

ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ТРАНСНЕФТЬ»
(ПАО «ТРАНСНЕФТЬ»)

ОТТ 25.220.01-КТН-097-16

**Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов
АНТИКОРРОЗИОННЫЕ ПОКРЫТИЯ ДЛЯ ЗАЩИТЫ НАРУЖНОЙ
ПОВЕРХНОСТИ РЕЗЕРВУАРОВ, НАДЗЕМНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ,
КОНСТРУКЦИЙ И ОБОРУДОВАНИЯ
Общие технические требования**

ОЗНАКОМИТЕЛЬНАЯ РЕДАКЦИЯ

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Антикоррозионные покрытия для защиты наружной поверхности резервуаров, надземных трубопроводов, конструкций и оборудования. Общие технические требования	ОТТ 25.220.01-КТН-097-16
------------------	---	--------------------------

Настоящий документ представляет собой специальную ознакомительную редакцию ОТТ-25.220.01-КТН-097-16.

По вопросу получения полноформатной копии ОТТ-25.220.01-КТН-097-16, а также других корпоративных стандартов ПАО «Транснефть» обращайтесь в организацию, уполномоченную на их распространение – ООО «НИИ Транснефть» (117186, г. Москва, Севастопольский проспект, 47А, тел. (495) 950-82-96, ntd@niitnn.transneft.ru; <http://niitnn.transneft.ru>).

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Антикоррозионные покрытия для защиты наружной поверхности резервуаров, надземных трубопроводов, конструкций и оборудования. Общие технические требования	ОТТ 25.220.01-КТН-097-16
------------------	---	--------------------------

Содержание

1	Область применения	1
2	Нормативные ссылки	1
3	Термины и определения	4
4	Обозначения и сокращения	7
5	Общие требования.....	8
5.1	Классификация антикоррозионных покрытий для надземных трубопроводов, конструкций и оборудования.....	8
5.2	Требования к антикоррозионным покрытиям надземных трубопроводов, конструкций и оборудования	10
5.3	Требования и назначения	11
6	Основные параметры и характеристики (свойства)	16
7	Требования безопасности	21
8	Требования охраны окружающей среды	22
9	Требования к сырью, материалам, покупным изделиям	22
10	Комплектность.....	23
11	Маркировка.....	23
12	Упаковка	24
13	Правила приемки.....	24
14	Методы контроля	33
15	Транспортирование и хранение	48
16	Указания по эксплуатации	49
17	Гарантии изготовителя	56
	Приложение А (обязательное) Состав надземных трубопроводов, металлических конструкций и оборудования объектов магистральных трубопроводов.....	58
	Приложение Б (обязательное) Перечень дефектов АКП надземных трубопроводов, конструкций и оборудования и методы их контроля	59
	Приложение В (обязательное) Форма сертификата (паспорта) на поставку антикоррозионных материалов	64
	Библиография	66

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Антикоррозионные покрытия для защиты наружной поверхности резервуаров, надземных трубопроводов, конструкций и оборудования. Общие технические требования	ОТТ 25.220.01-КТН-097-16
------------------	---	--------------------------

1 Область применения

1.1 Настоящий документ устанавливает требования к антикоррозионным покрытиям для защиты наружной поверхности резервуаров, надземных трубопроводов, конструкций и оборудования объектов магистрального трубопровода.

1.2 Настоящий документ распространяется на антикоррозионные покрытия для защиты:

- надземных трубопроводов, конструкций и оборудования;
- наружной стальной поверхности вертикальных резервуаров для нефти, нефтепродуктов и противопожарного запаса воды, в том числе в теплоизоляции;
- наружной стальной поверхности горизонтальных резервуаров надземного исполнения для нефтепродуктов;
- стальных конструкций вертикальных и горизонтальных резервуаров надземного исполнения.

1.3 Настоящий документ предназначен для применения ПАО «Транснефть», организациями системы «Транснефть» и сторонними организациями, осуществляющими проектирование, строительство, эксплуатацию, капитальный ремонт и реконструкции объектов организаций системы «Транснефть», производителями антикоррозионных материалов, а также организациями, осуществляющими контроль качества объектов организаций системы «Транснефть».

2 Нормативные ссылки

В настоящем документе использованы нормативные ссылки на следующие документы:

ГОСТ 9.401-91 Единая система защиты от коррозии и старения. Покрытия лакокрасочные. Общие требования и методы ускоренных испытаний на стойкость к воздействию климатических факторов

ГОСТ 9.402-2004 Единая система защиты от коррозии и старения. Покрытия лакокрасочные. Подготовка металлических поверхностей к окрашиванию

ГОСТ 9.403-80 Единая система защиты от коррозии и старения. Покрытия лакокрасочные. Методы испытаний на стойкость к статическому воздействию жидкостей

ГОСТ 9.409-88 Единая система защиты от коррозии и старения. Покрытия лакокрасочные. Методы ускоренных испытаний на стойкость к воздействию нефтепродуктов

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Антикоррозионные покрытия для защиты наружной поверхности резервуаров, надземных трубопроводов, конструкций и оборудования. Общие технические требования	ОТТ 25.220.01-КТН-097-16
------------------	---	--------------------------

ГОСТ 12.1.007-76 Система стандартов безопасности труда. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности

ГОСТ 8420-74 Материалы лакокрасочные. Методы определения условной вязкости

ГОСТ 9980.3-2014 Материалы лакокрасочные и вспомогательные, сырье для лакокрасочных материалов. Упаковка

ГОСТ 9980.4-2002 Материалы лакокрасочные. Маркировка

ГОСТ 9980.5-2009 Материалы лакокрасочные. Транспортировка и хранение

ГОСТ 2789-73 Шероховатость поверхности. Параметры и характеристики

ГОСТ 10227-2013 Топлива для реактивных двигателей. Технические условия

ГОСТ 16350-80 Климат СССР. Районирование и статистические параметры климатических факторов для технических целей

ГОСТ 18299-72 Материалы лакокрасочные. Метод определения предела прочности при растяжении, относительного удлинения при разрыве и модуля упругости

ГОСТ 19007-73 Материалы лакокрасочные. Метод определения времени и степени высыхания

ГОСТ 19433-88 Грузы опасные. Классификация и маркировка

ГОСТ 25706-83 Лупы. Типы, основные параметры. Общие технические требования

ГОСТ 27037-86 Материалы лакокрасочные. Метод определения устойчивости к воздействию переменных температур

ГОСТ 27271-2014 Материалы лакокрасочные. Метод определения жизнеспособности многокомпонентных систем

ГОСТ 29309-92 Покрытия лакокрасочные. Определение прочности при растяжении

ГОСТ 31993-2013 (ISO 2808:2007) Материалы лакокрасочные. Определение толщины покрытия

ГОСТ 31992.1-2012 (ISO 2811-1:2011) Материалы лакокрасочные. Метод определения плотности. Часть 1. Пикнометрический метод

ГОСТ Р 51858-2002 Нефть. Общие технические условия

ГОСТ Р ИСО 8501-1-2014 Подготовка стальной поверхности перед нанесением лакокрасочных материалов и относящихся к ним продуктов. Визуальная оценка чистоты поверхности. Часть 1. Степень окисления и степени подготовки непокрытой стальной поверхности и стальной поверхности после полного удаления прежних покрытий

СП 20.13330.2011 Свод правил «СНиП 2.01.07-85* Нагрузки и воздействия»

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Антикоррозионные покрытия для защиты наружной поверхности резервуаров, надземных трубопроводов, конструкций и оборудования. Общие технические требования	ОТТ 25.220.01-КТН-097-16
------------------	---	--------------------------

ОТТ-25.220.01-КТН-187-13 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Антикоррозионное покрытие для защиты внутренней поверхности резервуаров. Общие технические требования

СТТ-23.040.00-КТН-171-12 Трубопроводная система «Заполярье – НПС «Пур-Пе». Антикоррозионные покрытия для защиты опор трубопроводов на участках надземной прокладки, наносимые в трассовых условиях. Специальные технические требования

ASTM D 3359-09 Стандартный метод определения адгезии липкой лентой (Standard Test Methods for Measuring Adhesion by Tape Test)

ISO 3248:1998 Лаки и краски. Метод определения теплового воздействия (Paints and varnishes – Determination of the effect of heat)

ISO 6270-1:1998 Краски и лаки. Определение влагостойкости. Часть 1. Постоянная конденсация (Paints and varnishes. Determination of resistance to humidity. Part 1. Continuous condensation)

ISO 6272-1:2011 Краски и лаки. Испытание на ускоренную деформацию (ударная прочность). Часть 1. Испытание методом падающего груза, индентор большой площади (Paints and varnishes – Rapid-deformation (impact resistance) tests – Part 1: Falling-weight test, large-area indenter)

ISO 8502-3:1992 Подготовка стальной поверхности перед нанесением красок и относящихся к ним продуктов. Испытания для оценки чистоты поверхности. Часть 3. Оценка запыленности стальных поверхностей, подготовленных для нанесения краски (метод липкой ленты) (Preparation of steel substrates before application of paint and related products; tests for the assessment of surface cleanliness – Part 3: Assessment of dust on steel surfaces prepared for painting (pressure-sensitive tape method)

ISO 8502-9:1998 Подготовка стальной основы перед нанесением красок и подобных покрытий. Испытания для оценки чистоты поверхности. Часть 9. Метод определения на месте с помощью кондуктометрии растворимых в воде солей (Preparation of steel substrates before application of paints and related products – Tests for the assessment of surface cleanliness - Part 9: Field method for the conductometric determination of water-soluble salts)

ISO 8503-2:2012 Подготовка стальной поверхности перед нанесением красок и относящихся к ним продуктов. Характеристики шероховатости стальной поверхности после пескоструйной очистки. Часть 2. Метод классификации профиля поверхности стали, подвергнутой пескоструйной очистке. Методика с применением компаратора (Preparation of steel substrates before application of paints and related products – Surface roughness characteristics

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Антикоррозионные покрытия для защиты наружной поверхности резервуаров, надземных трубопроводов, конструкций и оборудования. Общие технические требования	ОТТ 25.220.01-КТН-097-16
------------------	---	--------------------------

of blast-cleaned steel substrates – Part 2: Method for the grading of surface profile of abrasive blast-cleaned steel – Comparator procedure)

OENORM EN ISO 4624:2003 Лаки и краски. Определение адгезии методом отрыв (Paints and varnishes – Pull-off test for adhesion)

Примечание – При пользовании настоящим нормативным документом целесообразно проверить действие ссылочных нормативных документов в соответствии с действующим «Перечнем законодательных актов и основных нормативных и распорядительных документов, действующих в сфере магистрального трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов». Если ссылочный документ заменен (изменен), то при пользовании настоящим нормативным документом следует руководствоваться заменяющим (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 настоящем документе применены следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 адгезия: Сцепление между разнородными материалами, обусловленное совокупностью сил связи, действующих по всей поверхности контакта (по ОТТ-25.220.01-КТН-187-13).

3.2 антикоррозионное покрытие: Последовательно нанесенные на защищаемую поверхность и адгезионно связанные два и более слоя антикоррозионного материала.

3.3 антикоррозионные материалы: Материалы на основе синтетических пленкообразующих смол, содержащие пигменты, наполнители, пластификаторы и предназначенные для создания антикоррозионного покрытия (по ОТТ-25.220.01-КТН-187-13).

3.4 время высыхания до степени 1 по ГОСТ 19007: Период времени, после которого происходит отверждение поверхностного слоя и не происходит прилипание пыли, песка и посторонних включений на поверхность.

3.5 время высыхания до степени 3 по ГОСТ 19007: Период времени, после которого происходит отверждение антикоррозионного покрытия по всей толщине и выпадение осадков не приводит к деформированию поверхности.

3.6 время межслойной сушки: Период времени, после которого покрытие не деформируется при нанесении на него следующего слоя материала.

3.7 время полного отверждения антикоррозионного покрытия: Период времени, после которого происходит полная полимеризация основы и отвердителя и разрешается проводить приемо-сдаточные испытания нанесенного антикоррозионного покрытия.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Антикоррозионные покрытия для защиты наружной поверхности резервуаров, надземных трубопроводов, конструкций и оборудования. Общие технические требования	ОТТ 25.220.01-КТН-097-16
------------------	---	--------------------------

3.8 **гарантийный срок службы антикоррозионного покрытия:** Период времени, в течение которого не допускается появление дефектов, указанных в настоящем документе.

3.9 **грунтовочный слой покрытия:** Первый слой в системе покрытия, который наносится непосредственно на стальную поверхность (по ОТТ-25.220.01-КТН-187-13).

3.10 **диэлектрическая сплошность покрытия:** Способность нанесенного на металл покрытия обеспечивать отсутствие пробоя электрическим разрядом при приложении к нему заданной разности потенциалов.

3.11 **долговечность антикоррозионного покрытия:** Способность антикоррозионного покрытия сохранять защитные свойства до наступления предельного состояния.

3.12 **жизнеспособность антикоррозионного материала:** Период времени после смешения основы и отвердителя, в течение которого смесь может быть нанесена на поверхность, обеспечив формирование покрытия с требуемыми свойствами.

3.13 **заводские испытания:** Испытания системы антикоррозионного покрытия, проводимые на специально подготовленной для целей испытаний площадке/территории российского предприятия-изготовителя компонентов антикоррозионного материала для системы антикоррозионного покрытия, либо предприятия-поставщика компонентов антикоррозионного материала для системы антикоррозионного покрытия, российского или иностранного производства.

3.14 **иностранное производство:** Производство, расположенное за пределами территории Российской Федерации (по ОТТ-25.220.01-КТН-187-13).

3.15 **квалификационные испытания:** Испытания, проводимые на этапе включения продукции в Реестр основных видов продукции, закупаемой ПАО «Транснефть», для определения готовности завода-изготовителя к выпуску продукции, соответствующей требованиям технической документации завода-изготовителя и нормативных документов ПАО «Транснефть» (по ОТТ-25.220.01-КТН-187-13). Информация по включению в Реестр ОВП размещена на сайте ООО «НИИ Транснефть» в разделе «Деятельность».

3.16 **компоненты антикоррозионных материалов:** Жидкие основа и отвердитель, которые смешиваются непосредственно перед нанесением на защищаемую поверхность.

3.17 **номинальная толщина:** Нормативно установленная толщина, обеспечивающая заданные свойства.

Примечание – Номинальная толщина используется для определения расхода антикоррозионного материала и изготовления образцов для лабораторных испытаний.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Антикоррозионные покрытия для защиты наружной поверхности резервуаров, надземных трубопроводов, конструкций и оборудования. Общие технические требования	ОТТ 25.220.01-КТН-097-16
------------------	---	--------------------------

3.18 организации системы «Транснефть»: Организации, осуществляющие на основании устава и/или гражданско-правового договора деятельность, связанную с: транспортировкой по магистральным трубопроводам нефти и нефтепродуктов; производством оборудования, насосов, электродвигателей и/или иных технологических устройств для объектов магистрального трубопроводного транспорта; обеспечением работоспособности (эксплуатации), финансовой стабильности, безопасности, социального, информационного и/или иным обеспечением деятельности объектов/предприятий магистрального трубопроводного транспорта, если в таких организациях ПАО «Транснефть» и/или его дочерние общества являются учредителями, либо участниками (акционерами), владеющими в совокупности более чем 20 процентами долей (акций и т. п.).

3.19 основное покрытие: Антикоррозионное покрытие, нанесенное при строительстве, капитальном ремонте или реконструкции надземных трубопроводов, конструкций и оборудования.

3.20 отверждение антикоррозионного покрытия: Физический и/или химический процесс формирования пленки из антикоррозионных материалов.

3.21 периодические испытания: Испытания выпускаемой продукции, проводимые в объемах и в сроки, установленные нормативно-технической документацией, с целью контроля стабильности качества продукции, находящейся в Реестре основных видов продукции, закупаемой ПАО «Транснефть» (по ОТТ-25.220.01-КТН-187-13).

3.22 покрывной слой: Верхний слой в системе покрытия, предназначенный для защиты покрытия от ультрафиолетового излучения.

3.23 предприятие-изготовитель антикоррозионных материалов: Предприятие или организация, производящая материалы для получения антикоррозионного покрытия (по ОТТ-25.220.01-КТН-187-13).

3.24 предприятие-поставщик антикоррозионных материалов: Предприятие или организация, поставляющая материалы для получения антикоррозионного покрытия (по ОТТ-25.220.01-КТН-187-13).

3.25 приемо-сдаточные испытания: Испытания, проводимые с целью контроля соответствия продукции установленным требованиям для определения возможности приемки продукции (по ОТТ-25.220.01-КТН-187-13).

