

Obrazovanje o koroziji, oruđe za opstanak industrije prirodnog plina

E.O. Obanijesu, V. Pareek, R. Gubner i M.O. Tade

PRETHODNO PRIOPĆENJE

Korozija je prepoznata kao glavni problem industrije cjevovoda. Ona sama uzrokuje preko 50% kvarova na sistemima cjevovoda u svijetu, a ta industrijska grana troši godišnje milijarde dolara na godinu na njeno sprječavanje i popravke. Međutim, dok znanje o koroziji i inženjerstvu napreduje, osnovno znanje opada. Ovaj rad je pripremljen u cilju proučavanja korozije cjevovoda od "kolijevke pa do groba". U članku se utvrđuju vrste korozije, njihovi uzroci, pokretanje procesa u cjevovodu i posljedice korozije po industriju i okoliš, kao i načini sprječavanja tog velikog problema u industriji. Na koncu, ova studija može preporučiti i prediktivne i korektivne mjere za upravljanje problemom. Članak je definitivno vrlo vrijedan i za istraživače i za ljude u industriji budući da može uspješno iznijeti odgovarajuću pozadinu korozije za one koji o toj temi malo znaju, a ujedno daje i trend istraživanja za eksperte na terenu.

Ključne riječi: prirodni plin, cjevovod, korozija, utjecaj na okoliš, prevencija

1. UVOD

Svakodnevno raste svijest o utjecaju pucanja naftovoda i plinovoda na ekosustav, zbog implikacija na četiri matrice okoliša (zrak, vodu, zemlju i vegetaciju) i zdravlje ljudi. Cjevovodi su dugačke konstrukcije od legiranih ugljičnih čelika koje se koriste za transport fluida u naftnoj, kemijskoj, tekstilnoj i mnogim drugim industrijama, za vrijeme obrade i pohrane u spremnike. Oni se koriste pod vrlo visokim tlakom i promjenljivim temperaturama, a dimenzija korištene cijevi je funkcija količine transportiranog fluida i udaljenosti.

Transportni cjevovod je jedan od osnovnih dijelova infrastrukture modernog društva. To je jeftin i siguran način transporta naftnih proizvoda na velike udaljenosti²⁸, koji se često koristi za transport velikih količina ugljikovodika pod visokim tlakom (Slika 1a i 1b). U SAD-u se prirodni plin i drugi rizični materijali prenose cjevovodima čija je ukupna duljina veća od 3,5 milijuna kilometara (2,2 milijuna milja), dok se sva kućanstva u Australiji, Kanadi i drugim industrijaliziranim zemljama snabdijevaju plinom za domaćinstvo i proizvodnju struje putem brojnih mreža cjevovodnih sustava.

Zbog prirode otpremanog tereta, cjevovodi su obično napravljeni od materijala posebnih svojstava kao što je čvrstoća na vlak, krutost (modul elastičnosti), žilavost (otpornost na lom), tvrdoća (otpornost na trošenje) i otpornost na zamor. Obično, koriste se nehrđajući čelik i Monel (slitina nikla). Kao materijal otporan na koroziju u industriji se najčešće koristi nehrđajući čelik s dodatkom kroma većim od 12% za oksidacijske uvjete, dok se za neoksidacijske uvjete otpornost na koroziju povećava dodatkom nikla. Monel, klasična slitina nikla i bakra u odnosu 2:1 je, nakon nehrđajućeg čelika, najčešće korištena slitina. Ona ima dobra mehanička svojstva do temperature od 500 °C. Skuplja je od nehrđajućeg čelika, otporna je na razrijeđene mineralne kiseline i može se koristiti u oksidacijsko-redukcijskim uvjetima gdje bi nehrđajući čelik bio nepogodan.

Međutim, na osnovu iskustava u mnogim zemljama u posljednje vrijeme posebna pažnja javnosti i regulatornih tijela posvećuje se mogućoj opasnosti od puknuća cjevovoda. Niz incidenata u industriji, čija su posljedica naftne mrlje i istjecanje plina, privukla je znatnu pozornost na sigurnost i sprječavanje štete.

Proučavanje tipične platforme na Sjevernom moru pokazalo je da količina postojećeg plina u cjevovodu duljine 150 km i promjera 0,4 m na 150 bara može težiti čak 637 000 kg.³⁹ To predstavlja golemi izvor za oslobađanje energije, koja u slučaju potpunog pucanja cjevovoda predstavlja ekstremnu izloženost vatri za cjelokupno osoblje na otvorenom dijelu platforme i narušava sigurnost platforme. Katastrofa koja se dogodila na platformi Piper Alpha u Sjevernom moru¹⁶ srpnja 1988., kad je poginulo 165 od 226 ljudi na njoj, od čega je većina (109) umrla od udisanja dima, jasno pokazuje katastrofalne posljedice ovog tipa loma.¹³ Procijenjeno je da je energija oslobođena tijekom ove tragedije bila jednaka 1/5 energije utrošene u Ujedinjenom Kraljevstvu u tom razdoblju. Eksplozija naftovoda u nigerijskoj državi Lagos u prosincu 2006. (Slika 2) također je imala za posljedice smrt preko 500 ljudi, a požar kod grada Jesse iz 1998. uzrokovao je smrt više od 2 000 ljudi.⁵⁴

Puknuće cjevovoda mogu izazvati brojni razlozi koji se obično klasificiraju kao sabotaza, kvar opreme i ljudska greška.³ To je globalna pojava, a obilježavaju je oštećenja različitih veličina (Tablica 1). Korozija je kao razlog ustanovljena na preko 50% puknuća cjevovoda u industrijaliziranim zemljama (Tablica 2).

Korozija je kemijska ili elektrokemijska reakcija između materijala, obično metala, i njegovog okoliša, koja uzrokuje propadanje materijala i njegovih svojstava.²⁴ Proces uključuje elektrolitsko djelovanje, a stimuliraju ga supstance koje povisuju koncentraciju vodikovih iona (H⁺), kao što su kiseline i soli određenih kiselina, a sprječavaju supstance koje povisuju u hidro-

