

# Unutrašnja korozija cevovoda od ugljeničnog čelika za transport toplih ležišnih voda

Miloš V. Simičić<sup>1</sup>, Dragan D. Govedarica<sup>2</sup>

<sup>1</sup>IHS Techno-experts d.o.o., Istraživačko razvojni centar, Beograd, Srbija

<sup>2</sup>Katedra za naftno-petrohemijsko inženjerstvo, Tehnološki fakultet, Univerzitet u Novom Sadu, Novi Sad, Srbija

## Izvod

Modelovanje unutrašnje korozije na osam cevovoda za transport toplih mineralizovanih voda, urađeno je primenom danas najčešće korišćenih kompjuterskih programa Cassandra i Norsok M-506. Provera efikasnosti inhibitora korozije i pouzdanosti modela izvedena je iz prosečnog gubitka mase posle 60 dana tretmana sa svakim od inhibitora na dva koroziona kupona koja su bila ugrađena u svakom od cevovoda. Dobijeni rezultati pokazuju da program Cassandra, koji je nastao na bazi poboljšanog modela de Waarda (*Corrosion* **31** (5) (1975) 177-181), nedovoljno uzima u obzir zaštitnu ulogu filma karbonata i da je primena programa Norsok M-506 mnogo opravdanija u uslovima kada je film karbonata uspostavljen na temperaturama iznad 80 °C. Tada se može smatrati da brzina korozije, uz primenu odgovarajućih inhibitora korozije i pretpostavku održavanja hemijskog sastava voda i operacionih parametara u prezentiranim granicama, neće biti veća od 0,1 mm godišnje.

**Ključne reči:** unutrašnja korozija; ugljenični čelik; tople podzemne vode; modeli korozije; inhibitori; korozioni kuponi.

Dostupno na Internetu sa adrese časopisa: <http://www.ache.org.rs/HI/>

U procesu eksploatacije nafte, zbog prisustva soli i rastvorenih gasova ugljen-dioksida i vodonik-sulfida, korozija intenzivno napada postrojenja za eksploataciju i transport fluida: sirove nafte, gasa i vode. Velike količine nafte dobijaju se danas u svetu iz dubokih bušotina, korišćenjem prirodnog natpritiska u ležištu. Tokom eksploatacije, pritisak nafte u ležištu opada sve dok se ne izjednači sa pritiskom u bušotini i tada se eksploatacija nafte najčešće obavlja korišćenjem potapajućih pumpi. Naftonosni sloj se i pored toga nikada ne može potpuno iscrpiti. Kako bi se održala ležišna energija i povećao koeficijent iskorišćenja proizvodne bušotine, danas se najčešće koristi metod utiskivanja vode u ležište, čime se povećava pritisak ležišnih voda, poboljšavajući time i proizvodne karakteristike bušotina.

Ovaj rad je ostvaren u okviru projekta sa naftnom kompanijom lociranom u Severnoj Africi, na čijim je naftnim poljima topla mineralizovana voda iz sloja ležišnih voda transportovana do naftnih ležišta cevovodima od ugljeničnog čelika i utiskivana u ležište. U pogledu izbora materijala cevovoda i potrebnog dodatka u debljini zida cevi zbog zaštite od korozije, dva osnovna pristupa u praksi su modelovanje korozije i procena efikasnosti primenjenih korozionih inhibitora. Cilj projekta je bio da se proveru pouzdanost nekih od postojećih modela korozije i uporedi sa rezultatima dobijenim merenjem gubitka mase na korozionim kuponima.

Prepiska: M. V. Simičić, IHS Techno-experts d.o.o., Istraživačko razvojni centar, Batajnički put 23, 11080 Beograd, Srbija.

E-pošta: [ihis@eunet.rs](mailto:ihis@eunet.rs)

Rad primljen: 9. februar, 2011

Rad prihvaćen: 30. mart, 2011

STRUČNI RAD

UDK 669.14:620.193

Hem. Ind. **65** (3) 303–311 (2011)

doi: 10.2298/HEMIND110209023S

Na taj način bi se mogao proceniti životni vek cevovoda u zavisnosti od efikasnosti primenjenih korozionih inhibitora.

