ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ УНИТАРНОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ
ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ
МЕТРОЛОГИЧЕСКОЙ СЛУЖБЫ
(ФГУП «ВНИИМС»)



УТВЕРЖДАЮ
Заместитель директора
ФГУП «ВНИИМС»
_____ В.Н. Яншин
«20» 02 2012 г.

РЕКОМЕНДАЦИЯ

ГОСУДАРСТВЕННАЯ СИСТЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЕДИНСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

МАГИСТРАЛЬНЫЙ НЕФТЕПРОДУКТОПРОВОД

СИСТЕМЫ ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТЕПРОДУКТОВ
ОБЩИЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ И МЕТРОЛОГИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ

МИ 3372-2012

Москва
2012

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

1 РАЗРАБОТАНА обществом с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский институт транспорта нефти и нефтепродуктов» (ООО «НИИ ТНН»)

2 УТВЕРЖДЕНА ФГУП «ВНИИМС» 20.02.2012

3 ЗАРЕГИСТРИРОВАНА ФГУП «ВНИИМС» 20.02.2012

4 ВВЕДЕНА ВПЕРВЫЕ

Содержание

1 Область применения 1
2 Нормативные ссылки 1
3 Термины и определения 4
4 Обозначения и сокращения 5
5 Общие требования 6
5.1 Показатели назначения 6
5.2 Конструктивные требования 8
5.3 Требования надежности 8
5.4 Требования стойкости к внешним воздействиям 8
5.5 Требования к составу СИКН 9
5.6 Требования к системам измерений количества нефтепродуктов на автомобильных наливных пунктах 17
5.7 Требования к системам измерений количества нефтепродуктов на железнодорожных наливных пунктах 19
5.8 Комплектность 20
5.9 Маркировка 21
5.10 Упаковка 21
6 Требования к обслуживающему персоналу и охране труда 21
7 Требования безопасности 22
7.1 Требования электробезопасности 22
7.2 Требования взрывобезопасности 22
7.3 Требования пожарной безопасности 23
8 Транспортирование и хранение 23
9 Указания по эксплуатации 23
10 Гарантии изготовителя 25
Приложение А (справочное) Порядок расчета числа измерительных линий 26
Библиография 27

Введение

Настоящая рекомендация разработана в целях установления единых метрологических и технических требований к системам измерений количества и показателей качества нефтепродуктов.

При разработке рекомендации учтены положения нормативных правовых актов, действующих стандартов и технических регламентов Российской Федерации, нормативных документов ОАО «АК «Транснефть», ОАО «АК «Транснефтепродукт».

Группа Т80

РЕКОМЕНДАЦИЯ

ГОСУДАРСТВЕННАЯ СИСТЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЕДИНСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

МИ 3372-2012

Магистральный нефтепродуктопровод

СИСТЕМЫ ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТЕПРОДУКТОВ

Общие технические и метрологические требования

1 Область применения

1.1 Настоящая рекомендация распространяется на системы измерений количества и показателей качества нефтепродуктов, включая системы измерений количества нефтепродуктов на автомобильных и железнодорожных наливных пунктах.

1.2 Настоящая рекомендация устанавливает общие технические и метрологические требования к системам измерений количества и показателей качества нефтепродуктов.

Примечание – Здесь и далее к системам измерений количества и показателей качества нефтепродуктов относятся как стационарные, так и мобильные системы измерений количества и показателей качества нефтепродуктов. Если нет дополнительных указаний, то приводимые требования распространяются на все системы измерений количества и показателей качества нефтепродуктов.

1.3 Настоящая рекомендация предназначена для применения:

- предприятиями различных организационно-правовых форм, имеющими на балансе магистральные нефтепродуктопроводы;

- предприятиями различных организационно-правовых форм, подключенными к магистральным нефтепродуктопроводам, сдающими или принимающими нефтепродукты, включая нефтеперерабатывающие заводы и организации нефтепродуктообеспечения;

- проектными организациями.

2 Нормативные ссылки

В настоящей рекомендации использованы нормативные ссылки на следующие документы:

ГОСТ Р 8.595-2004 Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений

ГОСТ Р 8.654-2009 Государственная система обеспечения единства измерений. Требования к программному обеспечению средств измерений. Основные положения

ГОСТ Р 12.4.026-2001 Система стандартов безопасности труда. Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний

ГОСТ Р 27.002-2009 Надежность в технике. Термины и определения

ГОСТ Р 51317.4.1-2000 Совместимость технических средств электромагнитная. Испытания на помехоустойчивость. Виды испытаний

ГОСТ Р 51330.0-99 (МЭК 60079-0-98) Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 0. Общие требования

ГОСТ Р 51330.5-99 (МЭК 60079-4-75) Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 4. Метод определения температуры самовоспламенения

ГОСТ Р 51330.9-99 (МЭК 60079-10-95) Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 10. Классификация взрывоопасных зон

ГОСТ Р 51330.11-99 (МЭК 60079-12-78) Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 12. Классификация смесей газов и паров с воздухом по безопасным экспериментальным максимальным зазорам и минимальным воспламеняющим токам

ГОСТ Р 51330.19-99 (МЭК 60079-20-96) Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 20. Данные по горючим газам и парам, относящиеся к эксплуатации электрооборудования

ГОСТ Р ЕН 13463-1-2009 Оборудование неэлектрическое, предназначенное для применения в потенциально взрывоопасных средах. Часть 1. Общие требования

ГОСТ Р МЭК 62305-1-2010 Менеджмент риска. Часть 1. Защита от молнии. Общие принципы

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

ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны

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 12.1.030-81 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление

ГОСТ 12.4.124-83 Система стандартов безопасности труда. Средства защиты от статического электричества. Общие технические требования

ГОСТ 27.003-90 Надежность в технике. Состав и общие правила задания требований по надежности

ГОСТ 2517-85 Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб

ГОСТ 6651-2009 Государственная система обеспечения единства измерений. Термопреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля. Общие технические требования и методы испытаний

ГОСТ 9544-2005 Арматура трубопроводная запорная. Классы и нормы герметичности затворов

ГОСТ 13109-97 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения

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 26098-84 Нефтепродукты. Термины и определения

ГОСТ 26828-86 Изделия машиностроения и приборостроения. Маркировка

ГОСТ 27574-87 Костюмы женские для защиты от общих производственных загрязнений и механических воздействий. Технические условия

ГОСТ 27575-87 Костюмы мужские для защиты от общих производственных загрязнений и механических воздействий. Технические условия

СП 5.13130.2009 Системы противопожарной защиты. Установки пожарной сигнализации и пожаротушения автоматические. Нормы и правила проектирования

МИ 2174-91 Государственная система обеспечения единства измерений. Аттестация алгоритмов и программ обработки данных при измерениях. Основные положения

МИ 2676-2001 Государственная система обеспечения единства измерений. Методика метрологической аттестации алгоритмов и программ обработки данных результатов измерений при определении объема и массы нефти и нефтепродуктов. Общие положения