Tablica 1. Neki od najvećih svjetskih incidenata cjevovoda			
Datum	Lokacija	Priroda incidenta	Posljedice oštećenja
05.05.2009.	Rockville, SAD	Eksplוזija plinovoda	Evakuirane kuće u području 1 milju od mjesta eksplozije
16.05.2008.	Ijegun, Lagos, Nigerija.	Slučajan udar buldožera u naftovod koji je eksplוזirao.	100 poginulih, izgorjelo 15 kuća i 20 vozila
01.11.2007.	Carmichael, SAD	Eksplוזija plinovoda s propanom.	2 poginula, 5 povrijeđenih
26.12.2006.	Lagos, Nigerija	Eksplוזija uništenog naftovoda	Više od 500 poginulih
30.07.2004.	Ghislenghien, Belgija	Eksplוזija glavnog plinovoda.	23 poginula, 122 povrijeđena.
2003.	Chongqing, Kina	Erupcija plinske bušotine uzrokovala oslobađanje oblaka toksičnog kiselog plina u okoliš.	243 mrtva
02.07.2003.	Wilmington, Delaware	Oštećenje na distribucijskom vodu nastalo iskopavanjem uzrokovalo eksploziju i požar.	
21.10.2000.	Kolumbija	Eksplוזija cjevovoda.	43 mrtva
19.08.2000.	Carlsbad, Novi MeksikoSAD	Zbog puknuća plinovoda uzrokovano jakom korozijom je došlo do eksplozije.	Poginulo 12 članova iste obitelji
10.06.1999.	Bellingham, Washington	Iz puknutog benzinskog cjevovoda u potok je isteklo 250 000 galona benzina i uzrokovalo požar.	3 poginula, 8 povrijeđenih, šteta veća od \$45 milijuna
08.08.1996.	Lively, Teksas, SAD	Zapaljenje LNG-a zbog neadekvatne zaštite od korozije	2 mrtva
21.11.1996.	San Juan PR	Eksplוזija LNG cjevovoda zbog propusta osoblja u reakciji na curenje plina.	Poginule 33 osobe.
09.11.1993.	Selo Nam Khe, istočno od Hanoja	Devetogodišnji dječak je zapalio šibicu dok je skupljao gorivo iz puknute ukopane cijevi, što je dovelo do eksplozije.	45 poginulih
01.03.1998.	Ekvador	Eksplוזija i požar na najvećem naftovodu u Ekvadoru.	11 poginulih, 80 povrijeđenih
18.10.1998.	Jesse VillageDelta, Nigerija	Eksplוזija naftovoda dok su seljaci vadili naftu iz probušenog cjevovoda.	Više od 2 000 mrtvih
04.06.1989.	Ufa, Rusija	Iskre s prolazećeg vlaka detonirale plin koji je istjecao iz cjevovoda za UNP.	645 poginulih
03.06.1989.	Rusija	Eksplוזija na puknutom plinovodu za UPP.	575 poginulih
23.06.1989.	Istočni Pakistan	Eksplוזija na puknutom plinovodu.	12 poginulih, Stotine povrijeđenih
03.10.1989.	Meksički zaljev	Eksplוזija na ukopanom plinovodu	11 poginulih
28.10.1993.	Las Tejeria, Venezuela	Prilikom polaganja telefonskog optičkog kabla probušen je plinovod ispod autoputa što je dovelo do eksplozije.	36 poginulih
1982.	Polje Amoca, Kanada	Erupcijom oslobođeni kiseli plin zadržao se je u okolišu 67 dana.	2 poginula, stotine uginulih govoda

Table 2. Summary of pipeline failure incidents by cause in developed countries				
Uzrok	Udio (%)			
	SAD ^a		Kanada ^b	Rusija ^c
	Cjevovod za tekućine	Plinovod	Plinovod	Plinovod
Korozija	19,26	41,25	57	31
Prirodne sile	-	-	12	
Neispravan var	8,61	-	15	
Nepravilan rad	3,28	-		5
Oštećena cijev	4,51	-	8	12
Vanjsko oštećenje	23,36	28,75	4	23
Kvar opreme	9,02	11,25		
Nedostaci u izradi				29
Ostalo	31,97	18,75	4	

*Izvor: ^a DOT (2005.); ^b Cribb (2003.); ^c Mokrousov (2008.)

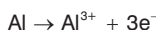
kisidne ione (OH⁻). Korozije cjevovoda mogu se podijeliti na unutrašnje i vanjske korozije. Dok su uvjeti okoliša oko cjevovoda uzročnici vanjske korozije^{43,35,79}, do unutrašnje korozije uglavnom dovode protok fluida kroz cjevovod i geometrija cjevovoda. Korozija može također biti uzrokovana ili pospješena aktivnošću mikroorganizama, koji žive u ili na stjenki cijevi.^{67,70}

Usprkos općem shvaćanju da je korozija snažan neprijatelj industrije nafte i plina, educiranost o sprječavanju tog problema još uvijek je nedovoljna, pa time raste važnost ovog članka. Ovaj rad je napravljen kako bi se bacilo više svjetla na koroziju i njen značaj za industriju plina. On obuhvaća proces korozije, vrste i mehanizme korozije kao i faktore koji djeluju na

koroziju, te učinke puknuća cjevovoda uzrokovane korozijom na četiri matrice okoliša. Na koncu su u članku dane preporuke kako bi se premostile praznine u znanju. Ova studija je vrijedan alat za novake u nauci o koroziji i inženjeringu, istraživače i terensko osoblje.

2. Kemija i elektrokemija korozije

Za metalne materijale, proces korozije je ili kemijski ili elektrokemijski.⁷² Elektrokemijski proces uključuje prijelaz elektrona iz jedne kemijske vrste u drugu. Atomi metala gube ili predaju elektrone kroz reakciju oksidacije (jednadžba 1), koja se odvija na anodi⁴⁸ ili reakciju redukcije (jednadžba 2), koja se odvija na katodi.⁴⁹



Većina metala korodira u kiselim otopinama koje imaju visoku koncentraciju iona vodika H^+ , što smanjuje nastajanje vodika H_2 kroz proces redukcije (jednadžba 2).



Kod kisele otopine koja sadrži otopljeni kisik može doći do redukcije prema jednadžbi (3)⁴⁴ dok je za neutralnu ili lužnatu vodenu otopinu u kojoj je otopljeni kisik najčešća redukcija prema jednadžbi 4.⁹¹



Kod multivalentnih iona, redukcija se može javiti zbog smanjenja njihove valentnosti putem primanja elektrona (jednadžba 5) ili njihove potpune redukcije iz ionskog stanja u neutralno metalno stanje (jednadžba 6). Dva ili više procesa redukcije mogu se odvijati simultano.



Međutim, korozija kemijskom reakcijom ne uključuje transfer elektrona. U tom slučaju, metal napada razrijeđena kiselina (npr. HCl) pa se oslobađa vodik (jednadžba 7).



2.1 Unutarnja korozija plinovoda

Do korozije unutarnje stjenke plinovoda dolazi kad je stijenka cijevi izložena vodi i zagađivačima u plinu poput kisika (O_2), sumporovodika (H_2S), ugljikovog dioksida (CO_2) ili iona klorida (Cl). Priroda i opseg štete uzrokovane korozijom su funkcija koncentracije i određene kombinacije raznih korozivnih tvari unutar cjevovoda.^{40,42}

U cjevovodima za transport plina unutarnja korozija obično je pokazatelj značajnog parcijalnoga tlaka CO_2 i/ili H_2S unutar cjevovoda. Na osnovu masenog udjela ili težine, O_2 se više otapa na običnom čeliku nego što to čine CO_2 or H_2S .⁸⁴ Iako je vjerojatnost prisustva značajne

koncentracije O_2 unutar cjevovoda prilično mala, mali parcijalni tlak O_2 može prouzročiti začuđujuće veću brzinu korozije u čeličnim cijevima, nego u slučaju kada one sadrže tekuću vodu.