Prvi semi-empirijski model korozije uz prisustvo CO<sub>2</sub> predstavili su de Waard i Milliams 1975. godine [1,2] i od tada on postaje široko zastupljen i često korišćen u praksi. Model je baziran na elektrohemijском modelu u kome brzina korozije zavisi od temperature i predstavlja eksponencijalnu zavisnost od pH vrednosti koja je data kroz korelaciju sa parcijalnim pritiskom ugljen dioksida. Model je vremenom pretrpeo znatna poboljšanja uvažavajući empirijske rezultate [3–11]. Danas postoji veliki broj modela korozije koji su poznati pod svojim komercijalnim nazivima, jer su razvijani kao kompjuterski programi. Većina ovakvih kompjuterskih programa ne otkriva dovoljno detalje o korozionim mehanizmima na bazi kojih su razvijeni. Uglavnom, sve velike naftne kompanije razvile su sopstvene programe za praćenje korozije cevovoda od ugljeničnih čelika za transport fluida na bazi primene postojećih, ali i sopstvenih modela korozije. Norveški institut za standarde, zajedno sa kompanijama Statoil, Hydro i IFE razvio je vrlo popularan Norsok M-506 model [12-16]. Ovaj model je razvijen na bazi velikog broja laboratorijskih rezultata i veliku pažnju poklanja uticaju zaštitnog sloja na čeliku na povišenim temperaturama, sve do 150 °C. Grupu kompjuterskih programa razvijenu na bazi de Waardovog modela čine Hydrocor (Shell) [17–19], Cassandra (British Petroleum) [20,21], Lipucor (Total) [22,23], Corpos (CorrOcean) [24,25] i Predict (Intercor) [26–31]. Takođe, poznati su i programi koji ne otkrivaju korozioni mehanizam na bazi koga su razvijeni kao sto su

USL/ULL (University of Louisiana at Lafayette) [32–35] i Cormed (Elf) [36–43].

### EKSPERIMENTALNI DEO

Modelovanje brzine unutrašnje korozije na osam cevovoda za transport toplih mineralizovanih voda, čiji su hemijski parametri prikazani u tabeli 1, urađeno je primenom danas najčešće korišćenih kompjuterskih programa Cassandra i Norsok M-506. Cevovodi, spoljašnjeg prečnika 168,27 mm (Severnoamerički standard NPS 6 – Nominal Pipe Size 6", ili metrički DN – Diameter Nominal 150 mm) izgrađeni su od ugljeničnog čelika API 5L X52 sa dodatkom za koroziju od 3 mm u debljini zida cevi. U prethodne četiri godine koliko su ovi cevovodi u upotrebi nije zabeleženo ni jedno curenje izazvano unutrašnjom korozijom. Operacioni parametri cevovoda su prikazani u tabeli 2.

U toku provere, demonstriran je uticaj inhibitora tri renomirana proizvođača, pri čemu je svaki inhibitor

kontinualno doziran u cevovod 60 dana u koncentraciji za koje su proizvođači garantovali postizanje 98% efikasnosti u laboratorijskim uslovima. Osnovni sastav rastvora inhibitora korozije i preporučene koncentracije prikazani su u tabeli 3. Provera efikasnosti inhibitora korozije i pouzdanosti modela izvedena je iz prosečnog gubitka mase posle 60 dana tretmana sa svakim od inhibitora na dva koroziona kupona koja su bila ugrađena u svakom od cevovoda. Za ispitivanje su korišćeni standardni trakasti kuponi CO118 od ugljeničnog čelika tipa C1010 i sistem za postavljanje i vađenje kupona pod pritiskom fluida, model SR 4000, kompanije Rose Corrosion Services. Zbog neodložnih operacionih radova na tri cevovoda tokom ispitivanja, dobijeni rezultati nisu bili pouzdani pa su izostavljeni. Priprema i instalacija korozionih kupona, analiza i interpretacija rezultata gubitka mase urađena je u skladu sa NACE standardom RP0775.

