

TIPOLOGIA DI DOCUMENTO ISTRUZIONE OPERATIVA	REVISIONE	DATA VALIDITA'	PAGINA
CODICE / TITOLO NT1012_IO_ISP_REV0 Ispezione di tubazioni d'impianto e off-sites	0	21/12/2010	1/48

LISTA DI DISTRIBUZIONE

UNITA' DIRETTAMENTE INTERESSATE ALL'APPLICAZIONE:

RAF LI – Raffineria di Livorno
RAF PV – Raffineria di Sannazzaro
RAF TA – Raffineria di Taranto
RAF VE – Raffineria di Venezia
Raffineria di Gela S.p.A.
INDLOG/HUB SO
STAD TO – Stabilimento di Robassomero

UNITA' COMUNQUE COINVOLTE/INTERESSATE:

INDLOG/COPRES
INDLOG/TECIND
INDLOG/TEC
INDLOG
HSEQ

0	Comunità Ispezioni	CM	INDLOG	INDLOG n.073/2010
REV	REDAZIONE	VERIFICA	APPROVAZIONE	PROTOCOLLO
AREA DI ARCHIVIAZIONE: INDUSTRIALE E LOGISTICA PRIMARIA				

INDICE

1.0	SCOPO	5
2.0	CAMPO DI APPLICAZIONE.....	5
3.0	RIFERIMENTI	5
4.0	DEFINIZIONI.....	6
4.1	Tubazioni	6
4.2	PS: Pressione massima ammissibile	6
4.3	TS: Temperatura minima/massima ammissibile.....	6
4.4	DN: Dimensione nominale	6
4.5	Fluidi: Gas, liquidi e vapori	6
4.6	Classificazione dei fluidi	6
4.6.1	Gruppo 1.....	6
4.6.2	Gruppo 2.....	6
4.6.3	Gas e vapori	6
4.6.4	Liquidi	6
4.7	Classificazione tubazioni.....	7
5.0	REQUISITI ESSENZIALI DI SICUREZZA	8
6.0	PRINCIPALI COMPONENTI DELLE TUBAZIONI	9
6.1	Tubi	9
6.2	Supporti.....	9
6.2.1	Supporti a T o “a scarpa” (Pipe shoe).....	9
6.2.2	Supporti ad U (“U” Bolts)	9
6.2.3	Supporti a molle (Spring Hanger)	10
6.3	Flange.....	10
6.3.1	Flangia da saldare di testa (Welding neck flange)	10
6.3.2	Flangia da saldare a sovrapposizione (Slip on flange)	11
6.3.3	Flangia filettata (Screwed flange)	11
6.3.4	Flangia a tasca da saldare (Socket weld flange)	11
6.3.5	Flangia libera (Lap joint flange)	12
6.4	Raccordi.....	12
6.4.1	Curve a 45°, 90°, 180°	12
6.4.2	Pezzi a T, Y, croce	12
6.4.3	Riduzioni.....	12
6.5	Stacchi	13
6.5.1	Weldolet.....	13
6.5.2	Nipolet	13
6.5.3	Sockolet.....	13
6.5.4	Thredolet	14
7.0	TECNOLOGIE ISPETTIVE	15
7.1	Ultrasuoni (UT).....	15
7.2	Radiografia (RT).....	15
7.3	Liquidi penetranti (PT).....	15
7.4	Magnetoscopia (MT)	16
7.5	Correnti indotte (EC – Eddy Current)	16
7.6	Campo remoto (RF – Remote Field)	16
7.7	Guided ultrasonic waves	16
7.8	Termografia.....	17
7.9	Hammer Test	17

8.0	MECCANISMI DI DANNO	18
8.1	Ispezioni per specifici tipi di corrosioni e cricche	18
8.1.1	Punti di iniezione	18
8.1.2	Tratti "morti"	19
8.1.3	Corrosione sotto coibentazione (CUI)	19
8.1.4	Interfaccia terreno aria in linee interrato	20
8.1.5	Zone di corrosione relative a servizi specifici	21
8.1.6	Erosione e corrosione/erosione	21
8.1.7	Cricche per tensocorrosione (SCC)	22
8.1.8	Corrosione sotto rivestimento interno e depositi	22
8.1.9	Fatica	23
8.1.10	Scorrimento viscoso (Creep)	23
8.1.11	Rottura fragile	24
8.1.12	Danni da congelamento	24
9.0	PIANO DELLE ISPEZIONI DELLE TUBAZIONI	25
9.1	Tipi di ispezione e monitoraggio	26
9.1.1	Ispezione visiva esterna	26
9.1.2	Misura spessori	27
9.1.3	Controllo vibrazioni e movimento linee	29
9.1.4	Ispezione visiva interna	29
9.1.5	Controlli supplementari	30
9.2	Test di pressione	30
9.3	Verifiche sui materiali (PMI- Positive Material Identification)	31
9.4	Ispezione delle valvole	31
9.5	Controllo saldature	32
9.6	Ispezione di accoppiamenti flangiati	33
9.7	Frequenza delle ispezioni	34
9.8	Estensione dei controlli	35
9.8.1	Estensione dell'ispezione visiva esterna e sotto coibentazione	35
9.8.2	Estensione misura spessori	36
9.8.3	Estensione controlli su tubi di piccolo diametro, ausiliari e connessioni filettate	36
10.0	VALUTAZIONE DEI RISULTATI E IDONEITA' ALL'ESERCIZIO	37
10.1	Determinazione del rateo di corrosione	37
10.1.1	Calcolo della vita residua	37
10.1.2	Nuove costruzioni o cambi di servizio	38
10.2	Determinazione dello spessore di sostituzione	38
10.3	Valutazione dei danneggiamenti	38
10.4	Stress analisi delle tubazioni	38
11.0	ISPEZIONE DI LINEE INTERRATE	40
11.1	Tipi e metodi di ispezione	40
11.1.1	Ispezione visiva della superficie del terreno sovrastante la tubazione	40
11.1.2	Misura del potenziale nelle vicinanze della tubazione	40
11.1.3	Valutazione del rivestimento con Holiday detector	40
11.1.4	Misura della resistività del terreno	40
11.1.5	Monitoraggio della protezione catodica	41
11.1.6	Metodi d'ispezione	41
11.2	Frequenza e estensione dell'ispezione	41
11.2.1	Ispezione visiva della superficie del terreno sovrastante la tubazione	41
11.2.2	Misura del potenziale nelle vicinanze della tubazione	41
11.2.3	Valutazione del rivestimento con Holiday detector	42



