочего средства измерений расхода.

3.7 **рабочая измерительная линия** (operating meter run): Измерительная линия, оснащенная рабочим средством измерений расхода, находящимся в работе при нормальном режиме эксплуатации системы измерений количества и показателей качества нефти/нефтепродуктов.

3.8 **резервная измерительная линия** (reserve meter run): Измерительная линия, оснащенная резервным средством измерений расхода, находящимся в ненагруженном резерве, которое в любой момент времени может быть включено в работу.

3.9 **система автоматизации** (automation system): Персонал и часть системы измерений количества и показателей качества нефти/нефтепродуктов, состоящая из комплекса средств автоматизации деятельности персонала, обеспечивающая взаимодействие компонентов между собой, а также их связь с другими системами автоматизации и информационными системами.

3.10 **система измерений количества и показателей качества нефти [нефтепродуктов]** (oil [oil products] custody transfer metering system): 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].

3.11 **система сбора и обработки информации** (data processing system): Вычислительное устройство, принимающее, обрабатывающее информацию о количестве и показателях качества нефти/нефтепродуктов, измеренных первичными преобразователями, и включающее в себя блоки индикации и регистрации результатов измерений.

3.12 **стандартные условия** (standard conditions): Условия, соответствующие температуре нефти и нефтепродуктов 15 °С или 20 °С и избыточному давлению, равному нулю.

3.13 **техническое задание** (statement of work): Документ, содержащий перечень требований и условий, необходимых для проектирования продукции.

3.14 **техническая документация** (technical documentation): Совокупность документов, необходимая и достаточная для непосредственного использования на каждой стадии жизненного цикла продукции.

3.15 **эталонная измерительная линия** (standard meter run): Измерительная линия, оснащенная эталонным средством измерений расхода, предназначенным для поверки или контроля метрологических характеристик рабочих, резервных, контрольно-резервных средств измерений расхода.

4 Сокращения

В настоящем стандарте применены следующие сокращения:

АРМ — автоматизированное рабочее место;
БИК — блок измерений показателей качества нефти и нефтепродуктов;
БИЛ — блок измерительных линий;
ЗИП — запасные части, инструменты, принадлежности и материалы;
ИЛ — измерительная линия;
КМХ — контроль метрологических характеристик;
ПЗУ — пробозаборное устройство;
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;
ТЗ — техническое задание;
ТПУ — трубопоршневая установка.

5 Общие положения

5.1 СИКН, СИКНП должны проектироваться в соответствии с ТЗ на проектирование СИКН, СИКНП, типовое содержание которого приведено в приложении А.

5.2 ТЗ на проектирование СИКН, СИКНП должно быть разработано на основании технических требований, предоставляемых заказчиком, согласовано сдающей, принимающей нефть/нефтепродукты сторонами (если они определены к моменту разработки ТЗ на проектирование СИКН, СИКНП), утверждено заказчиком.

Примечание — По решению заказчика и/или разработчика ТЗ на проектирование СИКН, СИКНП может быть дополнительно согласовано с другими заинтересованными сторонами.

5.3 ТЗ на проектирование СИКН, СИКНП должно оформляться в соответствии с ГОСТ 2.105.

5.4 До утверждения должна проводиться метрологическая экспертиза:

а) ТЗ на проектирование СИКН, СИКНП, согласованного сдающей, принимающей нефть/нефтепродукты сторонами (если они определены к моменту разработки ТЗ на проектирование СИКН, СИКНП);

б) проектной, рабочей, конструкторской документации.

Примечания

1 Метрологическую экспертизу проводят аккредитованные в установленном порядке в области обеспечения единства измерений юридические лица или индивидуальные предприниматели.

2 Юридические лица или индивидуальные предприниматели, проводящие метрологическую экспертизу вышеуказанных документов, вправе затребовать дополнительные материалы.

5.5 Метрологическое обеспечение СИКН, СИКНП осуществляется в соответствии со стандартами, техническими регламентами, законами, нормативными правовыми актами в области обеспечения единства измерений/законодательной метрологии государств, где эксплуатируются СИКН, СИКНП.

6 Классификация

По методу измерений СИКН, СИКНП классифицируют на:

а) СИКН, СИКНП, реализующие косвенный метод динамических измерений массы нефти/нефтепродуктов;

б) СИКН, СИКНП, реализующие прямой метод динамических измерений массы нефти/нефтепродуктов.

7 Технические требования

7.1 Основные показатели и характеристики

7.1.1 Показатели назначения

7.1.1.1 Рабочая среда — нефть по ГОСТ 31378 или нефтепродукты.

7.1.1.2 Задачи СИКН, СИКНП, реализующих косвенный метод динамических измерений:

а) измерение объема нефти/нефтепродуктов СИ объемного расхода по каждой ИЛ;

б) измерение плотности нефти/нефтепродуктов в БИК поточными СИ плотности;

в) измерение давления нефти/нефтепродуктов преобразователями давления по каждой ИЛ, на входном и выходном коллекторах и в БИК, температуры нефти/нефтепродуктов преобразователями температуры по каждой ИЛ и в БИК;

г) вычисление массы брутто нефти/массы нефтепродуктов по каждой ИЛ по результатам измерений:

1) объема нефти/нефтепродуктов по каждой ИЛ и плотности нефти/нефтепродуктов в БИК, приведенных к стандартным условиям;

2) объема нефти/нефтепродуктов по каждой ИЛ и плотности нефти/нефтепродуктов в БИК, приведенной к условиям измерений объема;

д) вычисление массы брутто и нетто нефти/массы нефтепродуктов по СИКН, СИКНП в целом.

7.1.1.3 Задачи СИКН, СИКНП, реализующих прямой метод динамических измерений:

а) измерение массы брутто нефти/массы нефтепродуктов СИ массового расхода по каждой ИЛ;

б) вычисление массы брутто и нетто нефти/ массы нефтепродуктов по СИКН, СИКНП в целом;

в) измерение давления нефти/нефтепродуктов преобразователями давления по каждой ИЛ, на входном и выходном коллекторах и в БИК, температуры нефти/нефтепродуктов преобразователями температуры по каждой ИЛ и в БИК.

7.1.1.4 Функции СИКН, СИКНП:

а) дистанционное и местное управление запорной арматурой ИЛ (включение в работу, выключение из работы ИЛ);

б) поддержание давления (расхода) в установленных пределах для обеспечения бескавитационного режима работы СИ расхода (определяется ТЗ на проектирование СИКН, СИКНП);

в) регулирование расхода нефти/нефтепродуктов через БИК;

г) регулирование расхода нефти/нефтепродуктов на выходе ИЛ (определяется ТЗ на проектирование СИКН, СИКНП);

д) автоматический отбор объединенной пробы:

1) пропорционально количеству транспортируемой нефти/нефтепродуктов;

2) пропорционально времени транспортирования нефти/нефтепродуктов;

е) ручной отбор точечной пробы;

ж) автоматизированное выполнение поверки и КМХ СИ расхода без нарушения процесса измерений количества и показателей качества нефти/нефтепродуктов. Автоматическое формирование и печать протоколов поверки и КМХ;

и) автоматизированное выполнение КМХ поточных СИ плотности, поточных СИ вязкости без нарушения процесса измерений количества и показателей качества нефти/нефтепродуктов. Автоматическое формирование и печать протоколов КМХ;

к) дистанционный и/или местный контроль герметичности запорной арматуры, применяемой при поверке и КМХ, а также в основной технологической схеме СИКН, СИКНП, оказывающей влияние на достоверность результатов измерений количества нефти/нефтепродуктов;

л) автоматический контроль, индикация и сигнализация предельных значений следующих параметров:

1) объемного и/или массового расхода нефти/нефтепродуктов по каждой ИЛ;

2) объемного расхода нефти/нефтепродуктов в БИК;

3) объемного и/или массового расхода нефти/нефтепродуктов по СИКН, СИКНП в целом;

4) вязкости нефти и нефтепродуктов (для мазута) (динамической и кинематической) (определяется ТЗ на проектирование СИКН, СИКНП);

5) объемной и/или массовой доли воды в нефти (определяется ТЗ на проектирование СИКН);

6) массовой доли серы в нефти (определяется ТЗ на проектирование СИКН);

7) наличия свободного газа (определяется ТЗ на проектирование СИКН);

8) плотности нефти/нефтепродуктов (определяется ТЗ на проектирование СИКН, СИКНП);

9) температуры нефти/нефтепродуктов по каждой ИЛ и в БИК;

10) давления нефти/нефтепродуктов по каждой ИЛ и в БИК;

11) перепада давления нефти/нефтепродуктов на фильтрах;

12) давления нефти/нефтепродуктов на входном и выходном коллекторах;

м) индикация и автоматическое обновление данных измерений массы, объема, расхода по каждой ИЛ и СИКН, СИКНП в целом, показателей качества нефти/нефтепродуктов;

н) регистрация результатов измерений и вычислений, их хранение и передача в системы верхнего уровня;

п) формирование в автоматическом режиме отчетов за заданный интервал времени и приемосдаточных документов. Формирование по запросу текущих отчетов, актов приема-сдачи и паспортов качества нефти/нефтепродуктов. Отображение и печать отчетов;

р) учет и формирование журнала событий СИКН, СИКНП (переключения, аварийные сигналы, сообщения об ошибках и отказах оборудования).