3.26 подрядная организация: Организация, выполняющая работы и имеющая допуск на проведение работ по нанесению антикоррозионного покрытия на опасных производственных объектах.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Антикоррозионные покрытия для защиты наружной поверхности резервуаров, надземных трубопроводов, конструкций и оборудования. Общие технические требования	ОТТ 25.220.01-КТН-097-16
------------------	---	--------------------------

3.27 прочность антикоррозионного покрытия: Свойство антикоррозионного покрытия сопротивляться разрушению под воздействием внешних сил (по ОТТ-25.220.01-КТН-187-13).

3.28 российское производство: Производство, расположенное на территории Российской Федерации (по ОТТ-25.220.01-КТН-187-13).

3.29 срок службы антикоррозионного покрытия: Срок, в течение которого сохраняются все нормируемые показатели качества, соответствующие требованиям нормативных документов.

3.30 термостарение покрытия: Ухудшение антикоррозионных свойств покрытия (потеря адгезии, эластичности) при воздействии высоких температур (по ОТТ-25.220.01-КТН-187-13).

3.31 типовые испытания: Испытания выпускаемой продукции, проводимые с целью оценки эффективности и целесообразности вносимых изменений в конструкцию, рецептуру или технологический процесс производства или нанесения антикоррозионного материала (по ОТТ-25.220.01-КТН-187-13).

3.32 фактическая толщина покрытия: Толщина отвержденного покрытия, нанесенного на поверхность, и определенная при инструментальном контроле покрытия.

3.33 шероховатость поверхности: Совокупность неровностей поверхности (в пределах базовой длины) с относительно малыми шагами, образующих рельеф поверхности (по ГОСТ 2789, приложение 2).

3.34 элементы резервуара надземного трубопровода, конструкции и оборудования резервуара: Отдельные составные части резервуара, надземного трубопровода, оборудования и конструкции, которые при нанесении антикоррозионного покрытия оцениваются как единое целое.

4 Сокращения

В настоящем документе применены следующие сокращения:

АКП – антикоррозионное покрытие;

ОСТ – организация системы «Транснефть»;

ПМИ – программа и методика испытаний;

Реестр ОВП – Реестр основных видов продукции, закупаемой ПАО «Транснефть»;

ТУ – технические условия;

УФ – ультрафиолетовое излучение.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Антикоррозионные покрытия для защиты наружной поверхности резервуаров, надземных трубопроводов, конструкций и оборудования. Общие технические требования	ОТТ 25.220.01-КТН-097-16
------------------	---	--------------------------

5 Общие требования

5.1 Классификация антикоррозионных покрытий

5.1.1 Состав надземных трубопроводов, конструкций и оборудования объектов магистральных трубопроводов установлен в приложении А настоящего документа.

5.1.2 Тип АКП, наносимого на наружные поверхности резервуаров, надземные трубопроводы, конструкции и оборудование, определяется проектной организацией с учетом климатического района, категории коррозионной активности атмосферы, а также представленной заказчиком информации о состоянии наружной поверхности резервуаров, надземного трубопровода, конструкции и оборудования (вновь строящееся, эксплуатируемое).

5.1.3 В зависимости от категории коррозионной активности и климатических условий атмосферы выделяют следующие категории АКП:

- АКП С3 – системы АКП, предназначенные для климатических районов по ГОСТ 16350: П₅ (умеренный), П₆ (умеренно влажный), П₇ (умеренно теплый), П₉ (умеренно теплый с мягкой зимой), П₁₁ (жаркий сухой);
- АКП С4 – системы АКП, предназначенные для климатических районов по ГОСТ 16350: I₁ (очень холодный), I₂ (холодный), П₄ (умеренно холодный);
- АКП С5-М – системы АКП, предназначенные для любых климатических районов на расстоянии до 10 км от морского побережья.

5.1.4 В зависимости от срока службы АКП выделяют следующие группы АКП:

- группа I – АКП со сроком службы не менее 10 лет;
- группа II – АКП со сроком службы не менее 20 лет.

5.1.5 Сочетания категорий и групп образуют шесть типов АКП.

5.1.6 Область применения каждого типа АКП надземного трубопровода, конструкции и оборудования приведена в таблице 5.1.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Антикоррозионные покрытия для защиты наружной поверхности резервуаров, надземных трубопроводов, конструкций и оборудования. Общие технические требования	ОТТ 25.220.01-КТН-097-16
------------------	---	--------------------------

Таблица 5.1 – Область применения типов АКП надземного трубопровода, конструкции и оборудования

№ п/п	Область применения	Климатический район по ГОСТ 16350		Любой климатический район на расстоянии до 10 км от морского побережья
		П ₅ (умеренный), П ₆ (умеренно влажный), П ₇ (умеренно теплый), П ₉ (умеренно теплый с мягкой зимой), П ₁₁ (жаркий сухой)	І ₁ (очень холодный), І ₂ (холодный), П ₄ (умеренно холодный)	
1	2	3	4	5
1	Эксплуатируемые надземные трубопроводы, конструкции и оборудование с остаточным сроком службы до 10 лет включительно	АКП С3 (І)	АКП С4 (І)	АКП С5-М (І)
2	Строящиеся и реконструируемые надземные трубопроводы, конструкции и оборудование с остаточным сроком службы более 10 лет	АКП С3 (ІІ)	АКП С4 (ІІ)	АКП С5-М (ІІ)

5.1.7 Область применения каждого типа АКП наружных стальных поверхностей резервуаров приведена в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Область применения типов АКП наружных стальных поверхностей резервуаров

№ п/п	Область применения	Климатический район по ГОСТ 16350		Любой климатический район на расстоянии до 10 км от морского побережья
		П ₅ (умеренный) П ₆ (умеренно влажный) П ₇ (умеренно теплый) П ₉ (умеренно теплый с мягкой зимой) П ₁₁ (жаркий сухой)	І ₁ (очень холодный) І ₂ (холодный) П ₄ (умеренно холодный)	
1	2	3	4	5
1	Реконструируемый резервуар с остаточным сроком службы до 10 лет включительно	АКП С3 (І)	АКП С4 (І)	АКП С5-М (І)

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Антикоррозионные покрытия для защиты наружной поверхности резервуаров, надземных трубопроводов, конструкций и оборудования. Общие технические требования	ОТТ 25.220.01-КТН-097-16
------------------	---	--------------------------

Окончание таблицы 5.2

№ п/п	Область применения	Климатический район по ГОСТ 16350		
		П ₅ (умеренный) П ₆ (умеренно влажный) П ₇ (умеренно теплый) П ₉ (умеренно теплый с мягкой зимой) П ₁₁ (жаркий сухой)	І ₁ (очень холодный) І ₂ (холодный) П ₄ (умеренно холодный)	любой климатический район на расстоянии до 10 км от морского побережья
1	2	3	4	5
2	Реконструируемый резервуар с остаточным сроком службы более 10 лет	АКП С3 (II)	АКП С4 (II)	АКП С5-М (II)
3	Вновь строящийся резервуар	АКП С3 (II)	АКП С4 (II)	АКП С5-М (II)
4	Реконструируемый резервуар с полной заменой металлоконструкций и с остаточным сроком службы не менее 20 лет	АКП С3 (II)	АКП С4 (II)	АКП С5-М (II)

5.1.8 Пример записи системы АКП при заказе:

а) антикоррозионные покрытия для вновь строящихся надземных трубопроводов, конструкций и оборудования, расположенных в холодном климатическом районе І₂ по ГОСТ 16350, соответствующее требованиям _____:

указывается обозначение настоящего документа

«АКП С4 (II) _____»;

указывается обозначение настоящего документа

б) антикоррозионные покрытия для надземных трубопроводов, конструкций и оборудования с остаточным сроком службы более 10 лет, расположенного на расстоянии до 10 км от морского побережья, соответствующее требованиям _____:

указывается обозначение настоящего документа

«АКП С5-М (II) _____»;

указывается обозначение настоящего документа

в) антикоррозионное покрытие для надземных трубопроводов, конструкций и оборудования с остаточным сроком службы до 10 лет, расположенного в умеренном

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Антикоррозионные покрытия для защиты наружной поверхности резервуаров, надземных трубопроводов, конструкций и оборудования. Общие технические требования	ОТТ 25.220.01-КТН-097-16
------------------	---	--------------------------

климатическом районе II₅ по ГОСТ 16350, соответствующее требованиям _____:

указывается обозначение настоящего документа

«АКП С3 (I) _____»;

указывается обозначение настоящего документа

г) антикоррозионное покрытие наружной поверхности стального вновь строящегося резервуара, расположенного в холодном климатическом районе I₂ по ГОСТ 16350, соответствующее требованиям _____:

указывается обозначение настоящего документа

«АКП С4 (II) _____»;

указывается обозначение настоящего документа

д) антикоррозионное покрытие наружной поверхности стального реконструируемого резервуара с остаточным сроком службы более 10 лет, расположенного на расстоянии до 10 км от морского побережья, соответствующее требованиям _____:

указывается обозначение настоящего документа

«АКП С5-М (II) _____»;

указывается обозначение настоящего документа

е) антикоррозионное покрытие наружной поверхности стального реконструируемого резервуара с остаточным сроком службы до 10 лет, расположенного в умеренном климатическом районе II₅ по ГОСТ 16350, соответствующее требованиям _____:

указывается обозначение настоящего документа

«АКП С3 (I) _____».

указывается обозначение настоящего документа

5.2 Общие требования к антикоррозионным покрытиям

5.2.1 На надземные трубопроводы, конструкции и оборудование АКП наносится в заводских или трассовых условиях.

5.2.2 На наружные стальные поверхности резервуаров АКП наносится в трассовых условиях.

5.2.3 Антикоррозионные материалы, в зависимости от количества компонентов, делятся на однокомпонентные и двухкомпонентные.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Антикоррозионные покрытия для защиты наружной поверхности резервуаров, надземных трубопроводов, конструкций и оборудования. Общие технические требования	ОТТ 25.220.01-КТН-097-16
------------------	---	--------------------------

5.2.4 Если цвет однокомпонентного антикоррозионного материала отличается от заявленного цвета слоя, то после отверждения слоя его цвет должен соответствовать заявленному.

5.2.5 Двухкомпонентные антикоррозионные материалы состоят из двух компонентов (основы и отвердителя) и должны поставляться комплектно. Цвет слоя в системе АКП должен определяться цветом основы. Если цвет основы отличается от заявленного цвета слоя, то после отверждения слоя его цвет должен соответствовать заявленному.

5.2.6 Для антикоррозионной защиты используют следующие системы АКП:

- с грунтовками, содержащими цинк;
- с грунтовками, не содержащими цинк.

5.2.7 Содержание цинка в пигменте цинксодержащих грунтовок должно быть указано в ТУ на систему АКП.

5.2.8 Для сохранения цвета и «блеска» при воздействии УФ верхний слой должен быть выполнен на основе полиуретановых смол.

5.2.9 Каждый слой системы АКП должен иметь контрастный цвет относительно предыдущего слоя.

5.2.10 Минимальная номинальная толщина системы АКП должна быть не менее 160 мкм.

5.2.11 В комбинированных системах АКП, включающих эпоксидные и полиуретановые материалы, эпоксидные материалы используют только в качестве грунтовочных и промежуточных слоев АКП. Отделочный верхний слой выполняют из светостойкого полиуретанового материала. Допускается применение АКП на основе других пленкообразующих при условии их соответствия требованиям раздела 6.

5.2.12 Покрывной слой для всех типов АКП, применяемых на вновь строящихся и реконструируемых резервуарах, должен иметь белый цвет RAL 9003 по цветовому регистру стандартных образцов RAL [1]. Цветовые решения информационных надписей на наружной поверхности резервуаров: синий цвет (RAL 5005), красный цвет (RAL 3020), черный цвет (RAL 9004).

5.2.13 При нанесении трехслойных АКП на поверхность резервуаров, надземных трубопроводов, конструкции и оборудования, предназначенных для последующей установки теплоизоляции, следует применять АКП без покровного полиуретанового слоя, предназначенного для защиты наружного АКП от воздействия УФ.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Антикоррозионные покрытия для защиты наружной поверхности резервуаров, надземных трубопроводов, конструкций и оборудования. Общие технические требования	ОТТ 25.220.01-КТН-097-16
------------------	---	--------------------------

5.2.14 В ТУ и ПМИ на системы АКП должна быть приведена классификация систем АКП в соответствии с таблицами 5.1 и 5.2.

5.2.15 На систему АКП, предназначенную для защиты наружной поверхности резервуаров, должно быть получено положительное заключение АО «Транснефть – Диаскан» о возможности проведения диагностирования металлоконструкций резервуара без удаления АКП.

5.2.16 Система АКП должна быть включена в Реестр ОВП. Информация по включению в Реестр ОВП размещена на сайте ООО «НИИ Транснефть» в разделе «Деятельность».

5.3 Общие требования к антикоррозионным материалам

5.3.1 Антикоррозионные материалы должны быть предназначены для получения АКП, обладающего стойкостью:

а) к воздействию окружающей среды:

- температура – от минус 60 °С до 60 °С;
- относительная влажность окружающего воздуха – до 100 %;
- ветровой район – от I до VI по СП 20.13330.2011;
- суммарная солнечная радиация – до 120 ккал/см²·год;

б) к кратковременному воздействию нефти и нефтепродукта;

в) изменению геометрических параметров конструкции резервуара. Значение допускаемых величин стрел прогиба приведены в таблице 5.3;

г) кратковременному воздействию технического моющего средства при очистке поверхности АКП.

Т а б л и ц а 5.3 – Допускаемые величины стрел прогиба

№ п/п	Расстояние от нижнего до верхнего края выпучины или вмятины, мм	Допускаемая величина стрелы прогиба выпучины или вмятины
1	2	3
1	До 1500 включительно	15
2	Св. 1500 до 3000 включ.	30
3	Св. 3000 до 4500 включ.	45

5.3.2 На выходе из пунктов подогрева нефти и депрессаторных АКП должны выдерживать температуру эксплуатации до 80 °С.

5.3.3 Антикоррозионные материалы должны быть предназначены для нанесения на поверхности, выполненные из низколегированных углеродистых сталей. Нанесение

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Антикоррозионные покрытия для защиты наружной поверхности резервуаров, надземных трубопроводов, конструкций и оборудования. Общие технические требования	ОТТ 25.220.01-КТН-097-16
------------------	---	--------------------------

антикоррозионных материалов на алюминиевые, нержавеющие и оцинкованные поверхности не предусматривается.

5.3.4 Антикоррозионные материалы должны быть предназначены для нанесения на горизонтальные, вертикальные, наклонные поверхности и поверхности сложной формы с приварными элементами.

5.3.5 Антикоррозионные материалы должны быть предназначены для нанесения на сварные швы, удовлетворяющие следующим требованиям:

- а) величина усиления (выпуклость) стыковых швов не должна превышать 3 мм;
- б) поверхность швов должна быть гладкой, не допускается наличие наплывов, задигов, подрезов, окалин, незаплавленных кратеров, брызг металла, поверхностных пор и шлаковых включений.

5.3.6 Антикоррозионные материалы должны быть предназначены для нанесения на подготовленную поверхность, показатели качества которой приведены в таблице 5.4.

Т а б л и ц а 5.4 – Показатели качества подготовки поверхности

№ п/п	Наименование показателя	Значение	Метод
1	2	3	4
1	Степень очистки, не менее	Sa 2,5 (St 3) ¹⁾ или 2	ГОСТ Р ИСО 8501-1; ГОСТ 9.402
2	Шероховатость поверхности, мкм	От 40 до 120 согласно технической документации на систему АКП	ISO 8503-2
3	Степень обезжиривания, не более	1	ГОСТ 9.402
4	Степень обеспыливания, класс, не более	2	ISO 8502-3
5	Содержание водорастворимых солей, мг/м ² , не более	Согласно технической документации на систему АКП	ISO 8502-9
6	Время между очисткой и нанесением АКП, ч, не более ²⁾	6	ГОСТ 9.402
¹⁾ В скобках приведена требуемая степень очистки поверхности с помощью металлических щеток при ремонте дефектов АКП площадью менее 0,01 м ² . ²⁾ Минимальное время в ТУ на систему АКП не устанавливается.			

5.3.7 Показатели качества подготовки поверхности должны выполняться при нанесении антикоррозионных материалов для получения АКП группы I (срок службы не менее 10 лет) и группы II (срок службы не менее 20 лет).

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Антикоррозионные покрытия для защиты наружной поверхности резервуаров, надземных трубопроводов, конструкций и оборудования. Общие технические требования	ОТТ 25.220.01-КТН-097-16
------------------	---	--------------------------

5.3.8 Антикоррозионные материалы должны быть предназначены для нанесения на подготовленную поверхность при температуре окружающего воздуха от 5 °С до 40 °С и температуре стальной поверхности, превышающей температуру точки росы не менее, чем на 3 °С.

5.3.9 Антикоррозионные материалы должны быть предназначены для нанесения на подготовленную поверхность при относительной влажности окружающего воздуха не более 80 %.