МИ 2955-2010 Государственная система обеспечения единства измерений. Типовая методика аттестации программного обеспечения средств измерений

МИ 3002-2006 Государственная система обеспечения единства измерений. Правила пломбирования и клеймения средств измерений и оборудования, применяемых в составе систем измерений количества и показателей качества нефти и поверочных установок

СО 153-34.21.122-2003 Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций

Примечание – При пользовании настоящей рекомендацией целесообразно проверить действие ссылочных документов в информационной системе общего пользования – на официальном сайте национального органа Российской Федерации по стандартизации в сети Интернет или по ежегодно издаваемому информационному указателю «Национальные стандарты», который опубликован по состоянию на 1 января текущего года, и по соответствующим ежемесячно издаваемым информационным указателям, опубликованным в текущем году. Если ссылочный документ заменен (изменен), то при пользовании настоящей рекомендацией следует руководствоваться замененным (измененным) документом. Если ссылочный документ отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины и определения

В настоящей рекомендации применены следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 **контрольная сумма:** Число, рассчитанное путем проведения определенных операций над входными данными (например, хэш-сумма, электронная подпись), обычно используемое для проверки правильности передачи данных по каналам связи (по ГОСТ Р 8.654-2009).

3.2 **метрологически значимое программное обеспечение:** Программы и программные модули, выполняющие функции сбора, передачи, обработки, хранения и представления измерительной информации, а также параметры, характеризующие тип средства измерений и внесенные в программное обеспечение (по ГОСТ Р 8.654-2009).

3.3 **мобильная система измерений количества и показателей качества нефтепродуктов:** Совокупность средств измерений, системы обработки информации, технологического оборудования и трубопроводной арматуры, функционирующих как единое целое, основанная на прямом методе динамических измерений массы нефтепродуктов и предназначенная для:

- измерения массы, температуры, давления и плотности нефтепродуктов;
- автоматической обработки результатов измерений;
- индикации и регистрации результатов измерений и результатов их обработки.

3.4 **нефтепродукт:** Готовый продукт, полученный при переработке нефти, газоконденсатного, углеводородного и химического сырья (по ГОСТ 26098-84).

3.5 **система измерений количества и показателей качества нефтепродуктов:** Совокупность средств измерений, системы обработки информации, технологического оборудования и трубопроводной арматуры, функционирующих как единое целое, основанная на методе динамических измерений массы нефтепродуктов и предназначенная для:

- измерения объема и/или массы, температуры, давления и плотности нефтепродуктов;
- автоматической обработки результатов измерений;
- индикации и регистрации результатов измерений и результатов их обработки.

3.6 **стандартные условия:** Условия, соответствующие температуре продукта 15 °С или 20 °С и избыточному давлению, равному нулю (по ГОСТ Р 8.595-2004).

3.7 **учетная операция:** Операция, проводимая поставщиком и потребителем или сдающей и принимающей сторонами, заключающаяся в определении массы продукта для последующих расчетов, при инвентаризации и арбитраже (по ГОСТ Р 8.595-2004).

4 Обозначения и сокращения

В настоящей рекомендации применены следующие обозначения и сокращения:

АРМ – автоматизированное рабочее место;

БИЛ – блок измерительных линий;

БИК – блок измерений показателей качества нефтепродуктов;

БФ – блок фильтров;

ГЛОНАСС – глобальная навигационная спутниковая система;

ЗИП – запасные части, инструменты, принадлежности и материалы;

ИЛ – измерительная линия;

КМХ – контроль метрологических характеристик;

НД – нормативный документ;

ПО – программное обеспечение;

ПП – преобразователь плотности;

ПР – преобразователь расхода;

ПУ – поверочная установка;

СИ – средство измерений;

СИКН – система измерений количества и показателей качества нефтепродуктов;

СОИ – система обработки информации;

ТЗ – техническое задание;

ТПУ – трубопоршневая поверочная установка;

УРД – узел регулирования давления;

УРР-Д – узел регулирования расхода и давления;

ЭПУ – эталонная поверочная установка на базе мерников и весов;

GPS – global positioning system (глобальная система позиционирования).

5 Общие требования

5.1 Показатели назначения

5.1.1 СИКН предназначены для динамических измерений массы нефтепродуктов прямым или косвенным методами с погрешностью, не превышающей пределов, установленных в ГОСТ Р 8.595.

5.1.2 Основные функции СИКН при прямом методе динамических измерений:

а) измерение массы нефтепродукта по каждой ИЛ преобразователями массового расхода;

б) вычисление массы нефтепродукта по СИКН в целом.

5.1.3 Основные функции СИКН при косвенном методе динамических измерений:

а) измерение объема нефтепродукта по каждой ИЛ преобразователями объемного расхода;

б) измерение плотности нефтепродукта в БИК поточным ПП;

в) измерение давления и температуры нефтепродукта преобразователями давления и температуры в БИЛ и БИК;

г) определение массы нефтепродукта по каждой ИЛ одним из следующих способов:

1) по результатам измерений объема нефтепродукта по каждой ИЛ и плотности нефтепродукта в БИК, приведенных к стандартным условиям при 15 °С и/или 20 °С и избыточному давлению, равному нулю;

2) по результатам измерений объема нефтепродукта по каждой ИЛ и плотности нефтепродукта в БИК, приведенной к условиям измерений объема (при разности температур в ИЛ и БИК не более 15 °С по ГОСТ Р 8.595);

д) вычисление массы нефтепродукта по СИКН в целом.

5.1.4 СИКН должны обеспечивать:

а) дистанционное и местное управление ИЛ (включение, выключение, поддержание заданного расхода);

б) дистанционное и местное поддержание минимально допустимого давления в СИКН;

Примечание – На мобильной СИКН допускается применять местное управление ИЛ и поддержание минимально допустимого давления в СИКН.

в) дистанционное и местное управление расходом нефтепродукта через БИК;

г) автоматический отбор объединенной пробы:

1) пропорционально объему транспортируемого за смену нефтепродукта;

2) пропорционально времени;

д) ручной отбор точечной пробы;

е) автоматизированное и ручное выполнение поверки и КМХ ПР с помощью ПУ без нарушения работы СИКН. Формирование и печать протоколов поверки и КМХ ПР;

ж) дистанционный и/или местный контроль герметичности запорной арматуры;

и) автоматический контроль, индикацию и сигнализацию предельных значений параметров:

1) расхода нефтепродукта по каждой ИЛ и в БИК;

2) плотности нефтепродукта;

3) температуры нефтепродукта по каждой ИЛ и в БИК;

4) давления нефтепродукта по каждой ИЛ и в БИК;

5) перепада давления на фильтрах;

к) индикацию и автоматическое обновление результатов измерений массы, объема, расхода нефтепродукта по каждой ИЛ и СИКН в целом, значений температуры, давления в БИЛ и БИК, плотности нефтепродукта с выводом на дисплей по требованию;

л) регистрацию, хранение и передачу результатов измерений и вычислений в системы верхнего уровня в заданные интервалы времени;

м) формирование, отображение, регистрацию в автоматическом режиме и по запросу текущих результатов измерений, результатов измерений за заданный интервал времени и приемо-сдаточных документов;

н) учет и формирование журнала событий СИКН (переключения, аварийные сигналы, сообщения об ошибках и отказах системы и ее элементов).

