

ПРЕДИМСТВА И НЕДОСТАТЪЦИ НА ИЗВЕСТНИТЕ ИЗОЛАЦИИ. КРИТЕРИИ И КЛАСИФИКАЦИЯ ЗА ИЗБОР НА ИЗОЛАЦИЯ СПОРЕД РИСКА ЗА ВЪЗНИКВАНЕ НА КОРОЗИЯ

Теодора Христова

Минно-геоложки университет "Св. Иван Рилски", 1700 София, teodora@mgu.bg

РЕЗЮМЕ. В статията са разгледани различни методи и критерии за избор на изолация. Критериите са класифицирани по важност на базата на теоретични и експериментални данни. Приложени са гранични стойности за прилагане за всеки вид покритие. Въз основа на направената класификация на критериите, с цел постигане на оптимални резултати на защита, е установена необходимостта от изработване на точкова система за избор на изолация в зависимост от скоростта на стареене, почвените условия и материала, от който е изработено съоръжението.

ADVANTAGES AND DISADVANTAGES OF KNOWN INSULATIONS. CRITERIA AND CLASSIFICATION FOR SELECTION OF THE INSULATION IN ACCORDANCE TO RISK ASSESSMENT FOR OCCURRENCE OF CORROSION TITLE

Teodora Hristova

University of Mining and Geology "St. Ivan Rilski", 1700 Sofia, e-mail: teodora@mgu.bg

ABSTRACT. The article discusses different methods and criteria for selection of insulation. Criteria are classified by importance based on theoretical and experimental data. The limits at application of each type of coatings are enclosed. Having in mind classification of criteria, and in order to achieve optimal results of protection, it is grounded the need for development of a scoring system for selection of insulation in accordance to the speed of aging, soil conditions and the material from which it is constructed facility.

Въведение

Мрежата от подземни комуникационни структури, чрез която се доставят суровини като вода, газ, нефт и други, непрекъснато се разраства. Безаварийната работа на подземните тръбопроводи е свързана с ефективна защита, като тя може да е активна или пасивна. Пасивната защита е изолация, а активната е катодна или протекторна защита.

Първо се избира изолацията, след което при нужда се имплементира и електрохимическа защита. Изборът на покритие зависи от материала на тръбопровода, вида на транспортирания флуид, вида на почвата, през която минава структурата. Това е ключов момент, за да се гарантира живота на инсталираните тръбопроводи, независимо че облицовката представлява само 5% от общата стойност.

Определяне на критерии за избор на изолация

Разнообразието от защитни покрития е огромно и специалистите са затруднени в избора на най-подходящото и затова се ръководят от държавните стандарти. По БДС 15704-83 и БДС 15705-83 се обобщават основните критерии за избор, които са:

1. Механична якост, която осигурява запазване на покритието по време на монтажа (при превозване и полагане на тръбите в изкопите) и от натоварването на почвата при експлоатацията на газопровода.
2. Пластичност, която осигурява поемане на деформациите при въздействието на ниски или високи температури, по време на монтажа и в процеса на експлоатация.
3. Добра адхезия към метала.
4. Изолация срещу провеждане на електрически ток.
5. Устойчивост на биологични въздействия.

Подобни са критериите, действащи и в други държави. Те дават допустими граници, в които трябва да се вмести избраният за облицован материал, но с тях не може да се направи оценка за избор между две различни алтернативи. В тях не е посочена комбинацията от фактори, които са подходящи за определени почвени и експлоатационни условия. Така например в една глинеста, влажна почва, в която липсват остри предмети и големи камъни са необходими качества като влагонепропускливост, пластичност, биологична устойчивост и добра адхезия. Не се изисква отлична утойчивост на износване. Затова се поражда необходимостта от критерии, според които да се оценят характеристиките на покритията в зависимост от риска от аварии.