7.1.1.5 Допустимые значения суммарных гидравлических потерь на СИКН, СИКНП при максимальных расходе, плотности и вязкости должны определяться ТЗ на проектирование СИКН, СИКНП.

Примечание — Рекомендуемые допустимые значения суммарных гидравлических потерь на СИКН, СИКНП при максимальном расходе:

а) в рабочем режиме не более 0,2 МПа;

б) в режиме поверки не более 0,4 МПа.

7.1.1.6 Диаметры коллекторов, диаметры ИЛ, диаметры и длины технологического трубопровода СИКН, СИКНП следует выбирать с учетом гидравлических потерь при максимальной производительности СИКН, СИКНП.

7.1.1.7 Значение избыточного давления в трубопроводе $P_{изб}$, МПа, после СИ расхода должно быть не менее значения, рассчитанного в соответствии с технической документацией на СИ расхода.

Примечание — При отсутствии в технической документации на СИ расхода указаний по расчету избыточного давления применяется формула

$$P_{изб} = 1{,}25 \cdot P_н + 2 \cdot \Delta P, \quad (1)$$

где $P_н$ — давление насыщенных паров, МПа (определяется в соответствии с ГОСТ 1756);

ΔP — перепад давления на СИ расхода, МПа (определяется по технической документации на СИ расхода).

7.1.1.8 Пределы допускаемой относительной погрешности измерений:

а) массы брутто нефти с применением СИКН, реализующих прямой или косвенный методы динамических измерений, — ±0,25 %;

б) массы нетто нефти с применением СИКН, реализующих прямой или косвенный методы динамических измерений, — ±0,35 %;

в) массы нефтепродуктов с применением СИКНП, реализующих прямой или косвенный методы динамических измерений, — ±0,25 %.

7.1.1.9 СИ и оборудование, входящие в состав СИКН, СИКНП, реализующих косвенный метод динамических измерений, приведены в приложении Б.

7.1.1.10 СИ и оборудование, входящие в состав СИКН, СИКНП, реализующих прямой метод динамических измерений, приведены в приложении В.

7.1.1.11 Характеристики и параметры СИКН, СИКНП, СИ и оборудования, входящих в состав СИКН, СИКНП, должны быть выражены в единицах величин по ГОСТ 8.417.

7.1.1.12 Электрооборудование СИКН, СИКНП в нормальных режимах должно обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания, перерыв их электроснабжения при нарушении электроснабжения от одного из источников питания может быть допущен лишь на время автоматического восстановления питания[1)].

7.1.1.13 Электроснабжение СИКН, СИКНП должно осуществляться от сети однофазного или трехфазного напряжения, показатели и нормы качества электроэнергии должны соответствовать ГОСТ 32144.

7.1.2 Конструктивные требования

7.1.2.1 Каждый блок и узел в сборе должен иметь крепления для строповых устройств.

7.1.2.2 Конструкция СИКН, СИКНП должна обеспечивать возможность проведения КМХ, поверки, обслуживания и ремонта СИ и оборудования, не подвергая персонал опасности, в условиях, предусмотренных изготовителем.

7.1.2.3 Конструкция СИКН, СИКНП, СИ и оборудования, входящих в состав СИКН, СИКНП, должна обеспечивать нанесение информационных и предупреждающих надписей, знаков и обозначений, пломб в местах, доступных для просмотра.

7.1.2.4 Технологический трубопровод СИКН, СИКНП должен быть оснащен узлом подключения ПУ. Диаметр трубопровода коллектора на узле подключения должен соответствовать диаметру ИЛ. При подключении к одной ПУ нескольких СИКН, СИКНП с разными диаметрами ИЛ диаметр трубопровода коллектора на узле подключения должен соответствовать максимальному диаметру ИЛ.

7.1.2.5 Запорную арматуру с номинальным диаметром более DN 150 рекомендуется оснащать электроприводами (определяется ТЗ на проектирование СИКН, СИКНП).

7.1.2.6 Класс герметичности запорной арматуры — А по ГОСТ 9544.

7.1.2.7 Запорная арматура, протечки которой могут оказать влияние на достоверность учетных операций, результаты поверки и КМХ СИ расхода, должна быть с устройством контроля протечек (дистанционным и/или местным).

7.1.3 Требования к электромагнитной совместимости

7.1.3.1 Электрооборудование, входящее в состав СИКН, СИКНП, должно быть устойчивым к воздействию внешних помех.

7.1.3.2 Степень устойчивости к воздействию внешних помех должна соответствовать стандартам на электрооборудование, ТЗ на проектирование СИКН, СИКНП и обеспечивать функционирование СИКН, СИКНП в условиях, установленных настоящим стандартом.

7.1.4 Требования надежности

---

1) В Российской Федерации электроснабжение электрооборудования СИКН, СИКНП по обеспечению надежности должно относиться к электроприемникам категории I по Правилам устройства электроустановок (издания шестое и седьмое), утвержденным Приказом Минэнерго Российской Федерации от 8 июля 2002 г. № 204.

7.1.4.1 Срок службы СИКН, СИКНП в условиях эксплуатации, установленных настоящим стандартом, должен составлять не менее 25 лет.

7.1.4.2 Допускается применение СИ и оборудования, входящих в состав СИКН, СИКНП, со сроком службы менее 25 лет с заменой при эксплуатации СИКН, СИКНП.

7.1.4.3 Другие показатели надежности, при необходимости, должны устанавливаться в ТЗ на проектирование СИКН, СИКНП в соответствии с ГОСТ 27.003.

7.1.4.4 СИКН, СИКНП должны быть восстанавливаемыми и сохранять свои характеристики в течение всего срока службы.

7.1.5 Требования стойкости к внешним воздействиям

7.1.5.1 СИ и оборудование, входящие в состав СИКН, СИКНП, должны быть изготовлены в климатических исполнениях согласно ГОСТ 15150.

7.1.5.2 СИ и оборудование, входящие в состав СИКН, СИКНП, должны быть устойчивыми (защищены) к воздействию температуры, влажности окружающего воздуха, атмосферного давления, вибраций, ударов и должны сохранять характеристики в пределах норм, установленных настоящим стандартом и ТЗ на проектирование СИКН, СИКНП, во время воздействия на них влияющих величин в рабочих условиях применения.

7.1.6 Требования эргономики

Конструкция СИКН, СИКНП должна соответствовать эргономическим требованиям ГОСТ 12.2.049.

7.1.7 Требования по экономному использованию сырья, материалов, топлива, энергии

СИКН, СИКНП должны проектироваться и изготавливаться с учетом соблюдения показателей энергосбережения и энергетической эффективности, установленных в стандартах, технических регламентах, законах, нормативных правовых актах государств, где эксплуатируются СИКН, СИКНП.

7.1.8 Требования транспортабельности

Для обеспечения свободной транспортировки, погрузки и выгрузки габаритные размеры и масса блоков СИКН, СИКНП, упакованных СИ и оборудования, входящих в состав СИКН, СИКНП, должны соответствовать размерам грузовых люков, площадок транспортных средств и габаритам погрузки, а также правилам и требованиям к размещению и перевозке грузов, установленным на транспорте соответствующего вида.

