

Modelli per la previsione della corrosione da CO₂: confronto e applicazione a casi reali

V. Balostro, A. Restelli, G. Gabetta

La corrosione interna da CO₂ è il meccanismo di danno più importante per le condotte che trasportano idrocarburi. Per un adeguata scelta dei materiali di costruzione è necessario essere in grado di prevedere l'evoluzione della corrosione in funzione delle caratteristiche del fluido trasportato, e la resistenza delle diverse classi di acciai. Sono disponibili vari modelli predittivi che sulla base dei principali parametri chimico-fisici permettono di valutare la velocità di corrosione attesa. La maggior parte di questi modelli si fonda sull'interpolazione di dati sperimentali, rielaborati e corretti a partire da osservazioni di campo. Esiste poi un modello più complesso, elaborato dall'Università dell'Ohio, che è basato sul comportamento chimico-fisico del metallo descritto da equazioni di stato. Gli autori di questo lavoro hanno svolto un esercizio comparativo consistente nell'applicazione di diversi modelli ad alcuni casi reali. I risultati ottenuti sono stati confrontati tra di loro e, ove possibile, paragonati con osservazioni e misure disponibili. In generale si può affermare che i modelli a disposizione danno un'utile indicazione per la selezione materiali e per l'interpretazione di casi di rottura; in genere però i dati che si ottengono sono conservativi e non sono in accordo con le velocità di corrosione effettivamente misurate in campo. Se l'obiettivo è quello di riuscire ad ottenere un valore numerico che sia veramente significativo per la previsione della vita di un componente, è necessario approfondire lo studio delle diverse metodologie.

Parole chiave:

acciaio, corrosione, modellazione, selezione materiali

INTRODUZIONE

La corrosione interna da CO₂ è il meccanismo di danno più importante per le condotte che trasportano idrocarburi.

Il suo studio puntuale è iniziato a partire dal 1945 con la scoperta di alcuni campi (in Luisiana e Texas) presentanti notevoli problematiche in relazione a questo meccanismo di corrosione. Successivamente sono stati sviluppati diversi modelli di corrosione aventi come fine la predizione dell'evoluzione della velocità di corrosione in funzione della corrosività del fluido trasportato.

Tali modelli nella maggior parte dei casi si basano sia su osservazioni di campo sia su correlazioni di dati sperimentali. Ci sono inoltre modelli come Multicorp che utilizzano equazioni teoriche descrittive della fisica e chimica del sistema.

I modelli hanno come dati di input parametri descrittivi del sistema, quali: frazione molare di CO₂ in fase gas, temperatura, pressione, ecc. e forniscono come risultato una previsione della velocità di corrosione dell'acciaio al carbonio considerato.

Un buon modello di previsione della velocità di corrosione deve essere in grado di soddisfare due richieste fondamentali:

1. fornire una prima indicazione sull'applicabilità o meno dell'acciaio al carbonio;
2. prevedere con la maggiore accuratezza possibile, una volta stabilito l'utilizzo dell'acciaio al carbonio, la velocità di corrosione, in modo da determinare l'adeguato sovrappessore di corrosione.

Scopo del presente lavoro è effettuare una comparazione tra i diversi modelli predittivi attraverso applicazioni a casi reali ed il

confronto incrociato dei risultati, paragonandoli ove possibile alle osservazioni e alle misure di campo disponibili.

Durante l'attività di confronto tra i vari modelli sono stati analizzati un numero elevato di casi relativi a condotte appartenenti a diverse realtà operative; nel presente lavoro sono riportati esclusivamente i 5 casi ritenuti più significativi.

In particolare sono stati analizzati: 4 casi on-shore multifase (olio, gas ed acqua) ed 1 caso off-shore bifase (gas ed acqua).

Per ogni caso viene fornita una breve descrizione, in cui vengono riportati i dati operativi e di produzione. Successivamente i risultati della velocità di corrosione ottenuti vengono presentati in forma grafica e discussi brevemente.

MODELLI PER LA PREVISIONE DELLA VELOCITÀ DI CORROSIONE INTERNA

I seguenti modelli sono stati utilizzati e confrontati tra di loro:

- deWaard & Milliams (1991, 1993);
- deWaard, Lotz & Dugstad (1995);
- Norsok M-506 (Rev. 2, 2005);
- ECE 4 / ECE 5;
- Predict 5.0 (2010);
- Multicorp 4.2.49 (2010).

Il modello più datato è quello di deWaard che nella sua prima versione risale al 1975 ed è stato poi perfezionato nelle successive edizioni del 91/93 e del 95. Esso è costituito da semplici equazioni di base [ref. 3 e 4] la cui risoluzione porta ad un valore puntuale di corrosione prevista. A tale risultato si possono applicare dei fattori correttivi che tengono conto di molteplici effetti che riducono la velocità di corrosione (pH, scales, condensazione, ecc.).

Il Norsok è un modello empirico ottenuto correlando dati sperimentali di velocità di corrosione di acciai al carbonio testati in

V. Balostro, A. Restelli, G. Gabetta
Eni Div. E&P, San Donato Milanese

acqua contenente CO₂ a differenti valori di temperatura, pH, pressione parziale di CO₂ e sforzo di taglio alla parete [ref. 5]. Electronic Corrosion Engineer, ECE, si basa sul modello deWaard 95 per la valutazione della velocità di corrosione, ma include un modulo per il calcolo del pH dalla chimica dell'acqua e dei bicarbonati e nuove correlazioni che dipendono dalla bagnabilità dell'olio alla parete.