5.3.10 Системы АКП на основе однокомпонентных полиуретановых материалов, отверждаемых влагой воздуха, должны быть предназначены для нанесения при относительной влажности окружающего воздуха до 98 %.

5.3.11 Антикоррозионные материалы должны быть предназначены для нанесения ручным способом кистью или валиком и механизированным способом методами воздушного или безвоздушного распыления.

5.3.12 Время межслойной сушки антикоррозионных материалов не должно превышать 10 ч при температуре окружающего воздуха 25 °С. Значение времени межслойной сушки в интервале от 0 °С до 40 °С с шагом в 5 °С должно быть указано в ТУ на систему АКП.

5.3.13 Антикоррозионные материалы должны допускать попадание пыли, песка и других посторонних включений на окрашенную поверхность после ее высыхания до степени 1 по ГОСТ 19007. Антикоррозионные материалы должны допускать выпадение осадков и образование конденсата на окрашенной поверхности после ее высыхания до степени 3 по ГОСТ 19007. Время высыхания слоев антикоррозионных материалов до степени 1 и 3 по ГОСТ 19007 в интервале от 0 °С до 40 °С с шагом в 5 °С должно быть приведено в ТУ на систему АКП.

5.3.14 Антикоррозионные материалы должны обеспечивать возможность контроля качества АКП после его полного отверждения. Время полного отверждения АКП должно составлять не более 7 суток при температуре окружающего воздуха 25 °С. Время полного отверждения в интервале от минус 10 °С до 40 °С с шагом в 5 °С должно быть приведено в ТУ на систему АКП.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Антикоррозионные покрытия для защиты наружной поверхности резервуаров, надземных трубопроводов, конструкций и оборудования. Общие технические требования	ОТТ 25.220.01-КТН-097-16
------------------	---	--------------------------

6 Основные параметры и характеристики (свойства)

6.1 Показатели качества (характеристики) антикоррозионных материалов должны соответствовать значениям, приведенным в таблице 6.1, и обеспечивать срок службы, указанный в разделе 17.

Т а б л и ц а 6.1 – Показатели качества (характеристики) антикоррозионных материалов

№ п/п	Наименование показателя (характеристики)	Значение показателя (содержание характеристики)
1	2	3
1	Внешний вид компонента	Однородная жидкость без расслоений, сгустков и визуально различных включений твердых частиц
2	Вязкость компонента	Согласно ТУ на систему АКП
3	Плотность компонента, г/мл	Согласно ТУ на систему АКП
4	Коэффициент смешения компонентов	Согласно ТУ на систему АКП
5	Укрывистость антикоррозионного материала, г/м ²	Согласно ТУ на систему АКП
6	Жизнеспособность антикоррозионного материала после смешения основы и отвердителя, ч	Согласно ТУ на систему АКП
7	Время высыхания антикоррозионного материала до степени 1 по ГОСТ 19007, ч	Согласно ТУ на систему АКП
8	Время высыхания антикоррозионного материала до степени 3 по ГОСТ 19007, ч	Согласно ТУ на систему АКП

6.2 Показатели качества (характеристики) системы АКП приведены в таблице 6.2.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Антикоррозионные покрытия для защиты наружной поверхности резервуаров, надземных трубопроводов, конструкций и оборудования. Общие технические требования	ОТТ 25.220.01-КТН-097-16
------------------	---	--------------------------

Т а б л и ц а 6.2 – Показатели качества (характеристики) системы АКП

№ п/п	Наименование показателя (характеристики)		Значение показателя (содержание характеристики)
1	2		3
1	Внешний вид покрытия	Исходный	<p>Однородная поверхность без видимых дефектов: пропуски, потеки, наплывы, шагрень, кратеры, поры, пузыри не допускаются.</p> <p>Количество твердых включений – не более 1 шт./дм², размер включений – не более 1,0 мм, расстояние между включениями – не менее 10 мм.</p> <p>Для наружной поверхности резервуаров - цвет поверхностного слоя – белый RAL 9003. Цвет информационных надписей – синий RAL 5005, красный RAL 3020, черный RAL 9004.</p> <p>Несоответствие оттенка цвета по цветовому регистру стандартных образцов RAL [1] не допускается. Для надземных трубопроводов, конструкций и оборудования – цвет не нормируется</p>
		После испытаний по методам Н1, Н2, Н4, Н5, Н6 (см. таблица 6.3)	<p>Однородная поверхность без видимых дефектов: вздутие, растрескивание, отслаивание не допускаются.</p> <p>Для белого цвета RAL 9003 допускается изменение цвета на RAL 9010, RAL 9016.</p> <p>Для синего цвета RAL 5005 допускается изменение цвета на RAL 5010. Для красного цвета RAL 3020 допускается изменение на RAL 3028. Для черного цвета RAL 9004 изменение цвета не допускается</p>
2	Толщина покрытия, мкм		<p>Согласно технической документации на систему АКП.</p> <p>На образце – снижение толщины ниже номинального значения не нормируется.</p> <p>Допустимые максимальные значения покрытия не должны превышать более чем на 20 % значения номинальной толщины АКП</p>
3	Диэлектрическая сплошность покрытия, В/мкм, не менее		6*

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Антикоррозионные покрытия для защиты наружной поверхности резервуаров, надземных трубопроводов, конструкций и оборудования. Общие технические требования	ОТТ 25.220.01-КТН-097-16
------------------	---	--------------------------

Продолжение таблицы 6.2

№ п/п	Наименование показателя (характеристики)		Значение показателя (содержание характеристики)
1	2		3
4	Адгезия методом Х-образного надреза, балл	Исходная	4А; 5А
		После испытаний по методам Н1, Н2, Н4, Н5, Н6	3А
5	Адгезия методом решетчатых надрезов, балл	Исходная	0; 1
		После испытаний по методам Н1, Н2, Н4, Н5, Н6	2
6	Адгезия методом отрыва «грибка»		
6.1	Показатель адгезии	Исходный, МПа, не менее	2,5
		Снижение показателя адгезии после испытаний по методам Н1, Н2, Н4, Н5, Н6 при исходных показателях, %	от 2,5 до 3,5 МПа
			от 3,5 до 5 МПа
			более 5 МПа
6.2	Характер отрыва «грибка» при показателе адгезии	от 2,5 до 3,5 МПа	Отсутствие адгезионного или межслойного отрыва
		от 3,5 до 5 МПа	Не более 50 % адгезионного или межслойного отрыва
		более 5 МПа	Характер отрыва не нормируется
7	Прочность при ударе, Н·м, не менее	При 20 °С	4
		При минус 40 °С	3
		После испытаний по методам Н5, Н6	3

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Антикоррозионные покрытия для защиты наружной поверхности резервуаров, надземных трубопроводов, конструкций и оборудования. Общие технические требования	ОТТ 25.220.01-КТН-097-16
------------------	---	--------------------------

Окончание таблицы 6.2

№ п/п	Наименование показателя (характеристики)	Значение показателя (содержание характеристики)
1	2	3
8	Распространение коррозии от линии надреза после испытания по методу НЗ, мм, не более	2
9	Коэффициент соотношения емкостей при 2 и 20 кГц, не менее	Исходный
	После испытаний по методам Н1, Н2	0,8
10	Тангенс угла диэлектрических потерь $tg \delta$, не более	После испытаний по методам Н1, Н2
	Исходный	0,2
11	Эластичность покрытия при изгибе по Эриксену, мм, не менее	После испытаний по методам Н1, Н2
	Исходная	0,2
12	Относительное удлинение при разрыве свободной пленки покрытия, %, не менее	После испытаний по методам Н5, Н6
	Исходная	1,5
13	Стойкость покрытия к растрескиванию при трехточечном изгибе, мм, не менее	После испытаний по методам Н5, Н6
	Исходная	3,5
14	Стойкость покрытия к истиранию после воздействия потока абразивных частиц, процент от толщины покрывного слоя, не более	После испытаний по методам Н5, Н6
	Исходная	4
15	Стойкость покрытия к истиранию после воздействия потока абразивных частиц, процент от толщины покрывного слоя, не более	После испытаний по методам Н5, Н6
	Исходная	3
16	Стойкость покрытия к истиранию после воздействия потока абразивных частиц, процент от толщины покрывного слоя, не более	30
* Значение электрического напряжения при контроле диэлектрической сплошности покрытия – не менее 1000 В на всю толщину покрытия.		

6.3 Диэлектрическая сплошность, коэффициент соотношения емкостей и тангенс угла диэлектрических потерь измеряются только для неэлектропроводных покрытий.

6.4 Перечень дефектов АКП резервуаров, надземных трубопроводов, конструкций и оборудования и методы их контроля – в соответствии с приложением Б.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Антикоррозионные покрытия для защиты наружной поверхности резервуаров, надземных трубопроводов, конструкций и оборудования. Общие технические требования	ОТТ 25.220.01-КТН-097-16
------------------	---	--------------------------

6.5 Продолжительность испытаний по методам Н1 – Н6 в зависимости от типа АКП приведена в таблице 6.3.

Таблица 6.3 – Продолжительность испытаний по методам Н1 – Н6 в зависимости от типа АКП

№ п/п	Метод	Наименование метода	Продолжительность испытаний в зависимости от типа АКП, ч						Нормативный документ
			АКП С3 (I)	АКП С3 (II)	АКП С4 (I)	АКП С4 (II)	АКП С5-М (I)	АКП С5-М (II)	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Н1	Стойкость к постоянной конденсации влаги при 40 °С	400	800	450	900	650	1300	ISO 6270-1
2	Н2	Стойкость к периодической конденсации влаги и воздействию УФ при 40 °С	800	1550	850	1700	950	1900	ISO 16474-1 [2], ISO 16474-3 [3]
3	Н3	Стойкость к воздействию соляного тумана при 35 °С	750	1500	750	1500	1000	1900	ГОСТ 9.401 (метод Б)
4	Н4	Стойкость к воздействию товарной нефти при 60 °С и нефтепродукта при 20 °С	120	240	120	240	120	240	ГОСТ 9.403
5	Н5	Стойкость к термостарению при 60 °С	1100	2200	350	700	850	1650	ISO 3248
6	Н6	Стойкость к перепаду температур от минус 60 °С до 60 °С	45 циклов	95 циклов	50 циклов	100 циклов	45 циклов	90 циклов	ГОСТ 27037

6.6 При нанесении АКП на надземные трубопроводы, конструкции и оборудования, которые монтируются с применением сварочных работ, концевые участки должны быть свободными от покрытия в местах сварки. Длина неизолированных концевых участков, в зависимости от типа металлоконструкции и требований технической документации на металлоконструкцию, должна составлять от (80±20) до (100±20) мм. По согласованию с заказчиком допускается другая величина неизолированных концевых участков, которая должна быть указана в технической документации на изделие. При окраске изделий полузаглубленного исполнения покрытие подземной части изделия должно наноситься на изделие выше уровня земли на высоту от 200 до 300 мм. Покрытие надземной части изделия

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Антикоррозионные покрытия для защиты наружной поверхности резервуаров, надземных трубопроводов, конструкций и оборудования. Общие технические требования	ОТТ 25.220.01-КТН-097-16
------------------	---	--------------------------

должно наноситься до уровня земли с нахлестом на покрытие подземной части. По согласованию с заказчиком допускается другая величина нахлеста покрытий, которая должна быть указана в технической документации на изделие.

6.7 Толщина АКП на крепежных изделиях (шпильках, гайках, болтах), строповочных проушинах, транспортных заглушках и защитных элементах упаковки не нормируется. Сплошность АКП на наличие неокрашенных участков поверхности на вышеуказанных элементах контролируется визуально. Перечень элементов, на которых толщина и сплошность АКП не нормируются, должен быть указан в технической документации на изделие.

6.8 Испытания АКП по показателям таблиц 6.1 – 6.3 проводятся по методам, приведенным в разделе 14.

6.9 В течение гарантийного периода наружного АКП стального резервуара после окончания строительно-монтажных работ изменение цвета RAL 9003, RAL 5005, RAL 3020 и RAL 9004 не допускается.

6.10 После истечения гарантийного периода наружного АКП и до завершения срока службы наружного АКП стального резервуара допускается потемнение белого цвета RAL 9003 на RAL 9010, RAL 9016, выцветание синего цвета RAL 5005 на RAL 5010, выцветание красного цвета RAL 3020 на RAL 3028. Выцветание черного цвета RAL 9004 не допускается.

6.11 АКП на отремонтированных участках должно соответствовать показателям таблицы 6.2.

7 Требования безопасности

7.1 Испарение летучих веществ при отверждении АКП не должно оказывать вредного воздействия на организм человека и окружающую среду и не должно превышать предельно допустимые концентрации вредных веществ в воздухе рабочей зоны согласно ГОСТ 12.1.007.

7.2 Наносимые АКП относятся к группе сгораемых трудновоспламеняемых материалов после отверждения. В технической документации на системы АКП, применяемые для антикоррозионной защиты резервуаров, надземного трубопровода, конструкции и оборудования, должны быть указаны следующие показатели пожарной опасности компонентов антикоррозионных материалов (далее – компонентов) и АКП:

- группа горючести;

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Антикоррозионные покрытия для защиты наружной поверхности резервуаров, надземных трубопроводов, конструкций и оборудования. Общие технические требования	ОТТ 25.220.01-КТН-097-16
------------------	---	--------------------------

- температура вспышки;
- температура воспламенения;
- температура самовоспламенения;
- температурные пределы распространения пламени.

7.3 При разработке проекта производства работ необходимо учитывать требования 7.1 и 7.2 для соблюдения правил охраны труда и промышленной пожарной безопасности, предупреждения возможных отрицательных воздействий на природную среду в период строительства.

8 Требования в области охраны окружающей среды

Требования в области охраны окружающей среды должны осуществляться в соответствии с требованиями Федеральных законов [1] и [2], а также иных нормативных и правовых актов Российской Федерации, устанавливающих требования по охране окружающей среды.

9 Требования к сырью, материалам, покупным изделиям

9.1 При поставке антикоррозионных материалов предприятие-поставщик антикоррозионных материалов должен представить ТУ и ПМИ, прошедшие экспертизу в ООО «НИИ Транснефть», содержащие:

- соотношение компонентов и жизнеспособность после смешения (для двухкомпонентных материалов);
- режимы нанесения и отверждения антикоррозионных материалов (каждого слоя и АКП в целом);
- допустимое время отверждения антикоррозионного материала до возможности попадания влаги (время высыхания до степени 3 по ГОСТ 19007) и пыли на поверхность покрытия (время высыхания до степени 1 по ГОСТ 19007);
- перечень оборудования для нанесения антикоррозионных материалов;
- требования к безопасности при работе с антикоррозионными материалами.

9.2 Предприятие-поставщик антикоррозионных материалов должно предоставлять подрядной организации дополнительную информацию по ее запросу, в том числе в соответствии с 7.2, необходимую для обеспечения нанесения АКП, соответствующего требованиям настоящего документа, а также свидетельство государственной регистрации на все компоненты, в том числе разбавитель и растворитель.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Антикоррозионные покрытия для защиты наружной поверхности резервуаров, надземных трубопроводов, конструкций и оборудования. Общие технические требования	ОТТ 25.220.01-КТН-097-16
------------------	---	--------------------------

10 Комплектность

10.1 Компоненты поставляются комплектно.

10.2 Каждая партия должна сопровождаться сертификатом качества на поставку антикоррозионных материалов с указанием:

- наименования предприятия-изготовителя антикоррозионных материалов и его адреса;
- полного и сокращенного наименования компонентов;
- номера партии;
- даты окончания гарантийного срока хранения;
- результатов приемки и допустимого диапазона контролируемых величин в соответствии с требованиями ТУ на систему АКП.

10.3 Сертификат качества на поставку антикоррозионных материалов оформляется в соответствии с приложением В.

10.4 В комплекте с компонентами должны быть:

- свидетельство о соответствии санитарно-эпидемиологическим и гигиеническим требованиям;
- разбавитель и растворитель для очистки оборудования, марки которых приводятся в ТУ на систему АКП.

11 Маркировка

11.1 Маркировка системы АКП – по ГОСТ 9980.4.

11.2 На маркировке транспортной тары компонентов должны быть указаны:

- наименование предприятия-изготовителя антикоррозионных материалов, его адрес и зарегистрированный товарный знак;
- наименование антикоррозионного материала и наименование компонентов;
- номер партии;
- дата (две цифры месяца и через косую черту – четыре цифры года) изготовления;
- дата (две цифры месяца и через косую черту – четыре цифры года) окончания гарантийного срока хранения;
- масса нетто, брутто единицы потребительской тары;
- цвет компонентов;
- номер ТУ на систему АКП;

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Антикоррозионные покрытия для защиты наружной поверхности резервуаров, надземных трубопроводов, конструкций и оборудования. Общие технические требования	ОТТ 25.220.01-КТН-097-16
------------------	---	--------------------------

- краткая информация об опасных свойствах продукта и краткие рекомендации по безопасному применению согласно 7.2.