7.2 Требования к составным частям систем измерений количества и показателей качества нефти и нефтепродуктов

7.2.1 Требования к составу систем измерений количества и показателей качества нефти и нефтепродуктов

7.2.1.1 Состав СИКН, СИКНП определяется ТЗ на проектирование СИКН, СИКНП. В общем случае СИКН, СИКНП должны включать в себя:

а) блок фильтров (при отсутствии фильтров в БИЛ);

б) БИЛ;

в) БИК;

г) ПЗУ;

д) ПУ;

е) СОИ.

7.2.1.2 Последовательность установки технологического оборудования определяется ТЗ на проектирование СИКН, СИКНП.

7.2.2 Блок фильтров

7.2.2.1 Блок фильтров должен обеспечивать требуемую производителем СИ и оборудования, входящих в состав СИКН, СИКНП, степень фильтрования.

7.2.2.2 Количество фильтров (рабочие и резервные) блока фильтров должно рассчитываться исходя из производительности СИКН, СИКНП при максимальном расходе.

7.2.2.3 Фильтры должны укомплектовываться быстросъемными крышками или самоочищающимися фильтрующими элементами (определяется ТЗ на проектирование СИКН, СИКНП), кранами-воздушниками, дренажными кранами, преобразователем дифференциального давления (дифференциальным манометром) и манометрами.

Примечание — При наличии у преобразователя дифференциального давления (дифференциального манометра) местной индикации манометры на фильтрах допускается не устанавливать.

7.2.3 Блок измерительных линий

7.2.3.1 Состав БИЛ:

а) входной и выходной коллекторы;

б) коллектор к ПУ;

в) ИЛ (рабочие, резервные, контрольно-резервная или эталонная).

7.2.3.2 Выбор СИ расхода осуществляется исходя из требований по обеспечению заданного расхода в трубопроводе.

7.2.3.3 Количество ИЛ, рассчитываемое в соответствии с приложением Г, определяется исходя из выбранного СИ расхода и максимального значения расхода в трубопроводе.

7.2.3.4 На коллекторах БИЛ устанавливают:

а) на входном коллекторе:

1) манометр;

2) преобразователь давления;

б) на выходном коллекторе:

1) манометр;

2) преобразователь давления.

7.2.3.5 Контрольно-резервная ИЛ должна включаться в работу последовательно-параллельно с рабочими ИЛ (для работы в контрольном режиме (для проведения КМХ) — последовательно, для работы в резервном режиме (при проведении измерений) — параллельно).

7.2.3.6 Резервная ИЛ должна включаться в работу параллельно с рабочими ИЛ.

7.2.3.7 Эталонная ИЛ должна включаться в работу последовательно с рабочими, резервными, контрольно-резервными ИЛ.

7.2.3.8 Состав ИЛ:

а) запорная арматура на входе ИЛ (для контрольно-резервной ИЛ — запорная арматура с дистанционным и/или местным контролем герметичности на входе);

б) фильтр со съемной крышкой в соответствии с 7.2.2.3 (при отсутствии блока фильтров, в соответствии с требованиями производителя СИ расхода);

в) СИ расхода в комплекте со струевыпрямительной секцией и/или прямыми участками до и после СИ расхода (в соответствии с технической документацией на СИ расхода);

Примечание — При прямом методе динамических измерений рекомендуется применять СИ массового расхода с функцией коррекции результатов измерений по давлению.

г) преобразователь давления (после прямолинейного участка за СИ расхода);

д) манометр (после прямолинейного участка за СИ расхода);

е) преобразователь температуры (после прямолинейного участка за СИ расхода);

ж) термометр с термокарманом (после прямолинейного участка за СИ расхода) (определяется ТЗ на проектирование СИКН, СИКНП);

и) регулятор расхода с электроприводом (определяется ТЗ на проектирование СИКН, СИКНП) на выходе ИЛ;

к) дренажные краны в нижних точках ИЛ;

л) шаровые краны в верхних точках ИЛ;

м) запорная арматура с дистанционным и/или местным контролем герметичности на выходе ИЛ и на отводах от ИЛ к коллектору ПУ.

7.2.3.9 Фильтры должны обеспечивать требуемую производителем СИ расхода степень фильтрования.

7.2.3.10 Фильтры должны обеспечивать производительность СИ расхода в рабочем диапазоне расхода ИЛ.

7.2.3.11 Технологическая обвязка БИЛ должна обеспечивать возможность отключения ИЛ без нарушения работы СИКН, СИКНП.

7.2.3.12 Технологическая обвязка БИЛ должна обеспечивать возможность поверки/КМХ рабочих СИ расхода без нарушения процесса измерений количества и показателей качества нефти/нефтепродуктов.

7.2.4 Блок измерений показателей качества нефти и нефтепродуктов

7.2.4.1 Состав БИК:

а) фильтры (рабочий и резервный) (определяется ТЗ на проектирование СИКН, СИКНП, в соответствии с требованиями производителя СИ расхода);

б) циркуляционные насосы (рабочий и резервный) с частотно-регулируемыми приводами, обеспечивающими автоматическое регулирование расхода нефти/нефтепродуктов через БИК (при насосной схеме БИК) (определяется ТЗ на проектирование СИКН, СИКНП);

в) преобразователь давления (определяется ТЗ на проектирование СИКН, СИКНП);

г) манометр (определяется ТЗ на проектирование СИКН, СИКНП);

д) преобразователь температуры (определяется ТЗ на проектирование СИКН, СИКНП);

е) термометр с термокарманом (определяется ТЗ на проектирование СИКН, СИКНП);

Примечание — Преобразователь давления, манометр, преобразователь температуры, термометр с термокарманом при отсутствии поточных СИ плотности нефти/нефтепродуктов при прямом методе динамических измерений массы нефти/нефтепродуктов допускается не включать в состав БИК. При этом в БИК должны быть предусмотрены места для подключения преобразователя давления, манометра, преобразователя температуры, термометра с термокарманом.

ж) поточные СИ плотности нефти/нефтепродуктов (рабочий и резервный), установленные по схеме, обеспечивающей возможность извлечения каждого из них без остановки БИК (определяется ТЗ на проектирование СИКН, СИКНП);

Примечание — Поточные СИ плотности нефти/нефтепродуктов при прямом методе динамических измерений массы нефти/нефтепродуктов допускается не включать в состав БИК. При этом в БИК должно быть предусмотрено место для подключения поточных СИ плотности.

и) места для подключения пикнометров или эталонных поточных СИ плотности нефти/нефтепродуктов, эталонных поточных СИ вязкости нефти/нефтепродуктов (для мазута) с измерительной камерой и устройства определения свободного газа в нефти;

к) поточные СИ объемной доли воды в нефти (рабочий и резервный), установленные по схеме, обеспечивающей возможность извлечения каждого из них без остановки блока измерений показателей качества нефти (определяется ТЗ на проектирование СИКН);

л) поточные СИ вязкости нефти/нефтепродуктов (для мазута) (рабочий и резервный, установленные по схеме, обеспечивающей возможность извлечения каждого из них без остановки БИК) (определяется ТЗ на проектирование СИКН, СИКНП);

м) автоматические пробоотборники (рабочий и резервный) с герметичными контейнерами, установленные по схеме, обеспечивающей возможность извлечения каждого из них без остановки БИК, обеспечивающие отбор проб по заданной программе и в соответствии с ГОСТ 2517 (определяется ТЗ на проектирование СИКН, СИКНП);

н) устройство для ручного отбора точечных проб в соответствии с ГОСТ 2517;

п) поточное СИ массовой доли серы в нефти (определяется ТЗ на проектирование СИКН);

р) СИ расхода с дистанционной и местной индикацией (наличие местной индикации определяется ТЗ на проектирование СИКН, СИКНП);

с) система промывки СИ показателей качества нефти (определяется ТЗ на проектирование СИКН) в составе:

1) электронасосный агрегат;

2) емкость для промывочной жидкости;

3) система трубопроводов с запорной арматурой;

т) устройство контроля протечек на дренажном коллекторе (определяется ТЗ на проектирование СИКН, СИКНП);

у) запорная арматура с электроприводом на входе и выходе БИК для аварийного отключения БИК (снаружи блок-бокса, шкафа);

ф) место для измерений плотности нефти/нефтепродуктов ареометром с термостатирующим цилиндром (определяется ТЗ на проектирование СИКН, СИКНП).