5.1.5 СИКН должны соответствовать действующим техническим регламентам Таможенного Союза, законодательным и нормативным правовым актам Российской Федерации, техническим регламентам, межгосударственным стандартам и национальным стандартам Российской Федерации в части, их касающейся, и ТЗ.

5.1.6 СИКН и СИ в составе СИКН должны иметь действующие свидетельства о поверке, сведения об утвержденных типах СИ должны быть внесены в Федеральный

информационный фонд по обеспечению единства измерений в соответствии с Федеральным законом [1] и приказом [2].

5.2 Конструктивные требования

5.2.1 СИКН должны проектироваться (изготавливаться) по модульно-узловому принципу из унифицированных функциональных модулей и узлов различных типоразмеров и исполнения.

5.2.2 Переносные СИ и оборудование должны быть изготовлены из материалов, исключающих возможность образования искр при контакте между собой и конструкционными элементами СИКН.

5.2.3 Конструкция неэлектрического оборудования должна обеспечивать безопасность в соответствии с ГОСТ Р ЕН 13463-1.

5.2.4 Вся запорная арматура должна быть класса герметичности А по ГОСТ 9544.

5.2.5 Запорная арматура, протечки в узле затвора которой могут оказать влияние на достоверность учетных операций, результаты поверки и КМХ ПР, результаты поверки ПУ, должна быть обеспечена устройством контроля герметичности.

5.3 Требования надежности

5.3.1 Срок службы СИКН в условиях и режимах эксплуатации, установленных настоящей рекомендацией, должен составлять не менее 8 лет.

5.3.2 Допускается применение СИ и оборудования, входящих в состав СИКН, со сроком службы менее 8 лет с ремонтом или заменой при эксплуатации СИКН.

5.3.3 Дополнительные показатели надежности по ГОСТ Р 27.002 должны устанавливаться по согласованию с заказчиком в ТЗ в соответствии с ГОСТ 27.003.

5.3.4 СИКН должны быть восстанавливаемыми и сохранять свои характеристики в течение всего срока службы.

5.4 Требования стойкости к внешним воздействиям

СИКН должны быть устойчивыми к воздействию температуры, влаги, давления и должны сохранять технические и метрологические характеристики во время воздействия на них влияющих факторов в рабочих климатических условиях эксплуатации в зданиях (сооружениях) по таблице 5.1 и на открытом воздухе по таблице 5.2.

Таблица 5.1 – Условия эксплуатации в зданиях (сооружениях)

Параметр	Значение
Температура окружающей среды, °С	В соответствии с ТЗ на проектирование
Относительная влажность воздуха, %	От 10 до 95 без образования конденсата
Атмосферное давление, кПа (мм рт. ст.)	От 84 до 106,7 (от 630 до 800)

Таблица 5.2 – Условия эксплуатации на открытом воздухе

Параметр	Значение
Температура окружающей среды, °С	В соответствии с ТЗ на проектирование
Относительная влажность воздуха, %	От 10 до 100
Атмосферное давление, кПа (мм рт. ст.)	От 84 до 106,7 (от 630 до 800)

5.5 Требования к составу СИКН

5.5.1 Определение состава СИКН

5.5.1.1 Состав СИКН определяется ТЗ на проектирование.

5.5.1.2 В общем случае стационарная СИКН должна состоять из:

а) БФ (при отсутствии фильтров тонкой очистки в составе ИЛ);

б) БИЛ;

в) БИК;

г) СОИ;

д) пробозаборного устройства по ГОСТ 2517;

е) ПУ (определяется ТЗ на проектирование);

ж) узла подключения передвижной ПУ (определяется ТЗ на проектирование);

и) системы дренажа (состав определяется ТЗ на проектирование);

к) УРД (определяется ТЗ на проектирование);

л) УРР-Д через ПУ (определяется ТЗ на проектирование);

м) ЭПУ для поверки ПУ (определяется ТЗ на проектирование).

5.5.1.3 В общем случае мобильная СИКН должна состоять из:

а) фильтра тонкой очистки на входе в мобильную СИКН;

б) БИЛ;

в) СОИ;

г) пробозаборного устройства по ГОСТ 2517;

д) автоматического и ручного пробоотборника;

е) узла подключения передвижной ПУ (определяется ТЗ на проектирование);

ж) системы дренажа (состав определяется ТЗ на проектирование);

и) УРД (определяется ТЗ на проектирование);

к) УРР-Д через ПУ (определяется ТЗ на проектирование);

л) мобильной платформы.

5.5.2 Блок фильтров

5.5.2.1 БФ устанавливают в случае отсутствия фильтров на ИЛ (при наличии в ТЗ на проектирование). Требование о выделении фильтров в отдельный блок указывается заказчиком в ТЗ на проектирование.

5.5.2.2 БФ должен состоять не менее чем из двух фильтров очистки нефтепродукта (количество определяется ТЗ на проектирование). Каждый фильтр должен обеспечивать производительность работы в рабочем диапазоне расхода СИКН. Фильтр, входящий в состав ИЛ, должен обеспечивать производительность работы в рабочем диапазоне расхода ПР.

5.5.2.3 На мобильной СИКН допускается устанавливать один фильтр. Фильтр должен обеспечивать производительность работы в рабочем диапазоне расхода мобильной СИКН.

5.5.2.4 Фильтры укомплектовывают быстросъемными крышками или самоочищающимися фильтрующими элементами (определяется ТЗ на проектирование), манометрами с пределами допускаемой основной приведенной погрешности не более ±2,5 % и преобразователем разности давления с пределами допускаемой приведенной погрешности не более ±2,5 %.

5.5.2.5 БФ, фильтры, устанавливаемые на ИЛ, должны обеспечивать чистоту нефтепродукта согласно требованиям к условиям эксплуатации СИ, ТЗ на проектирование, действующих стандартов и технических условий на нефтепродукты.

5.5.3 Блок измерительных линий

5.5.3.1 БИЛ должен состоять из:

а) входного и выходного коллекторов;

б) коллектора к ПУ;

в) ИЛ (рабочие, резервные и контрольно-резервная). Порядок расчета количества ИЛ приведен в приложении А;

г) системы дренажа.

5.5.3.2 Диаметры входного и выходного коллекторов необходимо рассчитывать на максимальный расход нефтепродукта через СИКН с учетом допускаемой скорости потока не более 7 м/с.

