ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО

ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ГОСТ Р 58284— 2018

Нефтяная и газовая промышленность

МОРСКИЕ ПРОМЫСЛОВЫЕ ОБЪЕКТЫ И ТРУБОПРОВОДЫ

Общие требования к защите от коррозии

Издание официальное

Москва
Стандартинформ
2018

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

1 РАЗРАБОТАН Обществом с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий — Газпром ВНИИГАЗ» (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)

2 ВНЕСЕН Техническим комитетом по стандартизации ТК 23 «Нефтяная и газовая промышленность»

3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 21 ноября 2018 г. № 1027-ст

4 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

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

© Стандартинформ, оформление, 2018

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

Содержание

1 Область применения . . . 1
2 Нормативные ссылки . . . 1
3 Термины, обозначения и сокращения . . . 3
4 Общие положения . . . 3
5 Общие требования к проектированию защиты от коррозии . . . 4
5.1 Классификация зон воздействия на морские сооружения . . . 4
5.2 Общие требования к выбору и применению коррозионно-стойких конструкционных материалов . . . 4
5.3 Общие требования к проектированию защиты обсадных колонн скважин от подземной коррозии . . . 6
5.4 Общие требования к проектированию защиты от коррозии глубинных насосов . . . 7
5.5 Общие требования к проектированию защиты насосно-компрессорных колонн от внутренней коррозии . . . 7
5.6 Коррозия при нагнетании воды в пласт . . . 7
5.7 Коррозия при кислотных обработках . . . 8
5.8 Общие требования к проектированию защиты объектов подводных добычных комплексов . . . 8
5.9 Общие требования к проектированию защиты стационарных и плавучих добычных платформ . . . 8
5.10 Общие требования к проектированию защиты подводных промысловых трубопроводов . . . 9
6 Требования к покрытиям для защиты от атмосферной коррозии . . . 10
6.1 Требования к лакокрасочным материалам . . . 10
6.2 Требования к подготовке поверхности . . . 11
6.3 Требования к нанесению лакокрасочных материалов и покрытий . . . 12
6.4 Требования к лакокрасочным покрытиям . . . 12
7 Требования к защитным покрытиям подводных трубопроводов . . . 15
7.1 Защитные покрытия труб . . . 15
7.2 Защитные покрытия соединительных деталей . . . 16
7.3 Защитные покрытия сварных стыков . . . 18
8 Требования к электрохимической защите . . . 21
8.1 Основные требования к организации электрохимической защиты . . . 21
8.2 Требования к протекторной защите . . . 22
8.3 Требования к катодной защите наложенным током . . . 24
9 Требования к ингибиторной защите . . . 25
9.1 Критерии применения ингибиторной защиты . . . 26
9.2 Требования к ингибиторам коррозии . . . 26
9.3 Технология ингибиторной защиты . . . 26
10 Общие требования к строительству и монтажу средств защиты . . . 27
10.1 Система электрохимической защиты . . . 27
10.2 Система ингибиторной защиты . . . 27
11 Общие требования к пусконаладочным работам и испытаниям средств защиты и системы защиты коррозии в целом . . . 30
11.1 Система электрохимической защиты . . . 30
11.2 Система ингибиторной защиты . . . 31

12 Общие требования к эксплуатации систем защиты от коррозии морских промысловых объектов и коррозионному мониторингу . . . 31
12.1 Покрытия для защиты от атмосферной коррозии . . . 31
12.2 Защитные покрытия подводных сооружений и трубопроводов . . . 31
12.3 Электрохимическая защита . . . 31
12.4 Ингибиторная защита . . . 32
Приложение А (обязательное) Контроль внутренних дефектов протекторов разрушающим способом . . . 33
Приложение Б (справочное) Электроды сравнения и их применение в морской воде . . . 34
Библиография . . . 35

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Нефтяная и газовая промышленность

МОРСКИЕ ПРОМЫСЛОВЫЕ ОБЪЕКТЫ И ТРУБОПРОВОДЫ

Общие требования к защите от коррозии

Petroleum and natural gas industries.
Offshore installations and pipelines. General requirements for corrosion protection

Дата введения — 2019—04—01

1 Область применения

1.1 Настоящий стандарт устанавливает общие требования к защите от коррозии стальных и железобетонных морских нефте- и газодобывающих сооружений, магистральных, технологических и коллекторов сборных трубопроводов, стационарных платформ, обсадных колонн скважин и подводно-добычных комплексов.

1.2 Настоящий стандарт определяет общие требования к обеспечению противокоррозионной защиты морских нефтегазовых промысловых объектов и трубопроводов на этапах проектирования, строительства и эксплуатации, в том числе требования к коррозионному мониторингу объектов.

1.3 Настоящий стандарт не распространяется на объекты, поднадзорные Российскому морскому регистру судоходства.

Положения настоящего стандарта не распространяются на средства противокоррозионной защиты поверхности зон переменного смачивания замерзающих акваторий.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие документы:

ГОСТ 9.032 Единая система защиты от коррозии и старения. Покрытия лакокрасочные. Группы, технические требования и обозначения

ГОСТ 9.039 Единая система защиты от коррозии и старения. Коррозионная агрессивность атмосферы

ГОСТ 9.104 Единая система защиты от коррозии и старения. Покрытия лакокрасочные. Группы условий эксплуатации

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

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

ГОСТ 9.407 Единая система защиты от коррозии и старения. Покрытия лакокрасочные. Метод оценки внешнего вида

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

ГОСТ 9.502 Единая система защиты от коррозии и старения. Ингибиторы коррозии металлов для водных систем. Методы коррозионных испытаний

ГОСТ 9.506 Единая система защиты от коррозии и старения. Ингибиторы коррозии металлов в водно-нефтяных средах. Методы определения защитной способности

ГОСТ 9.514 Единая система защиты от коррозии и старения. Ингибиторы коррозии металлов для водных систем. Электрохимический метод определения защитной способности

Издание официальное

ГОСТ 9.908 Единая система защиты от коррозии и старения. Металлы и сплавы. Методы определения показателей коррозии и коррозионной стойкости

ГОСТ 977 Отливки стальные. Общие технические условия

ГОСТ 1508 Кабели контрольные с резиновой и пластмассовой изоляцией. Технические условия

ГОСТ 3345 Кабели, провода и шнуры. Метод определения электрического сопротивления изоляции

ГОСТ 4650 Пластмассы. Методы определения водопоглощения

ГОСТ 6992 Единая система защиты от коррозии и старения. Покрытия лакокрасочные. Метод испытаний на стойкость в атмосферных условиях

ГОСТ 8420 Материалы лакокрасочные. Методы определения условной вязкости

ГОСТ 8784 Материалы лакокрасочные. Методы определения укрывистости

ГОСТ 11262 Пластмассы. Методы испытания на растяжение

ГОСТ 14254 Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (Код IP)

ГОСТ 14760 Клеи. Метод определения прочности при отрыве

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

ГОСТ 16442 Кабели силовые с пластмассовой изоляцией. Технические условия

ГОСТ 17792 Электрод сравнения хлорсеребряный насыщенный образцовый 2-го разряда

ГОСТ 19007 Материалы лакокрасочные. Метод определения времени и степени высыхания

ГОСТ 25271 Пластмассы. Смолы жидкие, эмульсии или дисперсии. Определение кажущейся вязкости по Брукфильду

ГОСТ 26251 Протекторы для защиты от коррозии. Технические условия

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

ГОСТ 27271 Материалы лакокрасочные. Метод определения жизнеспособности многокомпонентных систем

ГОСТ 27890 Покрытия лакокрасочные защитные дезактивируемые. Метод определения адгезионной прочности нормальным отрывом

ГОСТ 31384 Защита бетонных и железобетонных конструкций от коррозии. Общие технические требования

ГОСТ 31448 Трубы стальные с защитными наружными покрытиями для магистральных газонефтепроводов. Технические условия

ГОСТ 31939 Материалы лакокрасочные. Определение массовой доли нелетучих веществ

ГОСТ 31993 Материалы лакокрасочные. Определение толщины покрытия

ГОСТ Р 9.905 Единая система защиты от коррозии и старения. Методы коррозионных испытаний. Общие требования

ГОСТ Р 51164—98 Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии

ГОСТ Р 52804 Защита бетонных и железобетонных конструкций от коррозии. Методы испытаний

ГОСТ Р 54382 Нефтяная и газовая промышленность. Подводные трубопроводные системы. Общие технические требования

ГОСТ Р 55311 Нефтяная и газовая промышленность. Сооружения нефтегазопромысловые морские. Термины и определения

СП 28.13330.2012 «СНиП 2.03.11—85 Защита строительных конструкций от коррозии»

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

3 Термины, обозначения и сокращения

3.1 В настоящем стандарте применены термины по ГОСТ Р 55311.

3.2 В настоящем стандарте применены следующие сокращения:

АД — обобщенная оценка декоративных свойств покрытий по ГОСТ 9.407;
АЗ — обобщенная оценка защитных свойств покрытий по ГОСТ 9.407;
ВЭИ — вставки электроизолирующие;
ДУ — дозировочная установка;
КИП — контрольно-измерительные пункты;
ЛКМ — лакокрасочные материалы;
ЛКП — лакокрасочные покрытия;
МСЭ — медно-сульфатные электроды сравнения;
НД — нормативная документация;
НКТ — насосно-компрессорные трубы;
ПДК — предельно допустимая концентрация;
ПК — полиуретановое покрытие;
ПКЗ — противокоррозионная защита;
ППД — поддержание пластового давления;
ППУ — пенополиуретан;
СВБ — сульфат-восстанавливающиеся бактерии;
СКЗ — система катодной защиты;
ТОиР — техническое обслуживание и ремонт;
УДЗ — установка дренажной защиты;
УЗО — устройство защитного отключения;
УКЗ — установка катодной защиты;
УКК — узел контроля коррозии;
ХСЭ — хлорсеребряный электрод сравнения;
ЭХЗ — электрохимическая защита;
ASTM — (American Society for Testing and Materials) Американское общество испытаний и материалов.

3.3 В настоящем стандарте применены следующие обозначения:

Cr — хром;
H_2S — сероводород;
Mo — молибден;
NaCl — хлорид натрия;
Ni — никель;
PRE — эквивалент стойкости к точечной коррозии;
UNS N06625 — никель-хром-молибден-ниобиевый сплав.

4 Общие положения

4.1 Требования настоящего стандарта выполняют при проектировании, строительстве, монтаже, реконструкции, эксплуатации и ремонте систем защиты от коррозии морских сооружений.

4.2 Система противокоррозионной защиты морских сооружений обеспечивает проектный срок службы и их безаварийную (по причине коррозии) эксплуатацию.

4.3 Комплекс мероприятий по защите от коррозии учитывает воздействующие на сооружение факторы, определяющие условия его эксплуатации. Для морских сооружений выделяют три зоны: зона погружения, зона периодического смачивания и атмосферная зона.

4.4 Наружная поверхность подводных морских сооружений подлежит комплексной защите от коррозии защитными покрытиями и средствами ЭХЗ.

4.5 Промысловые объекты и трубопроводы надземного или надводного исполнения, эксплуатирующиеся в атмосферной зоне, защищают от атмосферной коррозии с помощью лакокрасочных покрытий в соответствии с требованиями настоящего стандарта.

4.6 Защиту промысловых объектов и трубопроводов от внутренней коррозии с применением ингибиторов коррозии осуществляют в присутствии коррозионно-опасных агентов.

4.7 Отказ от противокоррозионной защиты промысловых объектов и трубопроводов от внутренней коррозии возможен только при отсутствии коррозионно-опасных факторов и подтверждении опытным

путем низкой скорости коррозии эксплуатационных сред (менее 0,1 мм/год). Отказ от защиты объектов с помощью лакокрасочных покрытий от атмосферной коррозии недопустим. В процессе эксплуатации проводят коррозионный мониторинг внутренней коррозии на промысловых объектах и трубопроводах по 10.2 и определяют эффективность применяемых ингибиторов коррозии или подтверждают значения скорости коррозии (ниже 0,1 мм/год) и устанавливают отсутствие коррозионно-агрессивных агентов в эксплуатационных средах.

4.8 ЭХЗ не применяют для участков стальной поверхности сооружений, для которых проведена прогнозная оценка скорости наружной коррозии и при проектировании заложен соответствующий припуск на коррозию, а также участков поверхности, контактирующих в течение всего срока службы с нерастепляющимся льдом.

4.9 Для стальных элементов, конструктивно не обеспечивающих электрическую непрерывность в течение всего срока эксплуатации (гибкие секционные трубопроводы, рейзеры и шлангокабели, якорные цепи и пр.), предусматривают припуск на коррозию и фрикционное воздействие.

4.10 Проектные решения по защите от коррозии морских стальных сооружений проходят экологическую экспертизу с оформлением соответствующего заключения об отсутствии вредного воздействия на окружающую среду.

4.11 Для контроля коррозионной агрессивности и скорости коррозии и возможного повышения их в процессе изменения эксплуатационных условий и добываемых углеводородов предусматривают мероприятия по коррозионному мониторингу сооружения и/или его отдельных элементов.

4.12 Все технические решения, направленные на обеспечение противокоррозионной защиты, включая выбор типа и конструкции защитного покрытия, элементы системы электрохимической защиты и средства коррозионного контроля и мониторинга, технико-экономически обосновывают на стадии проектирования.

5 Общие требования к проектированию защиты от коррозии

5.1 Классификация зон воздействия на морские сооружения

5.1.1 Зона переменного смачивания — участки металлических, бетонных и железобетонных поверхностей морских сооружений, поверхность которых подвержена переменному воздействию морской атмосферной коррозии и коррозии в морской воде, а также возможному истирающему воздействию плавающих предметов (отдельные куски льда, древесины, пластмассы и т. д.) по причине влияния приливов и отливов, ветров и волн. Для сооружений в зоне периодического смачивания применяют комплексную защиту от коррозии, включающую защитные покрытия и катодную защиту, при этом использующиеся материалы и комплектующие имеют повышенную механическую стойкость к волновому и истирающему воздействию.

5.1.2 Зона атмосферного воздействия — участки морских сооружений, расположенные выше зоны периодического смачивания и подверженные воздействию ультрафиолетового солнечного излучения, ветра, брызг и осадков. Защиту от коррозии обеспечивают применением систем атмосферостойких лакокрасочных покрытий и применением коррозионно-стойких материалов. Допускается применение других средств противокоррозионной защиты (горячее цинкование и др.) от атмосферной коррозии согласно СП 28.13330.

5.1.3 Зона погружения — участки морских сооружений, расположенные ниже зоны периодического смачивания и подверженные воздействию морской воды, иловых отложений и донных грунтов. В целях снижения коррозионных процессов для сооружений, эксплуатирующихся в зоне погружения, применяют катодную защиту и защитные покрытия. Выделяют зоны погружения внутренних поверхностей резервуаров различного назначения, трубопроводов и скважинного оборудования, для которых возможно применение внутренних защитных покрытий, катодной и ингибиторной защиты.