7.2.4.2 СИ и оборудование, входящие в состав БИК, должны размещаться в закрытом здании (сооружении) с контролем доступа, блок-боксе с контролем доступа или шкафу с контролем доступа.

7.2.4.3 Отбор нефти и нефтепродуктов в БИК должен осуществляться:

а) с входного коллектора БИЛ (при наличии блока фильтров) или выходного коллектора БИЛ;

б) из подводящего (при наличии блока фильтров) или отводящего технологического трубопровода, установленного в непосредственной близости от БИЛ.

7.2.4.4 БИК должен выполняться по насосной схеме.

Примечание — Допускается применять безнасосную схему при возможности возврата нефти/нефтепродуктов в технологический трубопровод с меньшим давлением без нарушения измерений количества нефти/нефтепродуктов. При безнасосной схеме в БИК дополнительно устанавливается регулятор расхода.

7.2.4.5 БИК должен быть подключен к дренажной системе с возможностью ее промывки или пропарки.

7.2.5 Пробозаборное устройство

7.2.5.1 Отбор нефти/нефтепродуктов в БИК должен осуществляться с помощью ПЗУ, выполненного в соответствии с ГОСТ 2517 (место установки ПЗУ определяется ТЗ на проектирование СИКН, СИКНП).

7.2.5.2 Трубопровод от ПЗУ до БИК и от БИК до точки врезки возвратного трубопровода должен иметь теплоизоляцию (за исключением случаев, когда ПЗУ и БИК находятся в одном или смежных отапливаемых помещениях).

7.2.5.3 ПЗУ рекомендуется устанавливать с лубрикатором для СИКН, СИКНП с непрерывным режимом работы для обеспечения возможности извлечения ПЗУ без остановки работы нефтепровода/нефтепродуктопровода.

7.2.6 Поверочная установка

7.2.6.1 СИКН, СИКНП или группу СИКН, СИКНП, размещенных на одной площадке, необходимо оснащать ПУ (определяется ТЗ на проектирование СИКН, СИКНП).

Примечание — Для СИКН, СИКНП (одна или группа, размещенные на одной площадке) с непрерывным режимом работы рекомендуется применять стационарные ПУ, для СИКН, СИКНП с периодическим режимом работы рекомендуется применять передвижные ПУ.

7.2.6.2 Метрологические характеристики ПУ должны соответствовать ГОСТ 8.510.

7.2.6.3 Диапазон расходов ПУ должен соответствовать рабочему диапазону расходов СИ расхода, установленных в БИЛ.

7.2.6.4 Давление ПУ должно соответствовать давлению СИКН, СИКНП.

7.2.6.5 ПУ должна быть подключена к дренажной системе и системе промывки (при ее наличии).

7.2.6.6 Вид ПУ, в том числе требования к ПУ, должны определяться ТЗ на проектирование СИКН, СИКНП.

7.2.6.7 В качестве ПУ применяются следующие эталоны:

а) ТПУ;

б) компакт-прувер;

в) установка с СИ расхода.

7.2.6.8 ТПУ должна оснащаться устройством дистанционного и/или местного контроля протечек на запорном устройстве.

7.2.6.9 ТПУ должна иметь теплоизоляцию калиброванного участка (определяется ТЗ на проектирование СИКН, СИКНП).

7.2.7 Система сбора и обработки информации

7.2.7.1 СОИ должна быть частью системы автоматизации СИКН, СИКНП.

7.2.7.2 СОИ должна быть оснащена источником (источниками) бесперебойного питания, обеспечивающим ее работу в течение не менее 2 ч после отключения электроэнергии, а также средствами сигнализации отсутствия основного питания.

7.2.7.3 СОИ должна обеспечивать отображение, ввод и вывод на печать отчетных данных с числом цифр после запятой, указанным в таблице 1.

Таблица 1 — Перечень отчетных данных

Отчетные данные (параметры)	Единица величины	Число цифр после запятой
Масса нефти	т	0
Масса нефтепродуктов	т	3
Объем нефти	$м^3$	0
Объем нефтепродуктов	$м^3$	3

Окончание таблицы 1

Отчетные данные (параметры)	Единица величины	Число цифр после запятой
Температура	°С	1
Давление	МПа	2
Плотность	кг/м^3	1
Вязкость нефти и нефтепродуктов (для мазута) динамическая (определяется ТЗ на проектирование СИКН, СИКНП)*	мПа · с	1
Вязкость нефти и нефтепродуктов (для мазута) кинематическая (определяется ТЗ на проектирование СИКН, СИКНП)*	мм^2/с	1
Положение арматуры (отображение в АРМ оператора)	%	0
Массовая доля балласта в нефти*	%	4
Массовая доля воды в нефти*	%	2
Массовая доля хлористых солей в нефти*	%	4
Массовая доля механических примесей в нефти*	%	4
Массовая доля серы в нефти (определяется ТЗ на проектирование СИКН)*	%	2
* Возможен ввод отчетных данных (параметров) вручную.		

7.2.7.4 СОИ должна обеспечивать хранение архивов в течение следующего времени:

а) протоколы событий, тренды — 1 год;

б) данные оперативной информации за каждые 2 ч, отчеты за одну смену, сутки — 1 год;

в) месячные отчеты — 1 год;

г) паспорта качества, акты приема-сдачи — 5 лет;

д) отчеты по наработке оборудования, СИ, запорной арматуры — 1 год;

е) журнал регистрации показаний СИКН, СИКНП — 5 лет;

ж) протоколы поверки СИ — 1 год после окончания срока действия;

и) протоколы КМХ СИ — 1 год после окончания интервала между поверками, в котором проведен КМХ.

7.2.7.5 Требования и перечень (объем) технологической и измерительной информации, отображаемой на мониторе АРМ оператора СИКН, СИКНП, перечень отчетных документов, формируемых в АРМ оператора СИКН, СИКНП, должны определяться ТЗ на проектирование СИКН, СИКНП.

7.2.7.6 В общем случае СОИ должна обеспечивать выполнение следующих основных задач:

а) вычисление объема нефти/нефтепродуктов при рабочих условиях и приведение к стандартным условиям, в том числе по каждой ИЛ и по СИКН, СИКНП в целом;

б) вычисление текущего значения плотности нефти/нефтепродуктов при температуре и давлении в БИК;

в) приведение текущего значения плотности нефти/нефтепродуктов к условиям измерений объема нефти/нефтепродуктов и к стандартным условиям;

г) вычисление массы нефти/нефтепродуктов;

д) вычисление средневзвешенного значения плотности нефти/нефтепродуктов при условиях измерений объема за отчетный период (2 ч, смена, сутки) и приведение к стандартным условиям;

е) вычисление средневзвешенных значений температуры и давления для каждой ИЛ и для СИКН, СИКНП в целом за отчетный период (2 ч, смена, сутки) (определяется ТЗ на проектирование СИКН, СИКНП);

ж) ввод (изменение) предельных значений параметров, указанных в технической документации или приведенных в свидетельстве о поверке СИ;

и) автоматическое вычисление коэффициента преобразования СИ расхода в зависимости от изменений расхода нефти/нефтепродуктов или расхода и вязкости нефти и нефтепродуктов (для мазута) при измерении объема/массы нефти/нефтепродуктов;

к) автоматизированное выполнение поверки рабочих, резервных, контрольно-резервных, эталонных СИ расхода без нарушения процесса измерений количества и показателей качества нефти/нефтепродуктов;

л) автоматизированное выполнение КМХ рабочих и резервных СИ расхода по ПУ, эталонному или контрольно-резервному СИ расхода;

м) автоматизированное выполнение КМХ поточных СИ плотности, поточных СИ вязкости;

н) автоматический контроль, индикация, сигнализация и регистрация предельных значений параметров нефти/нефтепродуктов;

п) управление отбором проб;

р) вычисление массы нетто нефти при вводе с клавиатуры АРМ оператора значений содержания воды, хлористых солей и механических примесей, определенных в испытательной лаборатории, в том числе и лабораторными экспресс-анализаторами, или при автоматическом вводе результатов измерений показателей качества поточными СИ при их наличии в составе СИКН;