Tabela 1. Hemijski sastav podzemnih voda  
Table 1. Aquifer water chemical composition

Cevovod	Ukupna mineralizacija, mg/l	Anjoni, mg/l				Katjoni, mg/l				CO <sub>2</sub> (u vodi) ppm	O <sub>2</sub> (u vodi) ppb	H <sub>2</sub> S (u vodi) ppm
		Cl <sup>-</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	Na	K	Ca	Mg			
1	8852,4	5000	310	0	183,0	2720,0	140	390	109,4	168	0	4,0
2	11164,9	6300	370	0	274,5	3375,7	155	550	139,7	150	5	2,5
3	9655,8	5600	270	0	146,4	2856,8	180	390	212,6	180	5	3,0
4	12852,5	7200	610	0	213,5	3757,4	185	680	206,6	200	0	3,5
5	8485,1	4700	340	0	183,0	2677,8	160	400	24,3	120	5	4,0
6	9225,1	5100	380	0	201,3	2669,5	230	620	24,3	120	5	4,0
7	9614,0	5300	440	0	247,7	2871,9	145	500	109,4	290	0	4,0
8	11897,8	6700	510	0	253,8	3237,1	190	770	236,9	306	0	3,5

Tabela 2. Radni parametri cevovoda za transport podzemnih voda  
Table 2. Pipeline operating parameters for aquifer waters service

Cevovod	Pritisak, bar	Temperatura, °C	Protok, m <sup>3</sup> /dan	Brzina fluida, m/s	pH
1	10,34	95,6	1555	1,0	5,90
2	23,44	98,9	1784	1,1	6,63
3	12,41	100,0	1768	1,1	6,01
4	30,37	100,0	885	0,6	5,87
5	18,06	95,5	459	0,3	6,07
6	14,48	96,1	1319	0,8	6,06
7	44,82	100,0	1131	0,7	6,22
8	42,75	100,0	782	0,5	6,02

Tabela 3. Osnovni sastav inhibitora i preporučene koncentracije za postizanje efikasnosti od 98% u laboratorijskim uslovima  
Table 3. Basic inhibitor compositions and recommended concentrations for providing 98% efficiency in laboratory testing

Inhibitor	Osnovni sastav rastvora	Preporučena koncentracija, ppm (98% efikasnost u laboratorijskim uslovima)
Inhibitor A	Kvatenarni amini, metanol, izopropil alkohol, ksilen, etilbenzen	3
Inhibitor B	Acilovani poliamini i kvatenarni amini	5
Inhibitor C	Etilen glikol, 2-merkptoetil alkohol, imidazolin-acetat, benzildimetilamonijum-hlorid	9

## REZULTATI I DISKUSIJA

Rezultati modelovanja korozije primenom kompjuterskih programa Cassandra i Norsok M-506 uz korišćenje rezultata hemijske analize voda iz tabele 1 i operacionih podataka iz tabele 2, prikazani su u tabeli 4. Treba istaći da oba modela tretiraju uticaj  $H_2S$  samo preko uticaja na pH vrednost. Kao ulazni parametar je, bez obzira na garantovanu efikasnost u laboratorijskim uslovima od 98%, pretpostavljena efikasnost inhibitora od 85% što je najčešća praksa u realnim uslovima koja se primenjuje na naftnim poljima. Praksa je takođe, da se umesto termina efikasnost, koristi prikladniji termin dostupnost inhibitora, zbog objektivnih logističkih problema u realnim uslovima, pre svega zbog povremenih otkaza pumpi za ubrizgavanje inhibitora u cevovod i povremene obustave protoka zbog redovnog održavanja cevovoda i drugih procesnih razloga.

Rezultati merenja gubitka mase na korozionim kuponima tokom 60 dana izlaganja u svakom od cevovoda, pri čemu su tople mineralizovane vode iz sloja podzemnih voda tretirane korozionim inhibitorima različitog sastava i koncentracije, prikazani su u tabeli 5. Vizuelni pregled korozionih kupona sem opšte korozije nije pokazivao znake lokalne, selektivne ili interkristalne korozije. Rezultati su sistematizovani i zajedno sa

rezultatima dobijenim korišćenjem kompjuterskih programa prikazani na slici 1.

Sa slike se vidi da je slaganje rezultata dobijenih modelovanjem korozije korišćenjem kompjuterskog programa Norsok M-506, koji je razvijen pre svega na bazi empirijskih podataka, sa rezultatima dobijenim iz prosečnog gubitka mase korozionih kupona vrlo visoko, dok su vrednosti dobijene korišćenjem programa Cassandra za skoro red veličine veće, zavisno od hemijskog sastava voda i operacionih parametara. Ovako velika razlika za iste ulazne parametre javlja se u slučajevima kada u sistemu postoje uslovi za stvaranje zaštitnog filma koji je u modelima interpretiran na različite načine. Takođe se vidi i da je u većini slučajeva uticaj primenjenih inhibitora približno ujednačen, ali ipak u svim slučajevima, primena inhibitora A na bazi kvaternarnih amina, metanola, izopropil alkohola, ksilena i etilbenzena daje najbolje rezultate zaštite.