3. Vrste korozije

Prema Robergeu⁷², korozija se općenito može podijeliti u 3 glavne kategorije, dok korozija nastala aktivnostima mikroorganizama može biti četvrta grupa. Prva grupa spada u onu koja se jednostavno može prepoznati vizualnim pregledom, a uključuje ravnomjernu koroziju, lokalnu koroziju i galvansku koroziju. Druga grupa uključuje korozije koje zahtijevaju detaljnije ispitivanje pa tu spadaju: erozijska korozija, kavitacijska korozija, korozija nastala usred trenja (ove tri se klasificiraju kao brzinske korozije), integranularna korozija i selektivna korozija, dok u treću grupu spadaju one korozije koje se mogu potvrditi samo korištenjem mikroskopa u što spadaju pukotinska i visokotemperaturna korozija. Uz ove tri opće grupe, postoji još jedna vrsta, a to je korozija uzrokovana ionima vodika.^{31,23}

3.1 Točkasta i pukotinska korozija

Točkasta i pukotinska korozija su povezane jer je za obje potrebna zaostala voda, Cl⁻ i O_2 ili CO_2 a mehanizam korozije je vrlo sličan za obje. Ograničene su na točku ili malu površinu, a razvijaju se na vrlo lokaliziranim područjima na površini metala.^{75,60} To rezultira razvojem šupljina ili "rupa" koje mogu varirati od dubokih šupljina malih promjera do relativno plitkih udubina u materijalu (Slika 3 i 4).

Točkasta korozija se često uočava na naftnim i plinskim poljima s CO_2 i H_2S . Teško ju je otkriti, predvidjeti ili spriječiti njen nastanak pri projektiranju postrojenja. Njenim postepenim stvaranjem produkti korozije pokrivaju šupljine radi čega mala i uska rupica ostaje neprimjećena. Međutim, ta mala rupica može uzrokovati kolaps cjelokupne strukture cjevovoda.

Do pukotinske korozije dolazi prilikom kontakta dijela od istog ili nekog drugog metala sa susjednim nemetalom. Kada se takvo što dogodi, intenzitet napada obično je mnogo žešći nego na okolnim područjima iste površine.^{1,30} Najčešće nastaje unutar zaštićene površine ispod brtvi, podloški, materijala za izolaciju, glava za stezanje, naslaga na površini, oštećenih premaza, navoja, preklopnih spojeva i spojnica.

Ioni klorida i radna temperatura utječu na formiranje rupica, stoga su cjevovodi položeni u moru skloniji ovakvoj vrsti korozije budući da morska voda sadrži natrijev klorid, koji može nastati zbog mokrog prirodnog plina iz ležišta. Nepokretni fluidi (unutar cijevi ulazne kolone) isto tako mogu inicirati točkastu i pukotinsku koroziju, osobito ako se čestice istalože iz fluida. Nehrđajući čelik tip 304 može u moru biti napadnut točkastom korozijom na 10 °C, čak i kod niskog nivoa klorida, a kod čelika tipa 316, koji je otporniji na točkastu koroziju, može kod malog porasta temperature lako doći do pukotinske korozije.

3.2 Korozijsko pucanje pod naprezanjem (SCC)

Tu koroziju (Slika 5) može ubrzati rezidualno unutrašnje naprezanje u metalu ili vanjsko naprezanje. Rezidualna

naprezanja uzrokuju deformacije prilikom izrade zbog nejednakog hlađenja s visokih temperatura i unutarnji strukturni raspored koji uključuje promjenu volumena.

Čelični cjevovod se sastoji od brojnih kristala veličine oko 0,05 mm^{27,12}, čija se temperatura uvijek drži visokom da bi se spriječilo formiranje hidrata i/ili taljenje nekih drugih komponenti tijekom rada. To može dovesti do iradijacije u čeliku, naročito kod visoke temperature, pa je materijal u korozivnom okolišu podvrgnut vlačnom naprezanju. Taj problem raste kod pH \geq 8 i pada kod pH \leq 6.²⁰ Kod pojave korozijskog pucanja pod naprezanjem, oblik pukotina u cjevovodu prati granicu između tih zrna u cik cak liniji. U cjevovodu mogu postojati i višestruke pukotine, što proučavanje progresije korozijskog pucanja pod naprezanjem u cjevovodu čini presudnim za procjenu sigurnosti cjevovoda.

3.3 Erozijska i kavitacijska korozija i korodiranje tarnih površina

Ove korozije se javljaju kao rezultat velike brzine protjecanja fluida u cjevovodu. Industrijske grane koje transportiraju cementne kaše i druge tekućine pune čestica kroz odobalne cjevovode i marinske tehnologije svake godine troše milijunske iznose za popravak oštećenja materijala zbog erozijske korozije.⁴¹ U jednoj anketi je erozijska korozija (Slika 6) svrstana među prvih pet najrasprostranjenijih korozijskih oštećenja u industriji nafte i plina.⁶⁸

Erozija je razaranje metala abrazijom ili trošenjem i uzrokuje je relativno gibanje/protok tekućine ili plina (s ili bez lebdećih čvrstih čestica u cjevovodu) uz površinu metala. Kod te vrste korozije postoji konstantno bombardiranje čestica po površini stjenke.⁷² To postupno uklanja zaštitni film ili oksid metala s površine metala pa je na taj način površina izložena koroziji zbog svojstava fluida. Čimbenici kao što su vrtloženje, kavitacija, izjedanje ili galvanjski efekti mogu pojačati napad erozijske korozije, koji na kraju dovodi do brzog pucanja.

Kavitacijsku koroziju (Slika 7) uzrokuje raspadanje mjehurića nastalih u područjima niskog tlaka u cjevovodu.⁷² Fluid koji se giba velikom brzinom bit će na svom putu podvrgnut padu tlaka u točki diskontinuiteta. To dovodi do stvaranja mjehurića plina ili pare (kratkotrajne praznine i mjehurići vakuuma) u struji, koji implodiraju prilikom udara u površinu metala i stvaraju udarne valove dovoljno jake da uklone zaštitni film. Na toj mehanički oštećenoj površini je korozija nakon toga jako ubrzana.

Do korodiranja uslijed trenja (Slika 8) dolazi prilikom kontakta hrapavih površina. Izazvana je kretanjem transportiranih proizvoda uz površinu kod relativno velike brzine.⁶² Kontakne površine izložene vibraciji tijekom transporta izložene su riziku od korozije uslijed trenja. Oštećenje se javlja na granici dvije jako otežane površine koje nisu projektirane za gibanje jedna uz drugu. Zaštitni film na površini metala uklanja se trenjem pa je čisti aktivni metal izložen koroziji iz atmosfere. Ovo se događa i u naftovodima i u plinovodima jer kod protoka fluida u cjevovodima dolazi do vibracija zbog kontakta težine fluida s unutarnjom površinom cijevi.

3.4 Jednolika korozija ugljičnog čelika

Jednolika korozija (Slika 9) je najmanje oštećujući oblik korozije zato što je predvidiva, ako je poznata brzina korozije. To je korozivni proces koji uzrokuje jednoliko stanjivanje koje se nastavlja bez značajnih lokalnih oštećenja i obično se pojavljuje na površinama metala koje imaju homogeni kemijski sastav i mikrostrukturu.