с) индикация и автоматическое обновление на экране монитора текущих значений технологических параметров СИКН, СИКНП и показателей качества нефти/нефтепродуктов;

т) защита констант и конфигураций, участвующих в вычислении массы нефти/нефтепродуктов, контрольной суммы, результатов поверки и КМХ СИ расхода системой разграничения доступа по уровням, реализованной на основе идентификации пользователей по паролю;

у) формирование аварийных сигналов при наличии (появлении) свободного газа в нефти, предельных значений содержания воды в нефти, вязкости нефти и нефтепродуктов (для мазута) (при наличии поточных СИ вязкости), расхода по ИЛ и БИК;

ф) формирование текущих отчетов, актов приема-сдачи, паспортов качества нефти/нефтепродуктов;

х) формирование журнала аварийных событий, в том числе регистрация изменений констант, настроек и конфигурации;

ц) формирование протоколов поверки ПУ, СИ расхода;

ч) формирование протоколов КМХ СИ расхода, поточных СИ плотности, поточных СИ вязкости;

ш) ведение статистики (выборка количества нефти /нефтепродуктов, измеренного за заданный интервал времени, наработка оборудования, СИ, циклов срабатывания запорной арматуры и другое), формирование трендов по заданным параметрам за заданный интервал времени (определяется ТЗ на проектирование СИКН, СИКНП);

щ) синхронизация системного времени оборудования СИКН, СИКНП;

ы) информационный обмен с верхним уровнем системы автоматизации.

7.2.7.7 Конечный перечень задач, обязательных к реализации в СОИ, должен определяться ТЗ на проектирование СИКН, СИКНП.

7.3 Комплектность

7.3.1 Обязательный комплект поставки СИКН, СИКНП должен определяться ТЗ на проектирование СИКН, СИКНП.

7.3.2 В комплект поставки СИКН, СИКНП должны входить:

а) СИКН, СИКНП в составе, установленном настоящим стандартом и ТЗ на проектирование СИКН, СИКНП;

б) ЗИП в составе, установленном ТЗ на проектирование СИКН, СИКНП, в соответствии с технической документацией на СИ и оборудование, входящие в состав СИКН, СИКНП;

в) эксплуатационная документация по ГОСТ 2.601, предназначенная для комплектации, монтажа, наладки и эксплуатации;

г) документация, подтверждающая соответствие СИКН, СИКНП, СИ и оборудования, входящих в состав СИКН, СИКНП, требованиям стандартов, технических регламентов, законов, нормативных правовых актов государств, где эксплуатируются СИКН, СИКНП.

7.3.3 Документация на СИКН, СИКНП, СИ и оборудование, входящие в состав СИКН, СИКНП, должна быть выполнена на языке (ах) государств, на территории которых располагаются участвующие в сдаче (приеме) нефти/нефтепродуктов стороны, или на русском языке.

7.4 Маркировка и упаковка

7.4.1 На СИКН, СИКНП, СИ и оборудование, входящие в состав СИКН, СИКНП, должны быть нанесены информационные и предупреждающие надписи, знаки и обозначения.

7.4.2 Маркировка СИКН, СИКНП, СИ и оборудования, входящих в состав СИКН, СИКНП, должна соответствовать ГОСТ 26828.

7.4.3 Опознавательная окраска, предупреждающие знаки и маркировочные щитки технологических трубопроводов СИКН, СИКНП должны быть выполнены в соответствии с ГОСТ 14202.

7.4.4 Маркировка груза должна быть выполнена по ГОСТ 14192.

7.4.5 Упаковка СИКН, СИКНП, СИ и оборудования, входящих в состав СИКН, СИКНП, должна соответствовать ГОСТ 23170, технической документации на СИКН, СИКНП, СИ и оборудование.

8 Требования безопасности

8.1 Требования взрывобезопасности

8.1.1 Безопасность СИКН, СИКНП должна обеспечиваться в соответствии с ГОСТ 12.1.010, стандартами, техническими регламентами, законами, нормативными правовыми актами в области промышленной безопасности государств, где эксплуатируются СИКН, СИКНП.

8.1.2 СИКН, СИКНП должны проектироваться с учетом исключения образования взрывоопасной среды, условий образования источника зажигания.

8.1.3 Электрооборудование должно иметь защиту от доступа к частям, находящимся под напряжением, попадания внутрь внешних твердых предметов и/или воды, обеспечиваемую оболочками по ГОСТ 14254.

8.1.4 Электрооборудование, входящее в состав СИКН, СИКНП и находящееся во взрывоопасных зонах, должно быть взрывозащищенного исполнения.

8.1.5 Группа (подгруппа) взрывозащищенного электрооборудования — II (IIA) по ГОСТ 12.2.020, температурный класс электрооборудования — не ниже Т3 по ГОСТ 12.2.020, уровень взрывозащиты — повышенная надежность против взрыва по ГОСТ 12.2.020.

8.2 Требования пожарной безопасности

8.2.1 Безопасность СИКН, СИКНП должна обеспечиваться в соответствии с ГОСТ 12.1.004, стандартами, техническими регламентами, законами, нормативными правовыми актами в области пожарной безопасности государств, где эксплуатируются СИКН, СИКНП.

8.2.2 БИЛ, БИК, ПУ, блок фильтров должны располагаться в зонах, в которых при нормальном режиме работы оборудования взрывоопасные смеси горючих газов или паров легковоспламеняющихся жидкостей с воздухом не образуются, а возможны только в результате аварии или повреждения технологического оборудования.

8.2.3 При размещении СИКН, СИКНП на открытом воздухе или на открытом воздухе под навесом должны соблюдаться противопожарные разрывы до зданий (сооружений), предусмотренные действующими строительными нормами и правилами.

8.3 Требования электробезопасности

8.3.1 Электрооборудование СИКН, СИКНП должно быть заземлено, иметь защиту от короткого замыкания, перегрузок, перенапряжений.

8.3.2 В СИКН, СИКНП должно быть предусмотрено:

а) включение и отключение электрооборудования в нормальном режиме работы;

б) надежное отключение электрооборудования и линий для ревизий и ремонтных работ.

8.3.3 Защита от статического электричества по ГОСТ 12.1.018, молниезащита в соответствии со стандартами, техническими регламентами, законами, нормативными правовыми актами государств, где эксплуатируются СИКН, СИКНП[1)].

8.3.4 Фланцевые соединения трубопроводов должны быть зашунтированы перемычками.

[1)] В Российской Федерации действует ГОСТ Р МЭК 62305-1—2010 «Менеджмент риска. Защита от молнии. Часть 1. Общие принципы».

8.3.5 Выбор марок кабелей и способа их прокладки должен осуществляться в соответствии с требованиями стандартов и технической документации, требованиями разработчиков СИ и электрооборудования, а также условиями эксплуатации.

8.4 Требования информационной безопасности

8.4.1 Информационная безопасность должна обеспечиваться средствами используемой операционной системы и средствами специализированного программного обеспечения.

8.4.2 Должен быть предусмотрен контроль и защита от несанкционированного доступа пользователей к функциям и данным системы.

8.4.3 Программное обеспечение должно иметь резервные архивные копии на внешних носителях информации.

9 Требования охраны окружающей среды

9.1 Безопасность окружающей среды при эксплуатации СИКН, СИКНП должна обеспечиваться отсутствием неконтролируемых утечек нефти и нефтепродуктов.

9.2 СИКН, СИКНП, а также СИ и оборудование, входящие в состав СИКН, СИКНП, при хранении, транспортировке, эксплуатации и утилизации должны исключать прямое или косвенное негативное воздействие на окружающую среду.

10 Правила приемки

10.1 Виды испытаний

10.1.1 Функциональные блоки СИКН, СИКНП подвергают приемо-сдаточным испытаниям в соответствии с ГОСТ 15.005.

10.1.2 СИКН, СИКНП подвергают приемочным испытаниям в соответствии с ГОСТ 15.005.

10.2 Правила проведения испытаний

10.2.1 Испытания должны проводиться по утвержденным программам и методикам испытаний, соответствующим ГОСТ 2.106.

10.2.2 Результаты испытаний должны оформляться протоколами и актами испытаний.