5.2 Общие требования к выбору и применению коррозионно-стойких конструкционных материалов

5.2.1 Общими требованиями к конструкционным материалам являются наличие у них определенного комплекса механических свойств, обеспечивающего длительную и надежную работу материала в условиях эксплуатации, и хороших технологических свойств (обрабатываемости давлением, резанием, закаливаемости, свариваемости и др.).

5.2.2 Необходимые технологические свойства конструкционных материалов в основном обеспечивают рациональным выбором химического состава, улучшением металлургического качества, соответствующей термической обработкой и поверхностным упрочнением.

5.2.3 Свойства конструкционных материалов определяют в основном механическими и технологическими характеристиками. К механическим характеристикам относят предел прочности, относительное удлинение, твердость, ударную вязкость; к технологическим — жидкотекучесть, свариваемость, ковкость и др.

5.2.4 Оценка коррозионной стойкости конструкционных материалов по скорости коррозии согласно ГОСТ 9.908 приведена в таблице 5.1. Оптимальные литейные свойства в части жидкотекучести, трещиноустойчивости, склонности к образованию усадочных раковин, механические свойства определяют согласно ГОСТ 977.

Таблица 5.1 — Оценка коррозионной стойкости конструкционных материалов по десятибалльной и пятибалльной шкалам

Скорость коррозии, мм/год	Оценка стойкости, балл	Группа стойкости
Десятибалльная шкала		
Не более 0,001	Совершенно стойкие	1
Св. 0,001 до 0,005	Весьма стойкие	2
Св. 0,005 до 0,01	То же	3
Св. 0,01 до 0,05	Стойкие	4
Св. 0,05 до 0,1	То же	5
Св. 0,1 до 0,5	Пониженной стойкости	6
Св. 0,5 до 1,0	То же	7
Св. 1,0 до 5,0	Малостойкие	8
Св. 5,0 до 10,0	То же	9
Св. 10,0	Нестойкие	10
Пятибалльная шкала		
Не более 0,1	Весьма стойкие	1
Св. 0,1 до 1,0	Стойкие	2
Св. 1,0 до 3,0	Пониженной стойкости	3
Св. 3,0 до 10,0	Малостойкие	4
Св. 10,0	Нестойкие	5
Примечание — Меньшим баллом характеризуют более стойкие металлы.		

5.2.5 Конструкционные материалы обеспечивают:

- высокую механическую прочность в условиях внешних воздействующих факторов, обеспечиваемую заданными или расчетными значениями конструктивной статической, динамической и циклической прочности (в случае действия внешних циклических нагрузок) и длительной прочности (при высоких температурах эксплуатации);
- механо-химическое сопротивление совместному воздействию коррозионно-активных сред с механическими (силовыми) воздействиями и гидродинамическими воздействиями рабочих сред (дросселирование, эрозия, кавитация).

5.2.6 При применении учитывают верхний температурный предел применения, вызванный структурными факторами, а также порог хладноломкости.

5.3 Общие требования к проектированию защиты обсадных колонн скважин от подземной коррозии

5.3.1 При проектировании коррозионной защиты особое внимание уделяют эксплуатационным скважинам. Коррозионному воздействию подвергаются металлоконструкции скважин, такие как насосно-компрессорные, фонтанные и обсадные трубы, детали глубинных насосов, штанги, мерники, задвижки, тройники, шлейфы и другое оборудование.

5.3.2 Выбор метода защиты зависит от условий эксплуатации оборудования и экономической целесообразности его применения. Наиболее эффективна комплексная защита от коррозии, предусматривающая одновременное использование нескольких методов, взаимно дополняющих друг друга.

5.3.3 Выбор и применение противокоррозионных мероприятий осуществляют в тех скважинах, где установлены наличие коррозии, вызывающей интенсивный износ применяемого оборудования, и ее причина.

5.3.4 Методы противокоррозионной защиты металлоконструкций скважин подразделяют на химические, физические и технологические, приведенные в таблице 5.2.

Таблица 5.2 — Методы противокоррозионной защиты металлоконструкций скважин

Методы защиты	Способы реализации
Химические	Применение химических реагентов
Физические	Применение коррозионно-стойких материалов; применение защитных покрытий; применение средств электрохимической защиты
Технологические	Ограничение водопритока в скважине; применение технологических растворов с низкой коррозионной активностью; применение реагентов с низкой коррозионной активностью; предотвращение попадания кислорода; снижение температуры жидкости; снижение скорости потока; исключение закачки в систему ППД воды, зараженной СВБ; предупреждение смешивания коррозионной продукции скважин с некоррозионной

5.3.5 Химическую защиту металлического оборудования скважины от коррозии осуществляют за счет использования химических реагентов. Их подачу осуществляют следующими способами:

- периодическое нагнетание в призабойную зону продуктивного пласта;
- периодическая подача в кольцевое пространство между обсадной колонной и НКТ;
- постоянная подача в затрубное пространство скважины с помощью ДУ;
- постоянная подача на прием насоса с помощью ДУ и специальных трубок, которые устанавливают с внешней стороны НКТ от устья скважины до приема насоса, выводят из скважины через фонтанную арматуру и подключают к насосу ДУ.

5.3.6 Химический реагент доставляют в пласт добывающих скважин при проведении ремонтных работ с жидкостью глушения или путем закачки в нагнетательные скважины (через систему ППД).

5.3.7 Эффективным средством защиты от коррозионного разрушения обсадных колонн скважин является их персональная катодная защита (также предусматривают схему совместной защиты нескольких скважин одной установкой катодной защиты). Катодную защиту наложенным током обсадных колонн скважин осуществляют присоединением отрицательного полюса катодного преобразователя к обсадной колонне скважины, а положительного полюса — к анодам.

5.3.8 На скважине в придонном участке обеспечивают защитную плотность тока не более 10 мА/м^2.

5.3.9 Обеспечивают непрерывность электрической цепи между обсадными колоннами скважины, фонтанной арматурой и скважинной обвязкой. Для указанных объектов предусматривают совместную электрохимическую защиту.

5.3.10 Точку дренажа тока катодной защиты предусматривают на фонтанной арматуре скважины.

5.3.11 Для достижения большего эффекта на внешние поверхности колонн наносят защитные покрытия и производят цементирование всего затрубного пространства скважины.

5.3.12 Характеристики коррозионной стойкости металла по результатам испытаний, используемой при относительно равномерном распределении коррозионных поражений, приведены в таблице 5.3. При образовании местных поражений учитывают их глубину.

Таблица 5.3 — Характеристика коррозионной стойкости металла

Характеристика стойкости	Потеря в весе, $\frac{г}{м^2 \cdot ч}$			Потеря в толщине, мм/год
	железные сплавы	медные сплавы	алюминиевые сплавы	
Совершенно стойкие	≤ 0,0009	≤ 0,001	≤ 0,0003	Менее 0,001
Весьма стойкие	0,0009—0,009	0,001—0,01	0,0003—0,003	0,001—0,01
Стойкие	0,009—0,09	0,01—0,1	0,003—0,031	0,01—0,1
Пониженной стойкости	0,09—0,9	0,1—1,02	0,031—0,31	0,1—1,0
Малостойкие	0,9—10	1,02—9,1	0,31—3,1	1,0—10,0
Нестойкие	Более 10	Более 9,1	Более 3,1	Более 10

5.3.13 Необходимость применения противокоррозионных мероприятий в зависимости от результатов определения скорости коррозии определяют в соответствии с требуемым сроком службы применяемого оборудования.

5.4 Общие требования к проектированию защиты от коррозии глубинных насосов

5.4.1 Эффективным мероприятием является применение ингибиторов коррозии, особенно при сероводородной коррозии, в соответствии с разделом 9.

5.4.2 Предусматривают применение стойких металлов в соответствии с таблицей 5.3 при изготовлении клапанов; защитных покрытий для плунжеров, штанг, резьбы труб и муфт; протекторов.

5.4.3 Необходимо правильно выбрать системы насосов и проводимые эксплуатационные мероприятия. Увеличение срока службы плунжеров глубинных насосов достигают устранением или уменьшением их заклинивания; хромированием и азотированием металлоконструкций.

5.4.4 Для уменьшения явлений коррозионной усталости штанг глубинных насосов следует:

- покрывать металлоконструкции металлами с более отрицательным электродным потенциалом, чем материал штанг (например, проводить цинкование термодиффузионное, горячее, электролитическое; металлизацию распылением);
- использовать протекторную защиту;
- использовать ингибиторы коррозии;
- покрывать металлоконструкции лакокрасочными изделиями.

5.5 Общие требования к проектированию защиты насосно-компрессорных колонн от внутренней коррозии

5.5.1 Защита внутренней поверхности металлической обсадной колонны и внешней поверхности НКТ осуществляют разобщением пласта и затрубного пространства скважины с помощью разобщителя (пакера) и заполнением затрубного пространства ингибированной жидкостью.

5.5.2 Борьбу с коррозией труб осуществляют применением коррозионно-стойких легированных сталей, замедлителей коррозии и оцинковки труб термодиффузионным способом.

5.5.3 С целью защиты от коррозии внутренней поверхности защитные покрытия наносят на поверхность НКТ.

5.5.4 В качестве защиты от коррозии регулирующей и запорной арматуры для сред, содержащих H_2S, применяют нержавеющую сталь в сероводородостойком исполнении.

5.5.5 Повышение стойкости деталей регулирующей и запорной арматуры достигают их хромированием, оцинковкой термодиффузионным способом.

5.6 Коррозия при нагнетании воды в пласт

5.6.1 Применение противокоррозионных мероприятий целесообразно в тех случаях, когда анализ работ по заводнению скважин и состояние нагнетательных скважин требуют проведения мероприятий по уменьшению содержания железа в нагнетаемой воде.

5.6.2 Для замедления коррозионных процессов воду обрабатывают ингибиторами коррозии в соответствии с разделом 9.

5.7 Коррозия при кислотных обработках

5.7.1 Для уменьшения коррозии к кислотным растворам добавляют соответствующие ингибиторы коррозии.

5.7.2 Скважины, в продукции которых содержится H_2S в количествах, превышающих ПДК и создающих угрозу сульфидно-коррозионного растрескивания металла обсадных труб, оборудования и лифтовых колонн, заглушают жидкостью, содержащей нейтрализатор сероводорода.

5.7.3 Оборудование, предназначенное для эксплуатации в условиях контакта с коррозионно-агрессивными веществами, должно иметь техническую документацию завода-изготовителя, подтверждающую возможность его безопасной эксплуатации при проектных параметрах.

5.7.4 Окончательный выбор противокоррозионных средств и методов индивидуален для каждой скважины.

5.8 Общие требования к проектированию защиты объектов подводных добычных комплексов

5.8.1 В конструкцию подводных сооружений, манифольдов и модулей включают систему защиты от коррозии, основанную на сочетании поверхностного покрытия и катодной защиты.

5.8.2 Все погружаемые элементы, для которых нельзя обеспечить эффективную катодную защиту, изготавливают из материалов, стойких к воздействию морской воды. Исключением являются элементы, для которых коррозия допустима, т. е. их устойчивость к воздействию давления и прочность конструкции не зависят от коррозии.

5.8.3 При выборе материала учитывают возможность выхода компонента из строя и связанные с этим последствия.

5.8.4 В морской воде при температуре окружающей среды следующие материалы считают стойкими к коррозии:

- сплав UNS N06625 и другие никелевые сплавы с равным или большим значением стойкости к точечной коррозии (PRE), определяемой по формуле

$$PRE = \% Cr + (3{,}3 \cdot \% Mo) + (16 \cdot \% Ni); \quad (1)$$

- титановые сплавы.

Примечание — Соответствующие характеристики при использовании катодной защиты подтверждают документально для установленного режима эксплуатации. При воздействии плавиковой кислоты или чистого метанола (больше 95 %), ртути и химических реагентов на основе ртути титан не используют. Титан не применяют в подводных элементах, подверженных воздействию морской воды, при наличии катодной защиты, за исключением случаев, когда применение подтверждено документально для соответствующего диапазона рабочих температур;

- стеклопластик;
- другие материалы при наличии документального подтверждения их характеристик.

Нержавеющие стали с содержанием 6 % Mo, 25 % Cr дуплекс не считают полностью коррозионностойкими в морской воде при температуре свыше 15 °С. Эти материалы не используют для резьбовых соединений без катодной защиты.

5.9 Общие требования к проектированию защиты стационарных и плавучих добычных платформ

5.9.1 Проектирование систем и способов защиты дифференцируют по зонам коррозии в зависимости от степени агрессивного воздействия среды на конструкции платформы. Методы определения и испытаний коррозионной стойкости бетонов, арматуры и защитных покрытий применяют согласно ГОСТ Р 52804.

5.9.2 Защиту металлоконструкций в зоне переменного смачивания выполняют с применением металлических, лакокрасочных защитных покрытий согласно ГОСТ 9.032 и СП 28.13330. Защитное покрытие рассчитывают на неблагоприятные коррозионные условия в этой зоне, особенно при транспортировке подогретых жидкостей, например нефти и нефтепродуктов; его защищают от механических повреждений, вызванных гидродинамическими воздействиями, льдом или плавучими объектами.

5.9.3 Аноды при катодной защите наложенным током или протекторы располагают таким образом, чтобы обеспечить нормируемые защитные потенциалы на всей поверхности платформы.

5.9.4 Проектирование систем ЭХЗ производят специализированные организации и включает выбор типа защиты, расчет системы, размещение элементов и разработку электрической схемы соедине-

ний. Для металлоконструкций в зоне донного грунта предусматривают катодную защиту наложенным током без дополнительного окрашивания.

5.9.5 Для улучшения коррозионной стойкости платформ выполняют следующие конструктивные требования:

- новые конструктивные материалы (стали и сплавы, а также их сварные соединения) используют только после их испытаний на коррозию;
- избегают образования зазоров и щелей, притупляют углы фасонок и других элементов снятием фаски шириной 3,5 мм;
- избегают наличия вогнутостей, задерживающих скопление влаги на поверхности металлоконструкций, в сплошных поверхностях предусматривают дренажные отверстия, предусматривают сварку встык или замкнутых угловых швов; при необходимости соединения внахлестку зазоры закрывают непрерывной сваркой. При сварке обеспечивают полный провар и исключают пористость и зазоры;
- избегают конструктивные формы, вызывающие турбулентность;
- используют конструктивные решения, облегчающие доступ к поверхности металлоконструкций для ее очистки и нанесения защитных покрытий;
- уменьшают количество связевых элементов, а также количество сварных стыков в зоне развития максимальной коррозии — нижняя треть зоны периодического смачивания.