11.2.4	Misura della resistività del terreno	42
11.2.5	Monitoraggio della protezione catodica	42
11.2.6	Intervalli di ispezione interna ed esterna	42
11.2.7	Intervalli per i test di pressione	43
12.0	REPORTING E ARCHIVIAZIONE DEI DATI.....	44
12.1	Reporting	44
12.2	Archiviazione dei dati	44
12.2.1	Sketches.....	45
13.0	MONITORAGGIO E AGGIORNAMENTO DELLA NORMATIVA.....	46
14.0	RESPONSABILITA' DELL'APPLICAZIONE DELLA NORMATIVA	46
15.0	ALLEGATI	46
15.1	Check-list	46

1.0 SCOPO

Scopo del seguente documento è fornire una istruzione operativa per la pianificazione, esecuzione e valutazione dei risultati delle ispezioni delle tubazioni di raffineria/stabilimento.

Il documento contiene l'elenco dei requisiti essenziali di sicurezza richiesti per la fabbricazione al fine di assicurarne il mantenimento nell'intero ciclo di vita, i riferimenti normativi di legge in vigore, una breve descrizione dei componenti principali delle tubazioni che richiedono ispezione e/o manutenzione, i meccanismi di danno più frequenti e le più comuni tecniche di ispezione applicabili alle tubazioni.

I requisiti contenuti nel presente documento sono a carattere generale e in quanto tali devono intendersi come requisiti minimi richiesti in accordo alla normativa di legge in vigore; tuttavia deve essere valutata la situazione di ogni singola tubazione (localizzazione, storia tecnica, condizioni operative, condizioni ambientali) con conseguenti attenzioni specifiche e/o aggiuntive.

E' compito delle funzioni tecniche, operative e tecnologiche di raffineria/stabilimento definire eventuali integrazioni a tali requisiti e conseguentemente redigere specifiche istruzioni operative in accordo al presente documento.

2.0 CAMPO DI APPLICAZIONE

Tubazioni d'impianto e off-sites per il trasporto di fluidi all'interno di raffinerie, stabilimenti e depositi dell'area industriale e logistica primaria della Divisione Refining & Marketing di Eni S.p.A. con pressione massima ammissibile PS superiore a 0,5 bar.

Si intendono tubazioni off-sites le linee di collegamento fra gli impianti di produzione, fra gli impianti di produzione ed i serbatoi di stoccaggio (e viceversa), fra i serbatoi di stoccaggio e la movimentazione/miscelazione dei prodotti (e viceversa).

Sono esclusi dal campo di applicazione oleodotti/pipelines a partire dall'ultimo organo di isolamento situato nel perimetro dell'impianto.

3.0 RIFERIMENTI

- a) NT1011_IO_ISP_REV0 – Gestione obblighi di legge sulle attrezzature a pressione nelle attività di Ispezioni e Collaudi
- b) NT1008_LG_ISP_REV0 - Meccanismi di danno nelle attrezzature fisse di processo degli impianti di raffinazione
- c) UNI/TS 11325-1 Valutazione dello stato di conservazione ed efficienza delle tubazioni in esercizio ai fini della riqualificazione periodica d'integrità
- d) API Std 570 - Piping Inspection Code
- e) API RP 574 - Inspection Practices for Piping System Components
- f) API RP 579 - Fitness-For-Service
- g) API RP 580 - Risk-Based Inspection
- h) API RP 581 - Risk-Based Inspection Technology

4.0 DEFINIZIONI

Le definizioni che seguono sono pubblicate nel D.Lgs. n°93 del 25/02/00.

4.1 Tubazioni

I componenti di una condotta destinati al trasporto dei fluidi, allorché essi sono collegati al fine di essere inseriti in un sistema a pressione. Le tubazioni comprendono in particolare un tubo o un insieme di tubi, condotte, accessori, giunti di dilatazione, tubi flessibili o altri eventuali componenti sottoposti a pressione. Gli scambiatori di calore costituiti da tubi per il raffreddamento o il riscaldamento di aria sono parificati alle tubazioni.

4.2 PS: Pressione massima ammissibile

La pressione massima per la quale l'attrezzatura è progettata, specificata dal fabbricante. Essa è definita nel punto, specificato dal fabbricante, in cui sono collegati gli organi di protezione o di sicurezza della parte superiore dell'attrezzatura o, se non idoneo, in qualsiasi altro punto specificato.