10.2.3 Приемо-сдаточные испытания проводят в целях оценки соответствия функциональных блоков СИКН, СИКНП требованиям ТЗ на проектирование СИКН, СИКНП, проектной, рабочей, конструкторской документации и определения работоспособности.

10.2.4 Приемочные испытания проводят в целях оценки определенных ТЗ на проектирование СИКН, СИКНП характеристик, проверки и подтверждения соответствия СИКН, СИКНП требованиям ТЗ на проектирование СИКН, СИКНП, проектной, рабочей, конструкторской документации в условиях, соответствующих условиям эксплуатации.

10.2.5 Допускается совмещать приемочные испытания с сертификационными испытаниями и испытаниями в целях утверждения типа.

11 Методы контроля

11.1 Средства измерений и испытательное оборудование

11.1.1 Применяемые для испытаний СИ должны быть поверены, испытательное оборудование аттестовано.

11.1.2 Выбор СИ, применяемых при испытаниях, должен осуществляться в соответствии с требованиями программ и методик испытаний.

11.2 Условия и порядок проведения испытаний

11.2.1 Испытания должны проводиться в условиях, порядке и объеме, предусмотренных программами и методиками испытаний.

11.2.2 При проведении испытаний и измерений необходимо соблюдать требования правил и инструкций по безопасности.

11.2.3 При испытаниях в общем случае должны выполняться следующие мероприятия:

а) проверка соответствия комплектности, маркировки, упаковки СИКН, СИКНП (функциональных блоков СИКН, СИКНП) требованиям стандартов, ТЗ на проектирование СИКН, СИКНП, проектной, рабочей, конструкторской документации;

б) проведение проверки соответствия СИКН, СИКНП (функциональных блоков СИКН, СИКНП) требованиям безопасности;

в) проведение проверки на прочность и герметичность;

г) проведение опробования оборудования СИКН, СИКНП (функциональных блоков СИКН, СИКНП);

д) проверка (определение) метрологических и технических характеристик.

12 Транспортирование и хранение

12.1 Условия транспортирования

12.1.1 Условия транспортирования СИКН, СИКНП, СИ и оборудования, входящих в состав СИКН, СИКНП, в упакованном виде всеми видами транспорта в части воздействия климатических факторов должны соответствовать ГОСТ 15150.

12.1.2 Условия транспортирования СИКН, СИКНП, СИ и оборудования, входящих в состав СИКН, СИКНП, в упакованном виде всеми видами транспорта в части воздействия механических факторов должны соответствовать ГОСТ 23170.

12.2 Условия хранения

Условия хранения СИКН, СИКНП, СИ и оборудования, входящих в состав СИКН, СИКНП должны соответствовать ГОСТ 15150.

13 Указания по эксплуатации

13.1 Условия эксплуатации

13.1.1 СИКН, СИКНП должны эксплуатироваться в соответствии с инструкцией по эксплуатации.

13.1.2 СИКН, СИКНП, СИ и оборудование, входящие в состав СИКН, СИКНП, должны эксплуатироваться в условиях, соответствующих их климатическому исполнению по ГОСТ 15150.

13.2 Метрологическое и техническое обслуживание при эксплуатации

13.2.1 Метрологическое и техническое обслуживание при эксплуатации СИКН, СИКНП должно осуществляться в соответствии с комплексом организационных и технических мероприятий, обеспечивающих поддержание постоянной работоспособности СИКН, СИКНП в период их службы.

13.2.2 При проведении метрологического и технического обслуживания должны соблюдаться требования, установленные инструкцией по эксплуатации.

13.2.3 Метрологическое и техническое обслуживание СИКН, СИКНП при эксплуатации в общем случае должно предусматривать:

а) подготовку персонала;

б) обеспечение организационных структур предприятий (организаций), обслуживающих СИКН, СИКНП, комплектом нормативной, технической и эксплуатационной документации на языке (ах) государств, на территории которых располагаются участвующие в сдаче (приеме) нефти/нефтепродуктов стороны, или на русском языке;

в) обеспечение ЗИП, обменным фондом СИ и технологического оборудования;

г) контроль технического состояния;

д) метрологическое обслуживание:

1) поверку СИКН, СИКНП и входящих в их состав СИ и эталонов;

Примечание — СИ, результаты измерений которых не влияют на погрешность измерений массы нефти/нефтепродуктов, допускается калибровать.

2) КМХ СИ расхода, поточных СИ плотности, поточных СИ вязкости, входящих в состав СИКН, СИКНП, в интервале между поверками.

13.2.4 По окончании срока службы (при приближении окончания срока службы) СИКН, СИКНП, СИ и оборудования, входящих в состав СИКН, СИКНП, допускается продление срока службы.

13.2.5 СИКН, СИКНП, СИ и оборудование, входящие в состав СИКН, СИКНП, подлежат утилизации в соответствии с порядком, установленным на предприятии (организации), являющемся владельцем СИКН, СИКНП.

13.3 Требования к обслуживающему персоналу

13.3.1 К работе и обслуживанию СИКН, СИКНП допускается персонал, отвечающий установленным квалификационным требованиям, с соответствующей группой допуска по электробезопасности, прошедший обучение по промышленной безопасности, пожарной безопасности, по безопасности труда и инструктаж по охране труда.

13.3.2 К работе и обслуживанию СИКН, СИКНП допускается персонал, знающий свои обязанности, ознакомленный с эксплуатационной документацией на СИКН, СИКНП, СИ и оборудование, входящие в состав СИКН, СИКНП.

14 Гарантии изготовителя

14.1 Изготовитель гарантирует соответствие СИКН, СИКНП требованиям ТЗ на проектирование СИКН, СИКНП, проектной, рабочей, конструкторской документации при соблюдении условий эксплуатации, хранения и транспортирования.

14.2 Гарантийный срок эксплуатации СИКН, СИКНП со дня ввода в эксплуатацию — не менее 24 мес. Гарантийный срок хранения СИКН, СИКНП на объекте эксплуатации не менее 3 мес.

Приложение А
(рекомендуемое)

Типовое содержание технического задания на проектирование СИКН, СИКНП

ТЗ на проектирование СИКН, СИКНП должно содержать:

а) титульный лист;

б) содержание;

в) основания для проектирования;

г) обозначения и сокращения;

д) основные положения:

1) назначение СИКН, СИКНП;

2) характеристики рабочей среды;

3) основные технические характеристики СИКН, СИКНП;

4) технические требования:

- требования к функциональным возможностям СИКН, СИКНП,
- требования к составу СИКН, СИКНП,
- требования к метрологическим характеристикам,
- условия эксплуатации и требования по размещению СИКН, СИКНП,
- требования к надежности,
- требования к защите от внешних воздействий,
- требования к электроснабжению,
- требования безопасности,
- эргономические требования,
- требования к маркировке и упаковке,
- требования к транспортированию и хранению;

5) требования к документации;

6) требования к организации разработки и приемки;

7) дополнительные требования;

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

е) ссылочные нормативные документы;

ж) приложения.

Приложение Б
(рекомендуемое)

СИ и оборудование, входящие в состав СИКН, СИКНП, реализующих косвенный метод динамических измерений

СИ и оборудование, входящие в состав СИКН, СИКНП, реализующих косвенный метод динамических измерений, приведены в таблице Б.1.