Оценка на характеристиките могат да се заимстват от класациите според честотата на възникване на аварии и

причините за това. Те могат да се използват за определяне на тежестта на влияние на факторите при сравняване на няколко алтернативи (Sankara):

1. Съвместимост с катодна защита.
2. Наличие и размер на дупки.
3. Дисбондмент.
4. Образуване на мехури.
5. Адхезия.
6. Кохезия (загуба на сближаване).
7. Просмукване на вода.
8. Проникването на газове.

Според цитираната класация, най-големият дял за авария се пада на проблеми в катодната защита, като рискът се повишава в следния ред на изследваните материали: синтезирана епоксидна смола (FBE), емайл на основа въглищен катран, асфалт емайл, полиетиленова лента, мастик асфалт и уретанови покрития. Недостатък на метода е, че има случаи в практиката, когато не се налага активна защита. Освен това процентът на дефектите е докладван общо, без да се вземат предвид специални условия на средата или на работа, като пренасяне на флуид с висока температура, хлорирана вода, почви с висока корозионна активност, голям диаметър на тръбопровода. Така например промяната на рН на средата води до намаляване на ефективността на катрананата и епоксидната изолации. В почви с високо рН и високо съдържание на въглероден диоксид под тях се развива крекинг корозия т.е. дори с отлични показатели по останалите критерии, то те са несъвместими в такава среда.

Според друго изследване е установено (Vincent, 1999), че най-голям процент на аварията в газопроводите се дължи на загубата на адхезия и кохезия - 48,8%; поява на мехури 26,8%; загуба на покривни механични свойства - 9,7%, преминаване на газове и флуиди - 9,7%, поява на дупчици 9,7%. Цитираните проценти надхвърлят 100%, тъй като в някои от случаите е наблюдавана появата на няколко дефекта едновременно. Според тази класация основни фактори за избор са качества като кохезията и адхезията.

Ясно е, че класацията на аварията не дава еднозначна оценка за важността на всеки фактор и приложимостта на определена изолация. Приложимостта трябва да се определя според конкретни почвени условия. В класациите не се определя съвместимостта на вида на материала на тръбопровода с облицовката. Като цяло класациите на аварии могат да се обединят под общата оценка „скорост на стареене на изолацията на тръбопровода“. При стареенето се променят нейните защитни функции и специфично съпротивление, при което трябва се преизчислява стойността на защитния ток, подаван към комуникацията, но те не са определящи за избор на покритие.

В практиката се използват лабораторни изследвания за прогнозиране на стареенето на облицовките, но повечето са краткосрочни, защото липсват наблюдения и модели за предсказване в дългосрочен план (Shiwei, 2011).

Ето защо е необходима единна система от фактори за класиране на покритията, според целите на всеки проект. В такава система трябва да се включат изискванията по стандарт, наблюденията относно аварията, резултати от лабораторни тестове, обособени в следните групи:

1. Критериите обосновани от стандарта – съвместимост с материала на тръбата, механична якост, добра адхезия, високо съпротивление, работна температура, пластичност и биологична устойчивост.
2. Инфраструктурни критерии - работа при специални условия, корозионна активност на почвата, диаметър на тръбата, пористост на изолационния материал.
3. Критерии, определящи съвместимостта с електрохимична защита и защита от блуждаещ ток.
4. Цена.
5. История на аварията.

Стойности на параметрите на изолационните покрития според критериите за избор

Различни специалисти биха имали различни мнения при определяне на подходящата облицовка според тези пет групи от критерии, защото задачата е много трудна поради многофакторността и съвместното въздействие на отделните компоненти от една страна, а от друга припокриването на критериите в отделните групи. Затова е нужно според всеки от критериите, подредени по важност, да се класират органичните материали, като най-често прилагани за подземни тръбопроводи.

1. Резистентност на почвата. Това е най-важният фактор, според който се проектира електрохимическата защита и се избира изолация. Според съпротивлението на почвата се препоръчват следните алтернативи: 0-1000 Ω/m^3 - епоксидно, полимер три слоя от хибриден тип, 1,001-3,000 Ω/m^3 - епоксидно, полимер три слоя от хибриден тип, 3,001-10,000 епоксидно, полимер, полиуретан, >10,001 Ω/m^3 - всички видове покритие, няма нужда от КЗ.