4.3 TS: Temperatura minima/massima ammissibile

Le temperature minime/massime per le quali l'attrezzatura è progettata, specificate dal fabbricante.

4.4 DN: Dimensione nominale

La designazione numerica, contrassegnata dalle iniziali DN seguite da un numero, della dimensione comune a tutti i componenti di un sistema di tubazioni diversi dai componenti indicati dai diametri esterni o dalla filettatura. Il numero è arrotondato per fini di riferimento e non è in stretta relazione con le dimensioni di fabbricazione.

4.5 Fluidi: Gas, liquidi e vapori

I gas, i liquidi e i vapori allo stato puro nonché le loro miscele. Un fluido può contenere una sospensione di solidi.

4.6 Classificazione dei fluidi

I fluidi vengono suddivisi in:

4.6.1 Gruppo 1

Comprende i fluidi pericolosi. Per fluidi pericolosi si intendono le sostanze o i preparati definiti all'art. 2, comma 2, del decreto legislativo 3 febbraio 1997 n. 52 come "esplosivi", "estremamente infiammabili", "facilmente infiammabili", "infiammabili (quando la temperatura massima ammissibile e' superiore al punto di infiammabilità)", "altamente tossici", "tossici", "comburenti".

4.6.2 Gruppo 2

Comprende tutti gli altri fluidi non elencati nel Gruppo 1.

4.6.3 Gas e vapori

Gas, gas liquefatti, gas disciolti sotto pressione, vapori e liquidi la cui tensione di vapore alla temperatura massima ammissibile e' superiore di 0,5 bar alla pressione atmosferica normale (1013 mbar),

4.6.4 Liquidi

Liquidi con una tensione di vapore alla temperatura massima ammissibile inferiore o pari a 0,5 bar oltre la pressione atmosferica normale (1013 mbar)



4.7 Classificazione tubazioni

Le tubazioni sono classificate sulla base del D.Lgs. n°93 del 25/02/00 in tre categorie in funzione del tipo di fluido, pressione massima ammissibile (PS) e diametro nominale (DN).

5.0 REQUISITI ESSENZIALI DI SICUREZZA

Sono riportati di seguito i requisiti essenziali di sicurezza richiesti dal D.Lgs. n°93 del 25/02/00 (allegato 1.6) per la fabbricazione delle tubazioni e che devono essere mantenuti durante l'utilizzo in accordo al relativo art.19.

Il progetto e la costruzione delle tubazioni devono garantire che:

- a) il rischio di sovrassollecitazioni causate da un gioco eccessivo o dalla formazione di forze eccessive a carico, ad esempio, delle flange, giunzioni, soffietti o tubazioni flessibili, sia controllato mediante idonei mezzi di sostegno, vincolo, ancoraggio, allineamento e pretensione;
- b) ove vi sia la possibilità che si formi condensa all'interno di tubi per fluidi gassosi, siano previsti sistemi di drenaggio e di rimozione dei depositi dalle zone più basse onde evitare colpi d'ariete o corrosione;
- c) si presti debita attenzione ai possibili danni causati da turbolenze e vortici; in tal caso si applicano le disposizioni pertinenti del punto 2.7;

2.7. Usura.

Ove sussista la possibilità di erosioni o di abrasioni di notevole entità, vanno prese misure adeguate per:

- ridurre al minimo l'effetto con una progettazione adeguata, ad esempio aumentando lo spessore del materiale o prevedendo l'uso di incamiciature o di materiali di rivestimento;
- consentire la sostituzione delle parti maggiormente colpite;
- attirare l'attenzione, nelle istruzioni di cui al punto 3.4 (istruzione operativa), sulle misure necessarie per un uso in condizioni permanenti di sicurezza.

- d) si presti adeguata attenzione al rischio di fatica derivante da vibrazioni nei tubi;
- e) se le sostanze contenute nelle tubazioni sono fluidi appartenenti al gruppo 1, siano previsti mezzi adeguati per isolare i tubi di derivazione che presentano rischi notevoli a causa delle loro dimensioni;
- f) venga ridotto al minimo il rischio di scarico involontario, marcando chiaramente sul lato fisso dei punti di prelievo il fluido contenuto;
- g) la posizione e il percorso delle tubazioni e delle condotte sotterranee siano indicati almeno nella documentazione tecnica onde facilitare le operazioni di manutenzione, ispezione o riparazione in condizioni di completa sicurezza

6.0 PRINCIPALI COMPONENTI DELLE TUBAZIONI

6.1 Tubi

Le barre di tubo sono fabbricate generalmente per estrusione, trafilatura o saldatura di lamiera e nastri.

Per un determinato diametro nominale (DN) il diametro esterno dei tubi rimane costante al variare dello spessore; la tolleranza di fabbricazione su diametri e spessori varia in funzione del tipo di materiale ed è quella prevista dalle relative specifiche.

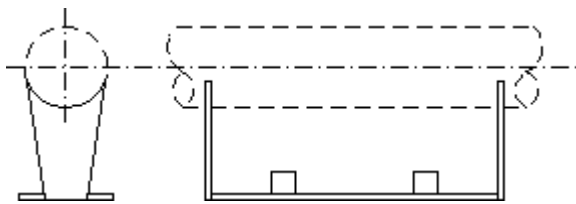
6.2 Supporti

Le tubazioni sono supportate in modo tale da consentire le dilatazioni e i ritiri dovuti alle variazioni di temperatura. Si riportano di seguito alcune tipologie di supporti che consentono di sostenere il piping e di assorbire le eventuali deformazioni.