Kako se korozija javlja jednoliko preko cijele površine metala, u praksi se može kontrolirati katodnom zaštitom, korištenjem prevlaka ili boja, ili jednostavno određivanjem granica dopustive korozije.

4. Čimbenici koji djeluju na koroziju plinovoda

Na koroziju materijala plinovoda primarno utječu neki čimbenici koji su lako dostupni tijekom transporta unutar sustava. Ti faktori između ostalih uključuju pH vrijednosti plina, prisutne oksidirajuće agense, temperaturu sustava, brzinu strujanja fluida, smično naprezanje stjenki cijevi, veličinu prisutnih čestica, sastav i viskoznost fluida.

4.1 pH

Na brzinu korozije kod većine metala djeluje pH⁹⁴ pa su cjevovodi za transport ugljikovodika podložni koroziji uzrokovanoj naprezanjem i korozijskom raspucavanju prilikom naprezanja, kod visokog pH.^{20,80} Isto tako pH potiče galvanjsku koroziju u metalima i slitinama.⁸⁵ Za korozije povezane s pH, brzina korozije metala topivih u kiselini, kao što je željezo, prevladavajući utjecaj ima brzina prijenosa oksidanta (obično otopljenog kisika) na površinu metala budući da se amfoterni metali, kao što su aluminij i cink, brzo otapaju u kiselim ili lužnatim otopinama. Međutim, pH ne djeluje značajno na koroziju plemenitih metala kao što su zlato ili platina.

4.2 Oksidirajući agensi

Oksidirajući agensi su često snažni ubrzivači korozije. U svojoj studiji na osnovu sustava monoetalomina Veawab i Aroonwilas⁸⁸ su pokazali da su ion bikarbonata (HCO₃⁻) i voda (H₂O) primarni oksidirajući agensi, dok su Stack i suradnici⁸³ utvrdili da kisik doprinosi erozijskoj koroziji u vodenim suspenzijama čvrstih čestica. U mnogim slučajevima oksidacijska moć otopine je najvažnije pojedinačno svojstvo u poticanju korozije. U slučaju da je uključen kisik dolazi do brze reakcije između O₂ i polarizirajućeg sloja apsorbiranog atoma vodika na sloju kisika i ta reakcija brzo uklanja polarizirajući sloj.

4.3 Temperatura

Kao i kod većine ostalih kemijskih reakcija, brzina korozije raste s temperaturom jer mobilnost iona, pa stoga i vodljivost, rastu s temperaturom.^{87,50,32,15} Temperatura i tlak upravljaju topivošću korozivnih komponenti u fluidima. Te komponente uključuju kisik, ugljik dioksid (ili H₂S u slučaju polja koje sadrži ugljikovodike s visokim sadržajem sumporovodika), klorid i između ostalih i octenu kiselinu. Po jednostavnom pravilu, brzina reakcije se udvostručuje kod porasta temperature od 6,6 °C do 10 °C (20 °F do 50 °F). Ovaj linearni rast prestaje na nekim mjestima, djelomično zbog promjene u oksidacijskom filmu koji

prekriva površinu. Temperatura ima i sekundarno djelovanje zbog utjecaja na topivost zraka (O_2), koji je najčešća oksidacijska supstanca koja djeluje na koroziju.

4.4 Brzina strujanja fluida

Brzina fluida igra važnu ulogu u brzini korozije.^{74,4,82,5} Kada je brzina vrlo velika, sudar čestica prisutnih u fluidu s unutrašnjom stjenkom cijevi uzrokuje uklanjanje zaštitnog oksidnog sloja i nekih metala ispod njega uzrokujući eroziju što s vremenom dovodi do erozijske korozije. Isto tako, kada je uključen H_2O , brzina vode od 9,1 do 12,2 m/s (30 do 40 ft/s) inducira koroziju, budući da porast relativnog gibanja između korozivne otopine i površine metala često ubrzava koroziju.

4.5 Smično naprezanje stijenki

Smično naprezanje stijenki je jedan od parametara koji jako djeluje na hidrodinamički inducirano koroziju, kao što je erozijska korozija.^{9,14,10} Turbulentno strujanje se često koristi u industriji plina za transport fluida u cilju povećanja efikasnosti transporta i minimiziranja troškova. Čestice i ostale geometrijske promjene tijekom protjecanja uzrokuju porast smičnog naprezanja zbog abrazije, dovodeći do smicanja (površinskog trenja), koje na kraju inducira koroziju unutarnje stjenke trošenjem zaštitnog premaza.

4.6 Dimenzija čestica

Veličina čestica koje se u mreži cjevovoda gibaju s prenošenim fluidom igra važnu ulogu u poticanju unutarnje korozije u cjevovodu.^{36,61} Erozijske i kavitacijske korozije spadaju među korozije za koje se smatra

da bi mogle biti inicirane raspodjelom čestica po veličini. Niu and Cheng⁵¹ and Xu i suradnici⁹² su koristeći pijesak, odnosno Ni matricu od kompozitnog sloja slitine pojačanog nanočesticama, utvrdili da čestice mogu inicirati erozijsku koroziju, dok su Obanijesu i suradnici⁵⁸ utvrdili sposobnost klatratnih hidrata nastalih prilikom formiranja hidrata u plinovodu da iniciraju erozijsku, kavitacijsku, galvansku i elektrolitsku koroziju, što ovisi o fazi formiranja, točki kontakta, brzini i sastavu plina. Objasnjeno je da čestice koje se gibaju brzinom zvuka ili nadzvučnom brzinom prilikom udara u unutarnju stjenku dovode do postepenog krhanja površine cijevi čime se ona izlaže onoj vrsti korozije koja tamo prevladava.

4.7 Kemijski sastav i koncentracija

Sastav i koncentracija plina igraju važnu ulogu u brzini korozije transportnih cjevovoda. Dok su Zhao i suradnici⁹⁴, utvrdili da koncentracija iona prenošenih fluida potiče korozijsko pucanje pod naprezanjem (SCC) drugi istraživači su utvrdili da postoje različiti odnosi između brzine korozije cijevi i sastava i koncentracije.^{18,21,36,76,45}

Utjecaj pH i koncentracije na brzinu korozije najlakše je razumjeti putem elektrokemijske reakcije. Za bilo koji pH, brzina korozije cijevi raste s koncentracijom nemetalnih komponenti u fluidu.⁹⁴ Do toga dolazi jer režim korozije slitina metala kontrolira djelomično zaštitni površinski film, a do korozijskih reakcija pretežno dolazi na prekidima ili na dijelovima filma s nedostacima. Iz toga proizlazi da se dijelovi površine bez filma povećavaju s padom pH mase i porastom koncentracije iona nemetala u fluidu. To je u skladu s poznatim svojstvom iona nemetala kao uzročnika