5.9.6 Защиту железобетонных конструкций морских нефтегазовых платформ обеспечивают повышением химической стойкости бетона за счет применения цементного камня, обладающего химической стойкостью в морской воде и повышенной плотностью. Повышение химической стойкости цементного камня обеспечивают применением цементов соответствующего минералогического состава.

5.9.7 Длительное состояние пассивности арматуры в бетоне обеспечивают при условии высокой щелочности жидкой фазы бетона и низкого содержания хлоридов.

5.9.8 При проектировании железобетонных конструкций морских нефтегазовых платформ отдают предпочтение конструкциям из предварительно напряженного железобетона, в которых исключают или ограничивают раскрытие трещин. Каналы с расположенной в них преднапряженной арматурой заполняют цементным раствором, обеспечивающим сцепление арматуры с бетоном и защиту от коррозии.

5.9.9 Для предотвращения биологической коррозии бетона предусматривают возможность применения как химических средств, так и механических приспособлений для очистки поверхности бетона в соответствии с ГОСТ 31384, СП 28.13330.

5.9.10 Для предотвращения возможности коррозии арматуры зоны погружения и зоны переменного смачивания предусматривают систему электрохимической защиты арматуры, включая ее в единую систему защиты от коррозии всех металлических элементов.

5.9.11 В качестве вспомогательных мер защиты от коррозии железобетонных конструкций применяют оцинкованную арматуру, специальные уплотняющие покрытия, пропитки бетонной поверхности. Вид покрытия и грунта, число слоев, толщину, технологию нанесения, продолжительность и условия твердения покрытия определяют согласно требованиям отраслевых нормативных документов и проектного решения на систему покрытия.

5.10 Общие требования к проектированию защиты подводных промысловых трубопроводов

5.10.1 Подводные трубопроводы подлежат комплексной защите от коррозии:

- защитными покрытиями;
- средствами электрохимической защиты: с помощью протекторов — протекторная защита и/или установками катодной защиты — катодная защита.

5.10.2 Тип защитного покрытия выбирают в зависимости от конструкции трубопровода и принятого способа укладки. При укладке с судна-трубоукладчика по S-образной или J-образной кривой, а также способом буксировки на плаву с последующим погружением на дно применяют эластичные и прочные покрытия. Если укладку осуществляют протаскиванием трубопровода по дну, то антикоррозионное покрытие имеет достаточную прочность, чтобы исключить возможность повреждения от трения при его взаимодействии со скальными и полускальными грунтами, а также грунтами, содержащими гальку, щебень и гравий. Нанесение защитного покрытия выполняют в заводских условиях, на специализированной строительной площадке, а на судне-трубоукладчике производят изоляцию сварных стыков труб.

5.10.3 Изоляционное антикоррозионное покрытие соответствует требованиям технических условий на весь срок службы трубопровода по следующим показателям: прочность на разрыв, относитель-

ное удлинение при рабочей температуре, прочность на удар, адгезия к стали, предельная площадь отслаивания в морской воде, стойкость к обрастанию, сопротивляемость к вдавливанию.

5.10.4 В процессе транспортировки, погрузо-разгрузочных работ и складирования труб необходимо предусмотреть специальные меры, исключающие механические повреждения наружного защитного покрытия. Для временной защиты внутренней поверхности используют заглушки в виде пробок и муфт, наносят консервационный состав, вводят в полость трубопровода ингибированную жидкость.

5.10.5 Требования к защитным покрытиям подводных промысловых трубопроводов приведены в разделе 7.

5.10.6 Средства ЭХЗ проектируют на весь срок службы защищаемого объекта. ЭХЗ подводных трубопроводов осуществляют с учетом требований ГОСТ Р 54382.

5.10.7 Катодную защиту наложенным током для подводных трубопроводов предпочтительнее применять в средах с удельным сопротивлением более 1 Ом · м: в донных отложениях дельт рек, впадающих в море, и вод заливов.

5.10.8 Протекторную защиту подводных трубопроводов осуществляют протекторами браслетного типа. Требования к выбору материалов протектора, конструкции, технологии монтажа и методам контроля соответствуют ГОСТ 26251. По всей поверхности подводного трубопровода на всем его протяжении обеспечивают непрерывное распределение потенциалов в течение всего срока службы.

5.10.9 Количество и расстановку протекторов вдоль трубопровода определяют проектом в зависимости от условий эксплуатации каждого участка сооружения. Для прибрежных участков трубопроводов допускают защиту с использованием УКЗ.

5.10.10 При проектировании проводят расчет в соответствии с нормативным документом*. Результатом расчета являются масса протекторов, сопротивление растеканию, а также шаг расстановки протекторов на трубопроводе для средней и конечной плотностей защитного тока, характерных для каждого участка эксплуатации.

5.10.11 Для трубопроводов с теплоизоляцией протекторы устанавливают таким образом, чтобы по возможности исключить их нагрев. При транспортировке по морскому (в соленой воде) подводному трубопроводу подогретых жидкостей и достижении температуры протекторов более 50 °С установка цинковых протекторов запрещается.

5.10.12 Протекторы устанавливают на подводном трубопроводе таким образом, чтобы избежать механических повреждений труб и протекторов, разрыва электрического соединения протекторов с трубопроводом, нарушения целостности изоляционных и балластных покрытий.

6 Требования к покрытиям для защиты от атмосферной коррозии

Защиту от атмосферной коррозии обеспечивают применением атмосферостойких систем защитных (лакокрасочных) покрытий, нанесенных на металлическую поверхность надземных сооружений, планируемых к применению при проведении противокоррозионных работ.

ЛКП, применяемые для защиты от атмосферной коррозии, должны:

- быть устойчивы к нагрузкам, возникающим в результате перепадов температур в процессе эксплуатации;
- иметь прочное сцепление с металлической поверхностью;
- быть сплошными;
- обеспечивать сохранение защитных и декоративных свойств на протяжении всего прогнозируемого срока службы.

6.1 Требования к лакокрасочным материалам

Рекомендуемые для оценки основные показатели и их значения для ЛКМ, применяемых при производстве работ по противокоррозионной защите наружных металлических поверхностей объектов по 1.1, приведены в таблице 6.1. Набор показателей и их значений для ЛКМ изменяют и/или дополняют и определяют в локальных нормативно-технических документах (регламентах, правилах, корпоративных стандартах и др.). Значения показателей ЛКМ обеспечивают получение лакокрасочных покрытий, соответствующих требованиям 6.4.

* См. [1].

Таблица 6.1 — Основные требования к ЛКМ

Наименование показателя	НД	Значение
Массовая доля нелетучих веществ: - в эмалях, готовых к применению, %, не менее - в органоразбавляемых грунтовках, %, не менее - в водно-дисперсионных грунтовках, %, не менее	ГОСТ 31939	 40 13 48
Вязкость: - условная по вискозиметру ВЗ 246 при температуре (20 ± 0,5) °С, с; - кажущаяся по Брукфильду, Па · с	ГОСТ 8420, ГОСТ 25271	Должна быть указана в НД на материал
Время высыхания при температуре (20 ± 2) °С до степени 3, ч, не более	ГОСТ 19007	12
Жизнеспособность ЛКМ при температуре (20 ± 0,5) °С по 50%-ному увеличению условной вязкости[1)], ч	ГОСТ 27271	Должна быть указана в НД на материал
Укрывистость высушенной пленки (для ЛКМ внешнего слоя ЛКП), г/м^2, не более	ГОСТ 8784 (метод 1)	Должна быть указана в НД на материал
[1)] В НД на ЛКМ могут быть указаны другие обоснованные температура, контрольный параметр и его допустимое изменение.		

6.2 Требования к подготовке поверхности

Целью подготовки поверхности являются удаление с нее веществ, препятствующих контакту покрытия, и создание профиля, обеспечивающего требуемый уровень адгезии покрытия с подложкой.

Для подготовки поверхности:

- устраняют дефекты поверхности [заусенцы, острые кромки (радиус закругления должен быть не менее 2,0 мм), сварочные брызги];
- удаляют масляные и жировые загрязнения;
- удаляют растворимые соли;
- удаляют продукты коррозии, прокатной окалины, предыдущих покрытий;
- обеспыливают;
- сушат в случае образования конденсата или выпадения осадков.

Контроль подготовленной поверхности проводят по показателям, указанным в таблице 6.2.

Таблица 6.2 — Контролируемые показатели на подготовленной поверхности

Показатель	НД	Значение[1)]
Степень подготовки швов, кромок и других участков с дефектами поверхности, не менее	*	Р2
Степень обезжиривания поверхности	ГОСТ 9.402	1
Загрязненность поверхности солями, мг/дм^3, не более	**	20
Степень очистки поверхности	ГОСТ 9.402 ***	2 Не менее Sa 2½
Шероховатость поверхности[2)]	*4	В соответствии с документацией на ЛКП
Степень обеспыливания, не более	*5	2
Пленка влаги	Визуально	Отсутствие
[1)] Допустимы другие значения показателей в соответствии с техническими условиями на ЛКП и/или инструкцией (технологическим регламентом) по его нанесению. [2)] Контролируется при абразивной подготовке поверхности. Примечание — Указанные в таблице значения и их единицы измерения соответствуют применяемой НД.		

* Приведена в [2].

** Приведена в [3], [4].

*** Приведена в [5].

*4 Приведена в [6].

*5 Приведена в [7].

6.3 Требования к нанесению лакокрасочных материалов и покрытий

6.3.1 Все операции по выполнению технологического процесса нанесения материала проводят при температуре от 5 до 30 °С, относительной влажности воздуха не выше 85 % и отсутствии осадков, тумана, росы (за исключением случаев применения материалов, позволяющих нанесение при других температурах и относительной влажности воздуха и не ухудшающих при этом своих защитных свойств).

6.3.2 Температура металлических поверхностей, подготовленных к окрашиванию, должна быть на 3 °С выше точки росы. Окрашивание выполняют в безветренную погоду. При скорости ветра более 10 м/с окрашивание проводить запрещается.

При необходимости для создания соответствующих условий целесообразно выполнить установку специальных укрытий, которые изолируют место проведения окрасочных работ от осадков, ветра и пыли.

6.3.3 Перед началом работ лакокрасочные материалы и оборудование необходимо выдержать в течение суток в теплом помещении с температурой не ниже 15 °С. Тару с лакокрасочным материалом до момента применения плотно закрывают во избежание улетучивания растворителей и попадания влаги.

Лакокрасочные материалы перед применением тщательно перемешивают до однородного состояния и полного поднятия осадка.

6.3.4 Период времени между операциями по подготовке поверхности и окрашиванием не должен превышать 6 ч.

Для каждого слоя системы ЛКП используют материалы контрастирующих цветов (оттенков).

6.3.5 Нанесение ЛКМ выполняют методом безвоздушного распыления. Перед нанесением материалов методом безвоздушного распыления проводят полосовую окраску труднодоступных мест (болтовых соединений, сварочных швов) ручным методом.

6.4 Требования к лакокрасочным покрытиям

6.4.1 Исходные характеристики атмосферостойких ЛКП соответствуют требованиям, приведенным в таблице 6.3.

Таблица 6.3 — Исходные технические требования к атмосферостойким ЛКП

Наименование показателя	Значение показателя	Метод испытания
1 Внешний вид	Равномерная сплошная пленка без пропусков и видимых дефектов АД1, А31	По ГОСТ 9.407
2 Толщина	Согласно рекомендациям производителя ЛКП	По ГОСТ 31993, *
3 Адгезионная прочность: - методом решетчатого надреза (при толщине до 250 мкм), балл, не более - методом Х-образного надреза, не более - методом нормального отрыва, МПа, не менее	 1 1 5	 ** *** По ГОСТ 27890, *4
4 Диэлектрическая сплошность покрытия: - толщиной до 500 мкм (метод А) - толщиной св. 500 мкм (метод Б)	Отсутствие пробоя	*5

* См. [8], [9].

** См. [10].

*** См. [11].

*4 См. [12].

*5 См. [13].

6.4.2 ЛКП проходят квалификационные испытания, которые включают определение защитных свойств и оценку прогнозируемого срока их службы.

6.4.3 Методы определения защитных свойств и показатели, которым должны соответствовать покрытия при испытаниях, приведены в таблице 6.4.

Таблица 6.4 — Технические требования к атмосферостойким ЛКП, прошедшим определение защитных свойств

Наименование показателя	Значение показателя	Метод испытания
1 Стойкость к воздействию переменных температур — не менее 10 циклов по ГОСТ 27037		
Адгезионная прочность: - методом решетчатого надреза (при толщине до 250 мкм), балл, не более - методом Х-образного надреза, не более - методом нормального отрыва, МПа, не менее	 1 1 4,0	 * ** ГОСТ 27890, ***
Декоративные свойства, не более	АД1	ГОСТ 9.414
Защитные свойства, не более	А31	
2 Морозостойкость по ГОСТ 9.401 (метод А)		
Адгезионная прочность: - методом решетчатого надреза (при толщине до 250 мкм), балл, не более - методом Х-образного надреза, не более - методом нормального отрыва, МПа, не менее	 3 3 2,8	 * ** ГОСТ 27890, ***
3 Стойкость к воздействию соляного тумана по ГОСТ 9.401 (метод Б)		
Распространение коррозии от надреза, мм, не более	2	ГОСТ 9.401
4 Стойкость к воздействию ультрафиолетового излучения по ГОСТ 9.401 (метод В)		
Декоративные свойства, не более	АД3	ГОСТ 9.414
Адгезионная прочность: - методом решетчатого надреза (при толщине до 250 мкм), балл, не более - методом Х-образного надреза, не более - методом нормального отрыва, МПа, не менее	 3 3 2,8	 * ** ГОСТ 27890, ***
Примечание — Указанные в таблице значения соответствуют применяемому НД.		

6.4.4 Сроки службы атмосферостойких ЛКП подразделяются по нормативному документу*4 на:
- низкий (Н) — 2—5 лет;
- средний (С) — 5—15 лет;
- высокий (В) — более 15 лет.

6.4.5 Для оценки прогнозируемого срока службы атмосферостойких ЛКП и определения соответствия промысловым условиям эксплуатации проводят испытания на комплексное воздействие климатических факторов внешней среды по ГОСТ 9.401 (метод 10) и по нормативному документу*5. Проводят не менее 25 циклов испытания по нормативному документу*5 на климатическое старение. Условия проведения испытания, составляющие один цикл, приведены в таблице 6.5.

* См. [10].

** См. [11].

*** См. [12].

*4 См. [14].

*5 См. [15].

Таблица 6.5 — Условия проведения одного цикла испытаний по нормативному документу*

Наименование испытания	Время проведения, ч	Метод испытания
Воздействие УФ и конденсации воды	72	**
Воздействие соляного тумана	72	***
Выдержка в атмосферных условиях при температуре (23 ± 2) °С и влажности (50 ± 5) %	24	—

6.4.6 Срок службы ЛКП определяют по ГОСТ 9.401 (метод 10). Категорию атмосферы, воздействующую на применяемое атмосферостойкое ЛКП, определяют по условиям эксплуатаций в соответствии с ГОСТ 9.104, ГОСТ 15150 или по нормативному документу*[4].