12 Упаковка

12.1 Упаковка компонентов должна соответствовать ГОСТ 9980.3 и техническим документам предприятия-изготовителя антикоррозионных материалов.

12.2 Тара должна быть герметично закрыта. Транспортная тара должна обеспечивать сохранность свойств компонентов при транспортировании и в течение всего гарантийного срока хранения.

12.3 Вид транспортной тары для упаковки компонентов определяют по ГОСТ 9980.3.

13 Правила приемки

13.1 Для обеспечения соответствия АКП требованиям настоящего документа должны проводиться:

- инспекция производства;
- квалификационные испытания;
- приемо-сдаточные испытания;
- периодические испытания;
- типовые испытания.

13.2 Условия проведения и технические требования к проведению инспекций и испытаний приведены в таблице 13.1.

Таблица 13.1 – Условия проведения и технические требования к проведению инспекции и испытаний

№ п/п	Вид испытаний и инспекции	Характеристика испытания	Технические требования к проведению инспекций или испытаний (номер пункта настоящего документа)
1	2	3	4
1	Инспекция производства (только для российских предприятий-изготовителей)	Проводится на этапе включения продукции в Реестр ОВП и после окончания срока нахождения в Реестре ОВП	13.4

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Антикоррозионные покрытия для защиты наружной поверхности резервуаров, надземных трубопроводов, конструкций и оборудования. Общие технические требования	ОТТ 25.220.01-КТН-097-16
------------------	---	--------------------------

№ п/п	Вид испытаний и инспекции	Характеристика испытания	Технические требования к проведению инспекций или испытаний (номер пункта настоящего документа)
1	2	3	4
	антикоррозионных материалов)		
2	Квалификационные испытания систем АКП	Проводятся на этапе включения продукции в Реестр ОВП и после окончания срока нахождения в Реестре ОВП	13.5 – 13.10
3	Приемо-сдаточные испытания систем АКП	Проводятся при выпуске продукции в заводских условиях	13.11, 13.12
4	Периодические испытания систем АКП	Проводятся для контроля стабильности качества продукции, находящейся в Реестре ОВП, в лабораторных условиях каждые 24 месяца	13.13 – 13.19,
5	Типовые испытания систем АКП	Проводятся в лабораторных, заводских условиях при применении нового сырья или внесения изменений в технологический процесс изготовления компонентов и их нанесения	13.20

13.3 Испытания систем АКП должны проводиться в специально подготовленном помещении при соблюдении следующих требований:

- обеспечение доступа к 100 % поверхности образца с нанесенным АКП для проведения визуального контроля;
- подлежащая контролю поверхность должна рассматриваться под углом более 30° к плоскости объекта контроля и с расстояния до 600 мм;
- освещенность контролируемой поверхности – не менее 500 лк;
- температура окружающего воздуха при испытаниях – не менее 5 °С;
- относительная влажность окружающего воздуха при испытаниях – не более 80 %.

13.4 Для оценки технической оснащенности предприятия-изготовителя антикоррозионных материалов проводится инспекция производства по программе

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Антикоррозионные покрытия для защиты наружной поверхности резервуаров, надземных трубопроводов, конструкций и оборудования. Общие технические требования	ОТТ 25.220.01-КТН-097-16
------------------	---	--------------------------

проведения инспекции, утвержденной ПАО «Транснефть», с участием представителей ПАО «Транснефть». Информация по включению в Реестр ОВП размещена на сайте ООО «НИИ Транснефть» в разделе «Деятельность».

13.5 Квалификационные испытания систем АКП проводятся на этапе включения продукции в Реестр ОВП и при продлении срока нахождения в Реестре ОВП. При получении замечаний от ОСТ о выявлении брака нанесенного АКП проводятся внеочередные испытания в объеме квалификационных испытаний. Информация по включению в Реестр ОВП размещена на сайте ООО «НИИ Транснефть» в разделе «Деятельность».

13.6 Квалификационные испытания проводятся по ПМИ, разработанной предприятием-изготовителем антикоррозионных материалов на основе типовой ПМИ, согласованной ООО «НИИ Транснефть».

13.7 В состав квалификационных испытаний АКП для антикоррозионной защиты наружной поверхности резервуаров, надземных трубопроводов, конструкций и оборудования на основе компонентов российского производства входит:

- проведение лабораторных испытаний;
- проведение заводских испытаний.

13.8 В состав квалификационных испытаний АКП для антикоррозионной защиты наружной поверхности резервуаров, надземных трубопроводов, конструкций и оборудования на основе компонентов иностранного производства входит:

- проведение лабораторных испытаний;
- проведение заводских испытаний на территории Российской Федерации.

13.9 Лабораторные испытания проводятся в испытательной лаборатории ООО «НИИ Транснефть» или в независимой испытательной лаборатории (по согласованию с ООО «НИИ Транснефть»), включенной в Реестр испытательных лабораторий (центров), подтвердивших соответствие требованиям по проведению испытаний продукции, планируемой к поставкам на объекты ПАО «Транснефть», с участием специалиста ООО «НИИ Транснефть», в соответствии с внутренним графиком, формируемым и утверждаемым ООО «НИИ Транснефть» на основании заявок предприятий-изготовителей антикоррозионных материалов на проведение лабораторных испытаний. Информация по включению в реестр ИЛ(Ц) размещена на сайте ООО «НИИ Транснефть» в разделе «Деятельность». Лабораторные испытания проводятся по всем показателям, приведенным в таблице 6.2.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Антикоррозионные покрытия для защиты наружной поверхности резервуаров, надземных трубопроводов, конструкций и оборудования. Общие технические требования	ОТТ 25.220.01-КТН-097-16
------------------	---	--------------------------

13.10 Заводские испытания включают испытания антикоррозионных материалов по всем показателям, приведенным в таблице 6.1, и испытания АКП по показателям, установленным в таблице 6.2 (строки 1 – 6) (внешний вид в исходном состоянии, толщина покрытия, диэлектрическая сплошность, адгезия в исходном состоянии).

13.11 Приемо-сдаточные испытания проводятся в заводских условиях по ПМИ приемо-сдаточных испытаний, утвержденной предприятием-изготовителем антикоррозионных материалов, на которую оформлено положительное экспертное заключение ООО «НИИ Транснефть».

13.12 Приемо-сдаточные испытания должны включать следующие виды контроля:

- контроль показателей качества антикоррозионных материалов по всем показателям, приведенным в таблице 6.1;
- контроль показателей качества АКП по показателям, установленным в таблице 6.2 (строки 1 – 6) (внешний вид в исходном состоянии, толщина покрытия, диэлектрическая сплошность, адгезия в исходном состоянии);
- контроль сопроводительной документации;
- контроль упаковки;
- комплектность поставки.

Контроль показателей качества антикоррозионных материалов по таблице 6.1 при заводских и приемо-сдаточных испытаниях проводится только во время испытаний на предприятии-изготовителе антикоррозионных материалов.

13.13 Периодические испытания проводятся для контроля стабильности качества продукции, находящейся в Реестре ОВП. Периодические испытания проводятся по ПМИ периодических испытаний, разработанной и утвержденной предприятием-изготовителем антикоррозионных материалов, и согласованной с ООО «НИИ Транснефть».

13.14 ПМИ периодических испытаний должна быть разработана предприятием-изготовителем антикоррозионных материалов на основе типовой ПМИ, согласованной ООО «НИИ Транснефть».

13.15 ПМИ периодических испытаний должна быть разработана предприятием-изготовителем антикоррозионных материалов с учетом особенностей применяемого испытательного оборудования. Если характеристики испытательного оборудования, влияющие на длительность испытаний, отличаются от характеристик, приведенных в разделе 14, то необходимо проводить перерасчет длительности испытаний.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Антикоррозионные покрытия для защиты наружной поверхности резервуаров, надземных трубопроводов, конструкций и оборудования. Общие технические требования	ОТТ 25.220.01-КТН-097-16
------------------	---	--------------------------

13.16 Периодические испытания включают в себя лабораторные испытания. Периодические лабораторные испытания проводятся не реже одного раза в 24 месяца по всем показателям, приведенным в таблицах раздела 6.

13.17 Периодические испытания должны быть организованы предприятием-изготовителем антикоррозионных материалов.

13.18 Организация испытаний включает в себя подготовку образцов, передачу образцов в лабораторию и заключение договора на испытания.

13.19 Лабораторные испытания проводятся в испытательной лаборатории ООО «НИИ Транснефть» или в независимой испытательной лаборатории (по согласованию с ООО «НИИ Транснефть»), включенной в Реестр испытательных лабораторий (центров), подтвердивших соответствие требованиям по проведению испытаний продукции, планируемой к поставкам на объекты ПАО «Транснефть», с участием специалиста ООО «НИИ Транснефть», в соответствии с внутренним графиком, формируемым и утверждаемым ООО «НИИ Транснефть» на основании заявок предприятий-изготовителей антикоррозионных материалов на проведение лабораторных испытаний. Информация по включению в реестр ИЛ(Ц) размещена на сайте ООО «НИИ Транснефть» в разделе «Деятельность».

13.20 Типовые испытания проводятся при применении нового сырья или внесении изменений в технологический процесс. Типовые испытания проводятся по программе и методике типовых испытаний, разработанной и утвержденной предприятием-изготовителем антикоррозионных материалов, и согласованной с ООО «НИИ Транснефть». Программа и методика типовых испытаний должна быть разработана предприятием-изготовителем антикоррозионных материалов на основе типовой программы и методики типовых испытаний, утвержденной ПАО «Транснефть». Типовые испытания включают в себя следующий перечень испытаний:

- лабораторные и заводские испытания – при применении нового сырья или внесении изменений в технологический процесс производства антикоррозионных материалов;
- заводские испытания – при внесении изменений в технологический процесс нанесения АКП.

13.21 Объем проведения квалификационных, приемо-сдаточных, периодических и типовых испытаний приведен в таблице 13.2.

Т а б л и ц а 13.2 – Требования к объему проведения квалификационных, приемо-сдаточных, периодических и типовых испытаний

№ п/п	Наименование показателя	Виды испытаний						Методы испытаний
		Квалификационные		Приемо- сдаточные	Периоди- ческие	Типовые		
		лабора- торные	заводс- кие			лабора- торные	заводские	
	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Показатели комплектности поставки							
1.1	Сопроводительная документация	-	+	-	-	-	+	-
1.2	Упаковка компонентов	-	+	-	-	-	+	-
1.3	Комплектность поставки	-	+	-	-	-	+	-
2	Показатели качества антикоррозионных материалов							
2.1	Внешний вид компонента	-	+	+	-	-	+	14.2.2
2.2	Вязкость компонента	-	+	+	-	-	+	14.2.3
2.3	Плотность компонента	-	+	+	-	-	+	14.2.4
2.4	Коэффициент смещения компонентов	-	+	+	-	-	+	14.2.5
2.5	Укрывистость антикоррозионного материала	-	+	+	-	-	+	14.2.6
2.6	Жизнеспособность антикоррозионного материала после смешения основы и отвердителя	-	+	+	-	-	+	14.2.7
2.7	Время высыхания до степени 1 по ГОСТ 19007	-	+	+	-	-	+	14.2.8
2.8	Время высыхания до степени 3 по ГОСТ 19007	-	+	+	-	-	+	14.2.8
3	Исходные показатели качества системы АКП							
3.1	Внешний вид покрытия	+	+	+	+	+	+	14.3
3.2	Толщина покрытия	+	+	+	+	+	+	14.5
3.3	Диэлектрическая сплошность покрытия	+	+	+	+	+	+	14.6

ПАО «Транснефть»

Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Антикоррозионные покрытия для защиты наземных трубопроводов, конструкций и оборудования. Общие технические требования

ОГТ 25.220.01-КТН-097-16

Продолжение таблицы 13.2

№ п/п	Наименование показателя	Виды испытаний						Методы испытаний
		Квалификационные		Приемо- сдаточные	Периоди- ческие	Типовые		
		Лабора- торные	Заводс- кие			Лабора- торные	Заводские	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
4	Показатели качества системы АКП, определяющие прочность АКП							
4.1	Адгезия методом Х-образного надреза	+	+	+	+	+	+	14.7
4.2	Адгезия методом решетчатых надрезов	+	+	+	+	+	+	14.8
4.3	Адгезия методом отрыва	+	+	+	+	+	+	14.9
4.4	Прочность при ударе при температуре 20 °С и при температуре минус 40 °С	+	-	-	+	+	-	14.10
4.5	Коэффициент соотношения емкостей при 2 и 20 кГц	+	-	-	+	+	-	14.12
4.6	Тангенс угла диэлектрических потерь $tg \delta$	+	-	-	+	+	-	14.13
4.7	Эластичность покрытия при изгибе по Эриксену	+	-	-	+	+	-	14.14
4.8	Относительное удлинение при разрыве свободной пленки покрытия	+	-	-	+	+	-	14.15
4.9	Стойкость покрытия к растрескиванию при трехточечном изгибе	+	-	-	+	+	-	14.16
5	Показатели качества системы АКП, определяющие долговечность АКП							
5.1	Внешний вид покрытия после испытаний по методам Н1 – Н6	+	-	-	+	+	-	14.4
5.2	Адгезия методом Х-образного надреза после испытаний по методам Н1, Н2, Н4, Н5, Н6	+	-	-	+	+	-	14.7

ПАО «Транснефть»

Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Антикоррозионные покрытия для защиты надземных трубопроводов, конструкций и оборудования. Общие технические требования

ОГТ 25.220.01-КТН-097-16

Продолжение таблицы 13.2

№ п/п	Наименование показателя	Виды испытаний						Методы испытаний
		Квалификационные		Приемо- сдаточные	Периоди- ческие	Типовые		
		Лабора- торные	Заводс- кие			Лабора- торные	Заводские	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
5.3	Адгезия методом решетчатых надрезов после испытаний по методам Н1, Н2, Н4, Н5,Н6	+	-	-	+	+	-	14.8
5.4	Адгезия методом отрыва после испытаний по методам Н1, Н2, Н4, Н5, Н6	+	-	-	+	+	-	14.9
5.5	Прочность при ударе, после испытаний по методам Н5, Н6	+	-	-	+	+	-	14.10
5.6	Распространение коррозии от линии надреза после испытания Н3	+	-	-	+	+	-	14.11
5.7	Коэффициент соотношения емкостей при 2 и 20 кГц после испытаний по методам Н1, Н2	+	-	-	+	+	-	14.12
5.8	Тангенс угла диэлектрических потерь $tg \delta$ после испытаний по методам Н1, Н2	+	-	-	+	+	-	14.13
5.9	Эластичность покрытия при изгибе по Эриксену после испытаний по методам Н5, Н6	+	-	-	+	+	-	14.14
5.10	Относительное удлинение при разрыве свободной пленки покрытия после испытаний по методам Н5, Н6	+	-	-	+	+	-	14.15
5.11	Стойкость покрытия к растрескиванию при трехточечном изгибе после испытаний по методам Н5, Н6	+	-	-	+	+	-	14.16

ПАО «Транснефть»

Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Антикоррозионные покрытия для защиты надземных трубопроводов, конструкций и оборудования. Общие технические требования

ОГТ 25.220.01-КТН-097-16

Окончание таблицы 13.2

№ п/п	Наименование показателя	Виды испытаний						Методы испытаний
		Квалификационные		Приемо- сдаточные	Периоди- ческие	Типовые		
		Лабора- торные	Заводс- кие			Лабора- торные	Заводские	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
5.12	Стойкость покрытия к истиранию после воздействия потока абразивных частиц	+	-	-	+	+	-	14.17
<p>Примечание – В настоящей таблице применены следующие условные обозначения:</p> <p>- знак «+» – испытание проводится;</p> <p>- знак «-» – испытание не проводится.</p>								

ПАО «Транснефть»

Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Антикоррозионные покрытия для защиты надземных трубопроводов, конструкций и оборудования. Общие технические требования

ОГТ 25.220.01-КТН-097-16

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Антикоррозионные покрытия для защиты наружной поверхности резервуаров, надземных трубопроводов, конструкций и оборудования. Общие технические требования	ОТТ 25.220.01-КТН-097-16
------------------	---	--------------------------

14 Методы контроля

14.1 Контроль показателей качества антикоррозионных материалов и их компонентов проводится на жидких пробах, отобранных из транспортной тары. Контроль показателей качества АКП проводится на образцах – стальных пластинах с нанесенным АКП. АКП, антикоррозионные материалы и компоненты считают удовлетворительными, если по испытываемым показателям они соответствуют показателям, приведенным в таблицах 6.1 – 6.3. При получении неудовлетворительных результатов лабораторных испытаний проводят повторные испытания по соответствующему показателю на удвоенном количестве образцов из той же партии образцов, представленной на испытания. При получении неудовлетворительных результатов испытаний на удвоенном количестве образцов АКП считается не прошедшим испытания.