Predict è un software commerciale per la previsione della velocità di corrosione da CO₂ degli acciai al carbonio.

Il programma applica il modello deWaard per ottenere un valore base della velocità di corrosione. Questa viene poi corretta mediante una serie di fattori correttivi quali il valore "effettivo" della pressione parziale della CO₂ calcolato come funzione del pH di sistema.

Esso inoltre include un fattore correttivo per tener conto della formazione di film protettivi e un altro legato all'azione filmante di una eventuale fase olio.

Multicorp è un software per predire la velocità di corrosione di acciai al carbonio e basso legati nelle condotte.

Il programma si fonda su basi teoriche che includono la modellazione della cinetica delle reazioni elettrochimiche alla superficie del metallo, compresa la precipitazione, la dinamica del trasporto di diverse specie tra il bulk della soluzione e la superficie del metallo attraverso gli strati turbolenti e le superfici porose dei film e la crescita dei film di carbonato di ferro.

Ciascuno dei modelli analizzati presenta propri campi di applicazione ed è quindi importante tenere conto di tali limiti, in particolare quando si hanno incertezze su dati e si deve ricorrere ad ipotesi. L'utilizzo di un modello al di fuori del suo campo di applicabilità va fatto con cautela perché può portare a risultati errati o fuorvianti.

Solo alcuni modelli sono in grado di effettuare analisi fluidodinamiche lungo la condotta, fornendo di conseguenza l'andamento di valori di pressione e temperatura. Nel presente lavoro per i restanti modelli si è ricorso, ove necessario, ad estrapolazioni ottenute usufruendo del software fluidodinamico monodimensionale Olga®.

CASO 1

In questa sezione viene mostrato il caso di una linea multifase che trasporta olio, gas ed acqua da un manifold di raccolta di quattro pozzi produttivi al centro di trattamento olio. Il diametro interno è di 6", la lunghezza di circa 3000 m ed il materiale del tubo è un API 5L GR. B [ref. 15].

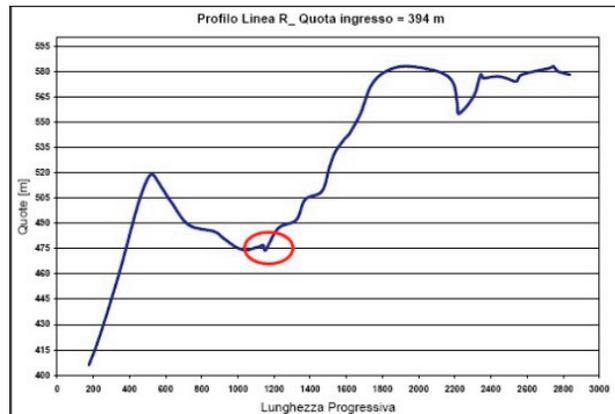


FIG. 1 Geometria della condotta (indicato in rosso punto dove è avvenuta la rottura).

Pipeline geometry (in red the location where the leakage happened)

	Pin (bar)	Tin (°C)	WC (%)	GOR
Periodo 1	49	27	22	45
Periodo 2	50	27	37	46
Periodo 3	49	27	55	48

TAB. 1 Dati produzione ed operativi.

Production and operating data.

	mg/l
Cloruri	25420
Solfati	60.1
Solfuri	2.11
Solidi sospesi	120
Ferro	0.21
Calcio	6170
Magnesio	466
HCO ₃	304

TAB. 2

Acqua di formazione.

Formation water composition.