Tablica 3. Tipična mehanička svojstva AZ91 odljevaka kod sobne temperature

Svojstvo	AZ91A,B,D		AZ91C,E	
	F Čvrstoća	F Čvrstoća	T4 Čvrstoća	T6 Čvrstoća
Čvrstoća na vlak, MPa (10^3 psi)	230 (33)	165 (24)	275 (40)	275 (40)
Granica opružnosti, MPa (10^3 psi)	150 (22)	97 (14)	90 (13)	145 (21)
Izduživanje na 50 mm (2in) %	3	2,5	15	6
Maksimalna granica opružnosti s otklonom od 0,2%, MPa (10^3 psi)	165 (24)	97 (14)	90 (13)	130 (19)
Maksimalna nosivost, MPa (10^3 psi)	-	415 (60)	415 (60)	515 (75)
Nosiva granica opružnosti, MPa (10^3 psi)	-	275 (40)	305 (44)	360 (52)
Tvrdoća, HB	63	60	55	70
Tvrdoća, HRE	75	66	62	77
Čvrstoća na udar, J (ft.lbf)	2,7 (2,0)	0,79 (0,58)	4,1 (3,0)	1,4 (1,0)

Tablica 4. Tipična vlačna svojstva AZ91C-T6 pješčanih odljevaka kod povišenih temperatura

Temperatura ispitivanja		Čvrstoća na vlak		Granica opružnosti		Izduživanje
°C	°F	MPa	10^3 psi	MPa	10^3 psi	na 50mm %
149	300	185	27	97	14	40
204	400	115	27	83	12	40

razlaganja filma i poznatom nestabilnošću metalnih hidroksida u otopinama s pH manjim od 10,5. U isto vrijeme dok je stanat AZ91D (tlačno lijevana magnezijaska slitina poznata kao zamjena za cink i aluminij zbog visoke čistoće i visoke otpornosti na koroziju) cijenjen u industriji zbog svojih svojstava (Tablica 3 i 4) i sposobnosti smanjenja brzine korozije cjevovoda s premazom, jer djeluje kao brana koja sprječava napad iona nemetala i tako smanjuje osjetljivost slitina na koroziju, ustanovljeno je da povećanje koncentracije stanata ima nepovoljan učinak na otpornost koroziji.²¹

4.8 Viskoznost fluida

Ovo je bilo područje na koje se nije obraćala pozornost i o tome ne postoji suvremena literatura, najvjerojatnije je posljednje bilo djelo autora Ricciardiellija i Roittija.⁷¹ Međutim znanost potvrđuje važnost viskoznosti fluida.

Viskoznost je otpor fluida smičnim silama, a to znači i protoku.⁵⁷ To je izraženo u veličini unutarnjeg trenja u fluidu, a mjeri se silom otpora po jedinici površine u homogenom fluidu. Prema tome, što je veća viskoznost manja je mobilnost i veće je vrijeme interakcije na površini između svojstava fluida i unutrašnje površine cijevi koja olakšava iniciranje korozije.

5. Posljedice loma cjevovoda po industriji

Današnji pokretač globalnih aktivnosti je energetski sektor u kojem plin igra značajnu ulogu.²⁵ Industrijalizirane zemlje trenutno proizvode i opskrbljuju strujom domaćinstva i industriju, koristeći plin. Ugljikovodici, kao što su metan, etan, propan i ostali, transportiraju se kroz mrežu cjevovoda, koja zbog korozije može propuštati ili puknuti i tako uzrokovati istjecanje fluida u neposrednu okolinu. Glavni učinci takvih nezgoda na industriju cjevovoda mogu imati posljedice po gospodarstvo, sigurnost i okoliš.

5.1 Učinak na gospodarstvo

Ekonomski učinak korozije plinovoda na industriju uključuje trošak izgradnje i popravaka cjevovoda. Za izgradnju novog cjevovoda⁸⁶ potrebno je oko USD 694/100 km, a za oštećenja duž 778 900 km cjevovoda (ukupna dužina glavnih cjevovoda u SAD-u u 2009.), gruba procjena troškova popravaka iznosi 541 milijardi USD. Studija koju je 1996. proveo Battelle⁷ govori da su

godišnji troškovi za gospodarstvo SAD-a zbog korozije u 1995. iznosili 300 milijardi USD, od čega je 1% (3 milijarde USD) otpadao na naftovode i plinovode. Posljednja studija Thompsona i Vietha⁸⁶ govori o novim godišnjim troškovima zbog korozije u SAD-u od 276 milijardi USD (što predstavlja 3% godišnjeg BDP-a) od čega 8,6 milijardi USD otpada na plinovode i naftovode. Obzirom na takav ekonomski trend troškovi korozije u SAD-u su porasli s 3 milijarde USD na 8,6 milijardi USD u kratkom razdoblju (1995 – 2003). Od 2003. u SAD-u je otkriveno i pušteno u proizvodnju više novih plinskih polja, što povećava broj postojećih cjevovoda za ugljikovodike i njihove produkte. Povećana potražnja za plinom je isto tako dovela do porasta broja cjevovoda. To je povećalo broj prekograničnih kopnenih i podmorskih plinovoda iz zemalja bogatih plinom u one koje oskudijevaju ugljikovodicima. Ti su cjevovodi uglavnom bili izloženi uvjetima pogodnim za različite korozijske incidente čiji se broj svakodnevno povećava (Tablica 5).

5.2 Posljedice po sigurnost

Puknuća duž cijele dužine cjevovoda mogu izložiti operatore koji rade na platformi kao i cijelu zajednicu ozbiljnim sigurnosnim rizicima koji pretežno završavaju smrću. Primjer je incident na cjevovodu u Bellinghamu u državi Washington 10 lipnja 1999. kad je 946 tisuća litara (250 000 galona) benzina isteklo iz puknutog velikog transportnog sustava u obližnji potok. Benzin se slučajno zapalio što je uzrokovalo smrt tri mlade osobe, te imalo za posljedicu osam povrijeđenih i preko 45 milijuna USD imovinske štete.⁶⁶ Nikada neće biti zaboravljen incident na odobalnoj platformi Piper Alpha u Sjevernom moru (Sl.10) koji se dogodio 6. srpnja 1988., kada je kvar primarne pumpe za propan kondenzat prouzročio eksploziju. U roku od 20 minuta od kvara planule su vertikalne usponske cijevi za plin (cijevi promjera između 61,0 i 91,4 cm (24 i 36 in.)) na platformi, pri tlaku plina od 137,9 bar (2 000 lbf/in.²) i stvorile pakao. Poginulo je 167 od 226 osoba, od čega 109 zbog udisanja plina.¹³ Požar je bio vidljiv na udaljenosti od 137 km (85 milja) a vrućinu se je moglo osjetiti na udaljenosti od 1,6 km (1 milje). Gotovo cijela proizvodna platforma se je rastalila do nivoa mora. Ovaj incident se smatra najgorim incidentom na odobalnim postrojenjima dosada.

