

Valutazione del rischio di corrosione e manutenzione programmata in strutture offshore e onshore nel Mare Adriatico

F. Cadelli, F. Pellegrini, A. Sguera, P. Fassina, A. Peroni, M. C. Briglia

Nel presente articolo viene descritto lo studio effettuato per valutare il rischio di corrosione, sia interna che esterna, per gli impianti dei campi a gas nel mare Adriatico, valutando inoltre le conseguenze di una rottura provocata da corrosione, in termini di sicurezza, impatto ambientale e perdite di produzione.

Lo studio è basato su un modello che quantifica la criticità di ogni item dell'impianto assegnando dei numeri indice da 0 a 10 a ciascun fattore che contribuisce al rischio di corrosione e alle conseguenze di una eventuale rottura. Una matrice di rischio è stata costruita per ogni tipologia di componente: l'ascissa rappresenta il Fattore delle Conseguenze e l'ordinata il Fattore di Rischio della Corrosione. La matrice è divisa in zone caratterizzate da colori diversi, in funzione del diverso rischio: in ogni zona sono identificati i componenti che hanno i fattori corrispondenti. La matrice è uno strumento utile per un piano programmatico delle ispezioni volte a controllare lo stato di salute delle strutture dal punto di vista della corrosione. In base alla posizione che il componente si trova ad avere nella matrice vengono infatti definite le priorità di intervento per ridurre il rischio di corrosione, le frequenze di monitoraggio e di ispezione, i programmi di manutenzione ordinaria. Sulla base delle azioni intraprese (ispezioni e manutenzioni) la matrice di criticità viene periodicamente aggiornata, permettendo di tenere sotto controllo ogni componente dal punto di vista della corrosione.

INTRODUZIONE

Il Distretto AGIP di Ravenna comprende campi a gas sia a terra che a mare, estendendosi, a nord, da Ferrara fino, a sud, ad Ancona, per un totale di 14 centrali e 180 km di linee a terra, 25 campi (67 piattaforme) e 780 km a mare.

L'area si è sviluppata in tutti questi anni a partire dai primi pozzi perforati negli anni '50.

In molti casi la vita media delle strutture si avvicina alla vita prevista in fase di progetto (Fig. 1) [1].

Ciò significa da una parte un più elevato rischio di rottura causato dal progressivo deterioramento del rivestimento e da una riduzione dello spessore nel caso delle condotte, e dall'altro la necessità di estendere la vita produttiva del campo, assicurando lo stesso grado di affidabilità dei componenti in oggetto.

In seguito all'esame di questo scenario è stato deciso di eseguire uno studio di valutazione del rischio dovuto alla corrosione e delle conseguenze che una possibile rottura causata dalla corrosione può provocare: i risultati saranno impiegati per una gestione mirata (definizione delle priorità e delle frequenze di intervento) delle ispezioni e delle manutenzioni.

Lo studio è stato condotto sulle condotte a terra, su quelle a mare e sui jacket delle piattaforme.

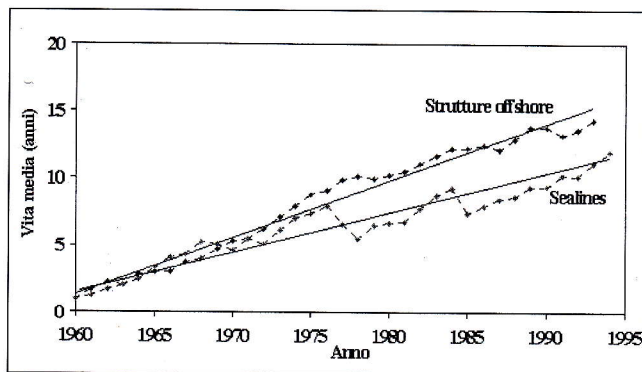


Fig. 1 - Vita media strutture offshore e sealine in Italia.

Fig. 1 - Mean life for offshore structures and sealines in Italy.

MODELLO PER LA VALUTAZIONE DEL RISCHIO DI CORROSIONE

La stima del rischio di corrosione viene effettuata valutando, da una parte la probabilità che si verifichi un evento di corrosione, dall'altra l'entità delle conseguenze di una failure dovuta a corrosione. Vengono, quindi, definiti i fattori:

- fattore di corrosione (F_C): fattore correlato alla probabilità di failure dovuta a corrosione;
- fattore delle conseguenze (F_{CO}): definisce l'entità delle conseguenze della failure, diverse a seconda delle diverse condizioni operative.

Per comodità di lettura tali valori sono riportati in apposite "matrici", i cui parametri d'ingresso sono F_C e F_{CO} e la cui combinazione permette di definire varie zone di rischio [2 - 3]. La lettura delle matrici di criticità permette poi di definire un programma di ispezioni, dove le priorità e le frequenze sono funzione della criticità dell'item e del tipo di ispezione.

F. Cadelli, F. Pellegrini, A. Sguera, ENI - AGIP Division, Distretto di Ravenna
P. Fassina, A. Peroni, ENI - AGIP Division, Corrosion and Materials Techn. Dept.
M. C. Briglia, CESCOR

Memoria presentata alle Giornate Nazionali "Corrosione e protezione dei materiali metallici" organizzate da AIM, Genova 14-15 aprile 1999

Fattore di corrosione F_C

Il fattore di corrosione viene definito in modo differente a seconda che si possa dare o meno una quantificazione (in termini di velocità di corrosione) del fenomeno corrosivo. Nel primo caso (condotte a terra e a mare) il fattore di corrosione F_C è definito come:

$$F_C = (10 / DL) (DL - CA / CR) \quad (1)$$

dove: CR = velocità di corrosione (mm/anno);
CA = sovrassessore di corrosione (mm);
DL = vita di progetto (anni).