6.2.1 Supporti a T o “a scarpa” (Pipe shoe)

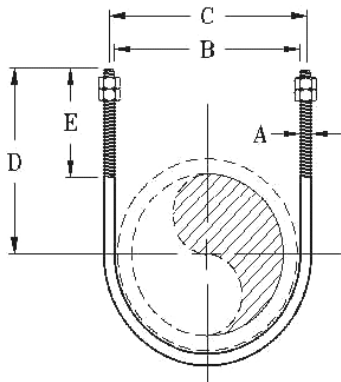
Vengono impiegati normalmente in corrispondenza del pipe rack. Presentano la forma di una “T” rovesciata. La parte orizzontale poggia sul pipe rack mentre quella verticale è saldata alla tubazione in genere con interposizione di una piastra di rinforzo.

Quando il piping si dilata, la sezione orizzontale della “T” scivola sul pipe rack ed il supporto sostiene ancora la tubazione. Tale tipo di supporto si utilizza principalmente in presenza di dilatazioni termiche contenute.



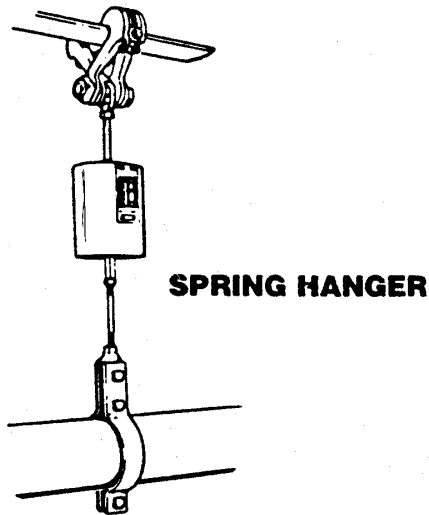
6.2.2 Supporti ad U (“U” Bolts)

Consentono di guidare la tubazione durante la deformazione. Viene impiegato quando, lungo la linea, si presentano forti incrementi di temperatura.



6.2.3 Supporti a molle (Spring Hanger)

I supporti a molla si impiegano per sostenere le tubazioni che cambiano posizione in seguito alle deformazioni determinate dalle variazioni di temperatura. Il supporto a molle consente alla tubazione di spostarsi in alto e in basso. Inoltre, poiché il supporto scorre su un pivot, la tubazione può anche spostarsi in avanti ed indietro.



6.3 Flange

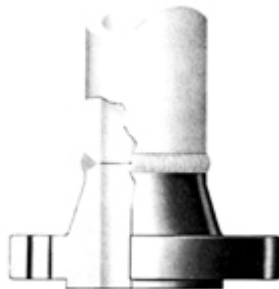
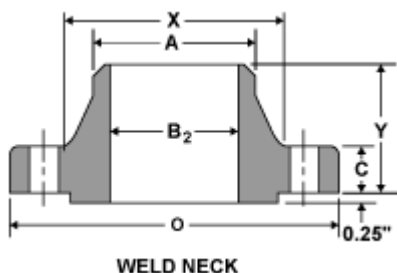
Le flange permettono di unire o chiudere sezioni di tubazioni. Consentono di installare o rimuovere apparecchiature senza modificare il piping. Sono comunemente impiegate le seguenti tipologie di flange:

- a) Flangia da saldare di testa (welding neck)
- b) Flangia da saldare a sovrapposizione (slip on)
- c) Flangia libera (lap joint)
- d) Flangia filettata (screwed)
- e) Flangia a tasca da saldare (socket welded)

6.3.1 Flangia da saldare di testa (Welding neck flange)

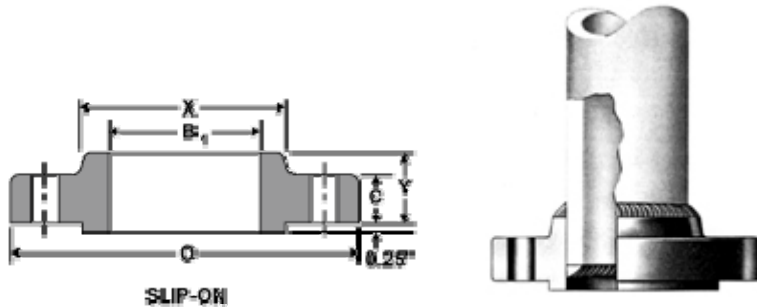
Si distinguono dalle altre flange per la graduale variazione dello spessore, in prossimità della giunzione saldata: lo spessore del collare deve uniformarsi allo spessore del tubo.

Si impiegano in condizioni di esercizio critiche (alta pressione e temperature elevate). Il loro utilizzo è particolarmente raccomandato per liquidi esplosivi o infiammabili e sono quindi quelle maggiormente utilizzate in raffineria/stabilimento.