Razlog za veću brzinu korozije koju predviđa program Cassandra verovatno leži u tretmanu zaštitne uloge  $FeCO_3$ . Poznato je iz literature da u sistemima u kojima je prisutan rastvoreni  $CO_2$ , formiranje  $FeCO_3$  igra presudnu ulogu u korozionim procesima.  $FeCO_3$  u određenim operacionim uslovima formira zaštitni sloj na zidu cevi, koji uspostavlja difuzionu barijeru i difuzionu kontrolu procesa korozije, smanjujući brzinu korozije

Tabela 4. Poređenje izračunate brzine korozije (mm/godina) primenom Cassandra i Norsok modela za neinhibirane i inhibirane uslove sa pretpostavljenom dostupnošću inhibitora od 85%

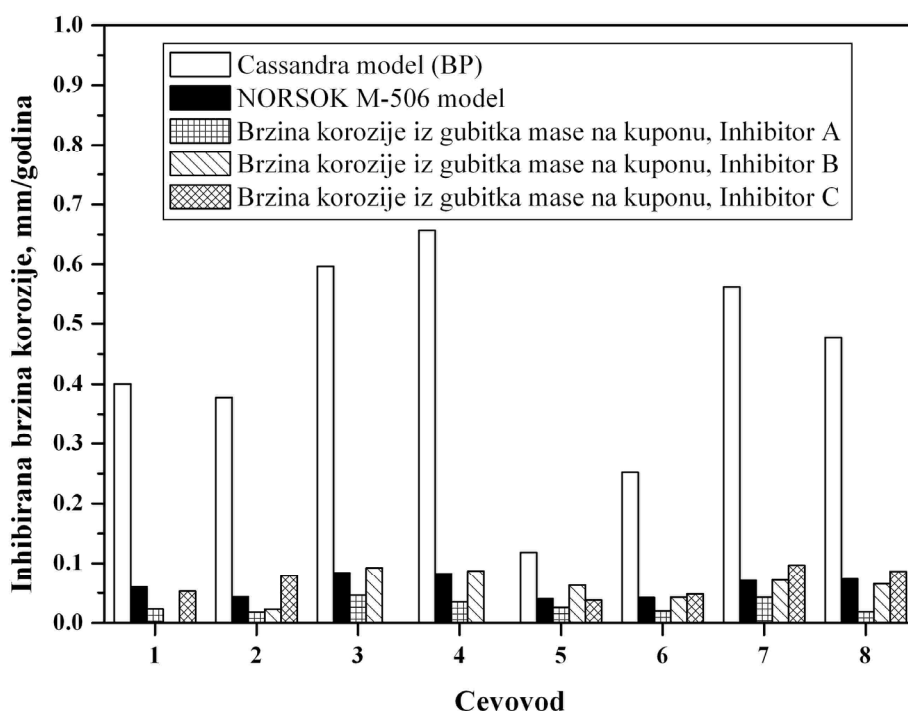
Table 4. Comparison of  $CO_2$  corrosion models Cassandra and Norsok for uninhibited and inhibited corrosion rate (mm/year), assuming 85% inhibitors availability

Cevovod	Cassandra model (BP)		Norsok M-506 model	
	Neinhibirana brzina korozije	Inhibirana brzina korozije (dostupnost inhibitora 85%)	Neinhibirana brzina korozije	Inhibirana brzina korozije (dostupnost inhibitora 85%)
1	2,67	0,4005	0,40	0,0600
2	2,52	0,3780	0,29	0,0435
3	3,98	0,5970	0,56	0,0840
4	4,38	0,6570	0,55	0,0825
5	0,79	0,1185	0,27	0,0405
6	1,68	0,2520	0,28	0,0420
7	3,75	0,5625	0,47	0,0705
8	3,18	0,4770	0,49	0,0735

Tabela 5. Poređenje brzina korozije (mm/godina) dobijenih iz gubitka mase na kuponima i uticaja primenjenih inhibitora

Table 5. Weight loss (mm/year) coupons exposed to inhibitors validation tests

Cevovod	Inhibitor A (3 ppm)	Inhibitor B (5 ppm)	Inhibitor C (9 ppm)
1	0,02310	–	0,05260
2	0,01800	0,02275	0,07870
3	0,04610	0,09220	–
4	0,03480	0,08715	–
5	0,02565	0,06300	0,03780
6	0,01955	0,04280	0,04800
7	0,04280	0,07150	0,09680
8	0,01890	0,06525	0,08660



Slika 1. Poređenje izračunatih brzina korozije primenom Cassandra i Norsok modela za inhibirane uslove i eksperimentalnih rezultata.