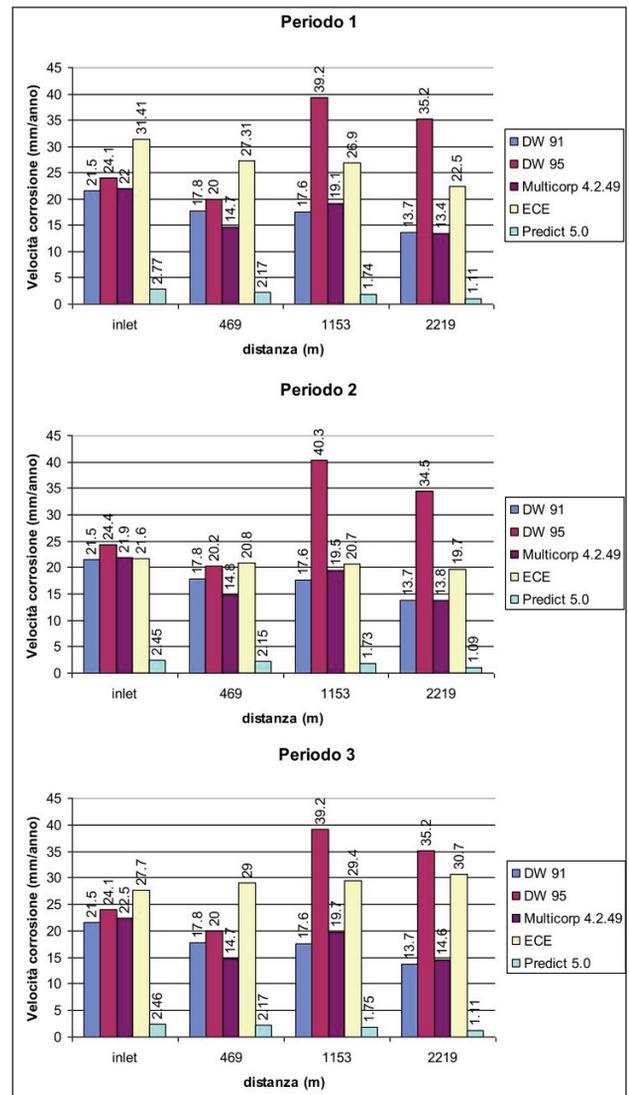


FIG. 2 Case 1, three intervals in time (Periodo 1, Periodo 2, Periodo 3).

Case 1, tre intervalli di tempo (Period 1, Period 2, Period 3).

CO ₂ (%mol)	T (°C)	P (bar)	WC (%)	GOR (Sm ³ /m ³)
66	ambiente	2.8*	10	33

TAB. 3 *Dati operativi (*pressione ai separatori).*
*Operating data (*pressure at separators).*

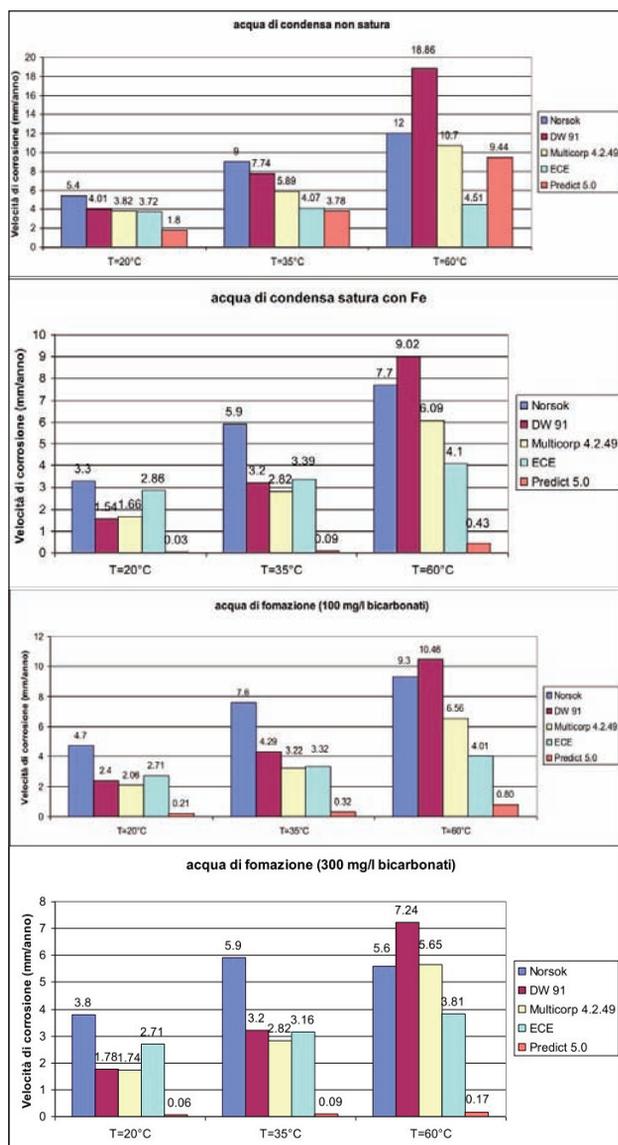


Fig. 3 *Caso 2, analisi di sensitività per la composizione dell'acqua di formazione a diverse temperature.*

Case 2, sensitivity analysis for the formation water chemistry at different temperatures,

La condotta ha registrato una rottura a distanza di 2 anni e mezzo dall'inizio della produzione. La velocità di corrosione calcolata a seguito della failure analysis è di 2 - 2.5 mm/anno.

Nella Figura 1 è mostrata la geometria/altimetria della condotta, in cui viene segnalato il punto dove è avvenuta la rottura. Le condizioni operative della condotta al momento della failure erano di 30 bar al manifold e di 25 - 30 °C come temperatura media del fluido in ingresso. In fase gas era presente una considerevole quantità di CO₂, pari al 73%.

Nella tabella 1 e 2 vengono mostrati rispettivamente i dati di produzione ed operativi medi annuali (calcolati su 3 periodi) e

l'analisi dell'acqua di produzione.

Nei grafici seguenti (Figg. 2a, 2b e 2c) sono riportati i risultati della velocità di corrosione valutata con i diversi modelli predittivi al variare della distanza lungo la linea per i tre diversi intervalli temporali.

Da una prima analisi si può concludere che le velocità di corrosione sono elevate (sempre superiori a 10 mm/anno) per 4 dei 5 modelli testati, nella fattispecie deWaard 91, deWaard 95, Multicorp ed ECE 4, mentre Predict risulta essere molto meno conservativo rispetto agli altri. Nel caso considerato il modello di deWaard 95 pare essere il più conservativo mentre, come detto in precedenza, i risultati ottenuti con Predict risultano essere meno conservativi. Si noti che i valori ottenuti con quest'ultimo modello si attestano intorno ai 2 - 2.5 mm/anno in corrispondenza del punto in cui è avvenuta la failure. Tale previsione rispecchia a velocità di corrosione effettivamente registrata.