Per la valutazione della velocità di corrosione sono state prima definite le forme di corrosione, sia interna che esterna, attese (Tab. 1), e poi le tipologie di rottura e le cause, gli algoritmi e le regole (quando possibile) che forniscono una quantificazione del fenomeno di corrosione per ciascuna tipologia di attacco previsto (Tab. 2): i valori che ne derivano sono utilizzati per la definizione di CR (condotte) o direttamente del fattore F_C (jacket).

Gli algoritmi sono sviluppati per gli acciai al carbonio o basso legati; per le condotte in acciaio inossidabile il valore del fattore di corrosione è fissato pari a zero poiché si ipotizza per le strutture una condizione di perfetta progettazione.

Gli altri parametri necessari alla definizione del fattore di corrosione F_C secondo la (1) sono:

- CA (sovrassessore di corrosione) calcolato come il 20% dello spessore totale di progetto, limitandone il valore massimo a 3 mm. Nel caso di valutazione della corrosione esterna, si applica un ulteriore fattore riduttivo in funzione dell'età della condotta e della situazione storica di funzionamento della protezione catodica.
- DL (vita residua) stabilita in 10 anni per tutte le strutture.

Nel caso dei jacket per i quali non è possibile quantificare la velocità di corrosione, né attraverso algoritmi né mediante valutazioni empiriche, è stato calcolato direttamente il fattore di corrosione F_C , assegnando dei numeri indice in funzione dei dati di ispezioni effettuati in tempi diversi.

Il fattore F_C così ottenuto fornisce un numero che varia da valori negativi fino al valore +10; esso è un indicatore della "bontà" dei sistemi di controllo della corrosione in corso, essendo correlato alla probabilità che il sovrassessore di corrosione venga consumato entro la vita di progetto. Valori negativi indicano una situazione di overdesign: il sovrassessore di corrosione stabilito in fase di progetto è più elevato di quanto serva in realtà.

Il valore zero rappresenta il caso della "perfetta" progettazione, con il sovrassessore che viene consumato esattamente alla fine della vita di progetto. I valori positivi rappresentano una situazione dove il sovrassessore di corrosione si consuma prima della vita di progetto, e 10 indica una velocità di corrosione molto elevata.

Fattore conseguenze

La conseguenza di una failure di una data struttura viene valutata in termini di sicurezza, impatto ambientale e danno materiale (insieme degli oneri diretti o indiretti da sostenere in caso di guasto, come ad esempio la mancata produzione, costi di riparazione, ecc.). Il fattore conseguenza, F_{CO} , è definito, quindi, come somma di tre fattori:

- conseguenze derivanti dal pericolo alle persone (F_H);
- conseguenze derivanti dal danno materiale e mancata operatività (F_O);
- conseguenze derivanti dall'impatto ambientale (F_A).

$$F_{CO} = F_H + F_O + F_A \quad (2)$$

F_H può variare tra 0 e un valore massimo X, F_O tra 0 e un valore massimo Y, F_A tra 0 e un valore massimo Z; i valori X, Y, Z sono scelti in modo soggettivo a seconda dell'importanza che si ritiene debba avere il fattore di rischio associato, con il vincolo che la loro somma deve risultare pari a 10. F_{CO} può, quindi, variare tra zero (conseguenze trascurabili) e 10 (conseguenze gravi). Poiché la conseguenza di una failure è indipendente dal fenomeno corrosivo che l'ha provocata, sia esso di natura interna od esterna le matrici di rischio di un componente per il quale si valuta sia la corrosione interna che quella esterna hanno un unico F_{CO} .

I fattori fisici che contribuiscono alla determinazione delle conseguenze di una failure sulle persone, sull'operatività e sull'impatto ambientale sono stati identificati e classificati in ordine di importanza, assegnando un valore numerico a ciascuno. Nel caso dei jacket le conseguenze di un danneggiamento sono solo di natura economica (costi di ispezioni subacquee, costi di progettazione retrofitting protezione catodica, costi interventi di retrofitting protezione catodica, costi di intervento sulla struttura), in quanto non si arriva mai al collasso della struttura: il fattore conseguenza viene fatto perciò coincidere con il solo fattore legato al danno materiale.

Condotte a mare e a terra

Fattore di pericolo per le persone F_H

I fattori che concorrono alla determinazione delle conseguenze di una failure sulle persone sono:

1. Fattore fluido (F_f) funzione del fluido trasportato (gas, condensati, acqua, glicole, aria);
2. Fattore pressione (F_p), anch'esso funzione del tipo di fluido trasportato;
3. Fattore perdita (F_m), cioè la quantità di fluido che può fuoriuscire dalla condotta in caso di failure, anch'esso funzione del tipo di fluido trasportato;
4. Fattore sito (F_s), che considera la localizzazione della failure (terra o mare);

Non viene considerato l'effetto che può avere la temperatura poiché i fluidi trasportati hanno temperature inferiori a 30° C.

Struttura	CORROSIONE INTERNA				CORROSIONE ESTERNA		
	CO ₂	O ₂	Corr. erosione	MIC	Corr-fatica/ HE ⁽¹⁾	O ₂	Correnti disperse
Jacket					✓	✓	
Condotta a mare:							
- fluido gas	✓				✓	✓	
- fluido acqua e glicole		✓	✓	✓	✓	✓	
Condotta a terra							
- fluido gas	✓				✓	✓	
- fluido acqua e glicole		✓	✓	✓	✓	✓	✓

⁽¹⁾ HE: fragilimento da idrogeno.