Posljedica eksplozija kod raznih incidenata na cjevovodima su također bile razarajuće. Više od 2 000 osoba izgorjelo je 1998. u požaru cjevovoda u gradu

Tablica 5. Neki od globalnih incidenata na cjevovodima uzrokovani korozijom i njihove posljedice			
Datum	Lokacija	Priroda incidenta	Posljedice oštećenja
03-02-09	Shah Oilfield, Al Gharbia, UAE	Došlo je do propuštanja cjevovoda uslijed korozije na naftnom polju koje proizvodi 50 000 barela na dan i ispuštanja H ₂ S u okoliš prije eksplozije.	3 poginula od posljedica udisanja visoke koncentracije H ₂ S, 1 povrijeđeni.
19-08-00	Carlsbad, New Mexico, USA	Pucanje cjevovoda za prirodni plin promjera 30 inča uslijed jake unutrašnje (točkaste) korozije i eksplozija.	Poginulo 12 članova iste obitelji, 3 izgorjela vozila i oštećenje dva obližnja čelična viseća mosta. Imovinske i ostale štete i gubici su iznosile \$998 296
08-08-96	Lively, Texas, USA	Pucanje cjevovoda za UNP promjera 8 inča za transport tekućeg butana uslijed neadekvatne antikorozijske zaštite.	2 poginula, 25 obitelji evakuirano, štete preko \$217 000.
04-03-65	Louisiana, Tennessee, USA	Došlo je do eksplozije plinovoda uslijed korozijskog pucanja pod naprezanjem.	17 poginulih

Jesse u Nigeriji⁵⁴ a sličan događaj uzeo je više od 250 života u požaru cjevovoda u mjestu Alagbado u Nigeriji, 2006. (Sl. 2).

5.3 Djelovanje na okoliš

Opasnosti za okoliš koju predstavlja puknuće plinovoda ovise o kvaliteti i količini oslobođenoga plina, radnom tlaku, načinu pucanja, te bližem okolišu. Može doći do šteta i izbacivanja dijelova radi pohranjene energije oslobođene kvarom (velike u slučaju plina), eksplozije oblaka pare zapaljivih tvari, oslobađanja otrovnih plinova (npr. H₂S), gušenja i toplinskog zračenja. Mnogi od postojećih i planiranih cjevovoda prolaze kroz kritična područja za životinjski i biljni svijet. Primjer toga je 3 056 km dug cjevovod Bolivija – Brazil vrijedan 2,23 milijarde USD. Očekuje se da će se cjevovodom za vrijeme trajanja ugovora od 20 godina transportirati 8 milijuna m³ u prvih 7 godina i 16 milijuna m³ u preostalih 13 godina.⁶⁵ Međutim, cjevovod prolazi kroz bazen rijeke Amazone u kojem se nalazi najveća tropska prašuma svijeta, koja sadrži gotovo pola kopnene bioraznolikosti planete. Ovo je najveći bazen na svijetu duljine oko 6 751 km (4 195 milja) i površine od oko 7 044 km² (2 720 četvornih milja). Konkretno, riječni bazen uključuje 15 000 pritoka, od kojih su 4 duža od 1 609 km (1 000 milja).⁷⁸ Bilo kakvo pucanje na takvim cjevovodima rezultat će ispuštanjem toksičnoga plina ili izbijanjem vatre što uz utjecaj na zajednicu koja živi u okolini, može pridonijeti uništavanju tropskih ekosustava, gubitku vrsta i primjeraka, degradaciji kvalitete tla, vode i zraka te uništenju osnovne infrastrukture. Što je najznačajnije, može pridonijeti izumiranju biljnog i životinjskog svijeta.

Također, ispuštanje toksičnih plinova iz plinovoda može, uz ostale opasnosti, prouzročiti gubitak ljudskih života. Tijekom 1982. poznata eksplozija na bušotini kompanije Amoco u zapadnoj Kanadi izbacivala je sumporni plin 67 dana, pri čemu su poginula dva radnika i stotine grla stoke. 2003. je također poginulo 243 ljudi zbog udisanja otrovnog plina iz plinske bušotine koja je eksplodirala blizu grada Chongqinga u središnjoj Kini. Vodikov disulfid je korozivni materijal koji se često povezuje s puknućima cjevovoda. Plin u kombinaciji s drugim kemikalijama može u cjevovodu dovesti do korozije uzrokovane aktivnošću mikroorganizama (sitne pukotine koje nisu uočljive golim okom no kroz njih mogu proći smrtonosne količine plina). Sumporovodik je poticatelj unutarnje korozije zbog sposobnosti da korodira čelik, a prisutan u mnogim plinskim poljima posebice u azijskim zemljama poput Indije, Kine, Pakistana, itd. Vrijedi spomenuti ležište prirodnoga plina Shah koje se nalazi ispod naftnoga polja Shah u Indiji. Ovo plinsko polje sadrži do 30% sumporovodika. Slična polja s tako visokom razinom sumporovodika u plinu su Bah, Asan i odobalna polja Hail (sva se nalaze u Indiji). To je plin teži od zraka⁵⁹, može se kretati po tlu i lako uzrokovati zatajenje dišnih putova i oštećenje mozga, čak i kod nižih koncentracija. Prag tolerancije na ovaj plin je kod ljudi vrlo nizak. Procjenjuje se da je manji od 20 ppm¹⁶, a smrtonosnost zbog udisanja tog plina zabilježena širom svijeta je vrlo visoka.

Niti život pod morem nije pošteđen posljedica kvarova na cjevovodima. Prirodni plin ključa pri -162 °C te će njegovo ispuštanje u vodu rezultirati stvaranjem hidrata.⁵⁶ To ima negativni učinak na ponašanje prirodnog svijeta (npr. uznemirenost riba, povećana aktivnost, i raspršivanje u moru) pa sve do kroničnog trovanja ovisno o količini plina i ukupnom periodu izloženosti.^{63,64} Otapanje komponenti je također značajno jer utječe na pH morske vode za vrijeme perioda kontakta i ima negativne učinke na kvalitetu plodova mora.

6. Postojeća i predložena rješenja za probleme korozije na plinovodima

Rad bez propuštanja i kvarova je cilj svakog vlasnika cjevovoda.²⁸ Budući da to nije realno, potrebno je uvesti preventivne i korektivne upravljačke sheme kako bi se korozija cjevovoda svela na najmanje moguću. To treba napraviti pravovremenim ulaganjem u istraživanje i razvoj na raznim fakultetima. Trebalo bi razmotriti slijedeća područja različitih istraživanja kako bi se unaprijedile opcije rada na siguran način.