5.5.3.3 На выходном коллекторе устанавливают манометр с пределами допускаемой основной приведенной погрешности не более ±0,6 % и преобразователь давления с пределами допускаемой приведенной погрешности не более ±0,5 %. Допускается устанавливать термокарман для термометра и преобразователь температуры в комплекте с термосопротивлением класса А по ГОСТ 6651 с пределами допускаемой абсолютной погрешности не более ±0,2 °С (определяется ТЗ на проектирование).

5.5.3.4 Диаметр коллектора к ПУ должен быть рассчитан на максимальный расход при допустимой скорости потока не более 7 м/с.

5.5.3.5 В состав ИЛ с преобразователем массового расхода входят:

а) запорная арматура на входе ИЛ;

б) фильтр тонкой очистки с быстросъемной крышкой или самоочищающимся фильтрующим элементом, дренажным и воздушным кранами (если не предусмотрен отдельный БФ), манометрами с пределами допускаемой основной приведенной погрешности не более ±2,5 % и преобразователями перепада давления с пределами допускаемой приведенной погрешности не более ±2,5 %;

в) рабочий (резервный) преобразователь массового расхода с пределами допускаемой относительной погрешности в рабочем диапазоне расходов не более ±0,25 %;

г) контрольно-резервный преобразователь массового расхода (при наличии в ТЗ на проектирование) с пределами допускаемой относительной погрешности не более ±0,25 % в рабочем диапазоне расходов и не более ±0,2 % при расходах, в которых проводилась поверка;

д) преобразователь давления с пределами допускаемой приведенной погрешности не более ±0,5 %;

е) манометр с пределами допускаемой основной приведенной погрешности не более ±0,6 %;

ж) запорная арматура с контролем протечек на выходе ИЛ и на входе в контрольно-резервную ИЛ;

и) запорная арматура с контролем протечек на выходе к ПУ;

к) регулятор давления и/или расхода на выходе ИЛ (при наличии в ТЗ на проектирование);

л) шаровый кран для дренажа;

м) шаровый кран-воздушник (при отсутствии фильтра на ИЛ).

5.5.3.6 В состав ИЛ с преобразователем объемного расхода входят:

а) запорная арматура на входе ИЛ;

б) фильтр тонкой очистки с быстросъемной крышкой или самоочищающимся фильтрующим элементом, дренажным и воздушным кранами (если не предусмотрен отдельный БФ), манометрами с пределами допускаемой основной приведенной погрешности не более ±2,5 % и преобразователями перепада давления с пределами допускаемой приведенной погрешности не более ±2,5 %;

в) рабочий (резервный) преобразователь объемного расхода с пределами допускаемой относительной погрешности в рабочем диапазоне расходов не более ±0,15 % в комплекте с прямыми участками до и после ПР и струевыпрямителем (в соответствии с требованиями изготовителя ПР);

г) контрольно-резервный преобразователь объемного расхода (при наличии в ТЗ на проектирование) в комплекте с прямыми участками до и после ПР и струевыпрямителем (в соответствии с требованиями изготовителя ПР) с пределами допускаемой относительной погрешности не более ±0,15 % в рабочем диапазоне расходов и не более ±0,1 % при расходах, в которых проводилась поверка;

д) преобразователь температуры в комплекте с термосопротивлением класса А по ГОСТ 6651 с пределами допускаемой абсолютной погрешности не более ±0,2 °С (за прямым участком после ПР);

е) термометр с пределами допускаемой абсолютной погрешности не более ±0,2 °С в комплекте с термокарманом (за прямым участком после ПР);

ж) преобразователь давления с пределами допускаемой приведенной погрешности не более ±0,5 % (за прямым участком после ПР);

и) манометр с пределами допускаемой основной приведенной погрешности не более ±0,6 % (за прямым участком после ПР);

к) запорная арматура с контролем протечек на выходе ИЛ и на входе в контрольно-резервную ИЛ;

л) запорная арматура с контролем протечек на выходе к ПУ;

м) регулятор давления и/или расхода на выходе ИЛ (при наличии в ТЗ на проектирование);

н) шаровый кран для дренажа за прямым участком после ПР (при наличии в ТЗ на проектирование);

п) шаровый кран-воздушник на входе ИЛ (при отсутствии фильтра на ИЛ).

5.5.3.7 В случае подключения ПУ до БИЛ запорную арматуру с контролем протечек предусматривают на входе ИЛ и на выходе от ПУ.

5.5.3.8 Система дренажа БИЛ должна быть закрытого типа. Должен быть обеспечен контроль протечек в системе дренажа (или дренажных кранах).

5.5.4 Блок измерений показателей качества нефтепродуктов

5.5.4.1 В БИК устанавливают:

а) рабочий и резервный фильтры (наличие определяется ТЗ на проектирование);

б) циркуляционные насосы (рабочий и резервный) с частотно-регулируемым приводом, обеспечивающие требуемый расход нефтепродукта через БИК (в случае насосной схемы);

в) поточные ПП (рабочий и резервный) с пределами допускаемой абсолютной погрешности не более ±0,36 кг/м^3;

г) преобразователь температуры в комплекте с термосопротивлением класса А по ГОСТ 6651 с пределами допускаемой абсолютной погрешности не более ±0,2 °С;

д) термометр с пределами допускаемой абсолютной погрешности не более ±0,2 °С в комплекте с термокарманом;

е) преобразователь давления с пределами допускаемой приведенной погрешности не более ± 0,5 %;

ж) манометр с пределами допускаемой основной приведенной погрешности не более ±0,6 %;

и) автоматический пробоотборник в соответствии с ГОСТ 2517, обеспечивающий отбор проб по заданной программе, с герметичными контейнерами вместимостью не менее 3 л (рабочий и резервный);

к) ручной пробоотборник по ГОСТ 2517;

л) ПР с пределами допускаемой относительной погрешности не более ±5,0 %;

п) регулятор расхода нефтепродукта через БИК (определяется ТЗ на проектирование);

р) систему промывки поточных преобразователей (определяется ТЗ на проектирование);

с) место для измерения плотности нефтепродукта ареометром (определяется ТЗ на проектирование);

т) узел для подключения пикнометрической установки рядом с ПП.

5.5.4.2 В состав БИК может быть дополнительно включен анализатор содержания серы (для дизельного топлива) с пределами допускаемой абсолютной погрешности ±0,02 % в диапазоне измерений от 0 % до 0,6 %.

5.5.4.3 Нефтепродукт в БИК отбирают с входного или выходного коллектора через пробозаборное устройство, выполненного по ГОСТ 2517.

5.5.4.4 Пробозаборное устройство рекомендуется устанавливать с лубрикатором для обеспечения возможности извлечения пробозаборного устройства без остановки нефтепродуктопровода.

5.5.4.5 При измерении массы нефтепродукта прямым методом динамических измерений допускается не включать ПП в состав БИК, при этом предусматривают место подключения ПП (определяется ТЗ на проектирование) для проведения поверки и КМХ преобразователей массового расхода по ПУ.

5.5.4.6 Демонтаж любого СИ в БИК не должен нарушать режим работы БИК.