Tab. 1 - Forme di corrosione delle strutture produttive.

Tab. 1 - Corrosion forms for the producing items.

Forma corr.	"Failure mode"	Cause	Parametri e/o algoritmi
JACKET			
esterna; corrosione fatica	collasso struttura per cedimento dovuto a corrosione fatica	presenza di fenomeni di fatica (per sollecitazioni, materiali suscettibili) e non corretta protezione (sotto-protezione e sovraprotezione)	<ul style="list-style-type: none"> • PC sì/no; • periodi di mancata protezione; • misure potenziale; • fenom. corr. vicino ai nodi; cricche; • anodi consumati; • anodi passivi; • tempo dall'ultima ispezione.
esterna; corrosione da O ₂	corrosione localizzata ai nodi; innesco cricche di corrosione - fatica	riduzione O ₂	<ul style="list-style-type: none"> • PC sì/no; • periodi di mancata protezione; • misure potenziale; • fenom. corr. vicino ai nodi; cricche; • anodi consumati; • anodi passivi; • tempo dall'ultima ispezione.
CONDOTTE A MARE E A TERRA			
interna; corrosione da O ₂	assottigliamento parete e sua perforazione	presenza di concentrazioni di O ₂ elevate e trattamenti non adeguati	<ul style="list-style-type: none"> • composizione chimica fluido; • chemicals; • contenuto d'acqua; • età struttura; algoritmi [4- 5] - cond. aerate: modello empirico - cond.deaerate: Oldfield e Fischer
interna; corrosione da CO ₂	assottigliamento parete e sua perforazione	presenza di CO ₂ elevate e trattamenti non adeguati.	<ul style="list-style-type: none"> • compos. chimiche (concent.; pH) • condizioni operative; • uso inibitori; • età struttura. algoritmi [6 - 7] - De Waard Milliams; - De Waard 95.
interna; corr. erosione	assottigliamento parete e sua perforazione	ridotti sovrassessori, velocità del fluido elevata, turbolenze.	algoritmo da API RP 14 E [8]
interna; MIC [9]	perforazione parete	presenza di batteri solfato riduttori e acqua e solfati e condizioni anaerobiche	<ul style="list-style-type: none"> • presenza batteri solfato riduttori; • presenza di acqua; • presenza di solfati; • condizioni anaerobiche; • uso di biocidi; • velocità fluido; • temperatura.
esterna; corrosione da O ₂	perforazione parete per corrosione localizzata	lesione nel rivestimento e protezione catodica insufficiente o mancante.	<ul style="list-style-type: none"> • PC sì/no • dimensionamento PC scorretto; • misure di potenziale; • rivestimento danneggiato o degradato; • anodi consumati (cond. a mare); • anodi passivi (condotte a mare); • precedenti situazioni di guasto; • età della condotta; • corros. del terreno (cond. a terra).
esterna; correnti disperse	perforazione parete per corrosione localizzata		<ul style="list-style-type: none"> • presenza fonti di dispers. (attrav. ferrov., tranv., reti di terra, ecc.); • PC sì/no; • mancata protezione; • misure potenziale; • età struttura.
HE	collasso per cedimento dovuto a infragilimento da idrogeno	materiale suscettibile, presenza di hard spot, sovraprotez. della struttura	<ul style="list-style-type: none"> • materiale • misure di potenziale

Tab. 2 - Cause di failure da corrosione e parametri per le strutture produttive.

Tab. 2 - Causes of failure due to corrosion and parameters to be considered.

Fattore di operatività F_o

In questo fattore confluiscono i danni di tipo materiale, cioè l'insieme degli oneri (diretti o indiretti) da sostenere in caso di guasto. Tali oneri comprendono la mancata produzione e altri costi (costi di riparazione, ecc.). I fattori che concorrono alla determinazione dei danni di tipo operativo in caso di failure sono:

1. Fattore mancata produzione (F_{mp}) per le linee gas, mentre per le linee ad acqua il danno è legato ai costi aggiuntivi per lo smaltimento acque e azioni alternative; in tutti i casi è funzione della portata del fluido trasportato
2. Fattore sito (F_s), legato ai diversi tempi e costi di intervento in seguito a failure (terra e mare)
3. Fattore importanza strategica (F_{imp}), funzione delle portate, delle condizioni di esercizio e del fluido trasportato.

Fattore ambientale F_A

I fattori che concorrono alla determinazione delle conseguenze di una failure sull'ambiente sono:

1. Fattore fluido (F_f) funzione del fluido trasportato (gas, condensati, acqua, glicol, aria);
2. Fattore sito (F_s) che considera la localizzazione della failure (terra o mare);
3. Fattore produzione (F_{pr}), funzione del tipo di linea e della portata (per le condotte acqua).

I valori del fattore fluido (F_f) e del fattore sito (F_s) non necessariamente coincidono con quelli assegnati agli stessi fattori relativi al danno alle persone, essendo gli effetti di uno stesso fluido sulla persona e sull'ambiente differenti.

Jacket

Fattore di operatività F_o

Nel caso specifico dei jacket il fattore conseguenza viene fatto coincidere con il solo fattore legato al danno materiale. I costi di intervento dipendono in prima approssimazione dall'altezza del jacket: maggiore è la profondità dell'acqua, più alto è il jacket, più onerosi i costi di ripristino.