CASO 2

In questa sezione viene mostrato il caso di una linea che trasporta fluido multifase on-shore che collega i separatori di produzione con il gas-boot presente nell'impianto di trattamento del Centro Olio.

Il diametro interno della condotta è di 16", la lunghezza di circa 100 m e lo spessore nominale di 7.9 mm. Il materiale del tubo è un API 5L GR. B [ref. 12].

In tabella 3 sono riportati i dati operativi della condotta.

I valori di pH ottenuti dai modelli di previsione della corrosione sono riportati nei grafici di Fig. 3 e sono stati utilizzati come input per il calcolo della velocità di corrosione. Non avendo a disposizione dati sulla composizione chimica dell'acqua si è prodotta un'analisi di sensibilità, considerando prima acqua di condensa con e senza saturazione di ioni ferro e poi acqua di formazione con due diverse concentrazioni di bicarbonati (100 e 300 mg/l). I valori di pH ottenuti sono simili per tutti i modelli e variano da un minimo di circa 3 (acqua di condensa) ad un massimo di circa 5.5 (acqua di formazione con 300 mg/l di bicarbonati).

Nei grafici di figg. 6-9 sono presentati i risultati della velocità di corrosione valutati con i diversi modelli predittivi in ingresso alla condotta al variare della temperatura.

Come atteso tutti i modelli rispecchiano correttamente l'andamento crescente della velocità di corrosione al diminuire del pH e all'aumentare della temperatura. Il modello ECE 4 basandosi sulle equazioni di deWaard '95 risente meno di questi effetti. Alle temperature più basse il modello Norsok denota una velocità di corrosione sensibilmente maggiore rispetto agli altri modelli; questa differenza è meno marcata per i valori di pH più bassi. Viceversa alle alte temperature è il modello deWaard 91 a fornire i valori più elevati di velocità di corrosione.

Il modello Predict risulta essere il meno conservativo sia nel caso di acqua di condensa saturata di ioni ferro, sia nel caso di acqua di formazione con due diverse concentrazioni di bicarbonati. Viceversa per il caso di acqua di condensa non saturata di ioni ferro Predict calcola una velocità di corrosione sensibilmente più alta rispetto agli altri 3 casi sopraccitati, che avvicina i valori di ottenuti con gli altri modelli. Questo porta a concludere che Predict è marcatamente sensibile alla variazione del pH.

CASO 3

In questa sezione viene mostrato il caso di due linee on-shore che trasportano fluido multifase caratterizzato da un water cut del 7% e da un contenuto di CO₂ nella fase gas pari al 1.2 % molare.

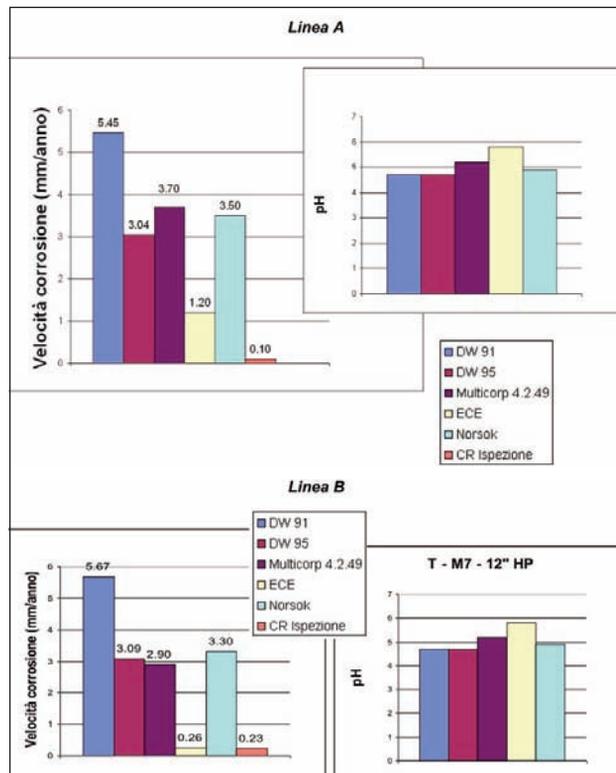


FIG. 4 *Caso 3, Velocità di Corrosione e pH stimati per le linee A e B.*
Case 3, Corrosion rate and pH evaluation for lines A and B.

Le linee, qui denominate linea A e linea B, sono realizzate in acciaio al carbonio e presentano un diametro interno di 12" e una lunghezza rispettivamente di circa 4100 m per la linea A e 15200 m per la linea B [ref. 13].

Nei grafici di Fig. 4, per entrambe le linee, sono riportati l'andamento della velocità di corrosione in ingresso alle condotte ed il valore del pH calcolato con i diversi modelli predittivi; si può inoltre notare (in arancione) il valore della velocità di corrosione misurata in campo durante un'indagine spessimetrica.