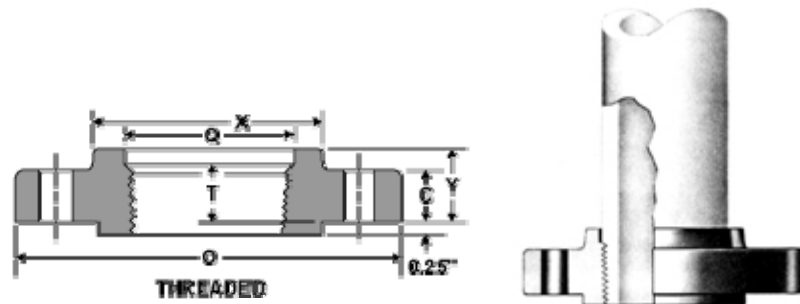
6.3.2 Flangia da saldare a sovrapposizione (Slip on flange)

Si impiegano per il basso costo e per la minore accuratezza richiesta nel taglio del piping. Rispetto alle flange welding neck presentano una resistenza alla pressione interna di 1/3 inferiore ed una resistenza alla fatica di 2/3 inferiore. La flangia slip on trova impiego in condizioni di esercizio non particolarmente severe, dove non sono presenti sensibili variazioni di pressione e temperatura. Inoltre, la saldatura ad angolo è di difficile controllo per cui non è raccomandabile l'utilizzo della flangia slip on per servizi di processo.



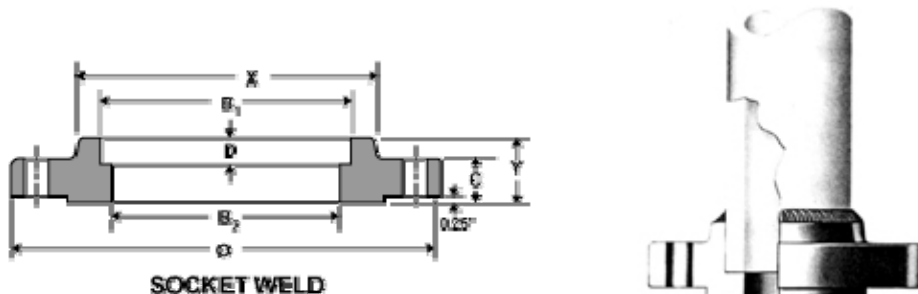
6.3.3 Flangia filettata (Screwed flange)

Si collega al tubo senza ricorrere a saldature. È incompatibile con condizioni di esercizio caratterizzate da variazioni cicliche di temperatura e sollecitazioni flessionali. Non può impiegarsi in tutte quelle applicazioni dove non è tollerata la fuoriuscita di prodotto.



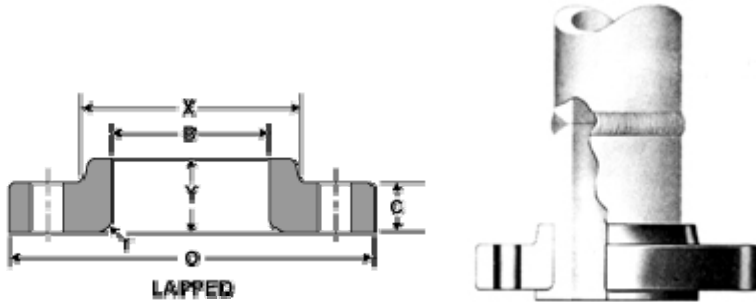
6.3.4 Flangia a tasca da saldare (Socket weld flange)

Presenta un alloggiamento per l'inserimento della tubazione alla quale viene fissata con saldatura ad angolo. Trova impiego in tubazioni di piccolo diametro.



6.3.5 Flangia libera (Lap joint flange)

Viene adoperata nelle linee che frequentemente vengono sottoposte a ispezioni o pulizia. Infatti lo smontaggio della flangia lap joint è sensibilmente semplificato.

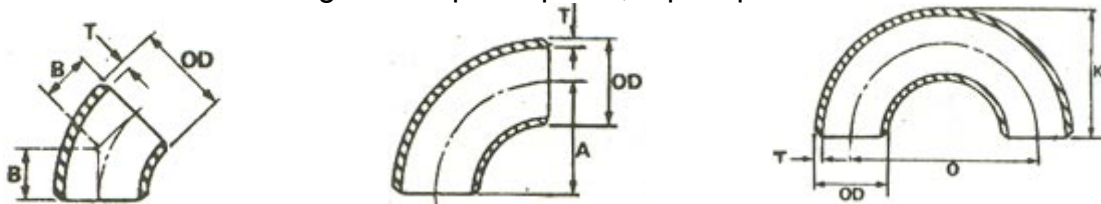


6.4 Raccordi

La raccorderia si utilizza per cambiare la direzione delle tubazioni, per separare o convogliare i flussi e per collegare fra loro differenti diametri. Si riportano di seguito i raccordi più comunemente impiegati.

6.4.1 Curve a 45°, 90°, 180°

Si dividono in curve a lungo e corto raggio (long and short radius) in base alla modalità di deviazione del flusso: graduale per le prime, rapida per le seconde.



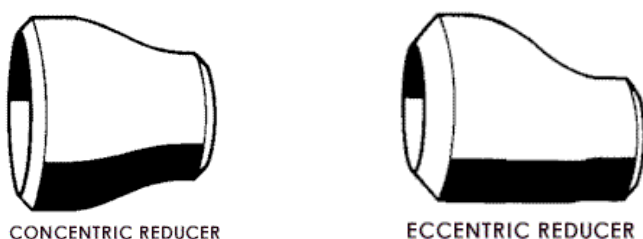
6.4.2 Pezzi a T, Y, croce

Si impiegano per separare o convogliare i flussi.