14.2 Контроль антикоррозионных материалов и компонентов

14.2.1 Контроль показателей качества антикоррозионных материалов и компонентов проводят на каждом антикоррозионном материале, входящем в систему АКП.

14.2.2 Контроль наличия расслоений, сгустков и твердых частиц проводится визуально после открытия емкости с компонентом и перемешивания с помощью электрической мешалки в течение 10 мин. После перемешивания жидкий компонент должен представлять собой однородную массу без визуально различимых слоев. В компоненте должны отсутствовать визуально различимые сгустки. После перемешивания из емкости отбирают пробу объемом 10 мл и наносят ее на стеклянную пластину. После растекания компонента по поверхности в нем должны отсутствовать визуально различимые включения твердых частиц. Контроль цвета осуществляют визуально путем сопоставления цвета антикоррозионного материала с образцом цвета, соответствующего цветовому регистру стандартных образцов RAL [1].

14.2.3 Контроль вязкости компонентов проводят на каждом компоненте, входящем в систему АКП. Вязкость определяется с помощью вискозиметра типа ВЗ-246 по ГОСТ 8420 либо с помощью вискозиметра Брукфильда по ГОСТ 25271 [4]. Температура компонентов при испытаниях должна составлять $(20,0 \pm 0,5)^\circ\text{C}$. Допускается определение вязкости по технологическим документам на антикоррозионный материал.

14.2.4 Контроль плотности компонентов проводят на каждом компоненте, входящем в систему АКП. Плотность определяется с помощью пикнометра по ГОСТ 31992.1. Температура компонентов при испытаниях должна составлять $(20,0 \pm 0,5)^\circ\text{C}$.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Антикоррозионные покрытия для защиты наружной поверхности резервуаров, надземных трубопроводов, конструкций и оборудования. Общие технические требования	ОТТ 25.220.01-КТН-097-16
------------------	---	--------------------------

Компонент помещают в пикнометр и взвешивают, плотность вычисляют путем деления массы антикоррозионного материала на объем пикнометра. Значение плотности компонентов должно соответствовать требованиям, приведенным в ТУ на систему АКП.

14.2.5 Контроль коэффициента смешения компонентов проводят на антикоррозионном материале каждого слоя в процессе смешения компонентов (основы и отвердителя). Значение коэффициента смешения должно соответствовать требованиям, приведенным в ТУ на систему АКП.

14.2.6 Укрывистость антикоррозионного материала определяют после смешения компонентов по ГОСТ 8784 [5]. Укрывистость определяется массой антикоррозионного материала, нанесенного на стеклянную пластину размером 180x240 мм, при котором контуры шахматной доски станут невидимыми. Значение укрывистости должно соответствовать требованиям, приведенным в ТУ на систему АКП.

14.2.7 Жизнеспособность антикоррозионного материала определяют по ГОСТ 27271 на антикоррозионном материале каждого слоя после смешения компонентов (основы и отвердителя). Для определения жизнеспособности антикоррозионного материала измеряют вязкость антикоррозионного материала непосредственно после смешения компонентов. Затем смесь выдерживают в течение времени, указанного в ТУ на систему АКП. После выдержки повторно измеряют вязкость. Температура компонентов при испытаниях должна составлять $(20,0 \pm 0,5) ^\circ\text{C}$. Результат испытаний является положительным, если вязкость антикоррозионного материала после выдержки увеличивается не более чем в два раза.

14.2.8 Контроль времени высыхания проводят для каждого слоя АКП. Время высыхания до степени 1 определяется по ГОСТ 19007. За время высыхания до степени 1 принимают время, после которого на поверхности покрытия не остается следов при высыпании на поверхность 0,5 г стеклянных шариков диаметром от 100 до 355 мкм с высоты от 30 до 50 мм. Контроль времени высыхания до степени 3 определяется по ГОСТ 19007. На поверхность последовательно устанавливают лист бумаги размерами 25x25 мм, резиновую пластину диаметром 22 мм и груз массой 200 г. Через 60 с груз и резиновую пластину снимают. Затем через 30 с снимают лист бумаги. За время высыхания до степени 3 по ГОСТ 19007 принимают время, после которого на листе бумаги не остается следов антикоррозионного материала. Значение времени высыхания до степени 1 и 3 должно соответствовать требованиям, приведенным в ТУ на систему АКП.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Антикоррозионные покрытия для защиты наружной поверхности резервуаров, надземных трубопроводов, конструкций и оборудования. Общие технические требования	ОТТ 25.220.01-КТН-097-16
------------------	---	--------------------------

14.3 Внешний вид контролируют на каждом исходном образце, представленный на испытания. Контролю подлежит 100 % поверхности покрытия. Описание и фотографии дефектов – в соответствии с приложением Б.

Контроль поверхности покрытия на наличие потеков и наплывов осуществляют визуально без применения увеличительных средств и с помощью магнитного толщиномера. После визуального выявления потека (наплыва), измеряют толщину покрытия в месте дефекта и на гладкой поверхности на расстоянии от 10 до 15 мм от дефекта. Превышение толщины потека (наплыва) должно составлять не более 30 % от толщины гладкой поверхности на расстоянии от 10 до 20 мм от дефекта.

Контроль пропусков, шагреней, кратеров, пор, пузырей осуществляют визуально без применения увеличительных средств.

Контроль оттенка цвета осуществляют визуально путем сопоставления цвета покрытия с образцом соответствующего цвета по цветовому регистру RAL [1].

Контроль размеров твердых частиц и расстояния между ними проводят линейкой измерительной по ГОСТ 427 с применением лупы измерительной ЛИ по ГОСТ 25706 с увеличением от 3^x до 10^x .

14.4 Контролю внешнего вида подвергают каждый образец, прошедший испытания по методам Н1, Н2, Н4, Н5, Н6 (см. таблицу 6.3).

Образцы для испытаний по методам Н1, Н4 – Н6 должны быть белого цвета (RAL 9003).

Образцы для испытаний на стойкость к периодической конденсации влаги и воздействию УФ при 40 °С (метод Н2) должны быть белого (RAL 9003), синего (RAL 5005), красного (RAL 3020) и черного цветов (RAL 9004).

Контроль вздутий, растрескиваний, отслаиваний, сколов, царапин, пропусков осуществляют визуально без применения увеличительных средств.

Контроль изменения оттенка цвета осуществляют визуально путем сопоставления цвета покрытия с образцом цвета, соответствующего цветовому регистру RAL [1].

14.5 Контроль толщины покрытия производят в процессе нанесения АКП и после полного отверждения АКП.

Контроль толщины каждого слоя АКП при нанесении проводят гребенкой для измерения толщины мокрого слоя. Толщина каждого мокрого слоя АКП должна соответствовать требованиям технической документации на систему АКП.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Антикоррозионные покрытия для защиты наружной поверхности резервуаров, надземных трубопроводов, конструкций и оборудования. Общие технические требования	ОТТ 25.220.01-КТН-097-16
------------------	---	--------------------------

Толщину покрытия после полного отверждения АКП контролируют в соответствии с ГОСТ 31993 толщиномером, предназначенным для измерения толщины неферромагнитных покрытий на ферромагнитной подложке, с точностью $\pm 5\%$.

Контроль толщины покрытия осуществляется не менее чем в 10 равноудаленных точках по длине изделия, начиная от края. Для изделия площадью до 1 м^2 проводится не менее 10 измерений, свыше 1 до 10 м^2 – не менее 20 измерений, свыше 10 м^2 – не менее 30 измерений. Дополнительно проводится не менее двух измерений толщины на элементах механо-технологического оборудования площадью менее $0,1\text{ м}^2$.

Контролю подвергают каждый образец, представленный на испытания.

Измерения толщины на образцах проводят, отступив не менее чем 10 мм от краев образца, минимум в пяти точках по поверхности образца, расположенных в соответствии с рисунком 14.1.

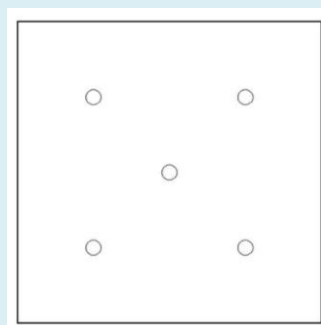


Рисунок 14.1 – Схема расположения точек измерения толщины

За результат измерений принимают среднее арифметическое всех измеренных показателей на каждом образце. Максимальные значения толщины покрытия в отдельных точках измерений не должны превышать более чем на 20 % значение номинальной толщины АКП. Снижение толщины ниже номинального значения не нормируется.

14.6 Определение диэлектрической сплошности покрытия проводится согласно ASTM G 62 [6] искровым дефектоскопом постоянного тока с погрешностью измерений $\pm 5\%$. Определение диэлектрической сплошности покрытия проводится только для неэлектропроводных покрытий. Сплошность электропроводных покрытий контролируется визуально.

Нарушение сплошности обнаруживается искрой, возникающей между стальной подложкой и электродом в дефектных местах покрытия, а также посредством звукового или светового сигнала дефектоскопа.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Антикоррозионные покрытия для защиты наружной поверхности резервуаров, надземных трубопроводов, конструкций и оборудования. Общие технические требования	ОТТ 25.220.01-КТН-097-16
------------------	---	--------------------------

Измерения диэлектрической сплошности проводят по всей поверхности каждого образца, представленного на испытания, отступив не менее чем 10 мм от его краев. Покрытие считают удовлетворительным, если при расчетном значении напряжения пробой покрытия отсутствует.

14.7 Адгезия покрытия методом Х-образного надреза определяется до и после проведения испытаний по методам Н1, Н2, Н4, Н5, Н6 (см. таблица 6.3).

Количество образцов для определения исходной адгезии – три образца. Количество образцов после проведения испытаний по методам Н1, Н2, Н4, Н5, Н6 – три образца на каждый метод.

Метод Х-образного надреза является качественным методом оценки адгезии АКП к металлической поверхности. Метод заключается в нанесении на покрытие Х-образного надреза и визуальной оценке состояния надреза после отслаивания приклеенной к нему липкой ленты.

Перед началом определения адгезии покрытия к стали определяют адгезию липкой ленты к испытываемому покрытию. Норма на адгезию липкой ленты к покрытию – не менее 1,0 Н/см при отслаивании полосы липкой ленты, потянув за свободный конец под углом 180 °С со скоростью 10 мм/мин.

Адгезию методом Х-образного надреза оценивают в соответствии с ASTM D 3359. Магнитным толщиномером измеряют толщину защитного покрытия не менее чем на трех участках поверхности образца, как правило, в местах нанесения Х-образных надрезов.

На поверхности образца делают два надреза длиной от 40 до 60 мм с пересечением их в середине под углом $(40 \pm 5)^\circ$. Надрез до металла следует делать одним прямым равномерным движением.

Удаляют два полных круга липкой ленты, после чего отрезают полосу длиной не менее 75 мм. Помещают центр ленты на пересечение надрезов в направлении острого угла и плотно прижимают к поверхности. Один конец полосы оставляют не приклеенным. Не менее чем через 1 мин после нанесения ленты удаляют ее, потянув за свободный конец под углом 180 °С со скоростью 10 мм/мин.

Осматривают поверхность покрытия с надрезами и проводят оценку адгезии по шестибальной шкале. Классификация адгезии методом Х-образного надреза приведена в таблице 14.1. За результат принимают наихудшее из всех измеренных значений.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Антикоррозионные покрытия для защиты наружной поверхности резервуаров, надземных трубопроводов, конструкций и оборудования. Общие технические требования	ОТТ 25.220.01-КТН-097-16
------------------	---	--------------------------

Т а б л и ц а 14.1 – Классификация адгезии методом Х-образного надреза

№ п/п	Классификация (баллы)	Описание поверхности зоны решетчатых надрезов
1	2	3
1	5A	Отсутствие отслоения
2	4A	Следы отслоения покрытия вдоль надрезов и в месте их пересечения
3	3A	Отслоение покрытия вдоль надрезов не более 1,6 мм с каждой стороны
4	2A	Отслоение покрытия вдоль надрезов не более 3,2 мм с каждой стороны
5	1A	Отслоение покрытия от большей части поверхности Х-образного надреза под липкой лентой
6	0A	Отслоение за пределами Х-образного надреза

14.8 Адгезия методом решетчатых надрезов определяется до и после проведения испытаний по методам Н1, Н2, Н4, Н5, Н6 (см. таблица 6.3).

Количество образцов для определения адгезии в исходном состоянии – три образца. Количество образцов после проведения испытаний по методам Н1, Н2, Н4, Н5, Н6 – три образца на каждый метод.

Метод решетчатого надреза является качественным методом оценки адгезии АКП к металлической подложке и распространяется на покрытия толщиной до 250 мкм включительно.

Метод заключается в нанесении на покрытие взаимно перпендикулярных надрезов и визуальной оценке состояния зоны решетчатых надрезов.

Перед началом определения адгезии покрытия к стали определяют адгезию липкой ленты к испытываемому покрытию. Норма на адгезию липкой ленты к покрытию – не менее 1,0 Н/см при отслаивании полосы липкой ленты, потянув за свободный конец под углом 180 °С со скоростью 10 мм/мин.

Адгезия оценивается по шестибальной шкале.

Адгезию методом решетчатых надрезов оценивают в соответствии с ISO 2409 [7]. Магнитным толщиномером измеряют толщину защитного покрытия не менее чем на трех участках поверхности образца в местах нанесения решетчатых надрезов.

Производят надрезы на покрытии в двух взаимно перпендикулярных направлениях, расстояния между надрезами должно быть 3 мм. Давление на режущий инструмент должно

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Антикоррозионные покрытия для защиты наружной поверхности резервуаров, надземных трубопроводов, конструкций и оборудования. Общие технические требования	ОТТ 25.220.01-КТН-097-16
------------------	---	--------------------------

быть постоянным. Все надрезы должны доходить до поверхности подложки. Число надрезов в каждом направлении решетки должно быть равно шести. Зону надрезов чистят мягкой щеткой. Удаляют два полных круга липкой ленты, после чего отрезают полоску длиной не менее 75 мм. Один конец полоски оставляют неприклеенным. Не менее чем через 1 мин после нанесения ленты удаляют ее, потянув за свободный конец со скоростью 10 мм/мин. Поверхность зоны надрезов осматривают с помощью лупы. Классификация адгезии методом решетчатых надрезов приведена в таблице 14.2.

Т а б л и ц а 14.2 – Классификация адгезии методом решетчатых надрезов

№ п/п	Классификация (баллы)	Описание поверхности зоны решетчатых надрезов
1	2	3
1	0	Края надрезов гладкие, ни один из квадратов решетки не отделяется
2	1	Отделение мелких чешуек покрытия на пересечении надрезов. Площадь отслоений не более 5 % от площади зоны решетчатых надрезов
3	2	Покрытие отслоилось вдоль краев и/или на пересечении надрезов. Площадь отслоений составляет от 5 % до 15 % от площади зоны решетчатых надрезов
4	3	Покрытие отслоилось вдоль краев надрезов частично или полностью широкими полосками и/или оно отделилось частично или полностью на различных частях квадратов. Площадь отслоений значительна и составляет от 15 % до 35 % от площади зоны решетчатых надрезов
5	4	Покрытие отслоилось вдоль краев надрезов широкими полосками, и/или некоторые квадраты отделились частично или полностью. Площадь отслоений составляет от 35 % до 65 % от площади зоны решетчатых надрезов
6	5	Любая степень отслаивания, которую нельзя классифицировать по 4 баллу

Повторить испытания на двух других участках образца. За результат принимают наихудшее из всех измеренных значений.

14.9 Адгезия методом отрыва «грибка» определяется до и после проведения испытаний по методам Н1, Н2, Н4, Н5, Н6 (см. таблица 6.3).

Количество образцов для определения адгезии в исходном состоянии – три образца. Количество образцов после проведения испытаний по методам Н1, Н2, Н4, Н5, Н6 – три образца на каждый метод.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Антикоррозионные покрытия для защиты наружной поверхности резервуаров, надземных трубопроводов, конструкций и оборудования. Общие технические требования	ОТТ 25.220.01-КТН-097-16
------------------	---	--------------------------

Метод применяют для количественного определения величины адгезии. Он основан на измерении минимального разрывного напряжения, необходимого для отделения или разрыва покрытия в направлении, перпендикулярном поверхности покрытия.

Для повышения адгезии клеевого соединения поверхности покрытия в месте приклеивания «грибка» и поверхности «грибка» придают шероховатость шлифовальной бумагой и обезжиривают ацетоном.