2. Съвместимост с катодна защита. Критериите за съвместимост с катодна защита са:

- липса на екраниращ ефект спрямо защитния ток, според електрическото съпротивление на изолацията [Ωm^2];
- защитна плътност на тока [mA/m^2] за различни периоди от експлоатацията на тръбопроводите [год];
- площ на дефектите спрямо общата площ [mm^2/m^2];
- липсата на отслояване на покритието при действие на катодната защита (дисбондинг);
- максимален (по абсолютно стойност) защитен потенциал в дренажната точка и входно съпротивление на тръбопровода.

За да се оцени нивото на съвместимост на отделните изолации с катодната защита, те трябва да се класират според дисбондинг и стойността на необходимия защитен ток.

Дисбондинг е намаляването на адхезията при действие на катодната защита т.е. по този критерий може да се извърши класация на съвместимите с катодна защита

покрития в следния ред – Емайл (Coal Tar Enamel), Полиетилен, Полиуретан, Епоксидни, 3 слоен полиетилен (3 Layer PE) (Malik; Alan J. Kehr; Shiwei, 2002). При другите материали също може да се използва катодна защита, но при тях по-рано се появява отлепване. Пористата структура на облицовката води до възникването на катодна или анодна деполяризация в резултат на действие

на блуждаещ ток. Най-добра защита от блуждаещ ток има полиетиленът.

По втория критерий от съвместимостта с катодната защита в таблица 1 са дадени стойностите на необходимия защитен ток или потенциал.

Таблица 1

Вид покритие	Дисбондинг	Необходим защитен ток или потенциал
Епоксидно покритие	3,75-4,50 mm	50 $\mu\text{A}/\text{m}^2$
Полимер 2 слоя	6-11 mm	200 μA
Полимер три слоя с мистик лепило	6-11 mm	200 μA
Полимер 3 слоя с кополимер	4-9 mm	200 μA
Полимер 3 слоя нов хибриден тип	7-9 mm	200 μA
Асфалт	Съществува отслояване	250 μA
Катран	Съществува отслояване	Няма КЗ
Емайл - Coal Tar Enamel	2,50 mm - 3.25 mm	100 $\mu\text{A}/\text{m}^2$
Винил	Съществува отслояване	Няма КЗ
Polyether urethanes	Наблюдава се отслояване при $t > 50^\circ\text{C}$ Течен 10-35 mm Твърд 3-15 mm	250 μA
Phenolic resin	Съществува отслояване	Няма КЗ

3. Температура на работа. Това е един от най-важните инфраструктурни критерии за избор, който може да бъде и ограничаващ фактор, защото в практиката съществуват примери за работа при много ниски (-20°C) или много високи температури (над 160°C), при които материалът трябва да издържа продължително време без да се напука. Ето и работните температурни диапазони на някои от често прилаганите органични покрития: епоксидни (FBE) $100-120^\circ\text{C}$, Полимер 2 слоя – до -20°C за долна граница, полимер с мистик лепило – до 40°C за горна граница, полимер с кополимерно лепило над 140°C (препоръчва се за топлопроводи), полимер 3 слоя с хибриден тип – до 110°C , асфалт – до -40°C (препоръчва се за зони на север), катран 60°C (над тази температура започва да пропуска вода), емайл 30°C , винил - в малък температурен диапазон до 30°C , Polyether urethanes 120°C , Phenolic resin над 200°C (Malik, Kuruvila, S. Guan).

4. Образуване на мехури. При наличие на дупки, катодната защита увеличава техния размер и брой. Тъй като образуването на дупки зависи и от комплекс от фактори на средата, не могат да се дадат точни стойности за дефектиране на различните видове изолации.