5.5.4.7 Система дренажа должна быть закрытого типа. В верхних точках технологической обвязки должны быть предусмотрены шаровые краны-воздушники.

5.5.5 Система обработки информации

5.5.5.1 СОИ должна обеспечивать выполнение следующих функций:

а) прием и обработка сигналов от преобразователей в импульсной, аналоговой и цифровой формах в диапазоне значений, соответствующем диапазонам измерений преобразователей;

б) обработку, отображение, хранение и регистрацию результатов измерений;

в) при необходимости прием и отображение в реальном времени данных с СИ в составе СИКН, не участвующих в учетных операциях;

г) управление режимами работы СИКН (запорной и регулирующей арматурой, насосами и другим оборудованием);

д) контроль диапазонов измеряемых параметров и обеспечение отработки аварийных действий (сигнализация аварийного состояния, включение вентиляции БИК и т. п.) при выходе значения сигнала за пределы рабочего диапазона измерений;

е) выполнение функции вторичной аппаратуры ПУ;

ж) формирование и печать отчетных документов;

и) ведение статистики (выборка объема и массы нефтепродукта, измеренного за заданный интервал времени, наработка оборудования, аварийных событий и другое).

5.5.5.2 Дополнительные функции СОИ определяются ТЗ на проектирование.

5.5.5.3 Пределы допускаемой относительной погрешности СОИ, включая ПО расчета массы нефтепродуктов, не должны превышать ±0,05 %.

5.5.5.4 СОИ должна иметь 100 % «горячее» резервирование.

5.5.5.5 Количество входов СОИ должно определяться при разработке ТЗ с учетом резерва (не менее одной единицы каждого типа из используемых входов).

5.5.5.6 СОИ должна быть оснащена устройством гарантированного питания, обеспечивающим непрерывную работу в течение 2 ч при нарушении электроснабжения (не менее 1 ч – для мобильных СИКН).

5.5.5.7 При отсутствии питания при авариях в СОИ должны сохраняться накопленные данные и устанавливаемые параметры.

5.5.5.8 СОИ должна быть снабжена различными уровнями доступа для защиты от несанкционированного доступа к изменению информации. Уровни доступа обеспечиваются с помощью ключа, блокирующих переключателей и/или паролей в соответствии с МИ 3002-2006.

5.5.5.9 СОИ должна обеспечивать отображение и вывод на печать параметров (характеристик) в единицах измерений и с количеством цифр после запятой, указанных в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Перечень параметров (характеристик)

Параметр (характеристика)	Единица измерения	Количество цифр после запятой
Масса	т	3
Расход массовый	т/ч	1
Объем	$м^3$	3
Расход объемный	$м^3/ч$	1
Температура	°С	1
Давление	МПа	2
Перепад давлений	МПа	3
Плотность	$кг/м^3$	1
Положение арматуры	%	0

5.5.5.10 СОИ должна поставляться в комплекте с ПО, имеющим резервные архивные копии на внешних носителях информации.

5.5.5.11 ПО СОИ должно обеспечивать конфигурирование функций и параметров для внесения необходимых изменений и дополнений в процессе наладки и эксплуатации, при возможном изменении требований НД, при условии выполнения 5.5.5.14 и 5.5.5.15.

5.5.5.12 В ПО должен быть реализована автоматическая перезагрузка СОИ при сбоях или потере питания.

5.5.5.13 ПО должно быть разделено на метрологически значимую и незначимую части в соответствии с ГОСТ Р 8.654.

5.5.5.14 Для метрологически значимой части должна определяться контрольная сумма, которая после утверждения типа СИ должна оставаться неизменной. Алгоритм расчета массы, объема и плотности нефтепродуктов должен соответствовать ГОСТ Р 8.595. Пределы допускаемой относительной погрешности СОИ при обработке результатов измерений, обусловленные ПО, не должны превышать ±0,02 %.

5.5.5.15 ПО должно быть аттестовано в установленном порядке в соответствии с МИ 2676-2001, МИ 2174-91 и МИ 2955-2010.

5.5.6 Система автоматизации

5.5.6.1 Система автоматизации СИКН должна обеспечивать управление технологическим оборудованием СИКН, обмен данными с другими системами автоматизации и информационными системами, регистрацию, архивирование, документирование и отображение информации о работе технологического оборудования СИКН.

5.5.6.2 В мобильных СИКН информация должна сохраняться в АРМ оператора.

5.5.6.3 Для обеспечения возможности удалённого наблюдения за процессом измерения и передачи отчётных данных с АРМ оператора или контроллера системы автоматизации в режиме реального времени в СИКН должна быть предусмотрена

передача информации по существующим защищенным каналам связи, предоставляемым заказчиком. Безопасность каналов связи обеспечивается в соответствии с действующими правилами информационной безопасности.

5.5.6.4 В мобильных СИКН должна быть предусмотрена система синхронизации времени на основе ГЛОНАСС-приемника (GPS-приемника).

5.5.7 Поверочная установка

5.5.7.1 ПУ должна обеспечивать:

а) поверку ПР на месте эксплуатации без нарушения режимов транспортировки нефтепродукта;

б) гарантированное перекрытие потока нефтепродукта четырехходовым краном при применении ТПУ или его аналогом с дистанционным и/или местным контролем протечек;

в) поверку ПР во всем диапазоне расходов.

Максимальное рабочее давление ПУ должно быть не менее максимального рабочего давления СИКН.

5.5.7.2 Вторичная аппаратура ПУ должна обеспечивать:

а) в автоматизированном режиме переключение и настройку режимов ПУ;

б) автоматическую обработку результатов измерений и оформление протоколов поверки и КМХ ПР;

в) автоматизированную обработку результатов измерений и оформление протоколов поверки ПУ (определяется ТЗ на проектирование).

5.5.7.3 На ПУ устанавливаются (количество СИ определяется конструкцией ПУ):

а) преобразователь температуры в комплекте с термосопротивлением класса А по ГОСТ 6651 с пределами допускаемой абсолютной погрешности не более ±0,2 °С;

б) термометр с пределами допускаемой абсолютной погрешности не более ±0,2 °С в комплекте с термокарманом;

в) манометр с пределами допускаемой основной приведенной погрешности не более ±0,6 %;

г) преобразователь давления с пределами допускаемой приведенной погрешности не более ±0,5 %.

5.5.7.4 Пределы допускаемой относительной погрешности ПУ должны соответствовать ГОСТ 8.510.

5.5.7.5 В блоке ПУ, не оснащенном стационарными средствами поверки, предусматривают технологическую обвязку для подключения передвижной ПУ 1-го разряда.

Для поверки ПУ поверочными установками с применением весов и мерника должна быть предусмотрена система промывки ПУ от нефтепродукта.

5.5.7.6 Система дренажа ПУ должна быть закрытого типа. Должен быть обеспечен контроль протечек в системе дренажа (или дренажных кранах) или герметичность перекрытия системы дренажа при работе ПУ.