Подготавливают и наносят клей согласно инструкции по его применению. Необходимо использовать минимальное количество клея для обеспечения связи между покрытием и «грибком». Клей наносят ровным слоем на свежеччищенную и обезжиренную поверхность «грибка», затем прижимают грибок к покрытию и выдерживают до отверждения клея. После высыхания клеевого соединения режущим инструментом прорезают покрытие до металла вокруг «грибка».

Адгезионную прочность покрытия методом отрыва «грибка» оценивают в соответствии с ISO 4624. На каждый образец наклеивают три «грибка». Образец с наклеенным «грибком» помещают в зажимы разрывной машины. Необходимо следить, чтобы линия приложения нагрузки была перпендикулярна поверхности образца и совпадала с продольной осью испытательного «грибка».

Испытание на образцах проводят при скорости перемещения захвата «грибка», увеличивая нагрузку со скоростью не более 1 МПа/с. При испытаниях на образцах скорость растяжения должна составлять 2,5 мм/мин.

При отрыве «грибка» фиксируют значение разрушающей нагрузки и разрушающего напряжения.

Поверхность покрытия в месте отрыва «грибка» и поверхность «грибка» осматривают, отмечая характер разрушения.

Разрушающее напряжение P , Па, для каждого определения вычисляется по формуле

$$P = F / S, \quad (14.1)$$

где F – разрушающая нагрузка, Н;

S – площадь рабочей поверхности «грибка», м².

Фиксируют характер разрушения в процентах от общей площади «грибка»:

- А/В – адгезионный отрыв между подложкой и первым слоем покрытия;
- В – когезионный отрыв по первому слою покрытия;
- В/С – адгезионный отрыв между первым и вторым слоем покрытия;

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Антикоррозионные покрытия для защиты наружной поверхности резервуаров, надземных трубопроводов, конструкций и оборудования. Общие технические требования	ОТТ 25.220.01-КТН-097-16
------------------	---	--------------------------

- $-Y$ – адгезионный отрыв между последним слоем покрытия и клеем;
- Y – когезионный отрыв по клею;
- Y/Z – адгезионный отрыв между клеем и «грибком».

За результат испытаний принимают минимальное значение адгезионной прочности из всех измеренных значений.

14.10 Определение прочности покрытия при ударе

Испытание проводится на образцах при температурах 20 °С, минус 40 °С, после проведения испытаний по методам Н5, Н6 (см. таблица 6.3).

Количество образцов для определения прочности покрытия при ударе при температурах 20 °С, минус 40 °С – три образца на определение прочности при каждой температуре. Количество образцов после проведения испытаний по методам Н5, Н6 – три образца на каждый метод.

Метод заключается в определении минимальной энергии прямого удара, необходимой для разрушения покрытия. Диаметр бойка – 20 мм, масса груза – 2 кг.

Прочность покрытия определяется в соответствии с ISO 6272-1. Боек устанавливается на высоту, при которой обеспечивается энергия удара, приведенная в таблице 6.2. Освобожденный боек падает перпендикулярно наружной поверхности образца и производит удар. На образцах следует производить удары в точках на расстоянии не менее 20 мм между ними и от краев образца. В месте удара искровым дефектоскопом контролируют сплошность покрытия. Сплошность электропроводных покрытий контролируется визуально.

Если при нормативном значении энергии удара покрытие сохраняет диэлектрическую сплошность, испытания продолжают с увеличением энергии удара до возникновения пробоя.

Энергию удара A , Дж, вычисляют по формуле

$$A = M \cdot g \cdot H, \quad (14.2)$$

где M – масса бойка, кг;

g – ускорение свободного падения, м/с^2 ;

H – высота падения бойка, м.

За величину прочности при ударе принимают максимальную энергию, при которой пробой отсутствует.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Антикоррозионные покрытия для защиты наружной поверхности резервуаров, надземных трубопроводов, конструкций и оборудования. Общие технические требования	ОТТ 25.220.01-КТН-097-16
------------------	---	--------------------------

14.11 Распространение коррозии от линии надреза определяется в соответствии с ГОСТ 9.401 (метод Б) после испытаний по методу НЗ (см. таблица 6.3).

Количество образцов для испытаний – три образца. За результат принимают максимальное из измеренных значений.

14.12 Определение коэффициента соотношения емкостей при 2 и 20 кГц проводится до и после проведения испытаний по методам Н1, Н2 (см. таблица 6.3). Определение проводится только для неэлектропроводных покрытий в соответствии с ГОСТ 9.409.

Количество образцов для испытаний в исходном состоянии – три образца. Количество образцов после проведения испытаний по методам Н1, Н2 – три образца на каждый метод. За результат принимают минимальное из измеренных значений.

14.13 Определение тангенса угла диэлектрических потерь $tg \delta$ проводится до и после проведения испытаний по методам Н1, Н2 (см. таблица 6.3). Определение проводится только для неэлектропроводных покрытий в соответствии с ГОСТ 9.409.

Количество образцов для испытаний в исходном состоянии – три образца. Количество образцов после проведения испытаний по методам Н1, Н2 – три образца на каждый метод. За результат принимают максимальное из измеренных значений.

14.14 Определение эластичности покрытия при изгибе по Эриксену проводится до и после проведения испытаний по методам Н5, Н6 (см. таблица 6.3).

Эластичность покрытия при изгибе по Эриксену определяется в соответствии с ГОСТ 29309. Количество образцов для испытаний в исходном состоянии – три образца. Количество образцов после проведения испытаний по методам Н5, Н6 – три образца на каждый метод. За результат принимают среднее измеренное значение.

14.15 Определение относительного удлинения при разрыве свободной пленки покрытия проводится до и после проведения испытаний по методам Н5, Н6 (см. таблица 6.3).

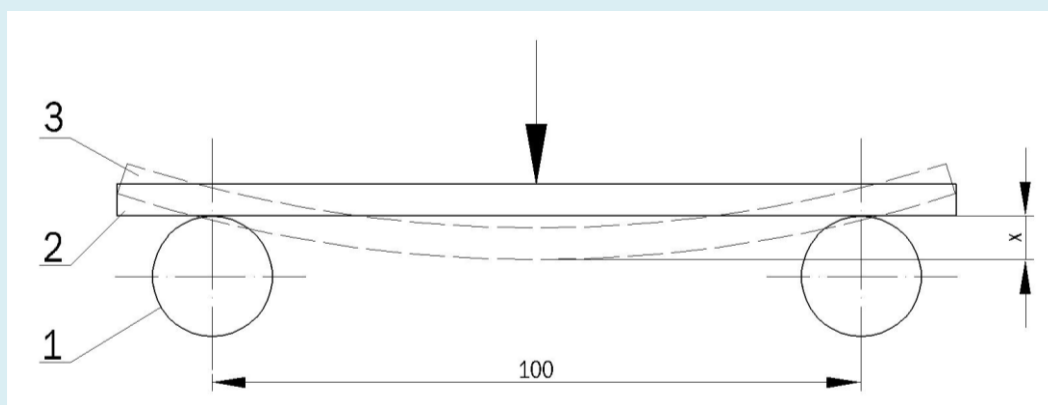
Относительное удлинение при разрыве свободной пленки покрытия определяется в соответствии с ГОСТ 18299. Для испытаний свободной пленки подготавливают образцы отслоенного покрытия следующим образом: одновременно с нанесением покрытия на металлическую поверхность образцов производится его нанесение (напыление) на полимерную адгезионно-инертную подложку – лист полиэтилена, полипропилена, фторопласта и т. д. Толщина пленки должна соответствовать рекомендациям предприятия-изготовителя антикоррозионных материалов. Пленка должна иметь гладкую ровную поверхность, без вздутий, сколов, трещин, раковин и других видимых повреждений. При

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Антикоррозионные покрытия для защиты наружной поверхности резервуаров, надземных трубопроводов, конструкций и оборудования. Общие технические требования	ОТТ 25.220.01-КТН-097-16
------------------	---	--------------------------

наличии указанных дефектов образец бракуется. Количество образцов для испытаний в исходном состоянии – пять образцов. Количество образцов после проведения испытаний по методам Н5, Н6 – пять образцов на каждый метод. За результат принимают среднее измеренное значение.

14.16 Определение стойкости покрытия к растрескиванию при трехточечном изгибе проводится до и после проведения испытаний по методам Н5, Н6 (см. таблица 6.3).

Для испытания на стойкость покрытия к растрескиванию при трехточечном изгибе образец устанавливается на две опоры, расстояние между которыми составляет 100 мм, затем подвергается изгибу. Схема испытания при трехточечном изгибе приведена на рисунке 14.2.



1 – опора; 2 – образец с АКП; 3 – изогнутый образец с АКП

Рисунок 14.2 – Схема испытания при трехточечном изгибе

Изгибающее усилие должно быть приложено к середине образца. Минимальная стрела прогиба указана в разделе 6.

Количество образцов для испытаний в исходном состоянии – три образца. Количество образцов после проведения испытаний по методам Н5, Н6 – три образца на каждый метод.

Покрытие считают удовлетворительным, если после изгиба оно сохраняет диэлектрическую сплошность и на поверхности отсутствуют визуально различимые трещины и отслоения. За результат принимают минимальное значение стрелы прогиба на всех испытанных образцах.

14.17 Стойкость покрытия к истиранию после воздействия потока абразивных частиц

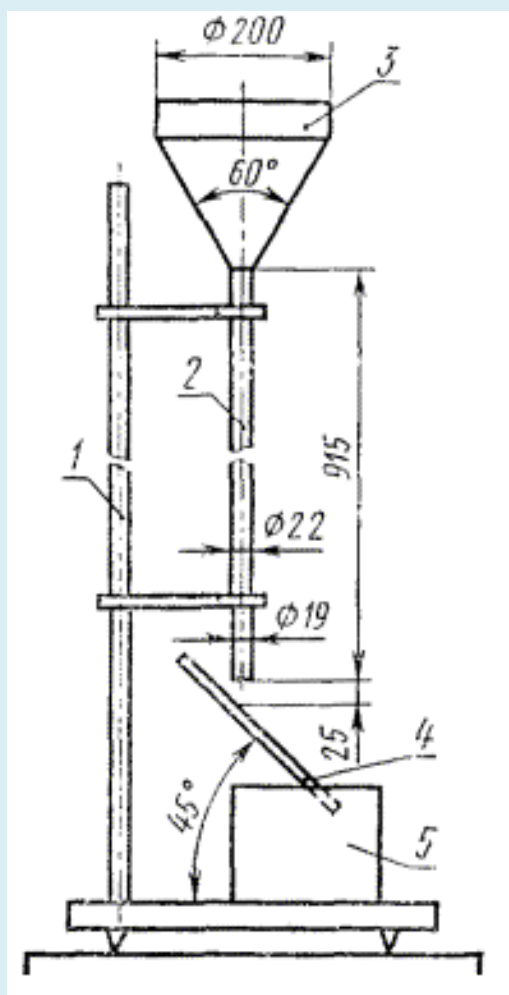
В качестве абразивных частиц при проведении испытаний должен использоваться купершлак.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Антикоррозионные покрытия для защиты наружной поверхности резервуаров, надземных трубопроводов, конструкций и оборудования. Общие технические требования	ОТТ 25.220.01-КТН-097-16
------------------	---	--------------------------

Схема испытания остаточной толщины покрытия после воздействия потока абразивных частиц должна соответствовать устройству типа ИПП-1 ГОСТ 20811 [8] (метод А). Схема испытаний приведена на рисунке 14.3.

Метод заключается в определении остаточной толщины покрытия до и после воздействия потока купершлака на покрытие. Размер зерна купершлака должен быть не менее 2,8 мм. Масса купершлака, необходимого для проведения испытаний покрытий (АКП I) к истиранию в течение 10 лет – 10 кг. Масса купершлака, необходимого для проведения испытаний покрытий (АКП II) к истиранию в течение 20 лет – 20 кг.

Количество образцов для испытаний – три образца.



1 – штатив; 2 – направляющая трубка; 3 – воронка;
4 – площадка с креплением для образца; 5 – резервуар для падающего купершлака

Рисунок 14.3 – Схема испытания стойкости покрытия к истиранию

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Антикоррозионные покрытия для защиты наружной поверхности резервуаров, надземных трубопроводов, конструкций и оборудования. Общие технические требования	ОТТ 25.220.01-КТН-097-16
------------------	---	--------------------------

Относительное изменение толщины покрывного слоя D определяют по формуле

$$D = ((d_1 - d_2) / d_{\text{ном}}) \cdot 100 \% , \quad (14.3)$$

где d_1 – фактическая толщина покрытия до истирания, мкм;

d_2 – фактическая толщина покрытия после истирания, мкм;

$d_{\text{ном}}$ – номинальная толщина покрывного слоя, мкм.

За результат испытаний принимают максимальное значение относительного изменения толщины покрытия на всех испытанных образцах.

14.18 Стойкость к постоянной конденсации влаги при 40 °С определяются по ISO 6270-1. Метод заключается в воздействии на образцы постоянно конденсирующейся влаги при (40 ± 3) °С в течение заданного времени и последующем определении свойств покрытия.

Для испытаний должны использоваться три образца размером 150x70x4 мм и камера влажности с расходом воды 1 л/ч, обеспечивающая поддержание температуры (40 ± 3) °С. При использовании камеры с другими характеристиками необходимо проводить перерасчет времени испытаний τ , ч, по формуле

$$\tau = T \cdot 14,3 / v, \quad (14.4)$$

где T – длительность испытаний в соответствии с таблицей 6.5, ч;

v – скорость выпадения осадков в камере на суммарную площадь образцов, мм/ч.

Образцы с покрытием помещают в камеру влажности при температуре (40 ± 3) °С на время, указанное в таблице 6.3. По окончании испытаний образцы извлекают из камеры влажности и проводят испытания по показателям, указанным в таблице 6.2: внешний вид, адгезия, коэффициент соотношения емкостей и тангенс угла диэлектрических потерь. Методы испытаний по данным показателям и правила обработки результатов указаны в 14.4, 14.7 – 14.9, 14.12, 14.13.

14.19 Стойкость к периодической конденсации влаги и воздействию УФ при 40 °С определяются согласно ISO 16474-1 [2], ISO 16474-3 [3]. Метод заключается в воздействии на образцы периодически конденсирующейся влаги при (40 ± 3) °С и УФ в течение заданного времени и последующем определении свойств покрытия.

Для испытаний должны использоваться три образца размером 150x70x4 мм и камера УФ с ультрафиолетовыми лампами (длина волны – 350 нм, мощность – 1,5 В/м²), обеспечивающая поддержание температуры (40 ± 3) °С. При использовании камеры с

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Антикоррозионные покрытия для защиты наружной поверхности резервуаров, надземных трубопроводов, конструкций и оборудования. Общие технические требования	ОТТ 25.220.01-КТН-097-16
------------------	---	--------------------------

другими характеристиками необходимо проводить перерасчет времени испытаний τ , ч, по формуле

$$\tau = T \cdot (I,5/N), \quad (14.5)$$

где T – длительность испытаний в соответствии с таблицей 6.5, ч;

N – суммарная мощность ультрафиолетовых ламп, В/м².

Образцы с покрытием помещают в камеру УФ при температуре $(40 \pm 3)^\circ\text{C}$ на время, указанное в таблице 6.3. По окончании испытаний образцы извлекают из камеры и проводят испытания по показателям указанным в таблице 6.2: внешний вид, адгезия, коэффициент соотношения емкостей и тангенс угла диэлектрических потерь. Методы испытаний по данным показателям и правила обработки результатов указаны в 14.4, 14.7 – 14.9, 14.12, 14.13.

14.20 Стойкость к воздействию соляного тумана при температуре 35°C определяется по ГОСТ 9.401 (метод Б). Метод заключается в воздействии на образцы постоянно конденсирующегося соляного тумана при $(40 \pm 3)^\circ\text{C}$ в течение заданного времени и последующем определении свойств покрытия.

Для испытаний должны использоваться три образца размером 150x70x4 мм и камера соляного тумана с концентрацией соли NaCl 5 %, обеспечивающая поддержание температуры $(35 \pm 3)^\circ\text{C}$.

Перед началом испытания на покрытии образца должен быть сделан крестообразный надрез по диагонали пластины, не доводя до края 20 мм. Глубина надреза должна доходить до металла.

Образцы с надрезанным покрытием помещают в камеру соляного тумана при температуре $(35 \pm 3)^\circ\text{C}$ на время, указанное в таблице 6.3. По окончании испытаний образцы извлекают из камеры и проводят испытания по показателям, указанным в таблице 6.2: внешний вид и распространение коррозии от линии надреза. Внешний вид определяют согласно 14.4. Распространение коррозии от линии надреза определяют по максимальному значению двух линий, рассчитанному с учетом максимального поражения через каждые 10 мм линии надреза. Участок в области пересечения линий в радиусе 10 мм при крестообразном надрезе не принимают.