I valori di pH calcolati dai vari modelli, a partire dalla composizione dell'acqua, presentano lievi scostamenti, fatta eccezione per ECE 4 che si discosta dagli altri di quasi una unità di pH. Le velocità di corrosione ottenute sono invece sensibilmente differenti. Da una prima analisi si nota che: i risultati di deWaard 95, Multicorp e Norsok sono confrontabili e si attestano intorno ai 3 mm/anno, mentre la deWaard. 91 è la più conservativa. ECE 4 fornisce risultati meno conservativi e nel caso linea B confrontabili con i risultati di campo. La velocità di corrosione inferiore è un effetto del valore più elevato di pH calcolato.

TAB. 4 *Dati costruttivi della condotta esaminati per il caso 4.*

Construction data for the pipeline - case 4.

Diametro nominale	10"
Lunghezza totale	15 km (offshore) + 2.5 km (onshore)
Materiale	API 5L X52
Spessore nominale	11.13 mm

	Portata acqua (m ³ /g)	Portata gas (Nm ³ /g)	Tin (°C)	Pout (bar)	Bicarbonati (ppm)
Sottocaso A	13.40	255846	22.3	51.7	522
Sottocaso B	24.50	177257	17.7	33.2	522

TAB. 5

Dati produzione, operativi e valore bicarbonati.

Production and operation data with carbonate value.

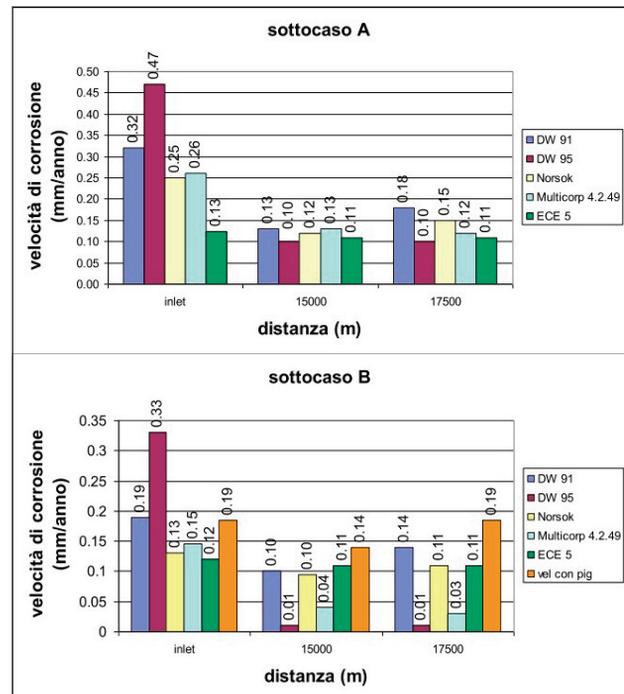


FIG. 5 *Caso 4, Velocità di Corrosione calcolata con per diverse lunghezze della condotta.*

Case 4, Corrosion Rate evaluated for different pipeline lengths.

CASO 4

In questa sezione viene mostrato il caso di una sealine da 10" lunga 17500 m che collega una piattaforma ad una centrale di trattamento olio a terra. La condotta sottomarina in esame trasporta fluido bifasico composto da gas e acqua caratterizzato da un contenuto di CO₂ pari allo 0.4 % molare [ref. 15].

In tabella 4 sono riportati i dati costruttivi della condotta ed in tabella 5 sono riportati i dati di produzione, operativi ed il valore di bicarbonati utilizzati per eseguire le simulazioni. In particolare sono stati analizzati 2 sottocasi (A e B), corrispondenti a due diversi periodi produttivi.

Nei grafici di Fig. 5 sono riportati i risultati ottenuti utilizzando il modello di deWaard 91, deWaard 95, Norsok, Multicorp, Predict ed ECE 5 al variare della lunghezza della sealine.

In particolare per il sottocaso B sono inoltre riportati i risultati ottenuti a seguito di una campagna di piggaggio intelligente (in arancione).

I valori di pressione e temperatura in input ai modelli, per le diverse distanze, sono stati calcolati usufruendo del software Olga[®], in quanto come detto inizialmente, fatta eccezione di Multicorp, i modelli non sono in grado di effettuare analisi fluidodi-

namiche lungo la linea.

La velocità di corrosione ottenuta con Predict non è stata riportata nei grafici ed è pari a 0 mm/anno sia per il sottocaso A che per il sottocaso B. Ciò è dovuto al fatto che Predict è in grado di simulare correttamente solo fluidi multifase ed in questo caso (fluido bifase) per procedere comunque alla simulazione, si è forzato il sistema, imponendogli una fase olio condensato fittizia, con una portata molto bassa. Il risultato è l'indicazione di una velocità di corrosione pari a zero e questo potrebbe indurre in errore, non considerando il fenomeno corrosivo in atto.

Multicorp (in ingresso alla condotta), deWaard 91, Norsok ed ECE 5 stimano velocità di corrosione basse, descrivendo realisticamente il trend osservato in campo.

Il modello di deWaard 95 ipotizza valori di velocità di corrosione inizialmente conservativi in ingresso alla condotta per poi allinearsi con i 3 modelli sopraccitati.

CASO 5

In questa sezione viene mostrato il caso di una condotta on-shore che trasporta olio, gas ed acqua dal Cluster al Centro Olio, caratterizzato da un contenuto di CO₂ ed H₂S rispettivamente pari al 2 % molare e allo 0.05 % nelle fasi 1, 2 e 3 e CO₂ = 4.5% e H₂S

= 0.05 % nella fase finale di produzione (fase 4). Il diametro nominale della linea è di 12¾", la lunghezza di 8179 m e lo spessore nominale di 15.88 mm. Il materiale della condotta è un API 5L X52 [ref. 11].