Figure 1. Comparison of Cassandra and Norsok corrosion prediction models for inhibited corrosion with experimental data.

reakcije zbog nedostupnosti rastvorenog  $\text{CO}_2$  i otežanog prenosa elektrona. Pojavu  $\text{FeCO}_3$  i uticaj zaštitnog sloja na koroziju obrađivali su mnogi autori [44–50]. De Waard i Milliams [1] bili su svesni mogućnosti formiranja  $\text{FeCO}_3$ , ali to nisu uneli u svoj prvobitni semi-empirijski model. Kako su osobine  $\text{FeCO}_3$  važne za razumevanje uticaja pH vrednosti i temperature procesa na brzinu korozije, intenzivno je istraživana entalpija, entropija i Gibsova energija formiranja, toplotni kapacitet, rastvorljivost u vodi i proizvod rastvorljivosti  $\text{FeCO}_3$ , ali detaljan osvrt na dobijene rezultate koji nisu uvek konzistentni, prevazilazi okvire ovog rada.

Neka iskustva sa naftnih polja sugerišu da brzina korozije dosta opada pri visokoj koncentraciji ukupne rastvorene supstance [51], kao i da taloženje čvrste faze  $\text{FeCO}_3$  može da objasni neočekivano koroziono ponašanje iznad  $60\text{ }^\circ\text{C}$  [52]. Na sobnoj temperaturi, proces taloženja  $\text{FeCO}_3$  je vrlo spor pri čemu nastaje porozan sloj karbonata čak i pri visokom superzasićenju, koji ne pruža zaštitu od korozije [51]. Suprotno, na visokim temperaturama ( $>60\text{ }^\circ\text{C}$ ) i pri niskom superzasićenju, proces taloženja je brz, stvarajući pritom zaštitni sloj visoke gustine. Zavisno od hemijskog sastava vode i protoka, moglo bi se očekivati da će se takav sloj nagraditi iznad  $80\text{ }^\circ\text{C}$  pri čemu brzina korozije znatno opada.

Dobijeni rezultati pokazuju da program Cassandra, koji je nastao na bazi poboljšanog modela de Waarda,

ipak nedovoljno uvažava zaštitnu ulogu filma karbonata i da je primena programa Norsok M-506 mnogo opravdanija u uslovima kada je on uspostavljen na temperaturama iznad  $80\text{ }^\circ\text{C}$ . Tada se može smatrati da brzina korozije, uz primenu odgovarajućih inhibitora i pretpostavku održavanja hemijskog sastava vode i operacionih parametara u prezentiranim granicama, neće biti veća od  $0,1\text{ mm}$  godišnje.

## ZAKLJUČAK

Za predviđanje brzine korozije u cevovodima od ugljeničnog čelika na temperaturama iznad  $80\text{ }^\circ\text{C}$ , kada postoje uslovi za stvaranje zaštitnog sloja  $\text{FeCO}_3$ , mnogo je opravdanije koristiti kompjuterski program Norsok M-506 nego program Cassandra.

Svi ispitani inhibitori korozije pružaju dobru i dosta ujednačenu zaštitu, ali ipak u svim slučajevima, primena inhibitora na bazi kvatenarnih amina, metanola, izopropil alkohola, ksilena i etilbenzena daje najbolje rezultate zaštite.

Za hemijske i operacione parametre voda prikazanih u ovom radu i uz primenu odgovarajućih inhibitora, može se tvrditi da bi životni vek cevovoda, uzimajući u obzir dodatak za koroziju od  $3\text{ mm}$  u debljini zida cevi, mogao da dostigne  $30$  godina.