14.21 Стойкость к воздействию товарной нефти при 60°C и нефтепродукта при 20°C определяется по ГОСТ 9.403. Метод заключается в воздействии на образцы нефти при $(60 \pm 3)^\circ\text{C}$ и нефтепродукта при $(20 \pm 3)^\circ\text{C}$ в течение заданного времени и последующем определении свойств покрытия. Для моделирования воздействия нефтепродукта

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Антикоррозионные покрытия для защиты наружной поверхности резервуаров, надземных трубопроводов, конструкций и оборудования. Общие технические требования	ОТТ 25.220.01-КТН-097-16
------------------	---	--------------------------

используется керосин ТС-1 по ГОСТ 10227. Для моделирования воздействия нефти используется нефть класса 4 – особо высокосернистая (массовая доля серы свыше 3,50 %) по ГОСТ Р 51858. Для испытаний должны использоваться три образца размером 150x70x4 мм и термошкаф, обеспечивающий поддержание температуры $(60 \pm 3) ^\circ\text{C}$.

Образцы погружают в емкость с нефтепродуктом и выдерживают емкость при температуре $(20 \pm 3) ^\circ\text{C}$ в течение времени, указанного в таблице 6.3. После выдержки в нефтепродукте образцы извлекают из емкости и высушивают фильтровальной бумагой. Затем образцы погружают в емкость с нефтью и помещают емкость в термошкаф при температуре $(60 \pm 3) ^\circ\text{C}$ на время, указанное в таблице 6.3. После выдержки в нефти емкость извлекают из термошкафа, охлаждают до температуры окружающей среды, очищают образцы от нефти и проводят испытания по показателям, указанным в таблице 6.2: внешний вид и адгезия. Методы испытаний по данным показателям и правила обработки результатов указаны в 14.4, 14.7 – 14.9.

14.22 Стойкость к термостарению при $60 ^\circ\text{C}$ определяется согласно ISO 3248. Метод заключается в воздействии на образцы температуры $(60 \pm 3) ^\circ\text{C}$ в течение заданного времени и последующем определении свойств покрытия. Для испытаний должны использоваться три образца размером 150x70x4 мм и термошкаф, обеспечивающий поддержание температуры $(60 \pm 3) ^\circ\text{C}$.

Образцы с покрытием помещают в термошкаф при температуре $(60 \pm 3) ^\circ\text{C}$ на время, указанное в таблице 6.3. После проведения испытаний образцы извлекают из камеры, охлаждают до комнатной температуры и проводят испытания по показателям, указанным в таблице 6.2: внешний вид, адгезия, прочность при ударе, эластичность покрытия при изгибе по Эриксену, относительное удлинение при разрыве свободной пленки, стойкость покрытия к растрескиванию при трехточечном изгибе. Методы испытаний по данным показателям и правила обработки результатов указаны в 14.4, 14.7 – 14.10, 14.14.

14.23 Стойкость к перепаду температур от минус $60 ^\circ\text{C}$ до $60 ^\circ\text{C}$ определяется согласно ГОСТ 27037. Метод заключается в чередующемся воздействии на образцы температуры минус $(60 \pm 2) ^\circ\text{C}$, $(20 \pm 5) ^\circ\text{C}$ и $(60 \pm 2) ^\circ\text{C}$ в течение заданного времени и последующем определении свойств покрытия.

Для испытаний должны использоваться три образца размером 150x70x4 мм, камера холода, обеспечивающая поддержание температуры минус $(60 \pm 2) ^\circ\text{C}$ и термошкаф, обеспечивающий поддержание температуры $(60 \pm 2) ^\circ\text{C}$.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Антикоррозионные покрытия для защиты наружной поверхности резервуаров, надземных трубопроводов, конструкций и оборудования. Общие технические требования	ОТТ 25.220.01-КТН-097-16
------------------	---	--------------------------

Образцы помещают в термошкаф и выдерживают при температуре $(60 \pm 2) ^\circ\text{C}$ в течение 1 ч, затем образцы переносят в камеру холода и выдерживают при температуре минус $(60 \pm 2) ^\circ\text{C}$ в течение 1 ч. Образцы извлекают из камеры холода и выдерживают при температуре $(20 \pm 5) ^\circ\text{C}$ в течение 15 мин. Одним циклом испытаний является выдержка образцов в течение 1 ч при $(60 \pm 2) ^\circ\text{C}$, в течение 1 ч при минус $(60 \pm 2) ^\circ\text{C}$ и в течение 15 мин при температуре $(20 \pm 5) ^\circ\text{C}$. Время перемещения образцов из термошкафа в камеру холода и обратно должно составлять не более 2 мин.

Количество циклов испытаний указано в таблице 6.3. После проведения испытаний образцы извлекают из камеры, охлаждают до температуры окружающей среды и проводят испытания по показателям, указанным в таблице 6.2: внешний вид, адгезия, прочность при ударе, эластичность покрытия при изгибе по Эриксену, относительное удлинение при разрыве свободной пленки, стойкость покрытия к растрескиванию при трехточечном изгибе. Методы испытаний по данным показателям и правила обработки результатов указаны в 14.4, 14.7 – 14.10, 14.14.

14.24 Методы испытаний, приведенные в настоящем документе, являются обязательными при проведении испытаний АКП предприятиями-изготовителями антикоррозионных материалов и аттестованными лабораториями, включенными в Реестр испытательных лабораторий (центров). При применении оборудования с характеристиками, отличными от приведенных в разделе 14, производится пересчет параметров испытаний. Методы испытаний, отличные от приведенных в настоящем документе, подлежат согласованию с ООО «НИИ Транснефть».

15 Транспортирование и хранение

15.1 Антикоррозионные материалы должны быть предназначены для транспортировки железнодорожным, автомобильным и водным транспортом в соответствии с требованиями правил перевозки грузов и ТУ на перевозку и крепление грузов, действующими на каждом виде транспорта.

15.2 Транспортирование и хранение антикоррозионных материалов должно производиться в соответствии с ГОСТ 9980.5. Не допускается нарушение герметичности упаковки антикоррозионных материалов во время транспортирования и хранения.

15.3 Антикоррозионные материалы должны транспортироваться и храниться при температурах от минус $40 ^\circ\text{C}$ до $40 ^\circ\text{C}$. Условия транспортирования и хранения

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Антикоррозионные покрытия для защиты наружной поверхности резервуаров, надземных трубопроводов, конструкций и оборудования. Общие технические требования	ОТТ 25.220.01-КТН-097-16
------------------	---	--------------------------

антикоррозионных материалов, включая температурный режим, должны быть указаны в ТУ на систему АКП.

15.4 Транспортирование антикоррозионных материалов железнодорожным транспортом должно осуществляться в открытых транспортных средствах, мелкими отправлениями, в универсальных контейнерах, повагонными отправлениями пакетов, сформированных из продукции в металлических банках в соответствии с правилами перевозок грузов железнодорожным транспортом. Транспортирование антикоррозионных материалов, относящихся к опасным грузам по ГОСТ 19433, проводят в соответствии с правилами [9] и [10].

15.5 Крепление грузов в транспортных средствах на железнодорожном транспорте должны соответствовать ТУ погрузки и крепления грузов, действующим на железнодорожном транспорте и требованиям ГОСТ 22235 [11].

15.6 При транспортировании антикоррозионных материалов должны выдерживаться условия хранения.

15.7 Антикоррозионные материалы при хранении должны быть складированы по партиям. Хранение должно быть организовано на крытой площадке.

15.8 Перед использованием антикоррозионных материалов необходимо выдержать в теплом помещении до достижения ими температуры, указанной в ТУ на систему АКП.

16 Указания по эксплуатации

16.1 Перечень недопустимых дефектов АКП, возникающих при приемке, приведен в таблице 16.1.

16.2 Перечень недопустимых дефектов АКП группы I, возникающих при эксплуатации, приведен в таблице 16.2.

16.3 Перечень недопустимых дефектов АКП группы II, возникающих при эксплуатации, приведен в таблице 16.3.

16.4 Перечень дефектов АКП и методы их контроля установлены в приложении Б настоящего документа.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Антикоррозионные покрытия для защиты наружной поверхности резервуаров, надземных трубопроводов, конструкций и оборудования. Общие технические требования	ОТТ 25.220.01-КТН-097-16
------------------	---	--------------------------

Т а б л и ц а 16.1 – Перечень недопустимых дефектов АКП, возникающих при приемке

№ п/п	Наименование дефекта	Нормативное значение	Метод контроля (номер пункта настоящего документа)
1	2	3	4
1	Потеки и наплывы	Не допускается	14.3
2	Шагрень	Не допускается	14.3
3	Кратеры, поры	Не допускается	14.3
4	Пузыри	Не допускается	14.3
5	Включения твердых частиц	Количество включений – не более 1 шт./дм ² , Размер включений – не более 1,0 мм (измеряется в любом их трех направлений). Расстояние между включениями – не менее 10 мм	14.3
6	Несоответствие оттенка цвета	Не допускается	14.3
7	Несоответствие толщины	Согласно технической документации на систему АКП. Средний показатель толщины на контролируемом участке должен соответствовать требованиям технической документации на систему АКП. Допускается снижение толщины в отдельных точках измерения на 20 % от номинальной при условии, что средний показатель на контролируемом участке будет больше или равен номинальной толщине АКП. Допустимые максимальные значения толщины определяются технической документацией на систему АКП, но не должны превышать двукратного значения номинальной толщины АКП	14.5
8	Несоответствие диэлектрической сплошности	Не менее 6 В/мкм*	14.6
9	Несоответствие адгезии методом Х-образного надреза, балл	4А; 5А	14.7
10	Несоответствие адгезии методом решетчатых надрезов (для покрытий общей толщиной до 250 мкм), балл	0; 1	14.8

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Антикоррозионные покрытия для защиты наружной поверхности резервуаров, надземных трубопроводов, конструкций и оборудования. Общие технические требования	ОТТ 25.220.01-КТН-097-16
------------------	---	--------------------------

Окончание таблицы 16.1

№ п/п	Наименование дефекта	Нормативное значение		Метод контроля (номер пункта настоящего документа)
1	2	3		4
11	Несоответствие адгезии методом отрыва	Характер отрыва «грибка» при показателе адгезионной прочности	от 2,5 до 3,5 МПа – отсутствие адгезионного или межслойного отрыва	14.9
			от 3,5 до 5 МПа – не более 50 % адгезионного или межслойного отрыва	
			более 5 МПа – характер отрыва не нормируется	
* Значение электрического напряжения при контроле диэлектрической сплошности покрытия – не менее 1000 В на всю толщину покрытия.				

Таблица 16.2 – Перечень недопустимых дефектов АКП группы I, возникающих при эксплуатации

№ п/п	Наименование дефекта	Нормативное значение	Метод контроля (номер пункта настоящего документа)
1	2	3	4
1	Вздутие	Не допускается	14.4
2	Растрескивание	Не допускается	14.4
3	Отслаивание (межслойное и от металла)	Не допускается	14.4
4	Выцветание	Не допускается	14.4
5	Царапины, сколы	Не допускается	14.4
6	Несоответствие диэлектрической сплошности	Не менее 6 В/мкм*	14.6

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Антикоррозионные покрытия для защиты наружной поверхности резервуаров, надземных трубопроводов, конструкций и оборудования. Общие технические требования	ОТТ 25.220.01-КТН-097-16
------------------	---	--------------------------

Окончание таблицы 16.2

№ п/п	Наименование дефекта	Нормативное значение		Метод контроля (номер пункта настоящего документа)
1	2	3		4
7	Несоответствие толщины	Согласно технической документации на систему АКП. Средний показатель толщины на контролируемом участке должен соответствовать требованиям технической документации на систему АКП. Допускается снижение толщины в отдельных точках измерения на 20 % от номинальной при условии, что средний показатель на контролируемом участке будет больше или равен номинальной толщине АКП. Допустимые максимальные значения толщины определяются технической документацией на систему АКП, но не должны превышать двукратного значения номинальной толщины АКП		14.5
8	Несоответствие адгезии методом Х-образного надреза, балл	4А; 5А		14.7
9	Несоответствие адгезии методом решетчатых надрезов (для покрытий общей толщиной до 250 мкм), балл	0; 1		14.8
10	Несоответствие адгезии методом отрыва	Не менее 2,5 МПа Характер отрыва «грибка» при показателе адгезионной прочности	от 2,5 до 3,5 МПа – отсутствие адгезионного или межслойного отрыва	14.9
			от 3,5 до 5 МПа – не более 50 % адгезионного или межслойного отрыва	
			более 5 МПа – характер отрыва не нормируется	
* Значение электрического напряжения при контроле диэлектрической сплошности покрытия – не менее 1000 В на всю толщину покрытия.				

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Антикоррозионные покрытия для защиты наружной поверхности резервуаров, надземных трубопроводов, конструкций и оборудования. Общие технические требования	ОТТ 25.220.01-КТН-097-16
------------------	---	--------------------------

Таблица 16.3 – Перечень недопустимых дефектов АКП группы II, возникающих при эксплуатации

№ п/п	Наименование дефекта	Нормативное значение	Метод контроля (номер пункта настоящего документа)
1	2	3	4
1	Вздутие	Не допускается	14.4
2	Растрескивание	Не допускается	14.4
3	Отслаивание (межслойное и от металла)	Не допускается	14.4
4	Выцветание	Не допускается ¹⁾	14.4
5	Царапины, сколы	Не допускается	14.4
6	Несоответствие толщины	Согласно технической документации на систему АКП. Средний показатель толщины на контролируемом участке должен соответствовать требованиям технической документации на систему АКП. Допускается снижение толщины в отдельных точках измерения на 20 % от номинальной при условии, что средний показатель на контролируемом участке будет больше или равен номинальной толщине АКП. Допустимые максимальные значения толщины определяются технической документацией на систему АКП, но не должны превышать двукратного значения номинальной толщины АКП	14.5
7	Несоответствие диэлектрической сплошности	Не менее 6 В/мкм ²⁾	14.6
8	Несоответствие адгезии методом Х-образного надреза, балл	4А; 5А	14.7
9	Несоответствие адгезии методом решетчатых надрезов (для покрытий общей толщиной до 250 мкм), балл	0; 1	14.8

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Антикоррозионные покрытия для защиты наружной поверхности резервуаров, надземных трубопроводов, конструкций и оборудования. Общие технические требования	ОТТ 25.220.01-КТН-097-16
------------------	---	--------------------------

Окончание таблицы 16.3

№ п/п	Наименование дефекта	Нормативное значение		Метод контроля (номер пункта настоящего документа)
1	2	3		4
10	Несоответствие адгезии методом отрыва	Не менее 2,5 МПа ³⁾ Характер отрыва «грибка» при показателе адгезионной прочности	от 2,5 до 3,5 МПа – отсутствие адгезионного или межслойного отрыва	14.9
			от 3,5 до 5 МПа – не более 50 % адгезионного или межслойного отрыва	
			более 5 МПа – характер отрыва не нормируется	
<p>¹⁾ По истечению гарантийного срока службы АКП для белого цвета RAL 9003 допускается изменение цвета на RAL 9010, RAL 9016. Для синего цвета RAL 5005 допускается изменение цвета на RAL 5010. Для красного цвета RAL 3020 допускается изменение на RAL 3028. Для черного цвета RAL 9004 изменение цвета не допускается.</p> <p>²⁾ Значение электрического напряжения при контроле диэлектрической сплошности покрытия – не менее 1000 В на всю толщину покрытия.</p> <p>³⁾ По истечению гарантийного срока службы АКП допускается снижение адгезии до 2,0 МПа.</p>				

16.5 Царапины и сколы, возникшие в процессе эксплуатации, не подлежат гарантийному ремонту и ремонтируются за счет эксплуатирующей организации.

16.6 В труднодоступных местах (сочленения элементов трубопровода с металлоконструкциями и сочленения элементов конструкции резервуара с металлоконструкциями) и в местах с геометрией поверхности отличной от плоскости (поверхности сварных швов, крепежных элементов и др.), а также в зоне АКП, расположенной на расстоянии до 100 мм от указанных элементов, допускается наличие потеков, наплывов и шагрени. При этом площадь указанных дефектов не должна превышать 15 % от зоны АКП, расположенной на расстоянии до 100 мм от труднодоступных мест и мест с геометрией поверхности отличной от плоскости.

16.7 Работы по ремонту мест повреждений АКП должны выполняться в соответствии с технологической картой, разработанной подрядной организацией и согласованной с предприятием-изготовителем антикоррозионных материалов и заказчиком. Общая площадь ремонтируемых дефектных участков АКП не должна превышать 15 % от общей площади элемента надземного трубопровода, конструкции и оборудования с АКП и 15 % от общей площади элемента конструкции резервуара с АКП.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Антикоррозионные покрытия для защиты наружной поверхности резервуаров, надземных трубопроводов, конструкций и оборудования. Общие технические требования	ОТТ 25.220.01-КТН-097-16
------------------	---	--------------------------

16.8 Если площадь дефектных участков АКП, не соответствующих требованиям, приведенным в таблице 16.1, превышает 15 % от общей площади АКП контролируемого элемента, АКП подвергается капитальному ремонту с полным удалением покрытия и повторным его нанесением.