Matrici di rischio

Per ogni tipologia di struttura è stata costruita una matrice di criticità in funzione dell'evento di corrosione, causa di una possibile failure (corrosione interna, corrosione esterna, corrosione fatica, ecc.) e delle conseguenze che essa può avere. Sull'ascissa della matrice (Fig. 2) sono riportati i valori di F_{CO} mentre sull'ordinata vengono riportati i valori di F_C . Oltre i valori da zero a dieci, sull'ordinata, è riportata un'altra unità: < 0, corrispondente ad una vita superiore rispetto a quella di progetto.

Nella matrice vengono definite cinque zone, identificate da colori diversi, in funzione del diverso rischio. In ogni casella della matrice viene riportato il numero complessivo e la relativa identificazione delle strutture che hanno il valore di F_C e F_{CO} corrispondente.

PIANO PROGRAMMATICO DELLE ISPEZIONI

La matrice è uno strumento utile per un piano programmatico delle ispezioni volto a controllare lo stato di salute delle strutture dal punto di vista della corrosione (Tab. 3).

Le caselle di colore rosso (con $FC \geq 7$ e $FCO \geq 7$), corrispondono alla zona con elevata probabilità di failure dovuta a corrosione associata ad una elevata conseguenza della stessa; quindi, le strutture che vengono posizionate nelle caselle rosse della matrice oltre ad essere sottoposte ad un controllo adeguato della corrosione devono essere ispezionate con assoluta priorità. Passando attraverso il colore giallo e poi l'azzurro diminuisce la priorità di ispezione diminuendo la criticità; le strutture posizionate nelle caselle grigie sono meno a rischio e possono, quindi, essere ispezionate per ultime. Non

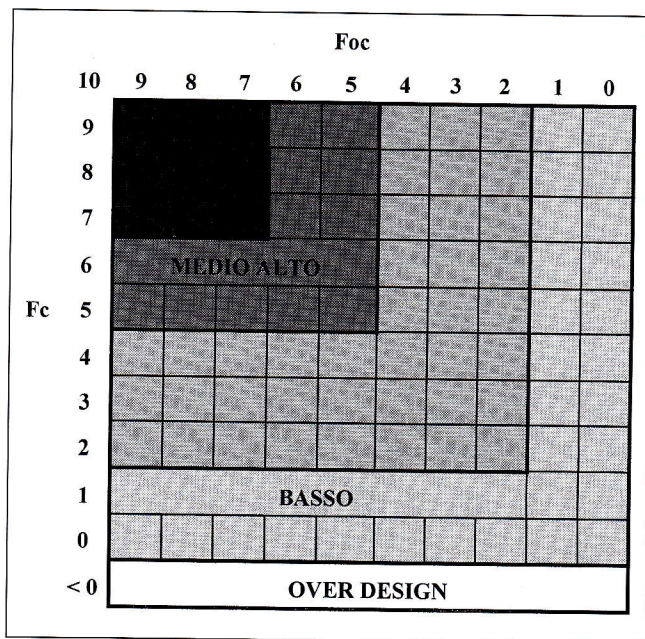


Fig. 2 - Matrice di criticità.

Fig. 2 - Criticality Matrix.

Livello di rischio	Colore	Priorità di ispezione
Alto	Rosso	1
Medio - alto	Giallo	2
Medio	Azzurro	3
Basso	Grigio	4
Nessuno	Bianco	5

Tab. 3 - Codice di colore e priorità di ispezione.

Tab. 3 - Colors and related inspection priorities.

destano, infine, preoccupazione le strutture nelle caselle bianche essendo sovradimensionate dal punto di vista della prevenzione dalla corrosione: ciò non significa però che tali strutture non debbano essere ispezionate, ma che non devono essere cambiati i normali programmi di manutenzione.

Parallelamente alle priorità di ispezione è importante definire la frequenza con la quale tali ispezioni devono essere effettuate. Mentre le priorità vengono definite in base alla posizione che il componente si trova ad avere nella matrice di criticità, la frequenza di ispezione è funzione del tipo di controllo impiegato. Ciò significa per esempio che a parità di priorità di ispezione, si possono avere frequenze mensili o annuali a seconda che si usi una misura di potenziale I-off piuttosto che un profilo di potenziale CIPPS. È importante perciò che accanto alle frequenze di ispezione, funzioni delle priorità di ispezione, venga indicato il tipo di ispezione raccomandato.

Come regola generale nella definizione delle frequenze di ispezione si devono considerare in alcuni casi anche gli alti costi dovuti alla eventuale fermata degli impianti: in tali casi è consigliabile far coincidere l'ispezione interna e quella esterna.

VALUTAZIONE DEL RISCHIO DI CORROSIONE

La valutazione del rischio di corrosione è stata effettuata sulle strutture seguenti:

1. Condotte a terra
2. Condotte a mare
3. Jacket delle piattaforme

I pozzi a gas non sono stati considerati, a causa della bassa corrosività dei fluidi. Per le condotte, a terra e a mare, sono state considerate la corrosione sia lato esterno, determinata dall'ambiente in cui opera la struttura (terreno o acqua di mare) sia interna (fluido trasportato), supposte tra loro indipendenti. Sulla base dell'analisi di corrosione sono quindi stati calcolati i relativi fattori di corrosione, esterna e interna. La corrosione lato interno è stata valutata per le strutture in acciaio al carbonio;

per altri materiali (acciai inossidabili) ne è stata verificata l'applicabilità nelle condizioni operative attuali. Per i jacket, invece, è stata considerata unicamente la corrosione lato esterno.