6.4.7 Необходимый уровень свойств атмосферостойких покрытий и показатели, которым должны соответствовать покрытия после проведения испытаний по 6.4.5, приведены в таблице 6.6.

Таблица 6.6 — Технические требования к атмосферостойким лакокрасочным покрытиям, прошедшим испытания по ГОСТ 9.401 (метод 10) и по нормативному документу*

Наименование показателя	Значение показателя	Метод испытания
Декоративные свойства, не более	АД3	По ГОСТ 9.407
Защитные свойства, не более	А32 (К1)	
Адгезионная прочность: - методом решетчатого надреза (при толщине до 250 мкм), балл, не более - методом Х-образного надреза, не более - методом нормального отрыва, МПа, не менее	 3 3 2,8	 *5 *6 *7
Коэффициент соотношения емкостей при частотах 2 и 20 кГц, не менее	0,7	По ГОСТ 9.409
Диэлектрическая сплошность покрытия: - толщиной до 500 мкм (метод А) - толщиной св. 500 мкм (метод Б)	Отсутствие пробоя	*8
Примечание — Указанные в таблице значения соответствуют применяемой НД.		

6.4.8 Для подтверждения соответствия свойств атмосферостойких ЛКП проводят испытания в атмосферных условиях по ГОСТ 6992.

6.4.9 Защита от атмосферной коррозии с применением атмосферостойких ЛКП предусматривает обязательное выполнение технологических операций по входному контролю противокоррозионных материалов, подготовке и последующему контролю поверхности, нанесению противокоррозионного материала и приемо-сдаточному контролю покрытия.

* См. [15].
** См. [16].
*** См. [17].
*4 См. [18].
*5 См. [10].
*6 См. [11].
*7 См. [12].
*8 См. [13].

7 Требования к защитным покрытиям подводных трубопроводов

7.1 Защитные покрытия труб

7.1.1 Все элементы трубопровода (трубы, соединительные детали и запорная арматура) должны быть высокой монтажной готовности и поставляются в виде монтажных узлов с заводским покрытием.

7.1.2 В качестве наружного антикоррозионного покрытия стальных труб, предназначенных для сооружения подводных трубопроводов, применяют полиэтиленовое или полипропиленовое покрытие заводского нанесения.

7.1.3 Наружное антикоррозионное полиэтиленовое/пролиленовое покрытие стальных труб производят в соответствии с НД, согласованной в установленном порядке.

7.1.4 Наружное антикоррозионное полиэтиленовое/полипропиленовое покрытие трубопроводных труб должно иметь трехслойную конструкцию:

- слой 1 — на основе термоплавких порошковых эпоксидных композиций;
- слой 2 — адгезив на основе термоплавких порошковых или гранулированных термостабилизированных полиолефиновых композиций;
- слой 3 — основной защитный слой на основе термосветостабилизиронных полиэтиленовых/полипропиленовых композиций.

7.1.5 Системы изоляционных материалов и конструкции наружного покрытия, предлагаемые для изоляции труб, проходят квалификационные испытания и имеют положительное заключение на применение организациями, согласованными заказчиком объекта.

7.1.6 Наружное антикоррозионное полиэтиленовое покрытие труб выполняют по одному из двух классов (таблица 7.1).

7.1.7 Наружное антикоррозионное полипропиленовое покрытие труб выполняют по одному из двух классов (таблица 7.2).

7.1.8 Концы труб на длине (130 ± 20) мм от торца для труб диаметром 530 мм и менее и (140 ± 20) мм для труб диаметром более 530 мм должны быть свободны от наружного полиэтиленового (полипропиленового) покрытия. Допускается наличие на свободных от покрытия концах (кроме фасок труб) остатков грунтовочного слоя. По требованию проектировщиков на неизолированные концы труб наносят легко удаляемое консервационное покрытие, обеспечивающее защиту от коррозии в атмосферных условиях на период транспортировки и хранения труб.

Таблица 7.1 — Классификация полиэтиленовых покрытий

Условия применения	Класс покрытия	
	специального исполнения	термостойкого исполнения
Максимальный диаметр труб, мм	До 1420 включ.	
Допустимый температурный диапазон эксплуатации, °С	От минус 20 до плюс 60	От минус 20 до плюс 80
Допустимая температура окружающей среды, °С: - при транспортировании, проведении погрузочно-разгрузочных и строительно-монтажных работ - при хранении	От минус 45 до плюс 60 От минус 60 до плюс 60	

Таблица 7.2 — Классификация полипропиленовых покрытий

Условия применения	Класс покрытия	
	нормального исполнения	термостойкого исполнения
Максимальный диаметр труб, мм	До 1420 включ.	
Допустимый температурный диапазон эксплуатации, °С	От 0 до 80	От 0 до 110
Допустимая температура окружающей среды, °С: - при транспортировании, проведении погрузочно-разгрузочных и строительно-монтажных работ; хранении	От минус 20 до плюс 60	

7.1.9 Показатели свойств наружного полиэтиленового/полипропиленового покрытия соответствуют требованиям НД, согласованной в установленном порядке.

7.2 Защитные покрытия соединительных деталей

7.2.1 Для нанесения защитного противокоррозионного покрытия соединительных деталей трубопроводов используют термореактивные материалы. В качестве термореактивных материалов применяют жидкие и порошковые оплавляемые эпоксидные композиции, полиуретановые, эпоксиполиуретановые композиции и другие аналогичного типа.

7.2.2 Материалы, входящие в состав защитного покрытия, отвечают требованиям нормативной и/или технической документации на эти материалы, требованиям технических условий и/или спецификаций, согласованных в установленном порядке, и обеспечивают получение защитного покрытия, отвечающего требованиям настоящего стандарта. Соответствие свойств материалов требованиям технических условий и/или спецификаций гарантируют изготовитель и/или поставщик материалов и подтверждают сертификатами (паспортами качества).

7.2.3 Защитные покрытия соединительных деталей могут быть заводского или трассового нанесения.

7.2.4 Конструкции защитного покрытия могут состоять из одного (основного слоя), двух (грунтовочного и основного слоев) или нескольких (грунтовочного, основного и дополнительного защитного) изоляционных слоев, нанесенных на очищенную поверхность изделий в соответствии с НД, утвержденной в установленном порядке.

7.2.5 Защитные покрытия соединительных деталей в зависимости от максимально допустимой температуры транспортируемого продукта трубопроводов подразделяют на четыре типа в соответствии с таблицей 7.3.

Таблица 7.3 — Классификация защитных покрытий по типам

Тип наружного защитного покрытия	Температура эксплуатации
Пк-40	Температура транспортируемого продукта газопровода не более 40 °С
Пк-60	Температура транспортируемого продукта газопровода не более 60 °С
Пк-80	Температура транспортируемого продукта газопровода не более 80 °С
Пк-100	Температура транспортируемого продукта газопровода не более 100 °С
Примечание — Допускается повышение температуры транспортируемого продукта газопровода на 10 °С при проведении пусконаладочных работ для любого типа покрытия.	

7.2.6 Защитное покрытие соединительных деталей должно соответствовать требованиям, указанным в таблице 7.4.

Таблица 7.4 — Показатели свойств защитного покрытия

Наименование показателя	Значение показателя	Метод испытаний
1 Внешний вид покрытия	Однородная поверхность без пузырей, трещин, отслоений, пропусков, гофр	Визуальный осмотр
2 Диэлектрическая сплошность покрытия. Отсутствие пробоя при электрическом напряжении (при толщине более 1 мм), кВ/мм, не менее	5	С использованием электроискрового дефектоскопа, *
3 Прочность при ударе, Дж/мм, не менее, при температурах: - минус (30 ± 3) °С - (20 ± 5) °С - (40 ± 3) °С	 5 (3)[1)] 6 (5)[1)] 6 (5)[1)]	По ГОСТ Р 51164—98 (приложение А)

* См. [19].

Окончание таблицы 7.4

Наименование показателя	Значение показателя	Метод испытаний
4 Сопротивление пенетрации (вдавливанию): - при температуре 20 °С, не более (все типы), мм в % от исходной толщины: - при температуре (40 ± 3) °С (для Пк-40) - при температуре (60 ± 3) °С (для Пк-60) - при температуре (80 ± 3) °С (для Пк-80) - при температуре (100 ± 3) °С (для Пк-100)	0,3 (0,3)[1)] 20 (15)[1)] 20 (15)[1)] 30 (20)[1)] 30 (20)[1)]	ГОСТ Р 51164—98 (приложение Е)
5 Прочность при разрыве при температуре (20 ± 5) °С, МПа, не менее	8 (12)[1)]	По ГОСТ 11262
6 Относительное удлинение при разрыве при температуре (20 ± 5) °С, %, не менее	20 (5)[1)]	По ГОСТ 11262
7 Стойкость покрытия к отслаиванию при термоциклировании для всех типов, количество циклов без отслаивания и растрескивания покрытия в интервале температур от минус (60 ± 5) °С до (20 ± 5) °С, цикл, не менее	10	По ГОСТ 31448
8 Поры на срезе покрытия, проведенном под углом 45° при 3—5-кратном увеличении	Отсутствие пор на границе между металлом и покрытием	По ГОСТ Р 51164—98
9 Адгезия к стали методом отрыва, для всех типов покрытий, при температуре (20 ± 5) °С, Мпа, не менее	7	ГОСТ 14760, *
10 Снижение адгезии к стали после выдержки в воде в течение 1000 ч, %, не более: - при температуре (40 ± 3) °С (для Пк-40) - при температуре (60 ± 3) °С (для Пк-60) - при температуре (80 ± 3) °С (для Пк-80) - при температуре (95 ± 3) °С (для Пк-100)	 20 30 40 40	ГОСТ 14760, *
11 Площадь отслаивания покрытия при поляризации, $см^2$, не более: - при температуре (20 ± 5) °С 30 сут (все типы покрытия) - при температуре (65 ± 3) °С 24 ч (все типы покрытия) - при температуре (40 ± 3) °С 30 сут (для Пк-40) - при температуре (60 ± 3) °С 30 сут (для Пк-60) - при температуре (80 ± 3) °С 30 сут (для Пк-80) - при температуре (95 ± 3) °С 30 сут (для Пк-100)	 8 8 15 15 20 20	По ГОСТ Р 51164—98 (приложение В)
12 Переходное сопротивление покрытия при температуре (20 ± 3) °С, Ом · $м^2$, не менее: - исходное (для всех типов) - после 100 сут выдержки в 3%-ном растворе NaCl: - при температуре (50 ± 3) °С (для Пк-40) - при температуре (60 ± 3) °С (для Пк-60) - при температуре (80 ± 3) °С (для Пк-80) - при температуре (95 ± 3) °С (для Пк-100)	 108 107 107 107 107	По ГОСТ Р 51164—98 (приложение Г)
13 Влагопоглощение (водопоглощение) через 1000 ч, %, не более: - при температуре (40 ± 3) °С (для Пк-40) - при температуре (60 ± 3) °С (для Пк-60) - при температуре (80 ± 3) °С (для Пк-80) - при температуре (90 ± 3) °С (для Пк-100)	 5 5 8 8	По ГОСТ 4650

[1)] Значение показателя без скобок установлено для покрытий на основе полиуретановых композиций; в скобках — для покрытий на основе эпоксидных композиций.

* См. [12].

7.3 Защитные покрытия сварных стыков

7.3.1 Материалы (конструкции покрытия) для изоляции сварных стыков аттестуют в установленном порядке. Материалы отвечают требованиям технических условий и/или спецификаций на поставку.

7.3.2 Выбор материалов (конструкции покрытия) для изоляции сварных стыков осуществляют с учетом типа основного покрытия, диаметра, температурных условий строительства и эксплуатации, а также условий прокладки трубопровода. Качество изоляции сварных стыков соответствует требованиям настоящего стандарта.

7.3.3 Изоляцию сварных стыков трубопроводов осуществляют с использованием термопластичных и/или термореактивных материалов. Конструкция покрытия для изоляции сварных стыков может включать в себя:

- грунтовочный слой;
- адгезионный слой (слои);
- основной защитный слой;
- дополнительный защитный слой (слои) для защиты от механических повреждений.

7.3.4 В качестве термопластичных материалов для изоляции сварных стыков используют термоусаживающиеся манжеты, нанесение которых производят по слою эпоксидной грунтовки. Для изоляции сварных стыков труб с заводским полиэтиленовым (полипропиленовым) покрытием используют также материалы и конструкции, аналогичные основному (заводскому) покрытию, — эпоксидную грунтовку, плавкий адгезив, защитный полиэтиленовый (полипропиленовый) слой или иные конструкции, отвечающие требованиям настоящего стандарта.

7.3.5 В качестве термореактивных материалов для изоляции сварных стыков применяют жидкие и порошковые оплавляемые эпоксидные композиции, полиуретановые, эпоксиполиуретановые композиции и другие аналогичного типа.

7.3.6 В зависимости от классов заводского покрытия, методов прокладки и допустимых температурных условий эксплуатации изоляцию сварных стыков выполняют по одному из классов, характеристики которых приведены в таблицах 7.5 и 7.6.

Таблица 7.5 — Классификация покрытий для изоляции сварных стыков трубопроводов подводной прокладки траншейным способом с засыпкой грунтом

Наименование показателя	Нормальное исполнение						Термостойкое исполнение	
	Класс покрытия							
	1Н	2Н	3Н	4Н	5Н	6Н	1Т	2Т
Максимальная температура эксплуатации, °С	35		50		60		80	110
Максимальный диаметр трубопровода, мм, включ.	530	1422	530	1422	530	1422	1422	1422

Таблица 7.6 — Классификация покрытий специального исполнения для изоляции сварных стыков подводных трубопроводов свободной прокладки (без закрепления)

Наименование показателя	Класс покрытия			
	1С	2С	3С	4С
Максимальная температура эксплуатации, °С	60		80	110
Максимальный диаметр трубопровода, мм, включ.	530	1422	1422	1422

7.3.7 Покрытие сварного стыка должно быть сплошным, иметь ровную поверхность или повторять рельеф изолируемой зоны сварного стыка. На поверхности покрытия не допускается наличие трещин и пузырей, а также задиров и царапин, снижающих общую толщину покрытия ниже требуемого значения. Для покрытий на основе полимерных лент различия по толщине, обусловленные нахлестами ленты, не являются признаками брака. Для покрытий на основе термореактивных или наплавляемых материалов допускается наличие наплывов высотой не более 1,5 мм.

7.3.8 Длина нахлеста покрытия сварного стыка на заводское покрытие составляет не менее 50 мм.