6.4.3 Riduzioni

Si impiegano per collegare due tubazioni aventi differenti diametri. In particolare sono disponibili riduzioni concentriche o eccentriche



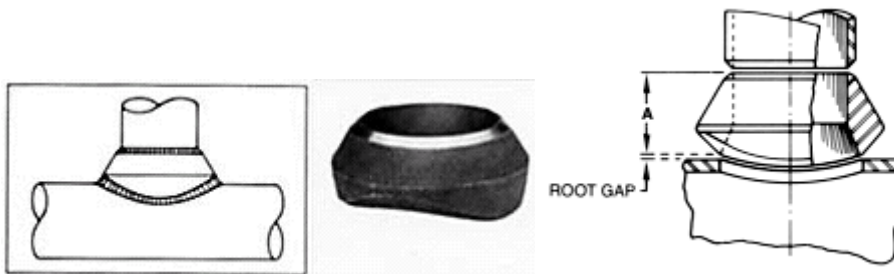
6.5 Stacchi

Sono comunemente impiegate le seguenti tipologie di stacchi:

- a) Weldolet
- b) Nipolet
- c) Sockolet
- d) Thredolet

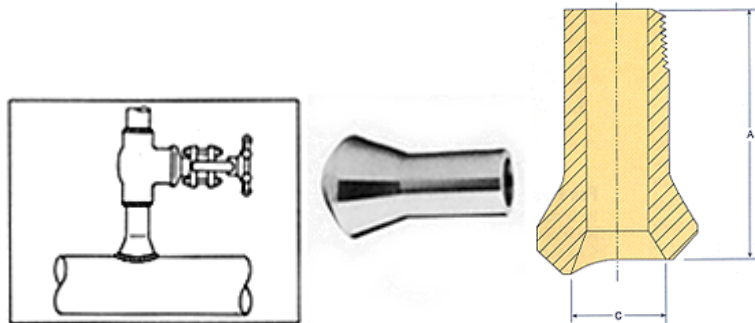
6.5.1 Weldolet

È uno stacco con collare rinforzato, progettato per minimizzare la concentrazione di tensione. Il ramo esterno viene collegato mediante saldatura di testa.



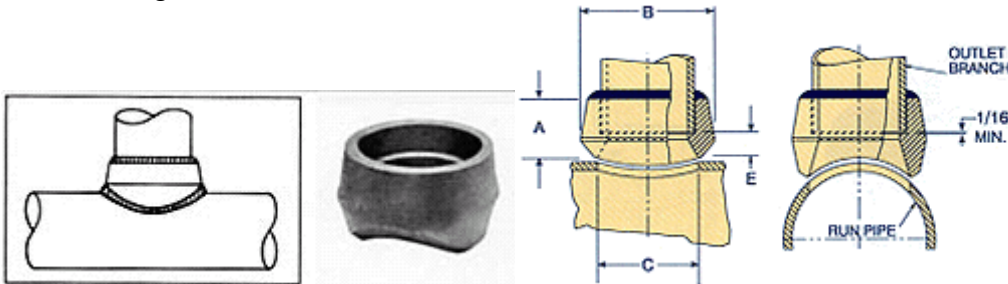
6.5.2 Nipolet

È uno stacco realizzato in un unico pezzo ed è normalmente utilizzato quando è necessario collegare in serie una valvola. È disponibile con estremità filettata, a tasca e da saldare di testa.



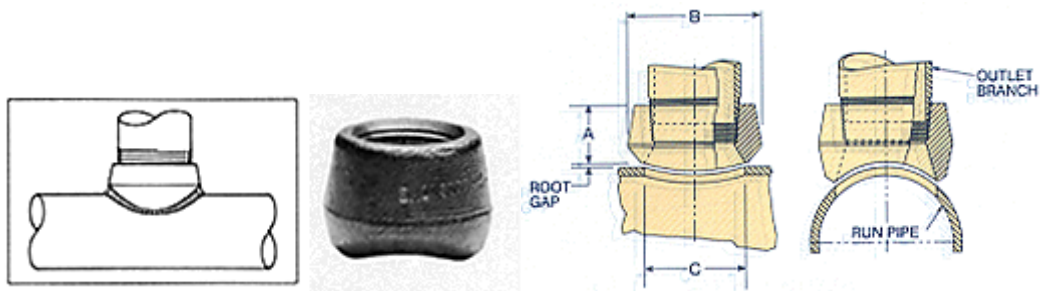
6.5.3 Sockolet

Si differenzia dal tipo Weldolet per la presenza della tasca sulla quale poggia il ramo esterno che viene collegato con una saldatura ad angolo.



6.5.4 Thredolet

Una filettatura interna sostituisce la saldatura.



7.0 TECNOLOGIE ISPETTIVE

La scelta di una tecnologia ispettiva o di una combinazione di esse deve essere fatta in modo da avere la massima efficacia e la massima probabilità nel rilevare il tipo di danno ipotizzato.

Si riportano di seguito le più comuni tecniche utilizzate per il controllo delle tubazioni.

7.1 Ultrasuoni (UT)

La tecnologia ad ultrasuoni è quella più versatile e potente disponibile per la rilevazione dei difetti (UTD) ed anche per la misurazione dello spessore (UTS) del componente sotto controllo.

Queste misure sono usualmente fatte a spot e condotte secondo uno schema a griglia che copre la superficie del componente o l'area localizzata danneggiata. Il principale vantaggio della tecnologia consiste nell'accuratezza della misura; tuttavia forme di corrosione a pitting e/o localizzate possono non essere captate dalla griglia di controllo.