5.5.8 Мобильная платформа

5.5.8.1 Мобильные платформы, на которых располагаются мобильные СИКН, должны быть реализованы на базе автомобильных прицепов, грузовых автомобилей или единой рамной конструкции.

5.5.8.2 Мобильные СИКН, реализованные на базе автомобильных прицепов или грузовых автомобилей, должны соответствовать требованиям Регламента [3].

5.5.8.3 Грузовые автомобили, предназначенные для транспортировки мобильных СИКН, должны быть оборудованы искрогасителем и системой заземления.

5.5.8.4 Сцепка автомобильных прицепов с автомобилем должна осуществляться без применения специальных технических средств.

5.5.8.5 На мобильной платформе должна быть предусмотрена грузоподъемная машина, для облегчения монтажа шлангов высокого давления. Грузоподъемная машина должна соответствовать положениям Регламента [4].

5.5.8.6 Мобильные платформы, на которых установлены мобильные СИКН, должны быть оборудованы навесом или защитным тентом.

5.5.8.7 Передвижение мобильных СИКН осуществляется по автомобильным дорогам всех категорий. Категории автомобильных дорог – по Постановлению [5].

5.6 Требования к системам измерений количества нефтепродуктов на автомобильных наливных пунктах

5.6.1 Системы измерений количества нефтепродуктов на автомобильных наливных пунктах должны обеспечивать измерение массы нефтепродуктов с погрешностью, не превышающей пределов, установленных в ГОСТ Р 8.595.

5.6.2 Системы измерений количества нефтепродуктов на автомобильных наливных пунктах предназначены для измерения количества нефтепродуктов в единицах объема или массы при наливе в автомобильные цистерны, а также управления процессом налива.

5.6.3 Состав систем измерений количества нефтепродуктов на автомобильных пунктах определяется ТЗ на проектирование.

5.6.4 Системы измерений количества нефтепродуктов на автомобильных наливных пунктах в общем случае должны состоять из:

а) наливного стояка;

б) СОИ;

в) системы дренажа (при наличии в проектной документации).

5.6.5 В состав наливного стояка должны входить:

а) запорная арматура на входе в стояк;

б) фильтр тонкой очистки с быстросъемной крышкой, дренажным и воздушным кранами, манометрами с пределами допускаемой основной приведенной погрешности не более ±2,5 % (наличие фильтров с манометрами определяется ТЗ на проектирование);

в) газоотделитель (при наличии в проектной документации);

г) электронасосный агрегат;

д) поточный ПП с пределами допускаемой абсолютной погрешности не более ±0,36 кг/м^3 (в случае использования преобразователя объемного расхода);

е) преобразователь объемного или массового расхода с пределами допускаемой относительной погрешности в рабочем диапазоне расходов не более ±0,15 % или ±0,25 % соответственно;

ж) преобразователь температуры в комплекте с термосопротивлением класса А по ГОСТ 6651 с пределами допускаемой абсолютной погрешности не более ±0,2 °С (определяется ТЗ на проектирование);

и) термометр с пределами допускаемой абсолютной погрешности не более ±0,2 °С в комплекте с термокарманом (определяется ТЗ на проектирование);

к) ручной пробоотборник (определяется ТЗ на проектирование);

л) клапан-дозатор;

м) герметизированный телескопический наконечник с датчиком предельного уровня в автоцистерне;

п) шаровый кран для дренажа;

р) силовой шкаф.

5.6.6 В состав СОИ должны входить:

а) устройство контроля заземления;

б) терминал с возможностью считывания бесконтактных карт (определяется ТЗ на проектирование);

в) контроллер центрального блока управления с пределами допускаемой относительной погрешности, включая алгоритм вычисления массы нефтепродуктов, не более ±0,05 %;

г) шкаф автоматики;

д) АРМ оператора.

5.6.7 СОИ должна соответствовать 5.5.5, за исключением перечислений д), е) 5.5.5.1 и 5.5.5.4.

5.7 Требования к системам измерений количества нефтепродуктов на железнодорожных наливных пунктах

5.7.1 Системы измерений количества нефтепродуктов на железнодорожных наливных пунктах должны обеспечивать измерение массы нефтепродуктов с погрешностью, не превышающей пределов, установленных в ГОСТ Р 8.595.

5.7.2 Системы измерений количества нефтепродуктов на железнодорожных наливных пунктах предназначены для измерения количества нефтепродуктов в единицах объема или массы при наливе в автомобильные цистерны, а также управления процессом налива.

5.7.3 Состав систем измерений количества нефтепродуктов на железнодорожных наливных пунктах определяется ТЗ на проектирование.

5.7.4 Системы измерений количества нефтепродуктов на железнодорожных наливных пунктах в общем случае должны состоять из:

а) эстакады с консольными стояками и коллекторами;

б) СОИ;

в) системы дренажа (при наличии в проектной документации).

5.7.5 В состав эстакады с консольными стояками и коллекторами должны входить:

а) коллекторы с запорной арматурой для каждой марки нефтепродукта. На коллекторах устанавливают поточный ПП с пределами допускаемой абсолютной погрешности не более ±0,36 кг/м^3, преобразователь давления с пределами допускаемой приведенной погрешности не более ±0,5 % и преобразователь температуры в комплекте с термосопротивлением класса А по ГОСТ 6651 с пределами допускаемой абсолютной погрешности не более ±0,2 °С (в случае использования преобразователя объемного расхода), автоматический и ручной пробоотборник. Наличие ПП, преобразователя давления, преобразователя температуры, автоматического и ручного пробоотборника определяется ТЗ на проектирование;

б) консольные стояки.

5.7.6 В состав консольного стояка должны входить:

а) запорная арматура на входе в стояк;

б) рабочий преобразователь объемного или массового расхода с пределами допускаемой относительной погрешности в рабочем диапазоне расходов не более ±0,15 % или ±0,25 % соответственно;

в) преобразователь давления с пределами допускаемой приведенной погрешности не более ±0,5 % и преобразователь температуры в комплекте с термосопротивлением класса А по ГОСТ 6651 с пределами допускаемой абсолютной погрешности не более ±0,2 °С (в случае использования преобразователя объемного расхода);

г) клапан-дозатор;

д) герметизированный телескопический наконечник с датчиком предельного уровня в цистерне;

е) шаровый кран для дренажа.

5.7.7 В состав СОИ должны входить:

а) контроллер центрального блока управления с пределами допускаемой относительной погрешности, включая ПО расчета массы нефтепродуктов, не более 0,05 %;

б) АРМ оператора;

в) шкаф автоматики.

5.7.8 СОИ должна соответствовать 5.5.5, за исключением перечислений д), е) 5.5.5.1 и 5.5.5.4.

5.8 Комплектность

5.8.1 Комплект поставки СИКН определяется ТЗ на проектирование.