7.3.9 Показатели свойств изоляции сварного стыка нормального исполнения соответствуют требованиям, указанным в таблице 7.7.

Таблица 7.7 — Требования к свойствам покрытия сварного стыка нормального исполнения

Наименование показателя		Значение для покрытия класса					
		1Н	2Н	3Н	4Н	5Н	6Н
1 Толщина покрытия для трубопроводов диаметром, мм[1], не менее							
- до 530 мм включ.	для термопластичных	1,0	—	1,5	—	1,5	—
	для термореактивных	0,3	—	0,3	—	0,3	—
- св. 530 до 1422 мм включ.	для термопластичных	—	1,5	—	1,5	—	2,0
	для термореактивных	—	0,7	—	0,7	—	0,7
2 Диэлектрическая сплошность покрытия. Отсутствие пробоя при электрическом напряжении, не менее[1]: - для всех типов покрытия толщиной более 1 мм - для термореактивных покрытий толщиной не более 0,5 мм		5 кВ/мм + 5 кВ 3 кВ					
3 Прочность покрытия при ударе при температуре от минус 40 до плюс 40 °С, Дж, не менее		5					
4 Устойчивость покрытий к сдвигу, МПа, не менее: - при температуре 35 °С		0,03		—	—	—	—
- при температуре 50 °С		—	—	0,03		—	—
- при температуре 60 °С		—	—	—	—	0,03	
5 Адгезия покрытия при температуре 23 °С, не менее: - для термопластичных покрытий, Н/см		15	20	30	35	50	70
- для термореактивных покрытий, МПа		5	6	5	6	6	7
6 Адгезия термопластичного покрытия при температуре 23 °С после выдержки в воде в течение 1000 ч, Н/см, не менее: - при температуре 60 °С		10	10	20	20	—	—
- при температуре 80 °С		—	—	—	—	30	50
- при температуре 60 °С		4	4	4	4	—	—
- при температуре 80 °С		—	—	—	—	4	5
7 Переходное сопротивление покрытия в 3%-ном водном растворе NaCl при температуре 23 °С, Ом · м^2, не менее: - исходное		1010 (108)[1]					
- после 100 сут выдержки в 3%-ном водном растворе NaCl при температуре 60 °С		108 (107)[1]					
8 Площадь отслаивания покрытия при катодной поляризации после выдержки в течение 30 сут, см^2, не более: - при температуре 50 °С		15				—	—
- при температуре 60 °С		—	—	—	—	20	

[1] Без дополнительного защитного слоя.

7.3.10 Показатели свойств изоляции сварного стыка термостойкого исполнения соответствуют требованиям, указанным в таблице 7.8.

Таблица 7.8 — Требования к свойствам покрытия сварного стыка термостойкого исполнения

Наименование показателя		Значение для покрытия класса	
		1Т	2Т
1 Общая толщина покрытия, мм, не менее[1)]			
- до 530 мм, включ.	для термопластичных	1,5	—
	для термореактивных	0,5	—
- св. 530 до 1422 мм, включ.	для термопластичных	—	2,5
	для термореактивных	—	1,0
2 Диэлектрическая сплошность покрытия. Отсутствие пробоя при электрическом напряжении, не менее[1)]: - для всех типов покрытия толщиной более 1 мм - для термореактивных покрытий толщиной не более 0,5 мм		5 кВ/мм + 5 кВ 3 кВ	
3 Прочность покрытия при ударе при температуре от минус 40 до плюс 40 °С, Дж, не менее		5	
4 Адгезия покрытия при температуре от 15 до 35 °С, не менее: - для термопластичных покрытий, Н/см - для термореактивных покрытий, МПа		150(100)[2)] 7	200(150)[2)] 7
5 Адгезия термопластичного покрытия при температуре 23 °С после выдержки в воде в течение 1000 ч, Н/см, не менее: - при температуре 80 °С - при температуре 95 °С		80 —	— 100
6 Адгезия термореактивного покрытия при температуре 23 °С после выдержки в воде в течение 1000 ч, МПа, не менее: - при температуре 80 °С - при температуре 95 °С		5 —	— 5
7 Переходное сопротивление покрытия в 3%-ном водном растворе NaCl при температуре 23 °С, Ом · м^2, не менее: - исходное - после 100 сут выдержки в 3%-ном водном растворе NaCl при температуре 80 °С		1010 (108)[1)] 108 (107)[2)]	
8 Площадь отслаивания покрытия при катодной поляризации после выдержки в течение 30 сут, см^2, не более: - при температуре 80 °С - при температуре 95 °С		15 —	— 20

[1)] Без учета толщины дополнительного защитного слоя.

[2)] Для изоляции сварных стыков трубопроводов с утяжеляющим бетонным покрытием, с применением ППУ, кожуха, а также специальных защитных конструкций изоляции стыка.

7.3.11 Показатели свойств изоляции сварного стыка специального исполнения соответствуют требованиям, указанным в таблице 7.9.

Таблица 7.9 — Требования к свойствам покрытия сварного стыка специального исполнения

Наименование показателя	Значение для покрытия класса			
	1С	2С	3С	4С
1 Общая толщина покрытия, мм, не менее[1)]	2,5	3,0	3,5	3,5
2 Диэлектрическая сплошность покрытия. Отсутствие пробоя при электрическом напряжении, кВ, не менее	25			

Оончание таблицы 7.9

Наименование показателя	Значение для покрытия класса			
	1С	2С	3С	4С
3 Прочность покрытия при ударе при температуре от минус 40 до плюс 40 °С, Дж, не менее	20			
4 Адгезия покрытия при температуре от 15 до 35 °С, не менее:				
- для термопластичных покрытий, Н/см	200 (100)[2)]		250 (150)[2)]	
- для термореактивных покрытий, МПа	8		10	
- при температуре 80 °С	80		100	—
- при температуре 95 °С	—	—	—	100
5 Адгезия термореактивного покрытия при температуре 23 °С после выдержки в воде в течение 1000 ч, МПа, не менее:				
- при температуре 80 °С	5		5	—
- при температуре 95 °С	—	—	—	5
6 Переходное сопротивление покрытия в 3%-ном водном растворе NaCl при температуре 23 °С, Ом · м^2, не менее: - исходное - после 100 сут выдержки в 3%-ном водном растворе NaCl при температуре 80 °С - после 100 сут выдержки в 3%-ном водном растворе NaCl при температуре 95 °С	1010 (108)[1)] 108 (107)[1)] 108 (107)[1)]			
7 Площадь отслаивания покрытия при катодной поляризации после выдержки в течение 30 сут, см^2, не более:				
- при температуре 60 °С	15		—	—
- при температуре 80 °С	—	—	20	—
- при температуре 95 °С	—	—	—	20

[1)] Без учета толщины дополнительного защитного слоя.
[2)] Для изоляции сварных стыков трубопроводов с утяжеляющим бетонным покрытием, с применением ППУ, кожуха, а также специальных защитных конструкций изоляции стыка.

8 Требования к электрохимической защите

8.1 Основные требования к организации электрохимической защиты

8.1.1 Морские стальные сооружения, эксплуатирующиеся в зонах погружения и переменного смачивания, подлежат электрохимической защите независимо от коррозионной агрессивности среды.

8.1.2 ЭХЗ морских сооружений осуществляют с помощью протекторов (протекторная защита) и/или установками катодной защиты (катодная защита наложенным током).

8.1.3 Временная ЭХЗ обеспечивает защиту сооружений до начала работы основных средств защиты. Технические решения по временной защите (при ее необходимости) разрабатывают в составе общего проекта и содержат перечень применяемого оборудования ЭХЗ и схемы подключения средств временной защиты.

8.1.4 ЭХЗ морских сооружений обеспечивает непрерывную по времени катодную поляризацию на всей внешней поверхности сооружения, погруженной в морскую воду или грунтовый электролит, в течение всего срока эксплуатации.

8.1.4.1 Основным критерием защищенности морского сооружения является величина его поляризационного потенциала, измеренного относительно ХСЭ сравнения согласно ГОСТ 17792, приведенная в таблице 8.1.

Таблица 8.1 — Критерии защищенности морского сооружения

Условия эксплуатации	Поляризационный потенциал, В (ХСЭ)	
	минимальный	максимальный
Морская среда при нулевой скорости движения	− 0,8	− 1,1
Наличие H_2S в воде и на дне с концентрацией больше 0,2 мг/л	− 0,95	
Для опорных частей платформ в зоне переменного смачивания	− 0,95	

8.1.4.2 Второстепенным критерием защищенности стального морского сооружения является смещение потенциала металла в отрицательную область на 300 мВ при поляризации сооружения от внешнего источника тока.

8.1.4.3 Для морских железобетонных сооружений и трубопроводов с бетонным утяжеляющим покрытием в качестве критерия защищенности от коррозии применяют величину смещения поляризационного потенциала от потенциала свободной коррозии не менее 100 мВ в сторону отрицательных значений. При соответствующем технико-экономическом обосновании ЭХЗ железобетонных конструкций обеспечивают по сниженным критериям смещения потенциала вплоть до полного отказа от ЭХЗ для сооружения.

8.1.4.4 Для морских платформ и береговых причальных сооружений применяют критерий защищенности по плотности защитного тока на специальном электроде, при этом его величину предварительно определяют в рамках комплекса специализированных исследований с учетом внешних коррозионных условий или моделируемых условий эксплуатации конкретного сооружения.

8.1.5 Для защиты от коррозии магистральных трубопроводов и трубопроводов сборных коллекторов используют протекторную защиту, проектируемую на весь расчетный срок службы защищаемых трубопроводов. Протекторы для трубопроводов представляют собой сегменты, монтируемые на трубопровод в виде браслета.

8.1.6 Для защиты морских платформ, подводных добычных комплексов, скважин и портовых сооружений предпочтительно использовать ЭХЗ наложенным током, которую при необходимости усиливают протекторами или группами протекторов, размещаемых на участках, требуемых усиления защиты.

8.1.7 Для обсадных колонн скважин, фонтанной арматуры и скважинной обвязки предусматривают совместную ЭХЗ, для обеспечения которой конструктивно обеспечивают непрерывность электрической цепи между указанными объектами. Точку дренажа тока катодной защиты предусматривают на фонтанной арматуре скважины.

8.2 Требования к протекторной защите

8.2.1 Протекторы применяют как в качестве основного технического средства ЭХЗ, так и в качестве вспомогательного на сооружениях, оборудованных иными техническими средствами катодной защиты.

8.2.2 Протекторную защиту морских сооружений осуществляют протекторами, выполненными из сплавов на основе цинка или алюминия. Протекторы из сплава на основе магния используют в слабоминерализованных грунтах береговых участков или в прибрежной пресноводной зоне дельт рек. Выбор материала осуществляют на стадии проектирования в зависимости от условий эксплуатации согласно таблице 8.2.

Таблица 8.2 — Выбор материала протектора в зависимости от условий эксплуатации

Основа протекторного сплава	Условия эксплуатации
Магний	В грунте, береговые и обводненные участки
	В воде с солесодержанием не более 0,2 %
Алюминий*	В воде с солесодержанием более 0,5 %
	Морские донные отложения
Цинк**	Морские донные отложения, обводненные участки
	В воде при солесодержании не более 0,5 %, в том числе при наличии сероводорода
* При температуре более 80 °С, а также в присутствии сероводорода применение алюминиевых протекторных сплавов не рекомендуется. ** При температуре более 50 °С применение цинковых протекторных сплавов не рекомендуется.	

8.2.3 Требования к электрохимическим свойствам протекторных сплавов приведены в таблице 8.3.

Таблица 8.3 — Электрохимические свойства протекторных сплавов

Основа протекторного сплава	Рабочий электродный потенциал, минус В, не более		Фактическая токоотдача, А · ч/кг, не менее
	МСЭ	ХСЭ	
Магний	1,570	1,450	1430
Алюминий	1,170	1,050	2500
Цинк	1,150	1,030	780

Соответствие электрохимических свойств протекторных сплавов (фактическая токоотдача и рабочий потенциал) требованиям таблицы 8.3 подтверждают лабораторными испытаниями.

8.2.4 Протекторы любого типа при отключении от защищаемого сооружения не пассивируют и при повторном подключении восстанавливают рабочий потенциал.

8.2.5 Протекторы выполняют в виде отливок трапециевидного, полукруглого либо круглого сечения, стержней, полуколец (браслетный тип), прутков, проволок, лент, либо они имеют иную конфигурацию согласно проектным решениям.

8.2.6 Для изготовления арматурного каркаса протекторов используют спокойную малоуглеродистую сталь. Сопротивление узла «арматура — протекторный материал» должно быть не более 0,1 Ом.

8.2.7 Рабочая поверхность протекторов должна быть чистой, без посторонних включений, не допускается присутствие лаков, красок и защитных покрытий. На нерабочую поверхность протектора наносят диэлектрическое покрытие толщиной не менее 100 мкм.

8.2.8 Трещины и сколы, видимые невооруженным глазом на протекторах из цинковых и магниевых сплавов, не допускаются.

8.2.9 Для протекторов из алюминиевых сплавов не допускаются видимые трещины на участках протектора, не полностью поддерживаемых арматурным каркасом. Не допускаются продольные трещины шириной более 0,5 мм и длиной более 20 % длины протектора, поперечные трещины — шириной более 0,5 мм и длиной более 50 % внутреннего диаметра протектора, глубиной более 50 % толщины протекторного материала, покрывающего арматурный каркас.

8.2.10 Внутренние дефекты и газоусадочные пустоты в материале протектора контролируют разрушающими методами на выборке из партии, размер которой оговаривается изготовителем и потребителем. Параметры дефектов должны соответствовать требованиям, приведенным в приложении А.

8.2.11 У протектора, в конструкции которого предусмотрено подсоединение к его арматуре провода, место контакта надежно изолируют от воздействия внешней среды. Контактное соединение провода к арматуре протектора не нарушают в процессе монтажа и эксплуатации протектора.

8.2.12 Кабель, поставляемый с протектором, соответствует ГОСТ 1508 и следующим требованиям:

- имеет токопроводящую многопроволочную жилу из меди сечением не менее 6 мм^2;
- имеет двойную изоляцию и оболочку из материала, соответствующего условиям эксплуатации протектора;
- не имеет трещин, вмятин и пузырей на поверхности провода и кабеля.

8.2.13 Конструкция протектора обеспечивает его равномерное растворение по поверхности в процессе всего проектного срока эксплуатации.

8.2.14 Конструкция протекторов для защиты трубопроводов от морской коррозии представляет собой кольцевой браслет, состоящий из двух отливок полукольцевой формы.

Размеры отливки соответствуют наружному диаметру трубопровода с учетом толщины покрытия и не превышают его более чем на 4 мм.

Допуск на толщину браслетного протектора не превышает ± 3 мм.