16.9 Ремонт дефектов любых размеров, возникших при нанесении АКП при строительстве резервуара, надземных трубопроводов, конструкций и оборудования должен производиться антикоррозионными материалами, используемыми при нанесении основного покрытия.

16.10 Ремонт дефектов АКП на эксплуатируемых надземных трубопроводах, конструкциях и оборудовании, эксплуатируемых и выведенных из эксплуатации резервуарах следует производить с помощью покрытий, отвечающих следующим требованиям:

- АКП должно быть на основе тех же пленкообразующих материалов (эпоксидный, полиуретановый и др.), что и основное покрытие;
- АКП должно соответствовать требованиям раздела 6 и быть совместимым с основным покрытием: адгезия в нахлесте на основное покрытие, определяемая при контроле трассовых работ должна быть не менее, чем адгезия к металлу;
- АКП должно быть того же типа, что и основное покрытие;
- цвет АКП должен совпадать с цветом основного покрытия;
- система АКП должна быть включена в Реестр ОВП в соответствии с информацией, размещенной на сайте ООО «НИИ Транснефть» в разделе «Деятельность».

16.11 Ремонт дефектов АКП площадью менее 0,01 м² на эксплуатируемых резервуарах, надземных трубопроводах, конструкциях и оборудовании, ремонт мест определения адгезии, а также восстановление АКП, прошедших техническую диагностику с удалением АКП со сварных швов допускается производить с помощью покрытий (на основе полиуретановых, алкидных и акриловых и других смол), отвечающих следующим требованиям:

- АКП должно быть на основе однокомпонентного состава;
- цвет АКП должен совпадать с цветом основного покрытия;
- АКП должно быть совместимым с основным покрытием: адгезия в нахлесте на основное покрытие, определяемая при контроле трассовых работ должна быть не менее, чем адгезия к металлу;
- система АКП должна быть включена в Реестр в соответствии с информацией, размещенной на сайте ООО «НИИ Транснефть» в разделе «Деятельность».

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Антикоррозионные покрытия для защиты наружной поверхности резервуаров, надземных трубопроводов, конструкций и оборудования. Общие технические требования	ОТТ 25.220.01-КТН-097-16
------------------	---	--------------------------

- система АКП должна пройти лабораторные испытания на соответствие СТТ-23.040.00-КТН-171-12;

- показатели качества АКП для ремонта дефектов площадью менее 0,01 м² должны соответствовать значениям, приведенным в таблице 16.4.

Т а б л и ц а 16.4 – Показатели качества АКП для ремонта дефектов площадью менее 0,01 м², мест определения адгезии и восстановления покрытия сварных швов

№ п/п	Наименование показателя		Норма
1	2		3
1	Внешний вид покрытия		Однородная поверхность без потеков, пропусков и видимых дефектов
2	Толщина покрытия, мкм, не менее		100
3	Диэлектрическая сплошность покрытия, В/мкм, не менее		6*
4	Адгезия методом Х-образного надреза, балл		4А; 5А
5	Величина нахлеста на основное покрытие, мм, не менее	при ремонте царапин и трещин, а также сколов площадью до 0,001 м ² включ.	10
		при ремонте сколов площадью от 0,001 м ² и покрытия сварных швов	50
6	Стойкость к периодической конденсации влаги и воздействию УФ при 40 °С в течение 120 ч (метод Н2 по таблице 6.5)	Внешний вид покрытия после испытаний	Отсутствие разрушений: отслаивания, трещин, пузырей, сыпи и коррозии металла. Допускается изменение цвета и потеря блеска
		Диэлектрическая сплошность покрытия после испытаний, В/мкм, не менее	6*
		Адгезия покрытия методом Х-образного надреза после испытаний, балл, не менее	3А
* Значение электрического напряжения при контроле диэлектрической сплошности покрытия – не менее 1000 В на всю толщину покрытия			

17 Гарантии изготовителя

17.1 АКП, прошедшие испытания на соответствие требованиям настоящего документа, должны обеспечивать указанные сроки службы при условии выполнения требований к технологическому процессу производства антикоррозионных работ на всех его стадиях.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Антикоррозионные покрытия для защиты наружной поверхности резервуаров, надземных трубопроводов, конструкций и оборудования. Общие технические требования	ОТТ 25.220.01-КТН-097-16
------------------	---	--------------------------

17.2 Гарантийный срок хранения антикоррозионных материалов, входящих в АКП, должен составлять не менее 24 месяцев со дня изготовления, гарантийный срок хранения грунтовок содержащих цинк не менее 12 месяцев со дня изготовления.

17.3 Гарантийный срок службы АКП должен составлять не менее 10 лет со дня подписания акта на приемку, оформленного в соответствии с постановлением [12] (форма КС-14).

17.4 Срок службы АКП группы I должен составлять не менее 10 лет со дня подписания акта на приемку, оформленного в соответствии с постановлением [12] (форма КС-14).

17.5 Срок службы АКП группы II должен составлять не менее 20 лет со дня подписания акта на приемку, оформленного в соответствии с постановлением [12] (форма КС-14).

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Антикоррозионные покрытия для защиты наружной поверхности резервуаров, надземных трубопроводов, конструкций и оборудования. Общие технические требования	ОТТ 25.220.01-КТН-097-16
------------------	---	--------------------------

Приложение А

(обязательное)



Состав надземных трубопроводов, конструкций и оборудования объектов магистральных трубопроводов

№ п/п	Наименование	Количество слоев АКП
1	2	3
1	Технологические трубопроводы	2; 3
2	Воздушные переходы магистральных трубопроводов	
3	Трубопроводная арматура (запорная и предохранительная)	
4	Фильтры-грязеуловители	
5	Камеры регуляторов давления	
6	Насосы	
7	Системы сглаживания волн давления	
8	Трубопроводы систем пожаротушения	
9	Камеры запуска и приема средств очистки и диагностирования	
10	Топливные емкости	
11	Металлоконструкции (прожекторные мачты, молниеотводы, переходные мостики, сваи, ригели, колодцы, опоры трубопроводов и оборудования)	2
12	Кабельные эстакады	
13	Площадки обслуживания	
14	Легкосборные здания (насосные, электропомещения, склады и т. д.)	
15	Блок-боксы	
16	Ограждения (сооружений, площадок, оборудования и т. д.)	
17	Антенно-мачтовые сооружения объектов связи	

Приложение Б

(обязательное)

Перечень дефектов АКП наружной поверхности резервуаров, надземных трубопроводов, конструкций и оборудования и методы их контроля




№ п/п	Дефект	Фотография	Описание дефекта	Причина возникновения дефекта
1	2	3	4	5
1	Потеки и наплывы		Локальные неоднородности толщины АКП	Вязкость антикоррозионного материала ниже нормы. Толщина АКП значительно превышает номинальную. Замедленное перемещение распылителя по отношению к окрашиваемой поверхности. Высокая температура антикоррозионного материала при нанесении
2	Шагрень (апельсиновая корка)		Антикоррозионный материал плохо растекается и образует морщинистую «шагреновую» поверхность, похожую на апельсиновую корку	Плохое диспергирование частиц, вызванное низким давлением на выходе из сопла. Низкая температура воздуха во время нанесения антикоррозионного материала. Высокая скорость испарения растворителя с поверхности

ПАО «Транснефть»

Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Антикоррозионные покрытия для защиты надземных трубопроводов, конструкций и оборудования. Общие

ОГТ 25.220.01-КТН-097-16

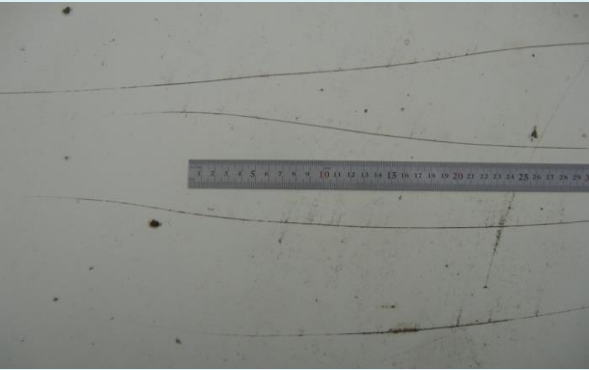
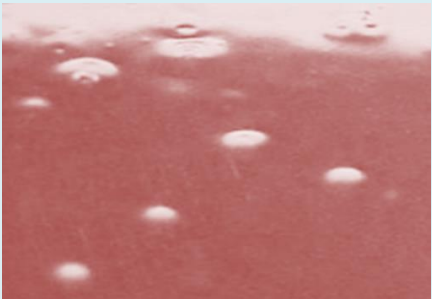

№ п/п	Дефект	Фотография	Описание дефекта	Причина возникновения дефекта
1	2	3	4	5
3	Отслаивание		Отделение слоя АКП от защищаемой поверхности или от нижележащего слоя	Подготовка стальной поверхности или предыдущего слоя не соответствует требованиям
4	Несоответствие оттенка цвета		Пятна различных цветов, размеров и форм	Проникновение красящих пигментов нижележащих слоев в покрывной слой АКП, низкая укрывистость антикоррозионного материала, недостаточная толщина покрывного слоя

№ п/п	Дефект	Фотография	Описание дефекта	Причина возникновения дефекта
1	2	3	4	5
5	Кратеры, поры		Кратеры – небольшие воронкообразные отверстия на поверхности АКП. Поры – отверстия небольшого размера на поверхности АКП	Пористость окрашиваемой поверхности. Предыдущий слой покрытия АКП нанесен при повышенной температуре воздуха или на грязную поверхность. Применение разбавителя, не предусмотренного разработчиком антикоррозионного материала
6	Пузыри		Проявляется в виде пузырей АКП на отдельных участках окрашенной поверхности	Применение разбавителя, не предусмотренного разработчиком антикоррозионного материала. Недостаточная очистка поверхности от растворимых солей, масел и других загрязнений. Загрязнение антикоррозионного материала водой, минеральными маслами. Присутствие пузырьков воздуха в антикоррозионном материале
7	Растрескивание		Поверхностные или сквозные (до стальной поверхности) трещины	Нанесение АКП неравномерным по толщине слоем или фактическая толщина АКП значительно превышает номинальную

ПАО «Транснефть»

Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Антикоррозионные покрытия для защиты надземных трубопроводов, конструкций и оборудования. Общие

ОГТ 25.220.01-КТН-097-16

№ п/п	Дефект	Фотография	Описание дефекта	Причина возникновения дефекта
1	2	3	4	5
8	Царапины, сколы		Углубление неправильной формы и произвольного направления, образующееся в результате механических воздействий	Небрежная эксплуатация покрытия
9	Вздутия		Проявляется в виде вздутий АКП на отдельных участках окрашенной поверхности	Проникновение воды через АКП, приводящее к конденсации воды под покрытием и подслоной коррозии
10	Пропуск		Неокрашенный участок поверхности, на котором видна стальная поверхность, либо нижележащий слой покрытия	Ошибка маляра при нанесении антикоррозионного материала

ПАО «Транснефть»

Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Антикоррозионные покрытия для защиты надземных трубопроводов, конструкций и оборудования. Общие

ОГТ 25.220.01-КТН-097-16

<p>ПАО «Транснефть»</p>	
<p>Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Антикоррозионные покрытия для защиты надземных трубопроводов, конструкций и оборудования. Общие</p>	
<p>ОГТ 25.220.01-КТН-097-16</p>	

№ п/п	Дефект	Фотография	Описание дефекта	Причина возникновения дефекта
1	2	3	4	5
11	Выцветание		Снижение яркости АКП красного, синего и черного цветов	Низкая стойкость АКП к УФ
12	Включения твердых частиц		Посторонние включения в виде точек и частиц различной величины	Загрязнение антикоррозионного материала механическими примесями. Загрязнение поверхности механическими частицами

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Антикоррозионные покрытия для защиты надземных трубопроводов, конструкций и оборудования. Общие технические требования	ОТТ 25.220.01-КТН-097-16
------------------	---	--------------------------

Приложение В

(обязательное)

Форма сертификата на поставку антикоррозионных материалов

Сертификат № _____ на поставку антикоррозионных материалов

1 Наименование антикоррозионных материалов, входящих в систему АКП _____

2 Предприятие-изготовитель антикоррозионных материалов (наименование, адрес) _____

3 Предприятие-поставщик антикоррозионных материалов (наименование, адрес) _____

4 Нормативный документ _____
указывается обозначение настоящего документа

5 Тип АКП по _____
указывается обозначение настоящего документа

6 Технические условия на систему АКП _____

7 Условия хранения в закрытом помещении: температура ____ °С, относительная влажность воздуха ____%

8 Сведения об антикоррозионных материалах, входящих в систему АКП

№ п/п	Наименование материала в системе АКП	Наименование компонента	Количество	Номер партии	Дата изготовления	Срок годности
1	2	3	4	5	6	7
		основа				
		отвердитель				

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Антикоррозионные покрытия для защиты надземных трубопроводов, конструкций и оборудования. Общие технические требования	ОТТ 25.220.01-КТН-097-16
------------------	---	--------------------------

9 Контроль качества антикоррозионных материалов, входящих в систему АКП

№ п/п	Наименование материала в системе АКП	Наименование компонента	Результаты испытаний ¹⁾							
			Внешний вид и цвет	Вязкость	Плотность	Коэффициент смещения компонентов	Укрывистость материала	Жизнеспособность материала	Время высыхания до степени 1 по ГОСТ 19007	Время высыхания до степени 3 по ГОСТ 19007
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
		Основа								
		Отвердитель								

¹⁾ В таблицу допускается вносить дополнительные показатели по ТУ на систему АКП.

10 Контроль качества системы АКП

№ п/п	Наименование показателя	Результаты испытаний
1	2	3
1	Внешний вид покрытия	
2	Толщина покрытия, мкм	
3	Диэлектрическая сплошность покрытия, В/мкм	
4	Адгезия методом Х-образного надреза, балл	
5	Адгезия методом решетчатых надрезов, балл (для покрытий общей толщиной до 250 мкм), балл	
6	Адгезионная прочность методом отрыва	Показатель адгезионной прочности, МПа
		Характер отрыва «грибка»

Представитель предприятия-изготовителя антикоррозионных материалов
(предприятия-поставщика антикоррозионных материалов)

Приложение: Свидетельство о государственной регистрации на ____ л. в ____ экз.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Антикоррозионные покрытия для защиты надземных трубопроводов, конструкций и оборудования. Общие технические требования	ОТТ 25.220.01-КТН-097-16
------------------	---	--------------------------

Библиография

- [1] Цветовой регистр стандартных образцов RAL (RAL Standards. Color Collection RAL), Германия
- [2] ISO 16474-1:2013 Краски и лаки. Методы экспонирования под лабораторными источниками света. Часть 1. Общее руководство (Paints and varnishes – Methods of exposure to laboratory light sources – Part 1: General guidance)
- [3] ISO 16474-3:2013 Краски и лаки. Методы экспонирования под лабораторными источниками света. Часть 3. Люминесцентные лампы ультрафиолетового излучения (Paints and varnishes – Methods of exposure to laboratory light sources – Part 3: Fluorescent UV lamps)
- [4] ГОСТ 25271-93 Пластмассы. Смолы жидкие, эмульсии или дисперсии. Определение кажущейся вязкости по Брукфильду
- [5] ГОСТ 8784-75 Материалы лакокрасочные. Методы определения укрывистости
- [6] ASTM G 62 Standard Test Methods for Holiday Detection in Pipeline Coatings (Стандартные методы испытания для контроля сплошности защитных покрытий трубопроводов)
- [7] ISO 2409:2007 Краски и лаки. Испытание методом решетчатого надреза (Paints and varnishes – Crosscut test)
- [8] ГОСТ 20811-75 Материалы лакокрасочные. Методы испытания покрытий на истирание
- [9] Правила перевозок грузов автомобильным транспортом (утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 15.04.2011 № 272)
- [10] Правила перевозки опасных грузов автомобильным транспортом (утверждены приказом Минтранса Российской Федерации от 08.08.1995 № 73)
- [11] ГОСТ 22235-2010 Вагоны грузовые магистральных железных дорог колеи 1520 мм. Общие требования по обеспечению сохранности при производстве погрузочно-разгрузочных и маневровых работ
- [12] Постановление Госкомстата России от 30.10.1997 № 71а «Об утверждении унифицированных форм первичной учетной документации по учету труда и его оплаты, основных средств и нематериальных активов, материалов, малоценных и быстроизнашивающихся предметов, работ в капитальном строительстве»