Lo studio è stato eseguito secondo le seguenti fasi:

1. individuazione e/o sviluppo di modelli per la valutazione della corrosività interna ed esterna;
2. raccolta dati e parametri necessari per il calcolo del Fattore Corrosione e del Fattore Conseguenze, ed elaborazio-

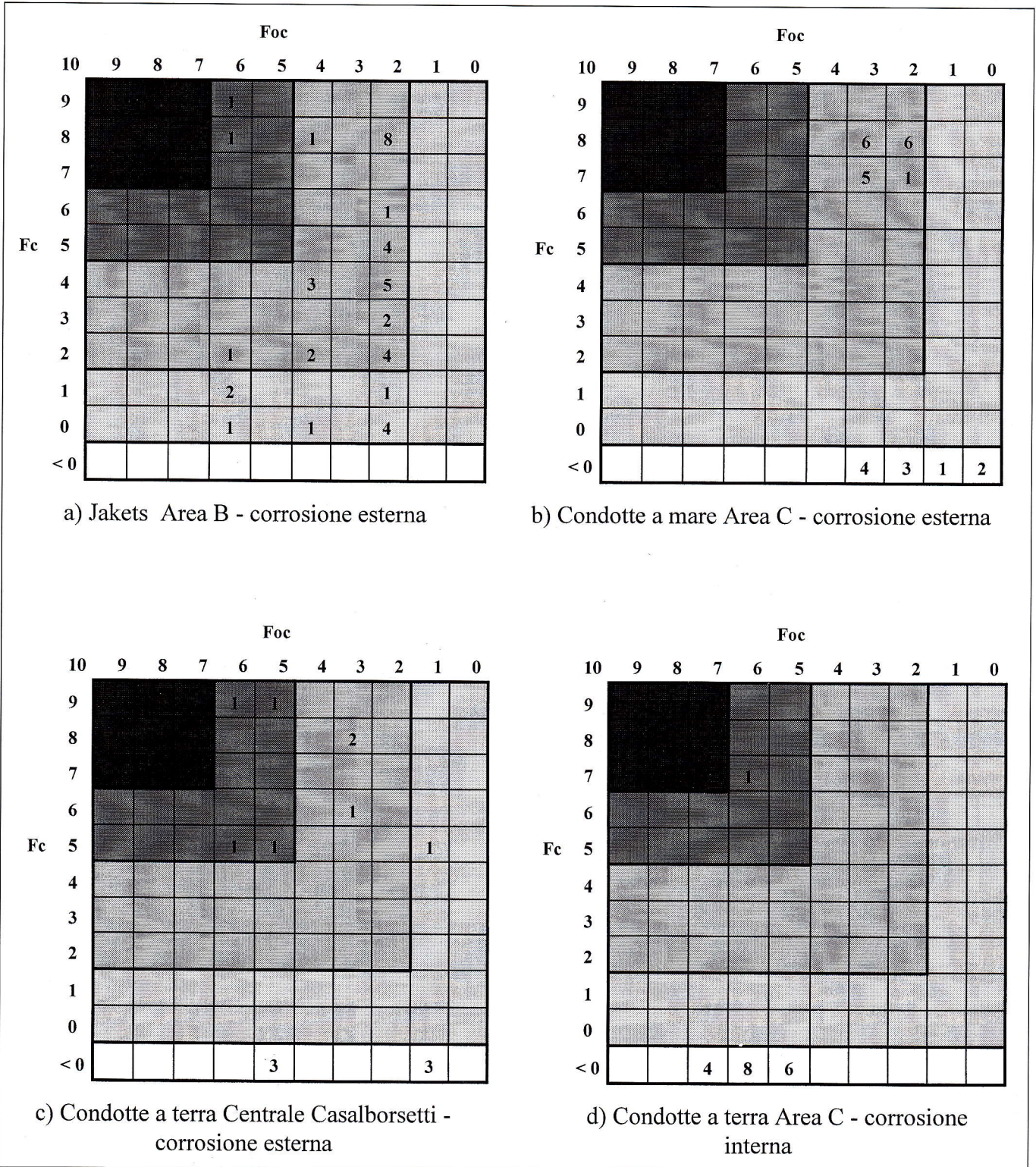


Fig. 3 – Matrici di rischio: a) Jakets Area B - corrosione esterna; b) Condotte a mare Area C - corrosione esterna; c) Condotte a terra Centrale Casalborgsetti - corrosione esterna; d) Condotte a terra Area C - corrosione interna.

Fig. 3 – Risk Matrices: a) Area B Jakets – internal corrosion; b) Area C Sealines – external corrosion; c) Casalborgsetti Center gathering system – external corrosion; d) Area C onshore pipelines – internal corrosion.

- ne degli stessi;
- preparazione delle matrici di rischio con conseguente individuazione della criticità di ciascun componente per una vita residua di 10 anni;
 - segnalazione delle azioni correttive (azioni immediate ed ispezioni programmate) per la diminuzione quando possibile delle criticità dovute a problemi di corrosione.

Raccolta dati

I dati raccolti sono sia di inventario che anagrafici, sia per la valutazione del fattore di corrosione e del fattore conseguenze. Molti sono stati raccolti e/o validati attraverso survey in campo. La valutazione del rischio associato alla corrosione interna delle condotte è basata sulla corrosività dei vari fluidi. A tale scopo sono stati acquisiti i dati di produzione, le PVT, le analisi dell'acqua, i dati storici di failure e il monitoraggio con provini di corrosione.

Per quanto riguarda le condotte a terra la valutazione del rischio di corrosione esterna si è basata sulle misure effettuate in campo a verifica dei sistemi di protezione catodica della reti di raccolta delle centrali ispezionate. Durante i survey sono state raccolte informazioni sul corretto funzionamento degli impianti di protezione catodica esistenti, sono state effettuate misure di potenziale "instant off" alle estremità di ciascuna condotta, in corrispondenza dei giunti isolanti; è stata verificata la presenza di interferenze dovute a correnti disperse in corrispondenza di attraversamenti ferroviari.