Допуск на длину протектора ± 3 % или ± 25 мм (выбирают меньшее значение).

8.2.15 Предельные отклонения массы протекторов от номинальной составляют – 0/+ 6 %.

8.2.16 Тип протекторов, их количество и массу определяют при проектировании системы ЭХЗ сооружения.

8.2.17 Браслетные протекторы, устанавливаемые на трубопроводы, райзеры и шлангокабели размещают на глубине ниже максимального уровня ледового воздействия.

8.2.18 Монтаж протекторов на наружных поверхностях платформ и береговых сооружениях осуществляют с применением диэлектрических проставок (прокладок) для предотвращения непосредственного электрического контакта протектора с защищаемым сооружением.

8.3 Требования к катодной защите наложенным током

8.3.1 В системах ЭХЗ наложенном током применяют следующие элементы: катодные преобразователи, аноды, кабельная продукция, элементы коммутации и коррозионного мониторинга; дополнительно система может содержать: УДЗ, электроизолирующие вставки, блоки совместной защиты, КИП и другие элементы.

8.3.2 Применяемые в системах ЭХЗ морских сооружений катодные преобразователи и блоки совместной защиты должны иметь надежность (с вероятностью 0,9) по следующим показателям:

- по средней наработке на отказ — не менее 25 000 ч;
- по установленному ресурсу — не менее 100 000 ч.

8.3.3 Для электрооборудования системы ЭХЗ предусматривают защиту от возможных импульсных перенапряжений по кабельным цепям питания, нагрузки и телеконтроля.

8.3.4 Подключение электрооборудования системы ЭХЗ выполняют через УЗО с номинальным отключающим дифференциальным током не более 30 мА.

8.3.5 Катодный преобразователь системы ЭХЗ морских сооружений обеспечивает стабилизацию:

- заданного уровня потенциала защищаемого сооружения без омической составляющей и/или с омической составляющей;
- заданного уровня выходного тока.

8.3.6 Функциональными возможностями катодного преобразователя обеспечивают возможность контроля и регулирования выходных параметров:

- выходного тока с погрешностью измерений не более 2,5 %;
- потенциала защищаемого сооружения с погрешностью измерений не более 2,5 %;
- выходного напряжения с погрешностью не более 2,5 %;

а) дистанционного контроля (телесигнализации):

- несанкционированного доступа в шкаф устройства (сигнализация открытия наружной двери шкафа);
- выходного тока;
- потенциала защищаемого сооружения;
- выходного напряжения;

б) дистанционного задания значений уставок (телерегулирования):

- с дискретностью задания выходного тока не более 0,1 А;
- с дискретностью задания потенциала на сооружении не более 0,01 В;

в) дистанционного управления (телеуправления):

- отключением/включением устройства.

8.3.7 Катодный преобразователь оснащают счетчиком электроэнергии и времени наработки.

8.3.8 При температуре окружающей среды от минус 60 до плюс 45 °С и относительной влажности воздуха до 98 % (при температуре окружающего воздуха 25 °С) катодные преобразователи при напряжении питающей сети 230 В обеспечивают номинальные параметры, соответствующие значениям, указанным в таблице 8.4.

Таблица 8.4 — Основные электрические параметры устройств

Параметр	Значение
Диапазон напряжения питающей сети (однофазное, частотой 50 ± 1 Гц), В	220/230 ± 10 %
Номинальное выходное напряжение, В; номинальный выходной ток, А	См. примечания
Пределы задания выходного тока, %, не менее	5...100
Пределы задания потенциала, В, не менее	– 0,5... – 3,5
Отклонение выходного тока от номинального значения, %, не более	2,5
Коэффициент полезного действия, %, не менее	70
Коэффициент мощности, не менее	0,85
Примечания 1 Ряд выходных напряжений: 12; 24; 48; 96 В. Ряд выходных токов: 12 (12,5); 15 (16); 20; 25; 32; 40 (42); 50; 63 (64); 80 (84); 100 А. 2 Параметры указаны при работе устройств на номинальную нагрузку. Максимальная мощность устройства 5 кВт.	

8.3.9 Систему ЭХЗ, состоящую из нескольких катодных преобразователей или элементов регулирования защитного тока, эксплуатируют в режиме с минимальным потреблением электрической энергии. Процедуру оптимизации режимов УКЗ проводят в рамках пусконаладочных работ системы ЭХЗ вводимого в эксплуатацию объекта или текущих коррозионных обследований.

8.3.10 Для обеспечения электрической цепи катодной защиты в морской воде в качестве анодов применяют электроды, рабочие элементы которых выполнены из следующих материалов: ферросилид, магнетит, металлизированный титан, свинцовосеребряные сплавы, обеспечивающие плотность защитного тока не менее 100 А/м^2.

8.3.11 Электрохимический эквивалент материала рабочего элемента электродов анода не превышает значений, указанных в таблице 8.5.

Таблица 8.5 — Электрохимический эквивалент материала рабочего элемента электродов анода

Материал	Электрохимический эквивалент (Q) при токовой нагрузке (I)	
	Q, г/А · год, не более	I, А/м^2, не более
Магнетит	5	100
Ферросилид	500	300
Свинцовосеребряные сплавы	100	500
Платинированный титан, ниобий или тантал	0,01	1000

8.3.12 Кабель электрода анода должен соответствовать требованиям ГОСТ 16442, ГОСТ 15150 по климатическим условиям эксплуатации, а также следующим требованиям:

- одножильный многопроволочный кабель с изоляцией и оболочкой из полимерных материалов;
- сечение токоподводящей жилы — не менее 16 мм^2;
- наличие трещин, вмятин и пузырей на поверхности оболочки не допускается;
- изоляция и оболочка токопроводящей жилы должны быть химически стойкими к воздействию продуктов реакции анодного растворения (в том числе соединений хлора) и условиям эксплуатации (морская вода, рассолы или разбавленные растворы кислот и щелочей).

8.3.13 Аноды имеют надежный контактный узел электрода с токоподводящим проводом, выполненный и изолированный в заводских условиях, соответствующий следующим требованиям:

- контактный узел электродов и токоотводящий провод должны иметь изоляцию с сопротивлением не менее 100 МОм, допускается подтверждение диэлектрической прочности контактного узла с помощью искрового дефектоскопа при напряжении 20 кВ;
- соединение провода с электродом должно выдерживать статическую механическую нагрузку не менее 500 Н.

8.3.14 Для защиты береговых сооружений, эксплуатирующихся в арктических условиях, аноды размещают с заглублением в морское дно на расстоянии не более 500 м от береговой линии.

8.3.15 Все электротехническое оборудование, применяемое в системах ЭХЗ морских сооружений, имеет соответствующее климатическое исполнение по ГОСТ 15150, стойкость изделий к воздействию капель воды (брызг) определяется уровнем расположения технологической площадки, на которой устанавливают оборудование, с учетом требований ГОСТ 14254.

8.3.16 Для кабелей ЭХЗ используют оболочку и изоляцию, устойчивую к воздействию морской среды в течение всего срока эксплуатации. Электрическое сопротивление изоляции кабелей дренажных линий (анодной и катодной) после выдержки в воде в течение 3 ч, пересчитанное на 1 км длины при температуре 20 °С в соответствии с ГОСТ 3345, должно быть не менее 100 МОм.

8.3.17 Прокладку подводных кабельных линий системы ЭХЗ осуществляют совместно с мероприятиями по их защите от повреждений якорями и тралами судов, ледового воздействия, подводных течений и прочих нагрузок, влияющих на целостность электрических цепей.

9 Требования к ингибиторной защите

Для защиты внутренней поверхности промысловых трубопроводов, скважинного оборудования и других объектов при наличии коррозионно-опасных факторов предусматривают ингибиторную защиту.

9.1 Критерии применения ингибиторной защиты

9.1.1 Необходимость применения ингибиторов коррозии определяют в ходе проведения испытаний по определению опытным путем скорости коррозии в реальных или модельных, наиболее приближенных к реальным, эксплуатационных средах. Испытания в зависимости от эксплуатационных сред проводят в соответствии с ГОСТ 9.502, ГОСТ 9.506, ГОСТ 9.514 или другой нормативной документацией, согласованной в установленном порядке, в соответствии с ГОСТ Р 9.905.

При моделировании испытаний по определению коррозионной агрессивности сред, контактирующих с промысловыми трубопроводами, скважинным оборудованием и другими объектами, и эффективности в них ингибиторов коррозии учитывают следующие эксплуатационные условия, оказывающие влияние на их коррозионную активность: минерализация, состав среды, pH, температура, давление, агрессивные газы (H_2S, CO_2, O_2 и др.), механические примеси, органические кислоты, обводненность (влажность) углеводородов и др.

9.1.2 Ингибитор коррозии применяют, если измеренная опытным путем скорость коррозии в присутствии эксплуатационных сред превышает 0,1 мм/год, что в соответствии со шкалой по ГОСТ 9.502 позволяет относить коррозионную активность эксплуатируемой системы к средней и более высоким степеням.

9.2 Требования к ингибиторам коррозии

9.2.1 Ингибитор коррозии должен обеспечивать защиту, гарантирующую эксплуатацию промысловых трубопроводов, скважинного оборудования и других объектов в присутствии имеющихся коррозионно-опасных факторов, перечисленных в 9.1.1, в течение всего проектного срока их службы, при средней скорости общей коррозии не более 0,1 мм/год. Степень защиты от общей коррозии должна быть не менее 85 %, а от охрупчивания (в присутствии H_2S) — не менее 70 %.

9.2.2 Применение ингибиторов коррозии не должно оказывать отрицательного влияния на технологические процессы добычи, промысловой подготовки, транспорта, переработки и хранения углеводородного сырья.

9.2.3 Ингибитор коррозии должен быть термостабилен при температурах эксплуатации.

9.2.4 К ингибиторам коррозии предъявляют дополнительные требования, исходя из специфических условий эксплуатации.

9.3 Технология ингибиторной защиты

9.3.1 Технологии ингибиторной защиты, применяемые для защиты промысловых объектов и трубопроводов, определяют соотношением трех фаз в добываемых, подготавливаемых и транспортируемых средах: газовой, водной и углеводородной.

Две последние, являясь жидкими, при этом не смешиваются, ограниченно растворимы друг в друге и способны образовывать эмульсии.

9.3.2 Выбор соответствующего вида ингибитора (парофазного или жидкофазного) производят по соотношению газовой и жидкой фаз (степень заполнения технологического аппарата или трубопровода) добываемых, подготавливаемых или транспортируемых сред.

9.3.3 Жидкофазные ингибиторы, которые могут быть водо- или углеводородорастворимыми, а также вододиспергируемые применяют при низком газосодержании коррозионно-активной среды (значительная доля жидких фаз) и гидродинамическом режиме, обеспечивающем достаточную степень контакта ингибированных жидких фаз и защищаемой внутренней поверхности промыслового объекта или трубопровода.

Они могут быть водорастворимыми, применяемыми для защиты промысловых объектов и трубопроводов, которые эксплуатируют в условиях значительной обводненности коррозионно-активных сред, или вододиспергируемыми, применяемыми для защиты тех же объектов, работающих в условиях значительного содержания углеводородной фазы.

Углеводородорастворимые ингибиторы применяют для защиты промысловых объектов и трубопроводов, работающих в средах, состоящих преимущественно из углеводородной фазы.

9.3.4 Парофазные ингибиторы применяют для ПКЗ промыслового оборудования, внутри которого существует низкая вероятность конденсации жидких фаз или их содержание настолько мало, что не происходит полного или периодического смачивания внутренней поверхности жидкой средой с жидкофазным ингибитором.

9.3.5 В зависимости от длительности и периодичности проведения ингибиторной обработки технологии подразделяют на постоянные и периодические.

9.3.6 Постоянное дозирование ингибитора, предполагающее непрерывную подачу ингибитора в поток коррозионно-активной среды, обеспечивает надежную защиту промысловых объектов, трубопроводов и высокую эффективность ингибиторных обработок.

9.3.7 Периодическая обработка целесообразна для защиты промысловых объектов и трубопроводов с периодическим режимом работы и (или) подлежащих регулярным технологическим осмотрам и ремонтам, в период проведения или по завершении которых существует возможность проводить обработку ингибитором.

10 Общие требования к строительству и монтажу средств защиты

10.1 Система электрохимической защиты

10.1.1 Установку катодной защиты для системы ЭХЗ наложенным током для морских трубопроводов и портовых сооружений размещают в помещениях береговых объектов или специализированных блок-боксах, аноды располагают на дне или на берегу с заглублением в грунт, их ориентацию относительно защищаемого сооружения выполняют в соответствии с проектными решениями.

10.1.2 Для электрического разделения береговых и подводных участков трубопроводов устанавливают ВЭИ и контрольно-измерительный пункт. Перед монтажом ВЭИ оценивают отсутствие видимых внешних повреждений, выполняют измерение электрического сопротивления, а после врезки в трубопровод и присоединения катодных выводов к трубопроводу проверяют диэлектрическую сплошность защитного покрытия ВЭИ и нанесенной изоляции сварных стыков.

Окончание указанных монтажных работ возможно при величине электрического сопротивления не менее 0,1 МОм, при напряжении 500 В постоянного тока и отсутствии пробоя при испытательном напряжении, соответствующем требованию пункта 2 таблицы 7.8.

10.1.3 Для используемой кабельной продукции перед укладкой и монтажом проверяют величину электрического сопротивления изоляции (8.3.16) и отсутствие видимых повреждений, гофр и вздутий изоляции.

10.1.4 Подключение кабеля ЭХЗ к трубе осуществляют сваркой (пайкой) по технологии, согласованной с эксплуатирующей организацией. Для причальных сооружений, морских платформ и подводных добычных комплексов для присоединения кабелей допускается использование специальных переходных конструкций. Подключение кабеля ЭХЗ к арматурному каркасу браслетного протектора осуществляют сваркой (пайкой).

10.1.5 При осуществлении ремонтных работ, организации дополнительной точки присоединения кабеля ЭХЗ в процессе эксплуатации допускается применение приспособлений, обеспечивающих прямой компрессионный контакт (резьбовым соединением) с защищаемым сооружением.

10.1.6 Место контакта кабеля ЭХЗ и защищаемого трубопровода защищают от воздействия морской среды изоляционными покрытиями, материал которых, технология нанесения и контроля соответствуют рекомендациям завода-изготовителя трубной продукции.

10.1.7 Браслетные протекторы устанавливают в средней части трубы (± 0,5 м от середины трубы) поверх изоляционного покрытия.

10.1.8 Браслетные протекторы, состоящие из полуколец, соединяют между собой методом сварки скоб арматурного каркаса или болтовым соединением.

10.1.9 Электрическое сопротивление проводника между протектором и защищаемой трубой не должно превышать 0,1 Ом.