In tabella 6 sono riportati i dati di produzione, i dati operativi ed il valore di bicarbonati (nell'acqua di formazione) corrispondenti alle 4 diverse fasi di produzione. In alcuni casi è stata anche considerata la presenza di inibitori.

Nel grafico di Fig. 6 sono rappresentati i valori delle velocità di corrosione calcolata con i modelli di deWaard 91, deWaard 95, Norsok, Multicorp, Predict ed ECE 5.

Per il calcolo delle velocità di corrosione inibite si è fatto riferimento al modello integrato disponibilità-efficienza, ipotizzando che il trattamento avvenisse in continuo con una disponibilità di inibitore pari al 90% del tempo di produzione ed in quel periodo la velocità di corrosione fosse pari a 0.1 mm/anno [ref. 14].

Il trattamento di inibizione di corrosione è stato considerato esclusivamente per i primi tre modelli. Come si può notare, infatti, gli ultimi tre modelli (Predict, Multicorp ed ECE 5), riportano valori di velocità di corrosione notevolmente ridotti e quindi il metodo di calcolo applicato per ottenere i risultati di velocità di corrosione inibita avrebbe portato a valori paradossalmente

FIG. 6

Caso 5, Velocità di corrosione calcolata con 6 diversi modelli.

Case 5, Corrosion Rate estimated with 6 models.

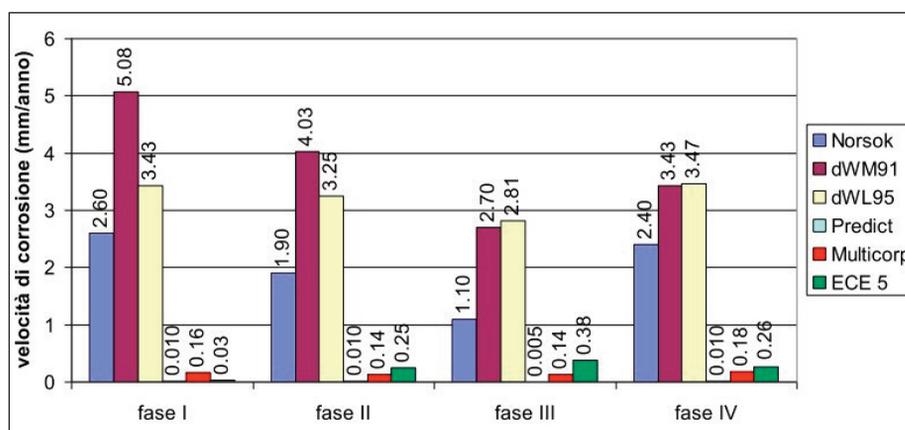
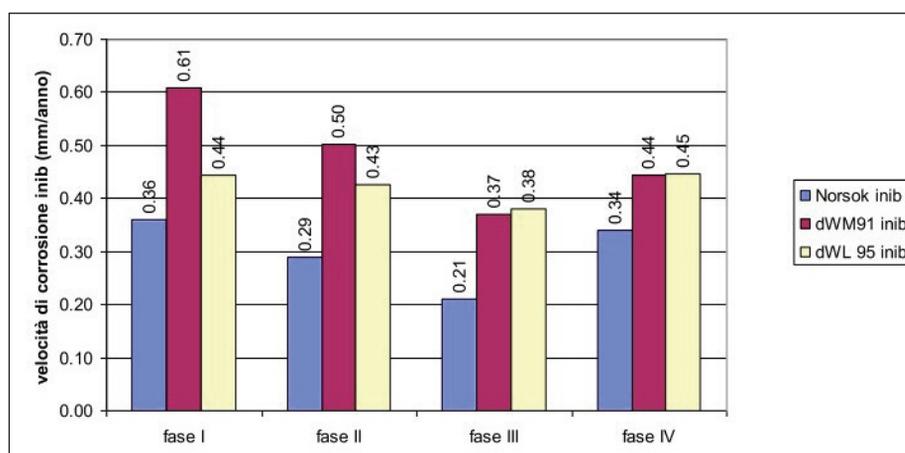


FIG. 7

Caso 5, Velocità di corrosione inibita calcolata con 3 diversi modelli.

Case 5, Corrosion Rate with inhibitor, estimated with 3 models.



TAB. 6

Dati produzione, operativi e valore bicarbonati.