La valutazione del rischio da corrosione esterna sulle condotte a mare è stata effettuata principalmente sulla base dei dati disponibili derivanti dai rapporti di ispezione di jacket, effettuate negli ultimi anni e, limitatamente alle condotte di collegamento tra piattaforme e centrali a terra, da misure di potenziale rilevate nei survey a terra.

Per la valutazione del rischio di corrosione dei jacket sono stati utilizzati i rapporti periodici dei controlli effettuati sulle piattaforme negli ultimi anni. Sono state raccolte le seguenti tipologie di dati: misure di potenziale, consumo degli anodi sacrificali, rilevamento della presenza di cricche e fenomeni di corrosione.

Per potere effettuare una valutazione del rischio di corrosione di un determinato item è necessario ricercarne una serie di dati. In alcuni casi non è stato possibile ottenere tutte le informazioni necessarie all'elaborazione. La mancanza di informazione è stata introdotta come variabile nei modelli strutturati nel senso di aumentare il rischio di corrosione.

Risultati

I due parametri F_C e F_{CO} calcolati secondo i modelli sopra descritti permettono di posizionare ciascuna struttura nelle matrici di rischio; alcuni esempi sono riportati in Fig. 3.

Le matrici forniscono una informazione importante per la pianificazione di interventi e ispezioni. Sulla matrice vengono infatti identificati immediatamente gli elementi a maggiore rischio e il loro ammontare, permettendo di focalizzare l'attenzione del manutentore in misura maggiore sugli elementi che presentano una criticità più elevata. In Tab. 4 sono elencati gli item esaminati in funzione di loro livello di rischio.

Rischio	Condotte a terra		Condotte a mare		Jacket
	Interno	Esterno	Interno	Esterno	
Alto	2	3	-	-	3
Medio-alto	3	18	-	-	3
Medio	17	16	2	58	42
Basso	1	15	6	3	19
Nessuno	35	77	46	88	-

Tab. 4 - Item esaminati in funzione del rischio ad essi associato.

Tab.4 - Items and the associated risk.

Rischio corrosione interna

Le condotte, sia a mare che a terra possono essere distinte in due gruppi: condotte gas per le quali non ci sono problemi legati alla corrosione interna e condotte acqua per le quali il problema della corrosione è potenzialmente presente.

Per tutte le condotte la priorità di intervento è legata alla posizione occupata nella matrice di rischio.

Rischio corrosione esterna

Per la valutazione del rischio di corrosione esterna delle condotte a terra la base di dati sullo stato di protezione catodica è stata molto ampia; questo in relazione alla accessibilità delle strutture e alla facilità di esecuzione delle misure di controllo.

A differenza delle strutture a terra le strutture mare, in particolare le condotte sottomarine, possono essere a rischio per mancanza di dati di ispezione o insufficienza negli stessi, oltre che perché non risultate in stato di protezione.

In particolare circa il 35% delle condotte a mare sono considerate a rischio perché non sono disponibili dati di ispezioni. La priorità di ispezione è definita dalla posizione assunta nella matrice di rischio.

Azioni immediate

Corrosione Interna

Non sono state richieste azioni immediate per ridurre la corrosione interna delle linee a gas. Poiché numerose failure si sono riscontrate in passato su alcune linee ad acqua a causa di presenza di ossigeno e batteri solfato riduttori in quantità superiori ai limiti consentiti, si è suggerito come azione immediata su tali linee di prestare particolare attenzione alla scelta e all'ottimizzazione dei chemical da impiegare.

Corrosione Esterna

Durante i survey di protezione catodica effettuati sulle condotte a terra sono stati identificate situazioni di malfunzionamento degli impianti, di mancata protezione di linee, problemi di interferenza e situazioni che hanno portato alla definizione di azioni immediate.

Per quanto riguarda le strutture a mare non trovate in protezione è stato consigliato il ripristino dei sistemi di protezione catodica.

Ispezioni programmate

Un piano di ispezione programmato è stato definito per le diverse tipologie di strutture come segue:

Corrosione Esterna

- Condotte a terra:
 - Il rilievo mensile dei parametri di tensione e corrente agli alimentatori di protezione catodica e rilievi mensili di potenziale "on" ai posti di misura a cura del personale di centrale.
 - l'esecuzione, quadrimestrale o semestrale, di verifiche dello stato di protezione ad opera di personale esperto, comprendenti misure di potenziale "instant-off" e misure di interferenza ai giunti isolanti e nei punti significativi.
 - registrazioni annuali dei potenziali delle condotte in corrispondenza degli attraversamenti ferroviari;
 - su linee di particolare importanza, esecuzione di misure di profilo di potenziale e di integrità del rivestimento;
 - misure con ultrasuoni per la verifica dello spessore delle condotte con problemi di interferenza interna od esterna in corrispondenza dei giunti isolanti, con frequenza annuale.
- Condotte a mare:
 - misure sistematiche dei potenziali alle estremità delle linee;

- misure a campione dello stato di consumo degli anodi: effettuate con sommozzatori o ROV;
- esecuzione di "profili di potenziale" su tratti significativi di condotta, effettuati con sommozzatori o con ROV. L'adozione di queste tecniche di indagine è particolarmente raccomandata, a partire dalle linee più importanti, in relazione all'elevata età media del parco condotte in opera nel Distretto.