5. Адхезия е загуба на сцепление. Силата на адхезията е сума от няколко компонента – механично сцепление, полярно сцепление и най-силната компонента е химично сцепление. Механично сцепление е силата на притегляне на покритието към металната основа, полярното е силата на привличане между положителните и отрицателните полюси на субстратите, а химическото е силата на връзките между молекулите. Причините за загуба на адхезия могат да са различни – недобре

обработена повърхност, несъвместимост на материал на тръбопровода с покритието, неспазване на технологията на поставяне и транспорт. Запазването на адхезията намалява в следния ред (разпределението е за стомана): FBE, 3-слоен полимер с ново хибридна свързка, винил, 3 слоен полимер с кополимер, Полиуретан, катран, асфалт, тал, 3-слоен полимер с мистик лепило (Kehr).

6. Кохезия е загуба на сближаване. При много силна адхезия и при слаби връзки в субстрата е възможно той да започне да се цепи на слоеве. Ефектът е по-силно изразен при многослойните изолации и в такива случаи защитата на съоръжението е частична.

Предвид факта, че кохезионната здравина зависи от стойността на адхезионната в повечето изследвания стойностите за кохезията не се дават, а се отбелязва успешното преминаване на теста. Правилото за адхезионната и кохезионната здравина е, че адхезионната трябва да е по-голяма от кохезионната. При изследвания е установено, че когато има отлична кохезия, тръбопроводът е покрит идеално и ниските стойности на защитния ток не достигат до съоръжението, т.е. то е „екранирано”. При дефекти в резултат на загуба на кохезия, защитният ток достига до съоръжението и то е по-добре защитено. Поради такива причини питинг корозия е причинила 40% загуби на тръбопроводи, защитавани с полиетиленови ленти на въглищна основа в Близкия изток, които се отличават с отлична кохезия (Kuruvila, 1993).

7. Просмукването на вода през покритието създава електрохимични клетки, улесняващи условията за корозия. Възниква във водни условия или влажна среда.

Лабораторно се правят различни тестове с вариране на времето за изследване и според едно от тях (Buddhadeb) пропускливостта се повишава в следния ред: 3 слойни полиетелинови ленти - 2.90 g/mm², въглищна лента - 2.96 g/mm², емайл - 3.02 g/mm², епоксидно - 5.84 g/mm², полиуретан - 8.77 g/mm², усилен епоксидни - 9.08 g/mm², полиетиленови ленти - 21.33 g/mm². Изпитанитанията за влагонепропускливост се правят и при добавяне на агресивни вещества като хлор, натриев сулфат и други.

8. Проникването на газове има ограничен ефект върху цялостното разрушаване на облицовките. То възниква при наличие на определени видове газове. В зависимост от експлоатационните условия се прилагат различни тестове. По принцип материалите с по-сложна структура пропускат по-малко газове, т.е. тенденцията е подобна като водопрпускливостта (Shiwei, 2002).

9. Издръжливост на механични въздействия и пластичност. Устойчивостта на износване е най-ниска при течните FBE - от 0,38 mm до 0,55 mm, а за полиетилен е 1,10 mm (Malik; Kehr; Kuruvila, 2002; Guan).

10. Специални условия:

- Киселинност. Областите на приложимост според pH са следните: емайл (издържа на всякакво pH, също и на фосфорна киселина); асфалт, винилуретан 2-13 pH; катран – в областта 5-8 pH; полиетилен за всички видове 6-8 pH; епоксидни – под 8 pH; Phenolic resin – над 8 pH (Malik; Kehr; Guan).

- Съдържание на нитрати. Съдържанието на нитрати в почвите се повишава в резултат на наторяването. Редът на издръжливост е: емайл, винил, полетилен, полиуретан.

- Вид на почвата. За всеки материал са дадени особеностите на прилагане: FBE – за засолени, абразивни, влажни почви; полимер – за мергели, глина; тал – за каменна и глинеста; асфалт – за глина; катран – за глина; емайл – не издържа на органични замърсители, глинеста и засолена почва; винилът и Phenolic resin са подходящи при глинеста, приливо-отливна зона, сладководни; полиуретан не издържа на засолени почви.

- Съдържание на бактерии, редуциращи сулфатите до сулфиди. На бактерии издържат: емайл, полиетилен, катран, асфалт, FBE, а не издържат - винил и полиуретан.