5.8.2 В комплект поставки СИКН в общем случае должны входить:

а) СИКН в составе, установленном в технических условиях на СИКН и ТЗ на проектирование;

б) проектная документация;

в) рабочая конструкторская документация на СИКН по ГОСТ 2.102 в объеме, определенном ТЗ на проектирование;

г) эксплуатационная документация на СИКН по ГОСТ 2.601;

д) эксплуатационная документация на СИ и оборудование, входящие в состав СИКН, по ГОСТ 2.601;

е) разрешительная документация на СИКН;

Примечание – Состав документации определяется ТЗ на проектирование.

ж) ЗИП в следующем составе:

1) преобразователь температуры в комплекте с термосопротивлением и защитными гильзами (не менее 1 шт.);

2) преобразователь давления (не менее 1 шт.);

3) комплект фильтрующих элементов фильтров БИЛ и БИК (не менее одного комплекта);

4) ЗИП к ПУ (в соответствии с паспортом на ПУ);

5) ЗИП к пробозаборному устройству (в соответствии с паспортом на пробозаборное устройство);

6) ЗИП к автоматическим пробоотборникам (в соответствии с паспортом на автоматический пробоотборник);

7) ЗИП к УРД и УРР-Д (в соответствии с паспортом на УРД и УРР-Д);

8) ЗИП к СОИ (в соответствии с ТЗ, но не менее 10 % (1 шт.) от количества используемых модулей программируемого логического контроллера, искробезопасных барьеров, устройств защиты от импульсных перенапряжений, блоков питания, сетевого оборудования).

5.8.3 СИКН или группа СИКН (на одной технологической площадке) должна быть укомплектована эталонными средствами:

а) калибраторы преобразователей давления и температуры;

б) универсальный калибратор для поверки вторичной измерительной аппаратуры.

5.9 Маркировка

На СИКН, СИ и оборудование, входящие в состав СИКН, должны быть нанесены информационные и предупреждающие надписи, знаки и обозначения по требованию заказчика в соответствии с ГОСТ 26828, ГОСТ 14202, ГОСТ Р 12.4.026.

5.10 Упаковка

Упаковка СИКН, СИ и оборудования, входящих в состав СИКН, должна обеспечивать сохранность СИКН, СИ и оборудования при транспортировке и выполняться по ТЗ на проектирование в соответствии с ГОСТ 23170.

6 Требования к обслуживающему персоналу и охране труда

6.1 К работе допускаются лица не моложе 18 лет, не имеющие медицинских противопоказаний к работе на опасных производственных объектах, отвечающие установленным квалификационным требованиям, прошедшие обучение и проверку знаний норм, правил и инструкций по охране труда.

6.2 Допущенный к работе персонал должен знать инструкции (руководства) по эксплуатации СИКН, СИ, технических средств и уметь в установленные сроки безошибочно выполнять необходимые работы.

6.3 Выполнение работ проводят с учетом требований по охране труда и промышленной безопасности в соответствии с правилами [6] – [8].

6.4 Допущенный к работе персонал должен иметь одежду и обувь, изготовленные из материалов, не накапливающих статическое электричество, в соответствии с ГОСТ 12.4.124, ГОСТ 27574, ГОСТ 27575. Обувь не должна иметь металлических накладок и гвоздей.

6.5 При выполнении работ по отбору проб следует руководствоваться требованиями безопасности установленных в ГОСТ 2517.

6.6 Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно достигать предельно допустимых концентраций, установленных в ГОСТ 12.1.005.

7 Требования безопасности

7.1 Требования электробезопасности

7.1.1 Электроснабжение СИКН должно осуществляться от сети однофазного или трехфазного напряжения, качество электроэнергии должно соответствовать ГОСТ 13109.

7.1.2 По обеспечению надежности электроснабжения электрооборудование СИКН должно относиться к электроприемникам категории I по правилам [9].

7.1.3 Защита электроприемников СИКН должна быть обеспечена в соответствии с правилами [9].

7.1.4 Электрооборудование должно иметь защиту от доступа к опасным частям, попадания внешних твердых предметов и/или воды, обеспечиваемую оболочками по ГОСТ 14254.

7.1.5 Электрооборудование должно быть устойчивым к воздействию электромагнитных помех в соответствии с ГОСТ Р 51317.4.1.

7.2 Требования взрывобезопасности

7.2.1 Группа (подгруппа) взрывозащищенного электрооборудования – II (IIA) по правилам [9], температурный класс электрооборудования – Т3 по правилам [9]. Взрывозащита электрооборудования СИКН должна обеспечиваться с учетом положений правил [9], ГОСТ Р 51330.0, ГОСТ Р 51330.11, ГОСТ Р 51330.5.

7.2.2 Взрывобезопасность СИКН должна обеспечиваться в соответствии с Федеральным законом [10] и ГОСТ 12.1.010.

7.2.3 Температура самовоспламенения нефтепродуктов – выше 250 °С, категория взрывоопасности – IIA по ГОСТ Р 51330.11, группа – Т3 по ГОСТ Р 51330.5.

7.2.4 Молниезащита и защита от статического электричества СИКН должна выполняться согласно ГОСТ 12.1.018, СО 153-34.21.122-2003, ГОСТ Р МЭК 62305-1.

7.2.5 Заземление СИКН должно быть выполнено в соответствии с ГОСТ 12.1.030, правилами [9].

7.3 Требования пожарной безопасности

7.3.1 Пожарная безопасность должна обеспечиваться в соответствии с Федеральным законом [10].

7.3.2 Мобильные СИКН должны быть оборудованы системой автоматической пожарной сигнализации и системой оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре.

7.3.3 Мобильные СИКН должны быть дополнительно укомплектованы двумя огнетушителями. Определение типа и вместимости огнетушителей следует производить в зависимости от их огнетушащей способности, предельной защищаемой площади, а также класса пожара горючих веществ и материалов.

7.3.4 Прокладка кабелей системы противопожарной защиты должна осуществляться в соответствии с СП 5.13130.2009.

8 Транспортирование и хранение

8.1 Условия транспортирования СИКН, СИ и оборудования в упакованном виде в части воздействия климатических факторов должны соответствовать условиям транспортирования всеми типами транспорта по ГОСТ 15150.

8.2 Условия хранение СИКН должны соответствовать Ж3 по ГОСТ 15150.

9 Указания по эксплуатации

9.1 СИКН должны эксплуатироваться в соответствии с руководством по эксплуатации.

9.2 СИ и оборудование, входящие в состав СИКН, должны располагаться по категориям размещения изделий в соответствии с их климатическим исполнением по ГОСТ 15150.

9.3 СИКН или отдельные блоки СИКН должны размещаться:

а) на открытом воздухе;

б) на открытом воздухе под навесом;

в) в зданиях (сооружениях) с контролем доступа.

9.4 БИК размещают в блок-боксе с контролем доступа или в шкафу с контролем доступа.