Postoji potreba efikasnog praćenja korozije u plinovodima, posebno unutrašnje korozije što je očividno mnogo teže od praćenja vanjske korozije.⁸⁴ Jedna od metoda kojom je moguće dobiti vrijedne informacije koje se odnose na opće stanje unutrašnjosti cjevovoda je povremeno korištenje strugača u cjevovodima. Unutrašnju stijenku cjevovoda treba očistiti, oprati i ostrugati strugačima u cilju preventive i održavanja, kao i radi poboljšanja protjecanja ugljikovodika. "Pigging" je proces provlačenja metalnog strugača kroz cjevovod tegljenjem grablji s oprugom, tjeranih tlakom struje fluida, radi struganja parafina s unutrašnjih stijenki.¹⁹ Danas je najčešća metoda ispitivanja propuštanja metoda korištenja magnetskog toka, kod koje dolazi do magnetiziranja stjenke cijevi kako bi se očitao gubitak metala pomoću senzora. Međutim ova metoda zahtjeva magnetsku saturaciju stjenki cjevovoda što otežava njenu primjenu kod ispitivanja tankih stijenki cjevovoda ili cjevovoda malog promjera, pa ju treba unaprijediti. Da bi riješili taj problem, Gloria i suradnici¹⁷ su razvili senzor unutrašnje korozije zasnovan na direktnom magnetskom odzivu od malog dijela površine stjenke. Opsežna ispitivanja na tom polju trebalo bi poticati i otklanjati nedostatke, dok bi pronađene zone s nedostacima odmah trebalo zamijeniti.

Iz političkih, financijskih i drugih razloga mnoge države ne dozvoljavaju slobodan pristup informacijama o stupnju provedene kontrole cjevovoda za transport ugljikovodika. Takav postupak je uvijek štetan jer bi u mnogo slučajeva nastali problemi bili otkriveni i izbjegnuti istraživanjem i razvojem, mnogo prije njihove eskalacije. Procjena količine i sastava materijala odstranjenog iz cjevovoda strugačem može biti korisna za procjenu da li se je ili nije pojavila značajna unutrašnja korozija u cjevovodu. Slijedom toga ta informacija može pomoći u predviđanju trenutka kad bi trebalo zamijeniti cjevovod.

Propust u propisnom dehidriranju plina u sabirnom sustavu prije njegovog transporta kroz distribucijski

sustav uzrokuje unutrašnju koroziju.^{81,90} To se događa zato jer će temperatura plina duž cijevi pasti ispod točke rosišta vode i voda će se kondenzirati u cjevovodu. Stvorena kondenzirana voda ima tendenciju akumuliranja u nižim točkama duž cjevovoda čime započinje pukotinska ili točkasta korozija, pa plin treba prije transporta temeljito dehidrirati. To se može postići prolazanjem plina kroz pravilno konstruiran apsorber punjen trietilenglikolom (TEG). Kod konstrukcije treba razmotriti neke bitne faktore, kao što su preporučili Bahadori and Vuthaluru⁶ uključujući pravilnu procjenu dimenzije kolone, pravilno odrediti koncentraciju TEG-a i njegovu brzinu cirkulacije u koloni, nivo njegove čistoće i potreban broj plitica. Za maksimalnu efikasnost postupka dehidracija se može provesti prolazanjem plina kroz seriju apsorbera. Druge dostupne metode dehidracije uključuju korištenje tekućih desikanta, krutih desikanta, kalcij klorida, sredstava za hlađenje, propuštanje kroz membranu i ultrazvučnu dehidraciju. Međutim, da bi se bilo koja metoda mogla primijeniti, treba uzeti u obzir tlak, temperaturu i sastav plina.²⁹ Prednosti su visoka temperatura zagrijavanja, mali rizik taloženja hidrata i velika brzina plina prilikom transporta.

Kod izbora opreme za svojstva cjevovoda vrlo su važni vrsta slitine, čvrstoća i izdržljivost materijala.⁵² Potrebno je konzultirati standarde Američkog društva za ispitivanje i materijale (American Society for Testing and Material (ASTM)) i koristiti više legirane metale kako bi se spriječila točkasta i pukotinska korozija.⁴⁰ Pažnju treba obratiti i na činjenicu da i austenitni nehrđajući čelik može biti napadnut korozivnim pucanjem pod naprezanjem kad je izložen fluidu koji sadrži klorid na temperaturi iznad 60 °C. Pažljivo treba izabrati materijale otporne na neposredan okoliš, a u najvećoj mjeri treba kontrolirati koncentraciju klorida, radnu temperaturu i pH fluida.^{94,93}

Cjevovodi za transport prirodnog plina velikog promjera moraju biti vrlo čvrsti, napravljeni od niskolegiranog čelika sa znatnim udjelom molibdena. Ravi i suradnici⁶⁹ su otkrili da su čelici u slitini s molibdenom mnogo otporniji na korozivno sulfidno pucanje pod naprezanjem (SSC), mjehuričasto pucanje inducirano vodikom (HIBC) i vodikovu krtost (HE), kao i to da imaju minimalnu brzinu korozije zbog kiselog plina u usporedbi s čelicima koji u slitini sadrže nikal, bakar i krom. Za čvrstoću cijevi, što je također potrebno svojstvo materijala, potrebno je provesti ispitivanja s miješanjem raznovrsnih slitina/metala s različitim koncentracijama molibdena, kako bi se dobio najbolji i najjeftiniji odnos.

Ponovo napominjemo, pH sustav treba pažljivo pratiti i potrebno je brzo staviti pod kontrolu svaku nepovoljnu pH vrijednost. Treba provesti ispitivanja kako bi su ustanovio pH efikasan za transport i pogodan za svaku postojeću vrstu materijala za cjevovod. Smanjenje koncentracije kiselih plinova kao što su kloridi, sulfidi i ugljikov dioksid u cjevovodu za prijenos plina, pomoću procesa odsumporavanja plina (Slika 11) će djelotvorno smanjiti unutarnju koroziju cjevovoda. Točkasta i pukotinska korozija mogu se na podzemskim poljima spriječiti držanjem nivoa klorida ispod 150 ppm i

održavanjem radne temperature ispod 10 °C. Budući da je temperatura okoline na kopnu definitivno viša od 10 °C, potrebno je provesti sveobuhvatna ispitivanja takvog sprječavanja i u oba slučaja treba spriječiti nepokretnost fluida.

Premda kiseline generalno potpomažu koroziju, ipak ju kromna kiselina i njezine soli sprječavaju stvaranjem efekta polarizacije ili prigušenja koji sprječava otapanje metala i odvajanje vodika.⁷² Stoga treba ispitati mogućnosti uključivanja kromata u slitinu za izradu cijevi što može poboljšati vijek trajanja materijala.

Osim toga, svi postojeći modeli cjevovoda su manjkavi jer do danas niti jedan nije uzeo u obzir faktor korozije. Budući da prilikom transportiranja plina svi prisutni faktori koji utječu na koroziju djeluju jedan na drugog, brzina korozije je mnogo veća i njeno predviđanje je složenije. Treba razviti grube modele predviđanja korozije uzimajući u obzir sve čimbenike i njihovo djelovanje tijekom transporta i to uz postojanje i nepostojanje inhibitora. Nadalje, treba razmotriti načine uključivanja takvih modela u postojeće modele projektiranja cjevovoda i to u početnoj fazi projektiranja cjevovoda. Kao pomoć u tome treba poboljšati postojeće modele korozije kako bi se u obzir uzimale informacije koje nedostaju npr. djelovanje inhibitora.