10.1.10 Не допускается контакт стального каркаса арматуры бетонного утяжеляющего покрытия с протекторами.

10.1.11 При применении браслетных протекторов на трубах с нанесенным утяжеляющим покрытием и при наличии металлополимерной оболочки не допускается изолирование торцевых поверхностей бетона в местах установки протекторов и на участках сварных стыков труб.

10.2 Система ингибиторной защиты

10.2.1 На стадии строительства и монтажа средств ингибиторной защиты реализуют все решения и мероприятия, которые были запланированы на стадии проектирования.

10.2.2 При строительстве системы ингибиторной защиты производят монтаж и наладку взаимосвязанных систем:

- подачи ингибитора (дозирующие установки, точки подачи ингибиторов, соединительные трубопроводы, электроснабжение, выводы на пульты контроля и управления и т. д.);

- контроля подачи ингибитора (точки отбора проб для определения концентрации ингибиторов или другое в зависимости от выбранного метода контроля);

- контроля скорости коррозии (точки ввода образцов, и/или зондов, и/или датчиков в зависимости от выбранного метода контроля, регистрирующих или записывающих устройств и т. д.);

- контроля агрессивных параметров сред (точки отбора проб для определения агрессивных компонентов производственных сред, точки ввода датчиков-измерителей минерализации и/или содержания воды, точки ввода сероводород- и/или кислород-селективных электродов и т. п. в зависимости от выбранного метода контроля).

10.2.3 Системы контроля организовывают в виде независимой системы коррозионного мониторинга, которая будет состоять из групп с определенным набором выбранных средств контроля (точки отбора проб для определения концентраций ингибиторов и агрессивных компонентов производственных сред, а также связанных с ними точек контроля скорости коррозии и точек ввода датчиков/зондов/электродов). Такие группы организуют в пределах одной производственной площадки для упрощения работы и сервисного обслуживания, съема или регистрации полученных данных, а при необходимости можно будет организовать общий ввод/вывод коммуникаций (электроснабжение, связь с пультом контроля и/или управления). Систему коррозионного мониторинга организуют даже в том случае, когда параметры агрессивности рабочих сред недостаточны для применения ингибиторов как средства защиты от коррозии.

10.2.4 Размещение оборудования систем подачи ингибитора и систем коррозионного мониторинга (создание технологических площадок для установки оборудования) определяют в первую очередь технологическими особенностями защищаемого оборудования с учетом выбранных точек подачи ингибитора и контроля. Во вторую очередь принимают возможность размещения или организации технологической площадки под оборудование перечисленных выше систем. В случае удаленного размещения разных частей одной системы предусматривают их надежные соединения, защищенные от случайных повреждений (отводы, эстакады, линии передачи данных, трубопроводы реагентов, линии электропитания и т. д.). Указанное оборудование должно иметь удобный доступ для осмотра и обслуживания (сервиса).

10.2.5 Размещение точек подачи ингибитора определяют выбранной технологией ингибиторной обработки, но в общем случае их устанавливают на входах технологического оборудования, которое нуждается в защите, по отношению к потоку (агрессивных) сред и далее регулярно, чтобы обеспечить полную защиту на всем протяжении данного оборудования. Интервалы между точками подачи ингибитора определяют расстоянием, на которое применяемый ингибитор способен обеспечивать эффективную защиту при выбранном режиме подачи. Если в оборудовании происходит изменение технологических параметров, которые определяют агрессивность (образование конденсата, изменение давления, скорости потока и т. п.), то допускается размещать точку ввода ингибитора непосредственно перед границей критического изменения агрессивного параметра по отношению к потоку.

10.2.6 При отсутствии особых требований к методу подачи ингибитора в агрессивную среду точку подачи организуют в виде врезки или через тройник в верхней точке горизонтально расположенного оборудования или «в бок» для вертикального. Для специализированного оборудования подачи ингибитора (форсунки, распылители и т. д.) предусматривают устройство ввода-вывода для проведения чистки, замены, сервисного обслуживания и точного позиционирования внутренней части. Устройство ввода–вывода рассчитывают на максимальное давление сред в точке подачи, чтобы не прерывать рабочий режим ингибируемого оборудования.

10.2.7 Положение точек контроля скорости коррозии, отбора проб и контроля агрессивных параметров сред определяют методом контроля и требованиями к контролируемому параметру.

При анализе компонентов или контроле скорости коррозии в газовой среде точку отбора проб или точку ввода образцов/зондов/датчиков организуют в верхней части оборудования или в центральной части при круговом (центробежном) движении сред в оборудовании.

10.2.8 При анализе компонентов или контроле скорости коррозии в жидких фазах (вода, конденсат, углеводороды) точку отбора проб или точку ввода образцов/зондов/датчиков/электродов организуют в местах наиболее вероятного их скопления:

- в нижних точках технологического оборудования (местах возможного скопления воды и осадков);

- в районах перепада высот трубопроводов (после спуска, начало подъема, середина прогиба и т. д.);

- в застойных зонах (карманы, заглушенные отводы, фильтры и т. д.);

- в зонах резкого понижения температур, где образуется конденсат (охладители, сепараторы, осушители, дросселирующие устройства и т. д.).

При этом необходимо учитывать, что условия перечисленных выше мест несколько отличаются от общего рабочего режима оборудования.

10.2.9 Контроль скорости коррозии, основанный на определении скорости коррозии образцов, введенных в агрессивную среду, наиболее универсален и представителен. Коррозионное поведение (скорость коррозии, а также вид и форма коррозионных повреждений) образца, изготовленного из того же материала и размещенного в аналогичных условиях, максимально соответствует поведению материала, из которого изготовлено оборудование. Необходимо учитывать, что срок экспозиции введенных образцов всегда меньше, чем у остального оборудования (поверхность которого обычно уже покрыта некоторым количеством продуктов коррозии), но с увеличением срока экспозиции это различие сглаживается.

10.2.10 Вариант метода контроля скорости коррозии, основанный на определении изменения массы образца, помещенного в агрессивные среды (весовой или гравиметрический), наименее требователен к аппаратурному оформлению и прост в организации. Требуемое оборудование — это весы с необходимым пределом и точностью взвешивания. Недостаток — необходимость периодической замены или съема образцов и большой период проведения измерения (обычно не менее суток, в общем случае месяц).

10.2.11 Вариант метода контроля скорости коррозии, основанный на определении электрохимического поведения образца, помещенного в агрессивные среды (поляризационного сопротивления), при необходимом специализированном оборудовании измеряет «мгновенные» скорости коррозии (период проведения измерения обычно 1—2 мин). Это дает возможность проводить быстрый мониторинг и оперативное вмешательство в систему ингибиторной обработки.

10.2.12 Датчики, которые измеряют толщину металлической стенки (электромагнитные и ультразвуковые датчики и т. п.), используют при измерении скорости коррозии, так как на основании их измерений определяют изменение толщины металлической стенки во времени. Но из-за недостаточной точности их используют в основном для проведения дефектоскопии и определения остаточного ресурса оборудования.

10.2.13 При контроле эффективности ингибиторной защиты по снижению скорости коррозии (обычно до величин менее 0,1 мм/год по 9.1.2) точку ввода образцов/датчиков/электродов, общее название которых, независимо от выбранного метода контроля, — узел контроля коррозии (УКК), размещают до и после точки подачи ингибитора, а также в местах согласно 10.2.8, располагая их параллельно по отношению к потоку агрессивных сред.

При количестве точек подачи ингибитора более одной УКК устанавливают отдельно для каждого участка в следующих местах: до и после первичной точки подачи ингибитора и в конце участка (перед следующей точкой подачи ингибитора) и далее идентично на следующих участках, разделенных точками подачи ингибитора.

10.2.14 Если контроль эффективности ингибиторной защиты производят определением защитного действия или коэффициента защиты, то в дополнение к УКК, указанным для определения снижения скорости коррозии, устанавливают еще один УКК, на котором определяют скорость коррозии для неингибированной агрессивной среды, обычно перед самой первой точкой подачи ингибитора. Определяют скорость коррозии для неингибированной среды на УКК после точки ввода ингибитора при условии, что ингибитор еще не подавался или был продолжительный перерыв в его подаче (оба условия являются отклонением от режима ингибиторной обработки).

10.2.15 Точки отбора проб для определения остаточной концентрации ингибитора и агрессивных компонентов сред, а также узлы контроля агрессивных параметров устанавливают после УКК в непосредственной близости по отношению к потоку сред. Проводят отбор проб и контроль агрессивных параметров с данной целью на ближайших точках, предназначенных для производственных нужд.

10.2.16 Оборудование для подачи ингибитора должно соответствовать выбранному методу ингибиторной обработки, но в общем случае учитывают следующие параметры:

- скорость подачи ингибитора обеспечивает необходимую концентрацию ингибитора в потоке сред при рабочем режиме (дебете) (необходимо привести формулу расчета);
- давление закачки ингибитора (напор) должно быть выше, чем максимальное рабочее давление в точке подачи ингибитора (при распылении ингибитора через форсунки напор должен быть увеличен еще на давление распыла);
- объем емкости хранения обеспечивает бесперебойную работу ингибирующей установки при заданном режиме не менее двух недель;
- габариты установки определяют ее мобильность и параметры технологической площадки для ее размещения;

- программирование ингибирующей установки определяет тип, возможность и оперативность управления работой установки (ручное, электронное, автоматическое, дистанционное и т. д.);

- другие особенности исполнения, связанные с технологией закачки, простотой обслуживания, химической стойкостью и т. д.

10.2.17 Оборудование УКК соответствует выбранному методу контроля коррозии, условиям в точке контроля и производит измерение скоростей коррозии с требуемой точностью (допустимой погрешностью). Оборудование УКК имеет возможность обслуживания (проведение замеров, замену образцов и т. д.) без остановки основного оборудования, обеспечивает соблюдение всех правил промышленной безопасности и охраны труда. При выборе оборудования узлов контроля коррозии отдают предпочтение оборудованию с дистанционной электронной регистрацией данных в реальном времени.

Оборудование контроля (агрессивных) параметров сред соответствует выбранному методу контроля, условиям в точке контроля и производит измерение параметров сред с требуемой точностью (допустимой погрешностью).

10.2.18 Все оборудование системы подачи ингибитора и коррозионного мониторинга поверяют и/или аттестуют, выдают сертификат соответствия (безопасности).

11 Общие требования к пусконаладочным работам и испытаниям средств защиты и системы защиты коррозии в целом

11.1 Система электрохимической защиты

11.1.1 Для оборудования ЭХЗ морских сооружений подводного размещения оформляют акты на монтажные работы, утверждаемые представителем эксплуатирующей организации. К таким работам относят:

- монтаж (замену) протекторов;
- монтаж (замену) анодов;
- установку диэлектрических экранов;
- подключение к сооружению катодных выводов или дренажных кабелей;
- монтаж (замену) силовых или сигнальных кабелей;
- установку стационарных электродов сравнения, сенсоров, датчиков и других элементов системы коррозионного мониторинга.

Вышеуказанные акты на подводные монтажные работы хранят в эксплуатирующей организации вместе с исполнительной документацией на систему ЭХЗ в течение всего срока ее эксплуатации.

11.1.2 Ввод в эксплуатацию оборудования системы ЭХЗ осуществляют после процедуры индивидуального опробования ее элементов по программам, согласованным с эксплуатирующей организацией.

11.1.3 Приемку системы ЭХЗ осуществляют на основании результатов приемочного (первичного) коррозионного обследования объекта, которое проводят на новом или реконструированном объекте не позднее 6 месяцев после ввода объекта в эксплуатацию.

11.1.4 Приемку в эксплуатацию системы ЭХЗ объекта эксплуатирующей организацией осуществляют на основании паспорта системы ЭХЗ, согласованного с эксплуатирующей организацией.

11.1.5 Приемочное обследование системы ЭХЗ в целом проводят после индивидуальных испытаний оборудования и средств ЭХЗ.

11.1.6 В процессе приемочного обследования системы ЭХЗ проводят:

- оценку защищенности объекта по поляризационному потенциалу и плотности защитного тока (для объектов, защищаемых УКЗ);
- оценку технического состояния УКЗ, УДЗ, УПЗ, контрольно-измерительных и диагностических пунктов, средств коррозионного мониторинга и ВЭИ;
- оптимизацию режимов работы средств защиты;
- оценку соответствия системы ЭХЗ проектным решениям, в случае выявления несоответствий — формирование корректирующих мероприятий;
- подготовку паспорта системы противокоррозионной защиты вновь построенного и/или реконструированного объекта.

11.1.7 Для систем катодной защиты наложенным током процедуру оптимизации режимов СКЗ проводят в два этапа — до и после формирования катодных осадков на защищаемой поверхности сооружения.

11.2 Система ингибиторной защиты

11.2.1 Систему ингибиторной защиты вводят в эксплуатацию не позднее двух недель после пуска основного производства.

11.2.2 Выход на режим системы ингибиторной защиты определяют по установлению относительно постоянных скоростей коррозии на УКК при непрерывном режиме закачки или не менее чем через 1 месяц после закачки ингибитора при периодической обработке.

12 Общие требования к эксплуатации систем защиты от коррозии морских промысловых объектов и коррозионному мониторингу

12.1 Покрытия для защиты от атмосферной коррозии

12.1.1 ЛКП обеспечивают защиту от атмосферной коррозии металлов в сроки, определенные согласно 6.4.4. В процессе эксплуатации свойства ЛКП не должны снижаться ниже показателей, приведенных в 6.4.5.

12.1.2 Условия эксплуатации атмосферостойких ЛКМ устанавливают в соответствии с ГОСТ 9.104, в зависимости от климатических условий и категории размещения защищаемого объекта по ГОСТ 15150, а также по нормативному документу*.

12.1.3 При изменении климатических условий в дальнейшем при подборе ЛКП осуществляют выбор режимов при проведении испытаний с учетом изменившихся факторов согласно ГОСТ 9.401 и нормативному документу**. Контроль климатических факторов осуществляют в соответствии с ГОСТ 15150, ГОСТ 9.039 и по нормативному документу**.

12.2 Защитные покрытия подводных сооружений и трубопроводов

12.2.1 Проверку состояния наружного защитного покрытия подводных стальных сооружений осуществляют при плановых водолазных обследованиях, а также контролируют при проведении плановых и аварийных ремонтных водолазных работ на отдельных участках сооружения. Состояние защитного покрытия оценивают визуально на наличие несплошностей, участков оголенного металла, гофр и отслоений покрытия от основы.

12.2.2 Диэлектрическую сплошность защитных сооружений в процессе эксплуатации контролируют по изменению величины защитного потенциала, измеренного переносным электродом сравнения вдоль поверхности сооружения, или по наличию скачка напряжения между двумя электродами сравнения, предназначенными для измерения градиента напряжения между двумя фиксированными точками.