9.5 Блок-бокс БИК, здания (сооружения), в которых размещаются СИКН или отдельные блоки СИКН, должны быть оснащены инженерными системами, включающими в себя:

а) систему отопления;

б) систему освещения;

в) систему вентиляции;

г) систему контроля и сигнализации загазованности;

д) систему обеспечения пожарной безопасности.

9.6 Шкафы БИК должны быть оснащены системой отопления и системой освещения.

9.7 Система отопления должна обеспечивать автоматическое поддержание температуры окружающего воздуха в пределах значений, приведенных в таблице 5.1.

9.8 Система освещения должна обеспечивать освещенность не менее 150 лк на высоте 1 м от уровня пола.

9.9 Система вентиляции должна включать в себя механическую вытяжную вентиляцию (с полуторакратным обменом) и автоматическую аварийную вытяжную вентиляцию (с восьмикратным обменом).

9.10 Система контроля и сигнализации загазованности помещения со звуковой и световой сигнализацией должна обеспечивать контроль 10 % и 30 % от нижнего концентрационного предела распространения пламени (воспламенения) в соответствии с требованиями ГОСТ Р 51330.9 и ГОСТ Р 51330.19.

9.11 Система автоматической пожарной сигнализации и система оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре выполняется в соответствии с 7.3.

9.12 БИЛ, входящий в состав мобильных СИКН, размещается под навесом или защитным тентом.

9.13 Оборудование, входящее в состав СОИ, должно быть расположено в условиях соответствующих условиям эксплуатации.

9.14 АРМ оператора должно располагаться в помещении операторной в невзрывоопасной зоне.

9.15 Класс взрывоопасной зоны размещения БИЛ, БИК, ПУ – класс 2 по Федеральному закону [10].

9.16 Для развертывания мобильных СИКН на месте присоединения к узлам подключения должны быть предусмотрены ровные площадки с бетонным покрытием, отбортовкой высотой не менее 150 мм и пандусом для заезда на площадку.

9.17 Площадки должны быть оборудованы щитом для подключения мобильных СИКН к существующей электросети.

9.18 Уклон системы дренажа должен быть не менее 0,002. При необходимости следует предусмотреть раздельную систему дренажа для учтенного и неучтенного нефтепродукта.

9.19 Для облегчения монтажа (демонтажа) и обслуживания оборудования в составе СИКН должны быть предусмотрены грузоподъемные машины, соответствующие регламенту [4].

9.20 На ИЛ должны быть предусмотрены компенсаторы для демонтажа и установки ПР.

9.21 Для обеспечения доступа к оборудованию и СИ должны быть предусмотрены переходы и площадки.

9.22 Термометры должны быть защищены гильзами, видимая часть шкалы должна соответствовать рабочему диапазону температуры.

9.23 Конструкция СИКН должна обеспечивать свободный доступ к СИ и оборудованию.

9.24 Запорная арматура должна размещаться в местах, доступных для удобного и безопасного обслуживания и ремонта.

10 Гарантии изготовителя

Гарантийный срок эксплуатации должен составлять не менее 18 месяцев со дня ввода СИКН в промышленную эксплуатацию. Гарантийный срок хранения – не менее 6 месяцев с момента изготовления СИКН.

Приложение А
(справочное)
Порядок расчета количества измерительных линий

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

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

где $N_{РАБ}$ – число рабочих ИЛ, шт.;

$N_{РЕЗ}$ – число резервных ИЛ, шт.

А.2 ПР выбирается исходя из условий:

$$K_{загр} \cdot Q_{ПРmax} \geq Q_{min}, \quad (А.2)$$

$$Q_{ПРmin} \leq Q_{min} \quad (А.3)$$

где $K_{загр}$ – коэффициент загрузки, $K_{загр} = 0,8$;

$Q_{ПРmax}$ – максимальная пропускная способность ПР, м^3/ч (т/ч);

$Q_{ПРmin}$ – минимальная пропускная способность ПР, м^3/ч (т/ч);

Q_{min} – минимальная производительность трубопровода, м^3/ч (т/ч).

А.3 Число рабочих ИЛ $N_{РАБ}$, шт., определяется по формуле:

$$N_{РАБ} = \frac{Q_{\max}}{K_{загр} \cdot Q_{ПР\max}}, \quad (А.4)$$

где Q_{max} – максимальная производительность трубопровода, м^3/ч (т/ч).

А.4 Число резервных ИЛ $N_{РЕЗ}$, шт., определяется по формуле:

$$N_{РЕЗ} = 0,3 \cdot N_{РАБ}. \quad (А.5)$$

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

А.6 Пример расчета количества требуемых ИЛ

Исходные данные:

- максимальная производительность трубопровода Q_{max} – 2500 м^3/ч;
- минимальная производительность трубопровода Q_{min} – 800 м^3/ч;
- максимальная пропускная способность ПР $Q_{ПРmax}$, DN 200 – 1100 м^3/ч;
- минимальная пропускная способность ПР $Q_{ПРmin}$ DN 200 – 110 м^3/ч.

Пропускная способность ПР DN 200 удовлетворяет условиям (А.2) и (А.3).

Число рабочих ИЛ $N_{РАБ}$ определяется по формуле (А.4) и с учетом округления составляет 3 шт.

Число резервных ИЛ $N_{РЕЗ}$ определяется по формуле (А.5) и с учетом округления составляет 1 шт.

Общее число ИЛ $N_{ИЛ}$ определяется по формуле (А.1) и составляет 4 шт.

Библиография

[1] Федеральный закон Российской Федерации от 26.06.2008 № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений»

[2] Приказ Министерства промышленности и торговли Российской Федерации от 30.11.2009 № 1081 «Об утверждении порядка проведения испытаний стандартных образцов или средств измерений в целях утверждения типа, порядка утверждения типа стандартных образцов или типа средств измерений, порядка выдачи свидетельств об утверждении типа стандартных образцов или типа средств измерений, установления и изменения сроков действия указанных свидетельств и интервала между поверками средств измерений, требованиям к знакам утверждения типа стандартных образцов или типа средств измерений и порядка их нанесения»

[3] Технический регламент о безопасности колесных транспортных средств (утвержден Постановлением Правительства Российской Федерации от 10.09.2009 № 720)

[4] Технический регламент о безопасности машин и оборудования (утвержден Постановлением Правительства Российской Федерации от 15.09.2009 № 753)

[5] Постановление Правительства Российской Федерации от 28.09.2009 № 767 «О классификации автомобильных дорог в Российской Федерации»

[6] ПОТ Р О-112-002-98 Правила по охране труда при эксплуатации магистральных нефтепродуктопроводов

[7] РД 153-39.4-041-99 Правила технической эксплуатации магистральных нефтепродуктопроводов

[8] ПБ 08-624-03 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности

[9] Правила устройства электроустановок (ПУЭ). Издания шестое и седьмое

[10] Федеральный закон Российской Федерации от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»

УДК 622.69-79 Т80

Ключевые слова: нефтепродукт, система измерений количества и показателей качества нефтепродуктов, технические требования, метрологические требования

gost.e-ecolog.ru