Таблица Б.1 — СИ и оборудование, входящие в состав СИКН, СИКНП

Наименование СИ и оборудования, входящих в состав СИКН, СИКНП	Пределы допускаемой погрешности СИ	Примечание
1 Основные СИ и оборудование, устанавливаемые на технологической части СИКН, СИКНП		
1.1 Измерительные линии		
1.1.1 Запорная арматура с устройством контроля герметичности	—	Запорная арматура, негерметичность которой влияет на достоверность результатов измерений при учетных операциях, при поверке и КМХ СИ расхода
1.1.2 Фильтр	—	В соответствии с требованиями производителя СИ расхода. При наличии в составе СИКН, СИКНП отдельного блока фильтров фильтр на ИЛ не устанавливают,
1.1.3 Преобразователь дифференциального давления (дифференциальный манометр) и манометры на фильтрах	±2,5 %[1)]	Для контроля загрязненности фильтров. При наличии у преобразователя дифференциального давления (дифференциального манометра) местной индикации манометры на фильтрах допускается не устанавливать
1.1.4 Струевыпрямитель	—	Определяется ТЗ на проектирование СИКН, СИКНП
1.1.5 СИ объемного расхода (турбинный, роторный, лопастной, ультразвуковой): рабочее, резервное	±0,15 %[2)]	—
1.1.6 СИ объемного расхода (турбинный, роторный, лопастной, ультразвуковой): контрольно-резервное	±0,10 %[3)]	Определяется ТЗ на проектирование СИКН, СИКНП
1.1.7 СИ объемного расхода (турбинный, роторный, лопастной, ультразвуковой): эталонное	±0,10 %[3)]	Определяется ТЗ на проектирование СИКН, СИКНП
1.1.8 Преобразователь давления	±0,5 %[1)]	—
1.1.9 Манометр	±0,6 %[1)]	—
1.1.10 Преобразователь температуры	±0,3 °С[4)]	—
1.1.11 Термометр с термокарманом	±0,2 °С[4)]	Определяется ТЗ на проектирование СИКН, СИКНП. Цена деления 0,1 °С
1.1.12 Регулятор расхода с электроприводом	—	Определяется ТЗ на проектирование СИКН, СИКНП

Продолжение таблицы Б.1

Наименование СИ и оборудования, входящих в состав СИКН, СИКНП		Пределы допускаемой погрешности СИ	Примечание
1.1.13 Дренажные краны		—	В нижних точках ИЛ
1.1.14 Шаровые краны		—	В верхних точках ИЛ
1.2 Блок измерений показателей качества нефти и нефтепродуктов			
1.2.1 Фильтры со съемными крышками (рабочий и резервный)		—	Определяется ТЗ на проектирование СИКН, СИКНП. В соответствии с требованиями производителя СИ расхода
1.2.2 Циркуляционные насосы (рабочий и резервный)		—	При возможности обеспечения необходимого расхода в БИК допускается применение безнасосной схемы
1.2.3 Преобразователь давления		±0,5 %[1)]	—
1.2.4 Манометр		±0,6 %[1)]	—
1.2.5 Преобразователь температуры		±0,3 °С[4)]	—
1.2.6 Термометр с термокарманом		±0,2 °С[4)]	Цена деления 0,1 °С
1.2.7 Поточные СИ плотности (рабочий и резервный)		±0,36 кг/м^3 [1),4)]	—
1.2.8 Поточные СИ объемной доли воды в нефти (рабочий и резервный) в блоке измерений показателей качества нефти		±0,1 %[4)]	Определяется ТЗ на проектирование СИКН
1.2.9 Поточные СИ вязкости нефти и нефтепродуктов (для мазута) (рабочий и резервный)		±1,0 %[1)]	Определяется ТЗ на проектирование СИКН, СИКНП
1.2.10 Автоматические пробоотборники (рабочий и резервный)		—	—
1.2.11 Устройство для ручного отбора точечных проб в соответствии с ГОСТ 2517		—	—
1.2.12 Поточное СИ массовой доли серы в нефти с диапазонами измерений	от 0 % до 0,6 %	±0,02 %[4)]	Определяется ТЗ на проектирование СИКН
	от 0,1 % до 1,8 %	±0,06 %[4)]	
	от 1,8 % до 5,0 %	±0,18 %[4)]	
1.2.13 Индикатор (датчик) контроля наличия свободного газа (рабочий и резервный) в нефти		—	Определяется ТЗ на проектирование СИКН
1.2.14 СИ расхода		±5,0 %[2)]	
1.2.15 Регулятор расхода[5)]		—	Определяется ТЗ на проектирование СИКН, СИКНП
1.2.16 Промывочный насос в блоке измерений показателей качества нефти		—	Определяется ТЗ на проектирование СИКН
1.2.17 Устройство контроля протечек на дренажном коллекторе		—	Определяется ТЗ на проектирование СИКН, СИКНП
1.2.18 Запорная арматура с электроприводом		—	На входе и выходе БИК (снаружи блок-бокса, шкафа) для аварийного отключения БИК

Окончание таблицы Б.1

Наименование СИ и оборудования, входящих в состав СИКН, СИКНП		Пределы допускаемой погрешности СИ	Примечание
1.2.19 Термостатирующий цилиндр в БИК		—	Определяется ТЗ на проектирование СИКН, СИКНП
1.3 Технологическая часть			
1.3.1 ПЗУ в соответствии с ГОСТ 2517		—	На коллекторе СИКН, СИКНП
1.3.2 Регулятор давления на выходе СИКН, СИКНП		—	При необходимости регулирования давления, определяется ТЗ на проектирование СИКН, СИКНП
1.3.3 Преобразователь давления		±0,5 %[1)]	На входном и выходном коллекторах СИКН, СИКНП
1.3.4 Манометр		±0,6 %[1)]	На входном и выходном коллекторах СИКН, СИКНП
2 Основные СИ и оборудование, устанавливаемые вне технологической части СИКН, СИКНП			
2.1 СОИ	Вычисление массы нефти/ нефтепродуктов	±0,05 %[6)]	—
2.2 Вторичная аппаратура СИ расхода		±0,05 %[6)]	При невозможности применения СИ расхода без вторичной аппаратуры (прибора)
2.3 АРМ оператора		—	—
2.4 ПУ		Разряд I или II по ГОСТ 8.510	—

[1)] Пределы допускаемой приведенной погрешности.
[2)] Пределы допускаемой относительной погрешности в диапазоне расходов.
[3)] Пределы допускаемой относительной погрешности в точке расхода.
[4)] Пределы допускаемой абсолютной погрешности.
[5)] При применении частотного регулятора числа оборотов циркуляционного насоса регулятор расхода в БИК не устанавливают.
[6)] Пределы допускаемой относительной погрешности.

Примечания

1 Необходимость включения оборудования и СИ в состав СИКН, СИКНП обосновывается при разработке ТЗ на проектирование СИКН, СИКНП.

2 Вместо контрольно-резервного СИ расхода допускается применение эталонного СИ расхода (эталонного СИ расхода, установленного на мобильной (передвижной) установке) в соответствии с ТЗ на проектирование СИКН, СИКНП.

Приложение В
(рекомендуемое)

СИ и оборудование, входящие в состав СИКН, СИКНП, реализующих прямой метод динамических измерений

СИ и оборудование, входящие в состав СИКН, СИКНП, реализующих прямой метод динамических измерений, приведены в таблице В.1.

Таблица В.1 — СИ и оборудование, входящие в состав СИКН, СИКНП

Наименование СИ и оборудования, входящих в состав СИКН, СИКНП	Пределы допускаемой погрешности СИ	Примечание
1 Основные СИ и оборудование, устанавливаемые на технологической части СИКН, СИКНП		
1.1 Измерительные линии		
1.1.1 Запорная арматура с устройством контроля герметичности	—	Запорная арматура, негерметичность которой влияет на достоверность результатов измерений при учетных операциях, при поверке и КМХ СИ расхода
1.1.2 Фильтр	—	В соответствии с требованиями производителя СИ расхода. При наличии в составе СИКН, СИКНП отдельного блока фильтров фильтры на ИЛ не устанавливают
1.1.3 Преобразователь дифференциального давления (дифференциальный манометр) и манометры на фильтрах	±2,5 %[1)]	Для контроля загрязненности фильтров. При наличии у преобразователя дифференциального давления (дифференциального манометра) местной индикации манометры на фильтрах допускается не устанавливать
1.1.4 СИ массового расхода: рабочее, резервное	±0,25 %[2)]	
1.1.5 СИ массового расхода: контрольно-резервное	±0,20 %[3)]	Определяется ТЗ на проектирование СИКН, СИКНП
1.1.6 СИ массового расхода: эталонное	±0,10 %[3)]	Определяется ТЗ на проектирование СИКН, СИКНП
1.1.7 Преобразователь давления	±0,5 %[1)]	
1.1.8 Манометр	±0,6 %[1)]	
1.1.9 Преобразователь температуры	±0,3 °С[4)]	
1.1.10 Термометр с термокарманом	±0,2 °С[4)]	Определяется ТЗ на проектирование СИКН, СИКНП. Цена деления 0,1 °С
1.1.11 Регулятор расхода с электроприводом	—	Определяется ТЗ на проектирование СИКН, СИКНП
1.1.12 Дренажные краны	—	В нижних точках ИЛ
1.1.13 Шаровые краны	—	В верхних точках ИЛ