3. Jacket:

- Le ispezioni per la verifica dello stato di protezione catodica dei jacket sono risultate essere attuate, nel complesso, in modo sistematico e accurato. Per le piattaforme di più recente realizzazione, inoltre, dove è stato previsto un sistema di monitoraggio fisso, è possibile in qualunque momento controllare lo stato del sistema di controllo della corrosione.
- misure di potenziale della struttura effettuate con elettrodo di riferimento portatile, acquisite a diverse profondità, in particolare ai nodi della struttura (questi infatti sono le parti più difficili da proteggere e, per contro, strutturalmente più critiche per il possibile innesco di cricche di corrosione-fatica in corrispondenza alle saldature);
- misure di potenziale degli anodi;
- misure di consumo degli anodi.
- le stesse misure possono essere effettuate con ROV, e, in quest'ultimo caso, integrate eventualmente con misure di densità di corrente.

Corrosione Interna

Condotte a terra e a mare

- impiego nelle linee ad acqua di biocidi e sequestranti di ossigeno;
- monitoraggio delle stesse attraverso provini di corrosione e analisi delle acque (pH, tenori di ossigeno, rilevamento dell'attività microbiologica).

CONCLUSIONI

E' stato effettuato uno studio di valutazione del rischio associato ad una rottura provocata da un fenomeno corrosivo per le strutture del campo a gas ENI Divisione AGIP situato nell'Italia centro settentrionale, con sede a Ravenna. Il campo comprende strutture sia a terra che a mare. Nel presente articolo sono descritti i modelli adottati e la loro

applicazione a condotte a terra, a mare e jacket. Le matrici di rischio costruite per ogni componente hanno permesso di ottimizzare la programmazione dei metodi di controllo della corrosione, di monitoraggio, di ispezione e manutenzione, per assicurare una gestione sicura ed economica degli impianti. Sulla base dei risultati delle azioni manutentive che verranno intraprese, ogni matrice di rischio verrà aggiornata continuamente per avere sotto controllo la situazione delle strutture dal punto di vista della corrosione e per permettere una continua ottimizzazione delle manutenzioni programmate.

RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI

- [1] P. Cavassi, D. Condanni, B. Bazzoni, L. Lazzari, "Corrosion Costs in Oil and Gas Production. The Agip Case in Italy", Proc. OMC'95, Ravenna, 15-17 marzo 1995, pag. 759
- [2] NECE/PRJ/0480, Agip UK Tiffany Platform. Quantitative Corrosion Risk Assessment (QCRA) - Corrosion Risk Analysis, Hazard, Operability and Environmental Consequence, (Feb. 1996)
- [3] S. Abdel Hameed, Mostafa Ismail, P. Fassina, G. Hoxha, L. Lazzari, "Corrosion Risk Assessment and Planned Maintenance for Corrosion Control: an Application to an Oil Field in Egypt", OMAE'98, Lisbona, 5 - 9 luglio 1998.
- [4] J.W. Oldfield, G.L. Swales, B. Todd, "Corrosion of Metals in Deaerated Seawater", Proceeding of the 2nd Corrosion Conference, Jan. 1981, Bahrain, BSE/NACE.
- [5] Fisher, M.M. Salama, J. Murali, "Optimal Material Selection of Materials for Sea Water Injection Systems. testing in Deoxygenated Seawater", Corrosion 96, NACE Houston Tx, paper No 593.
- [6] C.de Waard, U.Lotz, D.E. Williams, "Predictive Model for CO2 Corrosion Engineering in Wet Natural Gas Pipelines", Corrosion 47, n° 12, (1991)
- [7] C.de Waard, U.Lotz, A. Dugstad, "Influence of Liquid Flow Velocity on CO2 Corrosion: A Semi-empirical Model.", Corrosion/95, paper n° 128 (Houston TX: Nace International, 1995)
- [8] API RP - 14E, "Recommended Practice for Design Installation of Offshore Production Platform Piping Systems", quinta edizione, pag. 23, 1991.
- [9] NACE - 8, "Biologically Induced Corrosion", Editor, S. Dexter, NACE, Houston (Tx), 1986.

A B S T R A C T

CORROSION RISK ASSESSMENT AND PLANNED MAINTENANCE FOR CORROSION CONTROL OF ONSHORE AND OFFSHORE FIELD IN ADRIATIC SEA

This paper describes the study carried out to identify and evaluate the risk of both internal and external corrosion for the facilities of gas fields in Adriatic sea, and the consequences that a corrosion related failure can have, with regards to plant operability, production economics and personnel/environmental safety. The assessment study is based on a model that quantifies the criticality of each facility building a risk matrix (i.e. Corrosion Risk Factor vs. Consequence Factor). Dependent upon the region of the matrix in which a component appears, various corrosion prevention, mitigation, monitoring, inspection, maintenance or replacement options, programmes and schedules may be selected to make most cost effective use of resources and to ensure safe and economic operation over plant life. The ENI - AGIP Division District located in Ravenna com-

prises several onshore and offshore fields, located on the Adriatic sea side in Italy: 14 fields and 180 km pipelines onshore, 25 fields (67 platforms) and 780 km sealine offshore. The first wells were perforated in 1950, and in several cases the life of the structures is close to the design life (Fig.1) [1]. This means that the older the component, the higher the risk of failure because of the degradation of coatings, and of the thickness wastage if corrosion occurred. The study has been carried out for the onshore and offshore pipelines and for the jackets.