12.2.3 Все обнаруженные дефекты защитного покрытия подводного сооружения фиксируют в эксплуатационной документации для последующего определения сроков ремонта поврежденных участков покрытия.

12.3 Электрохимическая защита

12.3.1 Контроль величины защитного потенциала морского сооружения при эксплуатации осуществляют относительно стационарного электрода сравнения длительного действия. При периодических коррозионных водолазных обследованиях допускается использование переносных электродов сравнения, применяемых в том числе для оценки работоспособности стационарного электрода.

12.3.2 Для оценки защищенности морских подводных объектов используют стационарные ХСЭ сравнения с потенциалом относительно стандартного водородного электрода не более (201 ± 6) мВ или переносные (лабораторные) электроды — не более (201 ± 3) мВ. Допускается применение других типов стандартных лабораторных электродов (приложение Б). Отклонение потенциала стационарного ХСЭ в процессе эксплуатации не должно превышать ± 10 мВ в течение одного года.

12.3.3 Эксплуатационный мониторинг катодной защиты морского сооружения включает в себя оценку параметров ЭХЗ и коррозионной агрессивности морской воды или грунта, окружающих сооружение.

12.3.4 Для участков подводных трубопроводов, удаленных более чем на 5 км от берега или морской платформы, предусматривают стационарные точки мониторинга для оценки эффективности ЭХЗ,

---

* См. [18].

** См. [14].

включающей контроль защитных потенциалов, величины тока в трубопроводе, токоотдачу протектора (при наличии), скорости коррозии на специализированных датчиках. В целях снижения эксплуатационных затрат стационарные точки мониторинга включают в систему дистанционного коррозионного мониторинга трубопровода.

12.3.5 Контроль состояния протекторов осуществляют путем измерения их потенциала, силы тока или напряженности электрического поля, а также при визуально-измерительном контроле геометрических размеров протекторов и степени растворения (убыли) протекторного сплава. Все измерения на протекторе выполняют после очистки его поверхности от продуктов коррозии и прочих отложений.

12.3.6 При эксплуатации морских сооружений обеспечивают контроль исправности элементов системы электрохимической защиты.

12.3.6.1 Для анодов систем ЭХЗ с наложенным током контролируют силу тока и оценивают сопротивление дренажной цепи.

12.3.6.2 Для протекторов контролируют силу тока (по контрольным элементам), геометрические размеры и напряженность электрического поля (градиенты потенциала).

12.3.6.3 Кабельные линии (анодные и к защищаемому трубопроводу) контролируют визуально в ходе обследований на доступных участках.

12.3.6.4 Электроды сравнения длительного действия проверяют в ходе периодического обследования путем сравнения с эталоном.

12.3.7 Оценку технического состояния ЭХЗ объекта проводят с периодичностью раз в пять лет в рамках периодического обследования с привлечением специализированных организаций.

12.3.8 Проверку текущей эффективности средств ЭХЗ осуществляют при подводных работах совместно с проведением ТОиР на данном объекте.

12.3.9 Текущий эксплуатационный контроль рабочих режимов средств ЭХЗ и защитных потенциалов в точках мониторинга, размещенных в надводной части объекта, проводят четыре раза в год. При обеспечении дистанционного коррозионного контроля объекта текущий эксплуатационный контроль с привлечением специалистов служб защиты от коррозии проводят с периодичностью один раз в год.

12.4 Ингибиторная защита

12.4.1 Перерывы в работе системы ингибиторной защиты не превышают двух недель. Остановка дозирующих насосов не превышает 24 ч.

Периодичность измерений контрольных параметров определяют методом контроля и производственной необходимостью, но не превышает период, за который происходит существенное изменение контролируемого параметра.

Определение содержания агрессивных компонентов добываемых сред проводят не реже одного раза в две недели.

При постоянной подаче периодичность определения содержания ингибитора в эксплуатационных средах составляет не менее одного раза в неделю в течение выхода системы ингибиторной защиты на рабочий режим и далее — не менее одного раза в две недели. Для периодических ингибиторных обработок периодичность измерения составляет не менее одного раза в неделю. Коррекцию режима ингибиторной обработки при эксплуатации производят после накопления достаточного объема данных системы коррозионного мониторинга. При постоянной подаче ингибитора накопление данных происходит в течение удвоенного срока после выхода системы ингибиторной обработки на рабочий режим. При периодической закачке ингибитора накопление данных происходит в течение двух-трех повторных закачек ингибитора.

12.4.2 При избыточной ингибиторной защите (скорости коррозии менее 0,05 мм/год) снижают скорость подачи ингибитора на 20—30 % от исходной. Если дозирующая установка не уменьшает скорость подачи ингибитора, применяют разведение ингибитора совместимым растворителем.

12.4.3 При недостаточной ингибиторной защите (скорость коррозии более 0,1 мм/год) увеличивают скорость подачи ингибитора на 30—50 % от исходной. Если дозирующая установка не увеличивает скорость подачи ингибитора, применяют более концентрированные растворы ингибитора.

Приложение А
(обязательное)

Контроль внутренних дефектов протекторов разрушающим способом

Количество и методику выборки протекторов для разрушающего контроля выбирают с учетом конструкции протектора, общего их количества и предварительных требований.

Протекторы трапециевидного или круглого сечения рекомендуется разрезать в поперечном сечении на 25, 33 и 50 % от номинальной длины или в других выбранных местах для определенных конструкций протекторов. Поверхности среза при осмотре без увеличения должны соответствовать следующим критериям:

- площадь газовых пузырей и пор должна быть не более 2 % суммарной поверхности всех сечений, но не более 5 % для каждого отдельного сечения;
- площадь неметаллических включений должна быть не более 1 % общей поверхности сечений и не более 2 % для каждого отдельного сечения;
- протяженность пустот (отсутствия контакта) между арматурой и анодной массой должна быть не более 10 % периметра арматуры по всем сечениям, но не более 20 % для каждого отдельного сечения.

Браслетные протекторы рекомендуется разрезать в поперечном либо продольном направлении на 25 и 50 % номинальной длины либо в других согласованных сечениях для определенных конструкций протекторов. Поверхности среза при визуальном осмотре без применения увеличительных приборов должны удовлетворять следующим критериям:

- площадь газовых пузырей и пор должна быть не более 2 % суммарной поверхности всех сечений, но не более 5 % для каждого отдельного сечения;
- площадь неметаллических включений должна быть не более 1 % общей поверхности сечений и не более 2 % для каждого отдельного сечения;
- протяженность пустот (отсутствия контакта) между арматурой и анодной массой должна быть не более 10 % периметра арматуры по всем сечениям, но не более 20 % для каждого отдельного сечения.

Соответствие положения арматуры в анодной массе протектора конструкторской документации подтверждают прямыми измерениями на поверхностях среза.

По согласованию между поставщиком и потребителем предусматривают другие процедуры контроля.

Приложение Б
(справочное)

Электроды сравнения и их применение в морской воде

Наименование электрода сравнения	$E_{мин}$ углеродистой стали относительно электрода*	Формула пересчета $E_{защ}$ к шкале ХСЭ с морской водой	Область применения	Примечание
Хлорсеребряный в морской воде, $ХСЭ_{м.в}$	Минус 800 мВ	—	В морской воде, в системах ДКМ	—
Насыщенный, $ХСЭ_{нас}$	Минус 760 мВ	$ЕХСЭ_{м.в} = ЕХСЭ_{нас} - 40$	Лабораторные измерения	—
Насыщенный каломельный, НКЭ	Минус 780 мВ	$ЕХСЭ_{м.в} = ЕНКЭ - 20$	Для обследований на объекте, при лабораторных измерениях	—
Цинковый, Zn	250 мВ	$ЕХСЭ_{м.в} = EZn - 1050$	В морской воде, в системах ДКМ	Для поддержания работоспособности необходимо пропускание малого анодного тока
Насыщенный медно-сульфатный, МСЭ	Минус 850 мВ	$ЕХСЭ_{м.в} = ЕМСЭ + 50$	—	Не рекомендуется использовать в морской воде с соленостью свыше 1,0 г/л
* При температуре 25 °С.				

Библиография

[1] ИСО 15589-2:2012 (ISO 15589-2:2012) Промышленность нефтяная и газовая. Катодная защита систем транспортирования по трубопроводам. Часть 2. Морские трубопроводы (Petroleum, petrochemical and natural gas industries. Cathodic protection of pipeline transportation systems — Part 2: Offshore pipelines)

[2] ИСО 8501-3:2006 (ISO 8501-3:2006) Подготовка стальной поверхности перед нанесением красок и относящихся к ним продуктов. Визуальная оценка чистоты поверхности. Часть 3. Степень подготовки сварных швов, кромок и других участков с дефектами поверхности (Preparation of steel substrates before application of paints and related products — Visual assessment of surface cleanliness — Part 3: Preparation grades of welds, edges and other areas with surface imperfections)

[3] ИСО 8502-6:2006 (ISO 8502-6:2006) Подготовка стальной поверхности перед нанесением красок и относящихся к ним продуктов. Испытания для оценки чистоты поверхности. Часть 6. Извлечение растворимых загрязняющих веществ для анализа. Метод Бресле (Preparation of steel substrates before application of paints and related products — Tests for the assessment of surface cleanliness — Part 6: Extraction of soluble contaminants for analysis. The Bresle method)

[4] ИСО 8502-9:1998 (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)

[5] ИСО 8501-1:2007 (ISO 8501-1:2007) Подготовка стальной поверхности перед нанесением красок и относящихся к ним продуктов. Визуальная оценка чистоты поверхности. Часть 1. Степени ржавости и степени подготовки непокрытой стальной поверхности и стальной поверхности после полного удаления прежних покрытий (Preparation of steel substrates before application of paints and related products — Visual assessment of surface cleanliness — Part 1. Rust grades and preparation grades of uncoated steel substrates and of steel substrates after overall removal of previous coatings)

[6] ИСО 8503-1:2012 (ISO 8503-1:2012) Подготовка стальной поверхности перед нанесением краски или родственных продуктов. Испытания характеристики шероховатости стальной поверхности после струйной очистки. Часть 1. Компараторы ISO для сравнения профилей поверхности при их оценке после абразивно-струйной очистки. Технические условия и определения (Preparation of steel substrates before application of paints and related products — Surface roughness characteristics of blast-cleaned steel substrates — Part 1: Specifications and definitions for ISO surface profile comparators for the assessment of abrasive blast-cleaned surfaces)

[7] ИСО 8502-3:1992 (ISO 8502-3:1992) Подготовка стальных подложек перед нанесением красок и связанных с ними продуктов. Испытания для оценки чистоты поверхности. Часть 3. Оценка запыленности стальных подложек, приготовленных 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)]

[8] ИСО 2808:2007 (ISO 2808:2007) Краски и лаки. Определение толщины пленки (Paints and varnishes — Determination of film thickness)

[9] ИСО 19840:2012 (ISO 19840:2012) Краски и лаки. Защита от коррозии стальных конструкций с помощью лакокрасочных систем. Измерение толщины высушенных покрытий на шероховатых поверхностях и критерии приемки (Paints and varnishes — Corrosion protection of steel structures by protective paint systems — Measurement of, and acceptance criteria for, the thickness of dry films on rough surfaces)

[10] ИСО 2409:2013 (ISO 2409:2013) Краски и лаки. Испытание методом решетчатого надреза (Paints and varnishes — Cross-cut test)

[11] ИСО 16276-2:2007 (ISO 16276-2:2007) Антикоррозионная защита стальных конструкций защитными лакокрасочными системами. Оценка и принятые критерии адгезии/когезии (сила отрыва) покрытия. Часть 2. Испытания решетчатый надрез и Х-образный надрез [Corrosion protection of steel structures by protective paint systems — Assessment of, and acceptance criteria for, the adhesion/cohesion (fracture strength) of a coating — Part 2: Cross-cut testing and Xcut testing]

[12]	ИСО 4624:2002 (ISO 4624:2002)	Краски и лаки. Определение адгезии методом отрыва (Paints and varnishes — Pull-off test for adhesion)
[13]	АСТМ Д 5162—08 (ASTM D 5162—08)	Стандартная практика для определения дефектов неэлектропроводного защитного покрытия на металлической подложке [Standard Practice for Discontinuity (Holiday) Testing of Nonconductive Protective Coating on Metallic Substrates]
[14]	ИСО 12944-1:1998 (ISO 12944-1:1998)	Краски и лаки. Антикоррозионная защита стальных конструкций с помощью защитных лакокрасочных систем. Часть 1. Общее введение (Paints and varnishes — Corrosion protection of steel structures by protective paint systems — Part 1: General introduction)
[15]	ИСО 20340:2009 (ISO 20340:2009)	Краски и лаки. Требования к рабочим характеристикам защитных окрашивающих систем для морских и аналогичных сооружений (Paints and varnishes — Performance requirements for protective paint systems for offshore and related structures)
[16]	ИСО 16474-1:2013 (ISO 16474-1:2013)	Краски и лаки. Воздействие искусственных атмосферных условий на покрытия. Воздействие люминесцентных ламп ультрафиолетового излучения и воды (Paints and varnishes — Exposure of coatings to artificial weathering — Exposure to fluorescent UV lamps and water)
[17]	ИСО 9227:2012 (ISO 9227:2012)	Испытания на коррозию в искусственной атмосфере. Испытания в соляном тумане (Corrosion tests in artificial atmospheres — Salt spray tests)
[18]	ИСО 12944-2:1998 (ISO 12944-2:1998)	Краски и лаки. Антикоррозионная защита стальных конструкций с помощью защитных лакокрасочных систем. Часть 2. Классификация окружающих сред (Paints and varnishes — Corrosion protection of steel structures by protective paint systems — Part 2: Classification of environments)
[19]	АСТМ G 62—07 (2013) [ASTM G 62—07 (2013)]	Стандартные методы определения пропусков в защитном покрытии трубопровода (Standard Test Methods for Holiday Detection in Pipeline Coatings)

УДК 620.193.197:006.354
621.643:006.354

ОКС 75.200
47.020

Ключевые слова: морские трубопроводы, морские платформы, подводно-добычные сооружения, противокоррозионная защита, электрохимическая защита, защитное покрытие, ингибиторная защита

БЗ 4—2018/59

Редактор *Л.В. Коретникова*
Технический редактор *И.Е. Черепкова*
Корректор *Е.М. Поляченко*
Компьютерная верстка *Д.В. Кардановской*

Сдано в набор 22.11.2018. Подписано в печать 17.12.2018. Формат 60 × 84 1/8. Гарнитура Ариал.
Усл. печ. л. 4,65. Уч.-изд. л. 4,18.
Подготовлено на основе электронной версии, предоставленной разработчиком стандарта

ИД «Юриспруденция», 115419, Москва, ул. Орджоникидзе, 11.
gost.e-ecolog.ru gost.e-ecolog.ru

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

gost.e-ecolog.ru