## LITERATURA

- [1] C. de Waard, D.E. Milliams, Prediction of carbonic acid corrosion in natural gas pipeline, in: First International Conference on the Internal and External Protection of Pipes, University of Durham, UK, 1975, paper no. F1, X85-X87.
- [2] C. de Waard, D.E. Milliams, Carbonic-acid corrosion of steel, *Corrosion* **31**(5) (1975) 177–181.
- [3] M. J. Simon Thomas, C. de Waard, L.M. Smith, Controlling factors in the rate of CO<sub>2</sub> corrosion, in: UK Corrosion, Brighton, 1987.
- [4] C. de Waard, U. Lotz, D.E. Milliams, Predictive model for CO<sub>2</sub> corrosion engineering in wet natural gas pipelines, *Corrosion* **47**(12) (1991) 976–985.
- [5] C. de Waard, U. Lotz, D.E. Milliams, Predictive model for CO<sub>2</sub> corrosion engineering, in: *Corrosion, NACE*, paper no. 577, 1991.
- [6] C. de Waard, U. Lotz, Prediction of CO<sub>2</sub> corrosion of carbon steel, in: *Corrosion, NACE*, paper no. 69, 1993.
- [7] C. de Waard, U. Lotz, Prediction of CO<sub>2</sub> corrosion of carbon steel, in: European Federation of Corrosion (EFC) 13, 1994, pp. 30–49.
- [8] C. de Waard, U. Lotz, A. Dugstad, Influence of liquid flow velocity on CO<sub>2</sub> corrosion, A Semi-Empirical Model, in: *Corrosion, NACE*, paper no. 128, 1995.
- [9] C. de Waard, L. Smith, B.D. Craig, The influence of crude oil on well tubing corrosion rates, in: EUROCORR 2001, paper no. 174, Riva del Garda, Italy, 2001.
- [10] C. de Waard, L. Smith, P. Bartlett, H. Cunningham, Modeling corrosion rates in oil production tubing, in: EUROCORR 2001, paper no. 254, Riva del Garda, Italy, 2001.
- [11] C. de Waard, L. M. Smith, B.D. Craig, The influence of crude oils on well tubing corrosion rates, in: *Corrosion, NACE*, paper no. 629, 2003.
- [12] A.M. K. Halvorsen, T. Søndtvedt, CO<sub>2</sub> corrosion model for carbon steel including a wall shear stress model for multiphase flow and limits for production rate to avoid mesa attack, in: *Corrosion, NACE*, paper no. 42, 1999.
- [13] <http://www.standard.no/imaker.exe?id=1369>, Norsok M-506 CO<sub>2</sub> Corrosion Rate Calculation Model (reversion 1, june 1998), Standardisering i Norge, 2007.
- [14] <http://www.standard.no/imaker.exe?id=10405>, Norsok M-506 CO<sub>2</sub> Corrosion Rate Calculation Model (reversion 2, june 2005), Standardisering i Norge, 2007.
- [15] S. Olsen, CO<sub>2</sub> corrosion prediction by use of the NORSOK M-506 model – Guidelines and limitations, in: *Corrosion, NACE*, paper no. 623, 2003.
- [16] S. Olsen, A.M. Halvorsen, P.G. Lunde, CO<sub>2</sub> Corrosion prediction model – Basic principles, in: *Corrosion, NACE*, paper no. 551, 2005.
- [17] D. Sergio Kapusta, F.M. Bernardus Pots, J. Jan Rippon, The application of corrosion prediction models to the design and operation of pipelines, in: *Corrosion, NACE*, paper no. 633, 2004.
- [18] B.F.M. Pots, E. L. J. A. Hendriksen, CO<sub>2</sub> corrosion under scaling conditions – The special case of top-of-line corrosion in wet gas pipelines, in: *Corrosion, NACE* paper no. 31, 2000.
- [19] B.F.M. Pots, C. J. Randy, J. Jan Rippon, M.J.J. Simon-Thomas, D. Sergio Kapusta, M.M. Girgis, T. Whitham, Improvements on de Waard Milliams corrosion prediction and applications to corrosion management, in: *Corrosion, NACE*, paper no. 235, 2002.
- [20] D. Paisley, N. Barrett, O. Wilson, Pipeline failure: The roles played by corrosion, flow and metallurgy, in: *Corrosion, NACE*, paper no. 18, 1999.
- [21] B. Hedges, L. McVeigh, The role of acetate in CO<sub>2</sub> corrosion: The double whammy, in: *Corrosion, NACE*, paper no. 21, 1999.
- [22] Y.M. Gunaltun, Combining research and field data for corrosion rate prediction, in: *Corrosion, NACE*, paper no. 27, 1996.
- [23] Y.M. Gunaltun, D. Larray, Correlation of cases of top of line corrosion with calculated water condensation rates, in: *Corrosion, NACE*, paper no. 71, 2000.
- [24] P.O. Gartland, Choosing the right positions for corrosion monitoring on oil and gas pipelines, in: *Corrosion, NACE*, paper no. 83, 1998.
- [25] P.O. Gartland, J.E. Salomonsen, A pipeline integrity management strategy based on multiphase fluid flow and corrosion modeling, in: *Corrosion, NACE*, paper no. 622, 1999.
- [26] S. Srinivasan, R.D. Kane, Prediction of corrosivity of CO<sub>2</sub>/H<sub>2</sub>S production environments, in: *Corrosion, NACE*, paper no. 11, 1996.
- [27] V.R. Jangama, S.A. Srinivasan, Computer model for prediction of corrosion of carbon steels, in: *Corrosion, NACE*, paper no. 318, 1997.
- [28] S. Srinivasan, S. Tebbal, Critical factors in predicting CO<sub>2</sub>/H<sub>2</sub>S corrosion in multiphase systems, in: *Corrosion, NACE*, paper no. 38, 1998.
- [29] S. Srinivasan, R.D. Kane, Corrosion prediction models need to include field, lab data – Using software system with full range of key parametric effects, a model can accurately predict corrosion rates in carbon steel, *Pipe Line Gas Ind.* **82**(6) (1999) 39–48.
- [30] K.A. Sangita, S. Srinivasan, An analytical model to experimentally emulate flow effects in multiphase CO<sub>2</sub>/H<sub>2</sub>S systems, in: *Corrosion, NACE*, paper no. 58, 2000.
- [31] S. Srinivasan, R.D. Kane, critical issues in the application and evaluation of a corrosion prediction model for oil and gas systems, in: *Corrosion, NACE*, paper no. 640, 2003.
- [32] J.D. Garber, R.S. Perkins, V.R. Jangama, A.R. Alapati, calculation of downhole pH and delta pH in the presence of CO<sub>2</sub> and organic acids, in: *Corrosion, NACE*, paper no. 176, 1996.
- [33] C.S. Fang, J.D. Garber, R.S. Perkins, J.R. Reinhardt, Computer model of a gas condensate well containing CO<sub>2</sub> – Phase II, in: *Corrosion, NACE*, paper no. 465, 1989.
- [34] F.F. Farshad, J.D. Garber, V. Polaki, Comprehensive model for predicting corrosion rates in gas wells containing CO<sub>2</sub>, *SPE Prod. Facil.* **15**(3) (2000) 183–190.
- [35] J.D. Garber, F. Farshad, J.R. Reinhardt, W. Chen, V.P. Tadepally, R. Winters, Internal corrosion rate prediction in