La presenza di laminazioni e/o inclusioni nel materiale del componente sotto controllo può fornire indicazioni non corrette.

Dove l'adozione di tecniche manuali e convenzionali è impossibile/difficile o pericolosa vengono utilizzate tecniche di controllo automatiche per mezzo di robot. La mappatura del componente viene usualmente fornita in una vista piana (forma P-scan) che può essere conservata e tramite comparazione tra successive immagini/mappature può fornire indicazioni sulla velocità di degrado.

7.2 Radiografia (RT)

Il controllo radiografico può essere utilizzato sulle linee per il rilevamento di:

- a) cricche/difetti in corrispondenza delle saldature,
- b) spessore della tubazione utilizzando la tecnica di profilo anche senza necessità di rimozione della coibentazione,
- c) depositi/ostruzioni interne,
- d) corrosioni/erosioni localizzate non uniformi (es: pitting).

In particolare si effettuano radiografie per il controllo degli stacchi con $DN \leq 1\frac{1}{2}$ ".

La radiografia digitale è una tecnica di acquisizione delle immagini in formato digitale per cui consente, oltre che l'archiviazione in formato elettronico, l'elaborazione al computer dell'immagine stessa in termini di ingrandimento, miglioramento della risoluzione e misurazioni più precise. Rispetto alla radiografia tradizionale consente tempi di esecuzione inferiori e/o maggiore estensione del controllo.

7.3 Liquidi penetranti (PT)

Il controllo con liquidi penetranti è utilizzato per il rilevamento di cricche superficiali in materiali ferromagnetici e non, normalmente in corrispondenza di saldature e in punti di concentrazione degli sforzi (es: stacchi). In particolare vengono controllati con PT o magnetoscopia gli stacchi che durante l'esercizio sono sottoposti a vibrazione per l'individuazione di eventuali difetti da fatica. Se, per altri meccanismi di danno, l'innescò delle cricche avviene sulla superficie interna non raggiungibile, occorre applicare altre tecniche come radiografie, ultrasuoni o eddy-current.

7.4 Magnetoscopia (MT)

Il controllo magnetoscopico è utilizzato in alternativa al controllo con liquidi penetranti per il rilevamento di cricche superficiali, o immediatamente sotto la superficie, in materiali ferromagnetici.

7.5 Correnti indotte (EC – Eddy Current)

Tecnica di controllo elettromagnetica basata su un sensore che induce un campo magnetico pulsato e contemporaneamente ne rileva il segnale delle correnti indotte generate in un materiale elettricamente conduttivo.

Le discontinuità del materiale come cricche, pitting, assottigliamento, ecc. possono essere rilevate in quanto provocano una variazione del flusso delle correnti indotte.

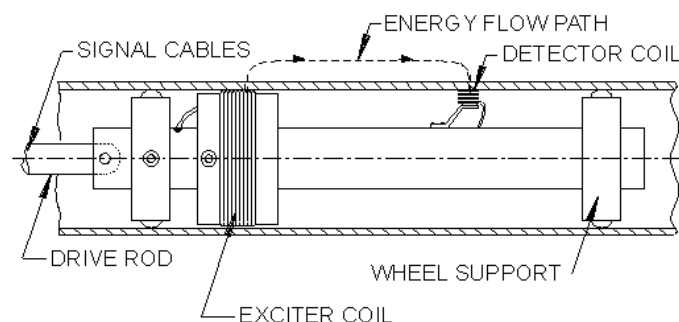
Consente la misurazione dello spessore medio della tubazione in materiali non ferrosi (amagnetici), dall'esterno senza rimozione della coibentazione o del fireproofing.

La durata del segnale delle correnti indotte dipende dallo spessore medio rimanente del materiale. L'ampiezza del segnale delle correnti indotte dipende dal lift-off (spessore della coibentazione-distanza dalla parete del tubo).

Successivamente all'individuazione di eventuali zone sospette, per una misura esatta dello spessore residuo, è necessario procedere a controlli con UT e/o RT.

7.6 Campo remoto (RF – Remote Field)

Tecnica di controllo elettromagnetica che utilizza lo stesso principio delle correnti indotte ma è utilizzata per materiali ferromagnetici. Richiede una speciale sonda interna al tubo in cui la bobina dell'eccitatore è separata dalla bobina ricevente da una distanza di due o tre volte il diametro del tubo. La bobina ricevente rileva la variazione di flusso energetico che avviene attraverso la parete del tubo.



Il test rileva indifferentemente difetti sul diametro interno o sul diametro esterno del tubo. Come per le correnti indotte, per una misura esatta dello spessore residuo, è necessario procedere a controlli con UT e/o RT.

7.7 Guided ultrasonic waves

Tecnica per l'individuazione della corrosione nelle tubazioni, mediante ultrasuoni ad ampio raggio. Consente di effettuare i controlli in modo estensivo scorrendo solamente le zone della tubazione dove viene posizionato lo strumento.

Un trasduttore ad anello, opportunamente fissato in una posizione della tubazione, produce circonferenzialmente ultrasuoni che, propagandosi longitudinalmente nelle due direzioni, consentono l'esplorazione di ampi tratti della tubazione.