- Соленост. Хлорид, съдържащият разтвор в почвата има високото осмотично налягане, което допринася за проникване на влага, загуба на сцепление, поява на мехури и дисбондинг. Ето защо максимално допустимото ниво на хлориди е 2 µg/cm² според NACE стандарти. Солеността се изследва съвместно с други показатели като температура на работа или влажност на средата, ето защо липсват конкретни данни в литературата.

11. Инфраструктурни фактори

- Диаметър на тръбата. Катран, емайл, епоксидно покритие и полимер с кополимер са подходящи за тръби над 660 mm в диаметър, в диапазона 660-100 mm в диаметър се избират винил, асфалт, и полимер с мистик лепила, а за по-малки тръби - полимер 2 слоя, тал (Kehr).
- Материал на тръбата - чугун или стомана. За стомана повечето органични материали имат

отлични защитни свойства, но за чугун се препоръчва полиетилен (Maillard, 1985).

- Експлоатационен период. Повечето разгледани изолации издържат до 30 години, а винилът 20 години.
- Тестване и поставяне. Асфалт, катран, Phenolic resin, полиуретан и полимер се поправят лесно, епоксидното покритие и винилът имат по-трудоемка поправка, а емайлът се реновира най-трудно.

12. Цена на облицовките. Независимо, че представлява само 5% от цената на тръбопровода, при не добре избрано покритие разходите за поддръжка и ремонт могат да са много високи. При оценка на две близки по всички други характеристики алтернативи, въз основа на фактор цена се избира икономически изгодното предложение. Цената се формира от три основни компонента – поставяне, обслужване на съоръжението (разход за електроенергия, ремонти), експлоатационен период. Ниска цена имат катран и полимер от хибриден тип, средна – асфалт, емайл. Останалите имат висока цена.

13. История на аварията. По този показател безспорен фаворит е полиетиленът.

Ако по предложените критерии се сравнят FBE (екструдирана епоксидна смола), полиетилен и полиуретан (работят в близък температурен диапазон и са съвместими с КЗ), може да се стигне до следните изводи: полиуретанът има максимално сцепление, докато полиетиленът има минимални себестойности. По издръжливост на катодна защита най-добър е FBE, а най-лоши показатели има полиуретанът. Полиуретанът пропуска вода, а в някои модификации като Aqualine 600 A се наблюдава образуване на мехури (Guan). При пропускливост на газ полиуретанът издържа най-малко. FBE изисква най-ниска стойност на защитния ток, а най-висока – полиуретанът. От друга страна е установено, че във влажна среда се наблюдава катодно отлепване между епоксидната и полиетиленовата част за трислоен полиетилен при температура много по-ниски от работните (60°C) по спецификации (Melot, 2009), което показва, че при съвместното действие на няколко фактора се променя устойчивостта на съответния материал.

Въз основа на направения анализ и дадените примери трудно може да се избере покритие, дори ако се включат диференциращи фактори като цена и диаметър на тръбопровода. Освен това на пазара непрекъснато се въвеждат новости като производството на тръбопровода от специални стомани, което позволява стените да са по-тънки. Това налага нови изисквания при полагането на защита, защото при нагряване на стоманата с висока температура над 230°C (каквато е температурата на полагане на FBE), се нарушават нейните якостните качества. Затова е разработено ново епоксидно покритие - НРСС, което се полага при температура от 174°C т.е. по-ниска от стандартната (Vincent, 1999). Друга тенденция е за отдалечени райони производство на тръби с голям диаметър, което създава предизвикателства при поставянето на трислойни ленти над заваръчните шевове. (Vincent, 1999).

Наличието на толкова много критерии прави трудна оценката на приложимостта на всяка изолация. Във всяка среда има различни фактори, които действат синергично и предложените примери не винаги могат да се използват за получаване на реална представа за защитните свойства на разглежданите материали. Съществуват и специфики при полагането като например епоксидните изолации могат да се полагат твърди (на прах) или течни (да се облива тръбопровода). В зависимост от метода на нанасяне се придобива различна адхезия, кохезия, катодно отлепване, екраниране на защитния ток, пластичност и други. За постигане на реална представа за предимствата и недостатъците на определено покритие спрямо друго са необходими допълнителни тестове съобразно конкретните условия на експлоатация.