- pipelines and flowlines using a computer model, in: Corrosion, NACE, paper no. 155, 2004.
- [36] J.L. Crolet, M.R. Bonis, A tentative method for predicting the corrosivity of wells in new CO<sub>2</sub> Fields, in: Advances in CO<sub>2</sub> Corrosion 2, P.A. Burke, A.I. Asphahani, B.S. Wright (Eds.), 1985, pp. 23.
- [37] J.L. Crolet, M.R. Bonis, A tentative method for predicting the corrosivity of wells in new CO<sub>2</sub> fields, in: Corrosion, NACE, paper no. 27, 1985.
- [38] J.L. Crolet, M.R. Bonis, Mater. Performance **25**(3) (1986) 41.
- [39] J.L. Crolet, M.R. Bonis, An optimized procedure for corrosion testing under CO<sub>2</sub> and H<sub>2</sub>S gas pressure, Mem. Etud. Sci. Rev. Met. **85**(7–8) (1988) 375–386.
- [40] J.L. Crolet, M.R. Bonis, An optimized procedure for corrosion testing under CO<sub>2</sub> and H<sub>2</sub>S gas pressure, in: Corrosion, NACE, paper no. 17, 1989.
- [41] M.R. Bonis, J.L. Crolet, Basics of the prediction of the risks of CO<sub>2</sub> corrosion in oil and gas wells, in: Corrosion, NACE, paper no. 466, 1989.
- [42] J.L. Crolet, M.R. Bonis, An optimized procedure for corrosion testing under CO<sub>2</sub> and H<sub>2</sub>S gas pressure, Mater. Performance **29**(7) (1990) 81–86.
- [43] J.L. Crolet, M.R. Bonis, Prediction of the risks of CO<sub>2</sub> corrosion in oil and gas wells, SPE Prod. Facil. **6**(4) (1991) 449–453.
- [44] G. Schmitt, Fundamental aspects of CO<sub>2</sub> corrosion, in: Corrosion, NACE, paper no. 43, 1983.
- [45] H. Sontheimer, W. Kölle, V. Snoeyink, The siderite model of the formation of corrosion resistant scales, Am. Wat. Work. Assoc. **73** (1981) 572–579.
- [46] E. Eriksrud, T. Sjøntvedt, Effect of flow on CO<sub>2</sub> corrosion rates in real and synthetic formation waters, in: Corrosion, NACE, paper no. 44, 1984.
- [47] A. Wieckowski, E. Ghali, M. Szklarczyk, J. Sobokowski, The behaviour of iron electrode in CO<sub>2</sub> saturated neutral electrolyte, Electrochim. Acta **28**(11) (1983) 1619.
- [48] T. Haarberg, J.E. Jakobsen, T. Oestvold, The effect of ferrous iron on mineral scaling during oil recovery, Acta Chemica Scand. **44**(9) (1990) 907–915.
- [49] S. Olsen, O. Lunde, A. Dugstad, Stabilizing pH in troll pipelines solves glycol-regen problems, Oil Gas J. **97** (1999) 59–62.
- [50] A. Dugstad, M. Seiersten, pH-stabilisation, a reliable method for corrosion control of wet gas pipelines, SPE paper 87560, Aberdeen, 2004.
- [51] S. Nešić, Key Issues related to modeling of internal corrosion of oil and gas pipeline – A review, Corrosion Sci. **49**(12) (2007) 4308–4338.
- [52] S. Al-Hassan, B. Mishra, D. L. Olson and M. M. Salama, Effect of microstructure on corrosion of steels in aqueous solutions containing carbon dioxide, Corrosion **54**(6) (1998) 480–493.