Model

The corrosion risk assessment has been carried out by evaluating the probability to have corrosion by means of a Corrosion Factor F_C and the consequence of a failure due to corrosion by means of a Consequence Factor F_{CO} [2-3]. F_C is defined by (1), when it is possible to quantify the corrosion rate. Otherwise (for example for the jackets), the F_C is estimated directly by an index number that is a function of

the results of inspections performed during the component life. The corrosion forms, the failure modes, the causes and the algorithms adopted to evaluate the corrosion rate are reported in Tab. 1 and 2. The empirical algorithms used to predict corrosion rate apply only to carbon steels. For the corrosion resistant alloys (CRA's), it is initially assumed that the correct CRA is selected for the required service and that therefore the Corrosion Factor for internal corrosion will be 0.

Besides the corrosion rate CR, the other parameters in the equation (1) are:

CA = Corrosion Allowance (mm), 20% of the total design thickness. For the external corrosion a factor taking into account the life of the line and the status of the CP in the past is applied.

DL = required life (10 years for this case).

This, actually, yields a number from negative to 10, where negative values represent overdesign, with each unit representing approximately 1/10 of design life. A factor of 10 represents a very high corrosion rate, or no corrosion allowance where corrosion will be expected to occur. A factor of 0 represents the optimum design case, where the corrosion allowance will be consumed precisely at the end of foreseen field life and in practice it is a very rare case.

F_{CO} is defined by (2): the Consequence Factor is made up of the sum of hazard (safety to personnel), operability (cost to operator from lost revenue and repair cost) and environmental factors. The same consequence factor F_{CO} has obviously used both for internal and external corrosion because the consequence of a failure is independent from the corrosion phenomena involved. For the jackets only the Operability Factor has been considered, due to the fact that this structure usually does not collapse for corrosion problems and the consequence of a corrosion damage is only economic: the costs of under water inspections, cathodic protection retrofitting, etc. are assumed as a linear function of the depth of the water. The physical factors contributing to hazard, operability and environmental consequences are identified and ranked in order of precedence with numerical values assigned accordingly. Hazard Factor is intended the risk associated to a failure of a component evaluated from the standpoint of hazard for personnel and people. In the event of a failure, fluid is released with a consequent risk of fire and explosion and so on. The consequence depends on the nature of fluid, the operating conditions, the quantity of fluid that may be released, and the number of persons that may be consequently injured. Operability Factor is intended the risk associated to a failure of a component evaluated from the standpoint of production loss and repair cost. The consequence depends on loss of production based on the kind and quantity of fluid that may be released, location and strategic importance of the component. Environmental Factor is intended the risk associated to a failure of a component evaluated from the standpoint of environmental impact (environmental pollution, contamination etc.). The consequence depends on fluid type, location of the component, inventory size.

Risk Matrix and Inspection Priority Plan

To obtain a measure of the criticality of each component a matrix has been set up with Consequence Risk Factor F_{CO} on the x-axis and Corrosion Risk Factor F_C on the y-axis (Fig.2). On the matrix map five regions, characterised by different colours, are individuated to represent the different degrees of risk. A risk based ranking of all items provides the basis for allocating inspection efforts so that potentially high risk areas can receive frequent inspections, while no risk areas are inspected in a manner commensurate with the lower risk (Tab. 3). Another important parameter is the recommended inspection frequency. While the inspection priorities are defined by the position of the item on the risk matrix, the inspection frequencies depend on the control type

and equipment utilised. For example, the same inspection priority can have a monthly or annually inspections if the inspection is an Instant off potential measurement or a Close Interval Potential Profile Survey. As general rule, defining the inspection priorities it should be taken into account also the high costs due to plant shutdown. In this case internal and external corrosion inspections should be performed at the same time.

Corrosion Risk Assessment of Adriatic Gas Fields

Corrosion risk assessment has been performed on onshore and offshore pipelines and on jackets; wells have not been considered, due to low corrosivity of the fluid. The pipelines have been assumed subjected to both internal (fluid) and external (seawater or ground) corrosion, one independent from the other. The jacket has been assumed subjected only to external corrosion.

The study has been carried out following different phases:

1. selection and development of models for the internal and external corrosivity evaluation,
2. data collection and elaboration to calculate the Corrosion F_C and Consequence F_{CO} Factors
3. risk matrices building, defining the criticality of each component for a 10 years residual life,
4. recommendation of the corrective actions (immediate and planned inspections).

Data Collection

Data for the corrosion and consequences factors have been collected by database or during field surveys. The data collection is a very delicate phase, because the information is not always available or controlled; this uncertainty has been considered in the models.

Results

Tab. 4 summarises the items as a function of their corrosion risk.

Internal Corrosion Risk Assessment: both onshore and offshore pipelines have not corrosion problems when the fluid is gas, while some risk is present for water transport.

External Corrosion Risk Assessment: some structures have been often considered in the risk area due to the lack of protection or interference problems; high risk is associated to items (especially offshore) where data have been not available.

Immediate Actions

Some remedial actions have been decided to be carried out very soon: better optimisation of the chemicals for the water line, to reduce the oxygen content and the SRB presence below the specification requirements; for the flowlines resulted not connected with CP system or underprotected, protection shall be established, as well as for the jacket.

Planned Inspections

External Corrosion. For the onshore pipelines: monthly current and potential measurements at CP station, four or six-monthly "instant-off" potential and interference at insulating joints measurements, annual potential measurements at rail cross, potential profile and coating integrity for strategic lines, annual ultrasound thickness measurements at insulating joint when interference is foreseen. For the sealines: potential measurements at each end, check of the anodes status, potential profile carried out by divers or ROV. For the jackets: potential measurements on the structure with reference electrode taken at different deep, anodes potential and consumption measurements.

Internal Corrosion. Onshore and offshore pipelines: use of biocides and oxygen scavenger in the water lines, corrosion monitoring and water analysis.