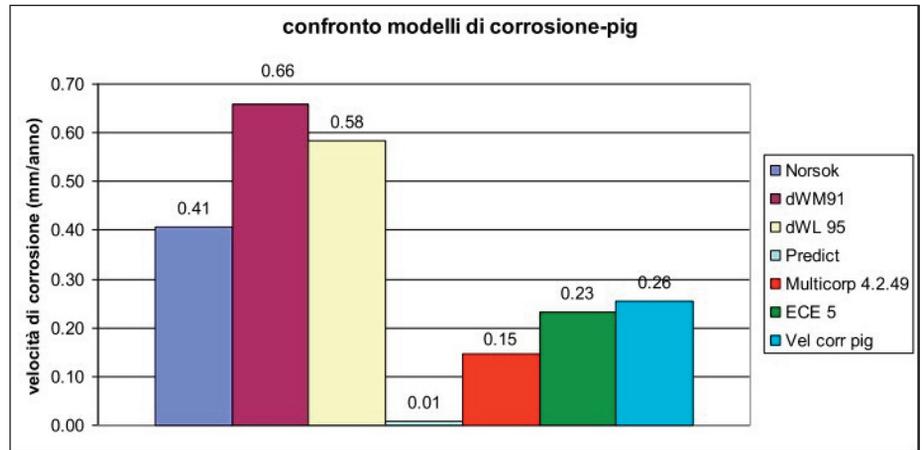
Production and operation data with carbonate value.

FASE	T in/out (°C)	Pin (bar)	Portata acqua (m ³ /g)	Portata olio (m ³ /g)	Portata gas (Nm ³ /g)	Bicarbonati (mg/l)
1	65/65	50	100	3000	250000	214
2	65/65	35	1000	3000	250000	214
3	65/65	20	5000	3000	280000	214
4	60/50	15	2500	1000	150000	214

FIG. 8

Caso 5, Velocità di corrosione calcolata con 6 diversi modelli: confronto con le misure in campo (pig intelligente).

Case 5, Corrosion Rate estimated with 6 models: comparison with field measurements (intelligent pig).



superiori rispetto a quelli ottenuti senza inibizione. Le velocità di corrosione inibite sono graficate in Fig. 7.

Per questo caso erano inoltre disponibili dati di campo ottenuti con il piggaggio intelligente.

Le velocità di corrosione reali sono state confrontate con i risultati di velocità di corrosione fornite dai modelli e pesate sugli anni di produzione.

Il confronto è riportato nel grafico di Fig. 8.

Predict sottostima pesantemente i risultati di velocità di corrosione, Multicorp sottostima anch'esso il risultato reale di campo seppur con un errore notevolmente inferiore.

Il modello che meglio approssima il valore pari a circa 0.3 mm/anno, misurato in campo, è ECE 5.

Gli altri modelli forniscono risultati accettabili anche se più conservativi.

DISCUSSIONI

Con questo lavoro si è cercato, come detto in precedenza, di valutare i modelli predittivi di corrosione in base alla loro capacità di soddisfare due richieste fondamentali:

1. fornire una prima indicazione sull'applicabilità o meno dell'acciaio al carbonio;
2. prevedere con la maggiore accuratezza possibile, una volta stabilito l'utilizzo dell'acciaio al carbonio, la velocità di corrosione, in modo da determinare l'adeguato sovrappessore di corrosione.

I risultati ottenuti confermano che quando i modelli forniscono velocità di corrosione molto elevate (superiori a 10 mm/anno), l'applicazione dell'acciaio al carbonio viene scartata con poco margine di dubbio. Quando invece le velocità sono elevate, ma approssimano il campo di applicabilità dell'acciaio al carbonio, i modelli di corrosione non sono in grado di adempiere pienamente al loro compito.

Nel caso in cui la corrosività del fluido attesa sia poco severa, considerazioni quali il carattere conservativo dei modelli, la possibile applicazione di inibitori di corrosione o la presenza di fattori che attenuano la corrosione (es. scales), complicano ulteriormente la scelta del materiale.

Da quanto ottenuto con le simulazioni si possono avere casi di discordanza tra i diversi modelli nonostante i parametri di input siano i medesimi (vedi ad esempio caso 5). Questo perché non tutti i modelli rispondono allo stesso modo alle variazioni dei dati di input, ad esempio si nota la diversa influenza del parametro temperatura nel modello Norsok rispetto ai modelli di deWaard. Oppure ancora il modello Predict è molto più sensibile degli altri all'effetto del pH con acqua di condensa, vedi caso 3. Il modello Multicorp è spesso in accordo con i risultati dei modelli tradizionali conservativi (deWaard e Norsok) basati su dati

di laboratorio.

Il confronto con dati di campo (caso 3, 4 e 5) conferma che c è ancora un ampio margine di miglioramento, che corrisponde alla differenza tra i valori ottenuti con modelli conservativi e la reale velocità di corrosione misurata in campo.

L'applicazione di diversi modelli ai medesimi casi ha portato a risultati a volte discordanti a parità di dati di input. Ne deriva che il risultato prodotto da un modello non può essere banalmente accettato, ma necessita di una elaborazione da parte dell'utilizzatore in base alla sua esperienza. L'utilizzo corretto dei modelli predittivi della velocità di corrosione è di fondamentale importanza. Infatti i modelli dovrebbero essere utilizzati esclusivamente all'interno dei propri campi di applicazione, per evitare di incorrere in errori come nel caso 3, fluido bifasico, in cui Predict dà una velocità di corrosione nulla. Inoltre ogni qual volta si hanno a disposizione dati di campo è bene tenerne conto.

Gli autori ritengono che, per approfondire l'analisi dei modelli di corrosione, dovrebbero essere fatti ulteriori sforzi nella direzione di identificare una correlazione tra modelli e casistica. Per fare questo è necessario confrontare, caso per caso, i dati sperimentali con i dati reali in modo da identificare con il minor margine di errore quali modelli si comportino meglio in determinate condizioni.