NS je 2005. razvio jednadžbu⁵³ (8) kao bazični model korozije za predviđanje godišnje stope korozije cjevovoda koristeći CO₂ kao korozivni agens. Obanijesu⁵⁵ je primijenio isti model za predviđanje brzine korozije plinovoda s H₂S kao korozivnim agensom, fokusirajući se na njegova termodinamička svojstva.

$$C_{\pi} = K_t \cdot f_i \cdot \frac{S^{0.146+0.0324 \log f_i}}{19} \cdot f(\text{pH})t, \frac{\text{mm}}{\text{g}} \quad (8)$$

Iako su dva rješenja iz tih radova mogla dati prihvatljiva predviđanja, u njima su pravilno mijenjani neki od fizičkih podataka, (npr. temperatura i tlak), dok su neki parametri uzeti kao konstanta u duljini od nekoliko kilometara kako bi se reduciralo ponavljanje mjerenja, od kojih su neka vrlo skupa. Isto tako, predstavljeni rezultati su izračunati bez potpunog uzimanja u obzir inhibitora korozije (kao što je uvođenje glikola). Na temelju ovih modela bi trebalo razviti nove modele. Kada su plinovi kao što su CO₂, H₂S, O₃ i drugi organski i anorganski plinovi prisutni u istoj struji plina, ova dva modela se mogu modificirati na način da uzmu u obzir sudjelovanje svakog agensa na brzinu korozije. Kada su prisutni inhibitori (što je uobičajeno u sustavima cjevovoda) njihov učinak treba procijeniti zasebno. Sva postojeća istraživanja korozije su jasno pokazala da prolaz H₂S kroz plinovod "oštećuje" transportnu opremu, a brzina korozije raste s porastom količine kojoj se dopušta protok. Stoga se preporučuje maksimalno uklanjanje H₂S iz sirovog prirodnog plina prije njegovog transportiranja kroz mrežu plinovoda. Ovo se može postići instaliranjem efikasnog postrojenja za obradu plina između polja na kojem se plin proizvodi i postrojenja za transport.

Svo osoblje koje je na radu izloženo okolišu s H₂S trebalo bi proći osnovnu obuku i koristiti sve potrebne

alate, opremu i zaštitne sustave, kako bi se zajamčila sigurnost budući da se većina incidenata događa zbog nepridržavanja tih procedura. Kod takvog incidenta treba razmotriti momentalnu reakciju i brzi dolazak tima za hitne intervencije (Accident Response Planning Unit - ARPU). Da bi se taj posao savršeno obavio cjelokupno osoblje mora biti dobro osposobljeno i opremljeno svom potrebnom opremom. Redovito treba obavljati inventuru raspoložive opreme (vjerojatno kvartalno) zbog momentalne zamjene. Budući da su razmatrani problemi i u akvatorijima, ARPU tim mora biti opremljen helikopterima za slučaj istovremenih višestrukih incidenata. Kako bi se osigurala efikasnost za svakog od osoblja ARPU tim treba razmotriti razne sheme osiguranja.

Kako bi se minimizirala unutrašnja korozija plinovoda izazvana aktivnostima mikroorganizama, treba razviti online sustave za praćenje aktivnosti bakterija u cjevovodu.^{77,22} Isto tako treba razviti inhibitore topive u vodi kako bi smanjila biokorozija cjevovoda.⁴⁶ Međutim, isto tako potrebno je uzeti u obzir mogućnost korištenja deionizirane vode.

Utvrđeno je da su kavitacijske i erozijske korozije uzrokovane trošenjem zaštitne obloge ili premaza na površini metala zbog sudaranja čestica sa stjenkama cjevovoda, što dovodi do značajnog smanjenja brzine uzrokujući na taj način abrazijsko trošenje, te da termalna obrada nema učinka na abrazijsko trošenje. Da bi se spriječile ili smanjile ove vrste korozije mogu se za izradu koristiti tvrdi materijali i mijenjati brzina. Isto tako je bitan izbor slitina otpornijih na koroziju i/ili onih veće čvrstoće. Erozijska korozija se isto može kontrolirati korištenjem čvršćih slitina s prevlakama nanesenim plamenom ili zavarivanjem. Tehnika nanošenja plamenom je proces toplinskog raspršivanja premaza kod kojeg se jedan materijal nanosi na površinu drugog materijala na električni (plazma ili električni luk) ili kemijski način (izgaranje) na temelju radne temperature i vrste materijala.³⁸ Materijal premaza (nanesen na površinu) je u obliku praha ili žice, zagrijan do rastopljenog ili polu rastopljenog stanja i nanosi se na podlogu u obliku mikročestica, a rezultat je premaz nastao akumulacijom velikog broja raspršenih čestica.^{34,8,37} Kvaliteta premaza, koja raste s brzinom čestica, određuje se njegovom poroznošću, sadržajem oksida, makro i mikro tvrdoćom, čvrstoćom spoja i hrapavošću površine.

Na koncu, promjene brzine fluida i promjene rasporeda strujanja također mogu smanjiti učinke erozijske korozije na plinovode. To se može postići redizajniranjem sustava kako bi se smanjila brzina protjecanja, vrtloženje, kavitacija ili utjecaj na okoliš.

7. Zaključak

Sudbina prirodnoga plina nalazi se između njegove odlike da je vrijedan izvor energije i katastrofa vezanih uz njegovo istraživanje i proizvodnju. Međutim, budući da oboje ima značajan utjecaj na čovjeka i okoliš, potrebno je maksimalno iskoristiti prednosti i na minimum svesti s tim vezane kvarove. Ova je studija uzela u obzir mehanizme korozije na plinovodima te utvrdila da kvarovi na cjevovodu dovode do gubitka života, štete na

imovini, a čak i do gospodarskih gubitaka s nezamislivim posljedicama po okoliš. Studija je nadalje pokazala da je uzroke tih kvarova bolje spriječiti nego ispravljati. Naposljetku, studija je pokazala da je najbolji način da se to postigne opredjeljenost operatora cjevovoda da investira u istraživanje i razvoj kako bi se razvili različiti relevantni znanstveni modeli i upravljačke sheme.

ZAHVALA

Autori se zahvaljuju Curtin University of Technology, Perth, Australija, za sponzorstvo ove istraživačke studije na temelju Curtin Strategic International Research Scholarship (CSIRS) scheme.



Authori:

Emmanuel O. Obanijesu, Chemical Engineering Department, Curtin University of Technology, Perth, WA 6102, Australia

Correspondence Author:

E-mail address: e.obanijesu@postgrad.curtin.edu.au

Tel: +61 414 512 670

Fax: +61 892 662 681

Vishnu Pareek, Chemical Engineering Department, Curtin University of Technology, Perth, WA 6102, Australia

Rolf Gubner, Chemistry Department, Curtin University of Technology, Perth, WA 6102, Australia

Moses O. Tade, Chemical Engineering Department, Curtin University of Technology, Perth, WA 6102, Australia

UDK : 622.767 : 620.193 : 621.643 : 628.5

622.767	prirodni plin
620.193	korozija
621.643	cjevovodi
628.5	zaštita od zagađenja