## SUMMARY

### INTERNAL CORROSION OF CARBON STEEL PIPING IN HOT AQUIFERS SERVICE

Miloš V. Simičić<sup>1</sup>, Dragan D. Govedarica<sup>2</sup>

<sup>1</sup>*IHS Techno-experts d.o.o., Research and Development Centre, Belgrade, Serbia*

<sup>2</sup>*Department of Petroleum Engineering, Faculty of Technology, University of Novi Sad, Novi Sad, Serbia*

(Professional paper)

Internal corrosion of carbon steel pipelines is a major problem encountered in water service. In terms of prediction of the remaining lifetime for water pipelines based on the corrosion allowance, the three main approaches are corrosion modelling, corrosion inhibitor availability, and corrosion monitoring. In this study we used two theoretical corrosion models, Cassandra and Norsok M-506 of quite different origins in order to predict uniform corrosivity of hot aquifers in eight different pipelines. Because of the varying calculation criteria for the different models, these can give very different corrosion rate predictions for the same data input. This is especially true under conditions where the formation of protective films may occur, such as at elevated temperatures. The evaluation of models was conducted by comparison using weight-loss coupons and three corrosion inhibitors were obtained from commercial suppliers. The tests were performed during the 60-day period. Even though inhibitors' efficiencies of 98% had been achieved in laboratory testing, inhibitors' availabilities of 85% have been used due to logistics problems and other issues. The results, given in mmpy, *i.e.*, mm/year, are very consistent with Norsok M-506 prediction. This is presumably because the model considers the effect of the formation of a passive iron carbonate film at temperatures above 80 °C and significant reduction in corrosion rate. Corrosion inhibitor A showed a better performance than inhibitors B and C in all cases but the target corrosion rates of less than 0.1 mmpy were achieved for all inhibitors. The chemical type of corrosion inhibitor A is based on quaternary amines mixed with methanol, isopropyl alcohol, xylene and ethylbenzene. Based on the obtained results the carbon steel lifetime of 30 years, provided proper inhibitors are present and 3mm corrosion allowance, can be achieved for hot aquifers service with presented water compositions.

**Keywords:** Internal corrosion • Carbon steel • Hot aquifers • Corrosion models • Inhibitors • Weight-loss coupons