CONCLUSIONI

In conclusione le seguenti considerazioni possono essere estrapolate:

- il modello da applicare va scelto in funzione dei dati di input;
- si deve tenere conto dei limiti di applicabilità dei modelli;
- i modelli adempiono adeguatamente al compito relativo alla scelta materiali (acciaio al carbonio/materiali più nobili) perché danno una stima di massima della velocità di corrosione dell'acciaio al carbonio;
- l'esperienza di chi utilizza il modello è di significativa importanza quando si vuole valutare lo sovrappessore di corrosione e la vita residua basandosi sulle velocità di corrosione predette dai modelli; in questo senso il confronto con i dati di campo è molto importante;
- dal confronto con le misure disponibili si è visto che c è ancora un ampio margine di miglioramento per ridurre la conservatività dei modelli ed avvicinarli alla realtà;
- Multicorp, nonostante si basi sul comportamento fisico-chimico dell'acciaio ed abbia una forte caratterizzazione teorica, è spesso in accordo con i modelli tradizionali (deWaard e Norsok) conservativi e basati su dati di laboratorio.

RINGRAZIAMENTI

Si ringraziano i colleghi L. Torri e D. Giannone per la fattiva collaborazione.

REFERIMENTI BIBLIOGRAFICI

- [1] EFC Publication n. 13 - Predicting CO₂ Corrosion in the Oil & Gas Industry;
- [2] R. Nyborg, "Overview of CO₂ Corrosion Models for Wells and Pipelines, NACE, Corrosion 2002, Paper n° 2233;
- [3] de Waard C., Lotz U.: "Prediction of CO₂ Corrosion of Carbon Steel", NACE, Corrosion 1993, Paper N° 69;
- [4] de Waard C., Lotz U., Dugstad A.: "Influence of Liquid Flow Velocity on CO₂ Corrosion: a Semi- Empirical Model", NACE, Corrosion 1995, Paper N° 128;
- [5] "CO₂ Corrosion Rate Calculation Model", Rev.1, Norsok Standard N° M-506, Norwegian Technology Standards Institution, (<http://www.nts.no/norsok>) 1998;
- [6] "Predict Program for evaluation and determination of corrosion in steels. User s guide Version 2.0", InterCorr International, 1999;
- [7] M. Gopal and S. Rajappa. "Effect of multiphase slug flow on the stability of corrosion product layer". Corrosion 1999, paper n° 46
- [8] J. Cai, S. Nestic, C. De Waard, " Modeling of Water Wetting in Oil-Water Pipe Flows", Nace International, Corrosion 2004;
- [9] <http://www.corrosioncenter.ohiou.edu/software/multicorp/>;
- [10] documento interno eni: codice identificativo 0034.TEMM.REL.0 (data 03.09.2008);
- [11] documento interno eni: codice identificativo 022500PLRVS0002 (data 3.12.2010);
- [12] documento interno eni: codice identificativo CORM T 0100/718163 (data 8.02.2000);
- [13] documento interno eni: codice identificativo 0062.TEMM.REL.0 (data 3.12.2009);
- [14] 20312.VAR.COR.PRG rev.0 company standard: "GUIDELINES FOR CHEMICAL TREATMENTS OF PIPELINES", data Gennaio 2009;
- [15] documento interno eni: codice identificativo SPC. 0000-LF-E-72500 (data 15.01.2008).

Abstract**Comparison of models for CO₂ corrosion prediction and their application to field cases**

Keywords: steel, CO₂, corrosion, modeling, material selection

Internal corrosion due to the presence of CO₂ in the transported fluid, is the most diffused corrosion mechanism in pipelines transporting hydrocarbons. The study of this corrosion form started in 1945 due to the peculiar problems encountered in the exploitation of fields located in Louisiana and Texas. Towards an appropriate materials selection, corrosion rate (CR) shall be evaluated as a function of transported fluids properties and of the resistance of candidate steel.

Different predictive models are available, which allow to evaluate CR from the main physic-chemical parameters of the fluid. The majority of such models is obtained by the reduction of experimental data, compared with field observations. Another more complex model, Multicorp, is proposed by Ohio University. It is based on equations describing the physico-chemical behavior of metal. Input data for the models are parameters describing the systems, as for instance: CO₂ partial pressure in the gas phase, temperature, pressure, ecc. They provide the predicted value of CR for a pipeline carbon steel.

A good model shall be able of complying with two fundamental requests:

1. To provide a first indication on the applicability of carbon steel;
2. To evaluate CR for Carbon Steel with enough accuracy, so that an adequate corrosion allowance value can be established.

Aim of the present paper is the application of different models to a few field cases. A comparison of models output has been provided and evaluated with reference to field observations and measurements.

The activity involved a number of pipelines from different fields; five more significant cases were selected and are discussed here. Four of them were on shore multiphase (oil, gas and water), while one case was off-shore bi-phase (gas and water).

The paper presents for each case a short description comprehensive of operating and production data. Evaluated corrosion rate As a general rule, it is possible to assert that available models are able to give useful indications for materials selection and can be helpful to analyze failure cases. However, models usually do provide fairly conservative results and obtained CR values often do not match with field measurements.

When the objective of the model is to provide a numerical value for life prediction of a pipeline or another industrial component, more study is necessary to implement models and methodologies.