Извод

Изброените критерии дори и подредени по важност не са единна система, според която да се направи избор на пасивна защита. Ето защо се налага да се изработи точкова система, в която всеки фактор участва в предложеният модел с определена тежест на влияние, според който се определя ефективността на разглежданата изолация за конкретния случай. В крайна сметка, в зависимост от влиянието си, всеки фактор получава определен брой точки. Степента на пригодност (ефективност) на покритието се определя от сбора на точките на отделните компоненти.

При създаването на такава точкова система тежестта на влияние на всеки фактор ще намалява в реда, който е описан в статията. Предложената подредба е насочваща. Отделните критерии могат да променят реда си или посочените гранични стойности в зависимост от стандарта, условията на проекта или преценката на специалиста. Предимство на тези модели е, не само комплексната оценка на няколко фактора, но и възможността за количествена оценка на всеки фактор според експлоатационните и инфраструктурни особености.

Литература

- Anees U. M., Shahreer Ahmad, Ismail Andijani Fahad Al-Muaili, T.L. Prakash and John O'Hara. CORROSION PROTECTION EVALUATION OF SOME ORGANIC COATINGS IN WATER TRANSMISSION LINES¹. Research & Development Center, Saline Water Conversion Corporation, P.O. Box # 8328, Al-Jubail 31951, Kingdom of Saudi Arabia.
- Alan J. Kehr and David G. Enos. FBE, a Foundation for Pipeline Corrosion Coatings, 3M Company Corrosion Protection Products, Department 6801 River Place Blvd. Austin, TX.
- Buddhadeb Duari. Mr. Buddhadeb Duari, Effect of Water Vapour Permeability on Cathodic Disbondment of Pipeline Coating Materials file:///D:/st_2013/JCSE%20Volume%2013%20Preprint%2045.htm
- Kuruville Varughese „Coatings and Cathodic Protection for Underground Pipelines - What a Corrosion Engineer Should Know.” Engineering & Product Manager DuPont Powder Coatings, Abstract U.S.A. 9800 Genard Rd. Houston, TX 77041.
- Kuruville Varughese, 1993. In Situ pipeline Rehabilitation techniques, equipment improved, Al-Qahtani pipe coating terminal Dammam, Saudi Arabia, Oil & Gas Journal, June, 21.
- Mailliard J., 1985. Polyurethane Resin Base External Coating for the Protection of Buried Ductile Iron Mains, Proceedings of the 6th International Conference on the Internal and External protection of Pipes, Nice, France, November, Paper F1.
- <http://committees.api.org/pipeline/ppts/docs/decadefinal.pdf>
- Melot D., G. Paugam, and M. Roche, Total SA, France Disbondments of Pipeline Coatings and Their Effects on Corrosion Risks, J P C L S e p t e m b e r 2 0 0 9, 18-31.
- Sankara Papavinasam, Michael Atiaro, R. Winston. External Polymeric Pipeline coating Failure Modes, *Materials Technology Laboratory*.
- S. Guan, P. Mayes; A. Andrenacci, D. Wong. ADVANCED TWO LAYER POLYETHYLENE COATING TECHNOLOGY FOR PIPELINE PROTECTION, Bredero Shaw & Shaw Cor.
- Shiwei William Guan. 2002. 100% Solid Polyurethane and polyurea coatings technology: chemistry, selection and application, The 2th China International Corrosion Control Conference, Beijing, R.P China, Nov 4-8.
- Shiwei William Guan. 2011. Challenges and New Developments in Pipeline Coating Technology, PetroMin pipeliner, oct-dec, 36-47.
- Vincent, L.D., 1999. Failure Modes of Protective Coating – Who is at Fault, *Materials Performance*, 38, (4), 38.