Продолжение таблицы В.1

Наименование СИ и оборудования, входящих в состав СИКН, СИКНП		Пределы допускаемой погрешности СИ	Примечание
1.2 Блок измерений показателей качества нефти и нефтепродуктов			
1.2.1 Фильтры со съемными крышками (рабочий и резервный)		—	Определяется ТЗ на проектирование СИКН, СИКНП. В соответствии с требованиями производителя СИ расхода
1.2.2 Циркуляционные насосы (рабочий и резервный)		—	При возможности обеспечения необходимого расхода в БИК допускается применение безнасосной схемы
1.2.3 Преобразователь давления		±0,5 %[1)]	Определяется ТЗ на проектирование СИКН, СИКНП
1.2.4 Манометр		±0,6 %[1)]	Определяется ТЗ на проектирование СИКН, СИКНП
1.2.5 Преобразователь температуры		±0,3 °С[4)]	Определяется ТЗ на проектирование СИКН, СИКНП
1.2.6 Термометр с термокарманом		±0,2 °С[4)]	Определяется ТЗ на проектирование СИКН, СИКНП. Цена деления 0,1 °С
1.2.7 Поточные СИ плотности (рабочий и резервный)		±0,3 кг/м^3 [1), 4)]	Определяется ТЗ на проектирование СИКН, СИКНП
1.2.8 Поточные СИ объемной доли воды в нефти (рабочий и резервный) в блоке измерений показателей качества нефти		±0,1 %[4)]	Определяется ТЗ на проектирование СИКН
1.2.9 Поточные СИ вязкости нефти и нефтепродуктов (для мазута) (рабочий и резервный)		±1,0 %[1)]	Определяется ТЗ на проектирование СИКН, СИКНП
1.2.10 Автоматические пробоотборники (рабочий и резервный)		—	
1.2.11 Устройство для ручного отбора точечных проб в соответствии с ГОСТ 2517		—	
1.2.12 Поточное СИ массовой доли серы в нефти в блоке измерений показателей качества нефти (для СИКН) с диапазонами измерений	от 0 % до 0,6 %	±0,02 %[4)]	Определяется ТЗ на проектирование СИКН
	от 0,1 % до 1,8 %	±0,06 %[4)]	
	от 1,8 % до 5,0 %	±0,18 %[4)]	
1.2.13 Индикатор (датчик) контроля наличия свободного газа (рабочий и резервный) в нефти		—	Определяется ТЗ на проектирование СИКН
1.2.14 СИ расхода		±5,0 %[2)]	
1.2.15 Регулятор расхода[5)]		—	Определяется ТЗ на проектирование СИКН, СИКНП
1.2.16 Промывочный насос в блоке измерений показателей качества нефти		—	Определяется ТЗ на проектирование СИКН

Окончание таблицы В.1

Наименование СИ и оборудования, входящих в состав СИКН, СИКНП	Пределы допускаемой погрешности СИ	Примечание
1.2.17 Устройство контроля протечек на дренажном коллекторе	—	Определяется ТЗ на проектирование СИКН, СИКНП
1.2.18 Запорная арматура с электроприводом	—	На входе и выходе БИК (снаружи блок-бокса, шкафа) для аварийного отключения БИК
1.2.19 Термостатирующий цилиндр в БИК	—	Определяется ТЗ на проектирование СИКН, СИКНП
1.3 Технологическая часть		
1.3.1 ПЗУ в соответствии с ГОСТ 2517	—	На коллекторе СИКН, СИКНП
1.3.2 Регулятор давления на выходе СИКН, СИКНП	—	При необходимости регулирования давления определяется ТЗ на проектирование СИКН, СИКНП
1.3.3 Преобразователь давления	±0,5 %[1)]	На входном и выходном коллекторах СИКН, СИКНП
1.3.4 Манометр	±0,6 %[1)]	На входном и выходном коллекторах СИКН, СИКНП
2 Основные СИ и оборудование, устанавливаемые вне технологической части СИКН, СИКНП		
2.1 СОИ — Вычисление массы нефти/нефтепродуктов	±0,05 %[6)]	
2.2 АРМ оператора	—	
2.3 ПУ	Разряд I или II по ГОСТ 8.510	

[1)] Пределы допускаемой приведенной погрешности.
[2)] Пределы допускаемой относительной погрешности в диапазоне расходов.
[3)] Пределы допускаемой относительной погрешности в точке расхода.
[4)] Пределы допускаемой абсолютной погрешности.
[5)] При применении частотного регулятора числа оборотов циркулярного насоса регулятор расхода в БИК не устанавливают.
[6)] Пределы допускаемой относительной погрешности.

Примечания

1 Необходимость включения оборудования и СИ в состав СИКН, СИКНП обосновывается при разработке ТЗ на проектирование СИКН, СИКНП.

2 Вместо контрольно-резервного СИ расхода допускается применение эталонного СИ расхода (эталонного СИ расхода, установленного на мобильной (передвижной) установке) в соответствии с ТЗ на проектирование СИКН, СИКНП.

Приложение Г
(обязательное)

Порядок расчета числа измерительных линий

Г.1 Число ИЛ $N_{ИЛ}$, шт., определяется по формуле

$$N_{ИЛ} = N_{РАБ} + N_{РЕЗ}, \quad (Г.1)$$

где $N_{РАБ}$ — число рабочих линий, шт.;
$N_{РЕЗ}$ — число резервных линий, шт.

Г.2 Число рабочих линий $N_{РАБ}$, шт., определяется по формуле

$$N_{РАБ} = \frac{Q_{max}}{K_{загр} \cdot Q_{ПР}}, \quad (Г.2)$$

где Q_{max} — максимальный расход через трубопровод, м^3/ч;
$K_{загр}$ — коэффициент загрузки, $K_{загр}$ = 0,8;
$Q_{ПР}$ — максимальная пропускная способность СИ расхода, м^3/ч.

Г.3 СИ расхода выбирается исходя из условия

$$K_{загр} \cdot Q_{ПР} \le Q_{max}, \quad (Г.3)$$

где Q_{max} — максимальный расход через трубопровод, м^3/ч.

Г.4 Число резервных линий $N_{РЕЗ}$, шт., определяется по формуле

$$N_{РЕЗ} = 0,3 \cdot N_{РАБ}. \quad (Г.4)$$

Г.5 Число рабочих линий $N_{РАБ}$ и число резервных линий $N_{РЕЗ}$ округляются в большую сторону до целого значения.

УДК 622.69-79:006.354 МКС 17.060

Ключевые слова: нефть, нефтепродукт, измерения, система измерений количества и показателей качества нефти, система измерений количества и показателей качества нефтепродуктов, общие технические условия

БЗ 4—2018/4

Редактор *Н.А. Аргунова*
Технический редактор *В.Н. Прусакова*
Корректор *С.И. Фирсова*
Компьютерная верстка *И.А. Налейкиной*

Сдано в набор 25.05.2018. Подписано в печать 08.06.2018. Формат 60×84$^1/_8$. Гарнитура Ариал.
Усл. печ. л. 3,26. Уч.-изд. л. 2,60.
Подготовлено на основе электронной версии, предоставленной разработчиком стандарта

Создано в единичном исполнении ФГУП «СТАНДАРТИНФОРМ» для комплектования Федерального информационного фонда стандартов, 123001 Москва, Гранатный пер., 4.

gost.e-ecolog.ru gost.e-ecolog.ru

Поправка к ГОСТ 34396—2018 Системы измерения количества и показателей качества нефти и нефтепродуктов. Общие технические условия

В каком месте	Напечатано	Должно быть
Предисловие. Таблица согласования	—	Азербайджан | AZ | Азстандарт

(ИУС № 8 2023 г.)

Поправка к ГОСТ 34396—2018 Системы измерений количества и показателей качества нефти и нефтепродуктов. Общие технические условия

В каком месте	Напечатано	Должно быть		
Предисловие. Таблица согласования	—	Армения	AM	ЗАО «Национальный орган по стандартизации и метрологии» Республики Армения

(ИУС № 8 2024 г.)

gost.e-ecolog.ru