L'estensione di un singolo controllo può variare da qualche metro fino a 80 m circa su ciascuna direzione in funzione dell'attenuazione del segnale riflesso dovuta alle condizioni di corrosione della tubazione, alla presenza di discontinuità come curve e stacchi, al tipo di rivestimento esterno come catrame, ecc.

Questa tecnica risulta quindi molto efficace per il controllo di lunghi tratti rettilinei non interrati (es: pipe rack o trincee); inoltre è possibile controllare le zone della tubazione non accessibili esternamente come i punti a contatto con i supporti, attraversamenti di muri, tratti in cunicoli o incamiciati di attraversamenti stradali e ferroviari.

Il segnale riflesso permette di rilevare la posizione longitudinale della zona corrosa ma non la posizione circonferenziale. Come per le correnti indotte pulsate, per l'approfondimento dimensionale delle zone sospette è necessario procedere ad ulteriori controlli puntuali delle stesse con UT e/o RT.

7.8 Termografia

Con il termine termografia si intende la visualizzazione bidimensionale della misura dell'irraggiamento di un corpo attraverso l'utilizzo di una termocamera.

Questo strumento è in grado di rilevare le temperature dei corpi analizzati attraverso la misurazione dell'intensità di radiazione infrarossa emessa dal corpo in esame.

Fornisce delle immagini i cui diversi colori individuano le diverse temperature di parete esterna.

Per tubazioni coibentate consente di individuare le zone di danneggiamento della coibentazione, per tubazioni non coibentate o con rimozione della coibentazione esistente consente di individuare la presenza di depositi interni e/o di danneggiamento di eventuali rivestimenti interni.

7.9 Hammer Test

L'hammer test è un metodo di controllo per il quale la linea viene colpita con un martello. Dal tipo di suono emesso e dalla resistenza alla deformazione del materiale si possono evidenziare zone con notevole assottigliamento.

Il test deve essere integrato nelle zone sospette da altri metodi di controllo, quali le misure ultrasoniche di spessore o la radiografia di profilo.

Il test deve essere effettuato da ispettori con esperienza per evitare danni.

Non deve essere utilizzato su:

- a) impianti in servizio
- b) acciaio inossidabile
- c) rame, alluminio, ottone o altri materiali con bassi valori di durezza
- d) cemento o altri materiali fragili
- e) linee rivestite internamente

8.0 MECCANISMI DI DANNO

L'individuazione appropriata dei meccanismi di danno e dei tipi di danno associati (assottigliamento, cricche, ecc.) è l'attività fondamentale per elaborare il piano di ispezione e consente di determinare le tecnologie di CnD più efficaci a rilevare i danneggiamenti oltre che le posizioni, l'estensione e la frequenza dei controlli.

L'analisi dei probabili meccanismi di danno deve essere integrata con l'analisi storica di particolari evidenze di danni occorsi in passato e di eventuali variazioni dei parametri di processo (composizione fluidi, condizioni operative, ecc.) che possono avere influenza sui piani ispettivi predisposti.

Per un'analisi completa dei possibili meccanismi di danno si rimanda al documento NT1008_LG_ISP_REV0 - Meccanismi di danno nelle attrezzature fisse di processo degli impianti di raffinazione

8.1 Ispezioni per specifici tipi di corrosioni e cricche

Sono riportati di seguito alcuni esempi significativi di tipi e zone di deterioramento delle tubazioni che necessitano specifiche attenzioni per l'elaborazione del piano di ispezione:

- a) Punti di iniezione
- b) Tratti "morti"
- c) Corrosione sotto coibentazione (CUI)
- d) Zone di interfaccia terreno-aria
- e) Servizi specifici e corrosioni localizzate
- f) Erosione e corrosione/erosione
- g) Cricche per tensocorrosione
- h) Corrosione sotto linings e depositi
- i) Fatica
- j) Scorrimento viscoso
- k) Rottura fragile
- l) Danni da congelamento

8.1.1 Punti di iniezione

Le zone in prossimità dei punti di iniezione (es: iniezione di acqua, additivi, idrogeno, ecc.) sono spesso soggette a erosioni/corrosioni localizzate accelerate. I punti di iniezione possono essere trattati con un piano di ispezioni separato e una frequenza di controllo costante (vedi paragrafo 9.7).

Deve essere ispezionata la linea a monte del punto d'iniezione per un tratto di almeno 300 mm o 3 volte il diametro (il maggiore dei due) e ca. 8 m a valle o fino al secondo cambio di direzione (il minore dei due). In alcuni casi può essere opportuno ispezionare fino all'imbocco dell'apparecchiatura a valle.

La selezione dei punti di misura degli spessori (TML) nella zona del punto di iniezione deve essere fatta con un'appropriata maglia in accordo con le seguenti indicazioni minime (vedi anche paragrafo 9.1.2.)

- a) Prevedere i TML sulla parete del tubo nella zona di impatto del fluido iniettato.
- b) Prevedere i TML nelle posizioni intermedie lungo i tratti dritti più lunghi.
- c) Prevedere i TML nelle sezioni di limite a monte e a valle della zona del punto di iniezione definito per l'ispezione.

Le tecniche di controllo più idonee per stabilire il minimo spessore su ogni TML sono RT e/o UT. Laddove la temperatura lo permette è possibile eseguire misure di spessore con scanning con UT automatici.

Per alcune applicazioni può essere utile rimuovere i tratti di tubazione tra le due flange per effettuare l'ispezione visiva della superficie interna. Tuttavia le misure di spessore sono sempre richieste per determinare lo spessore residuo.

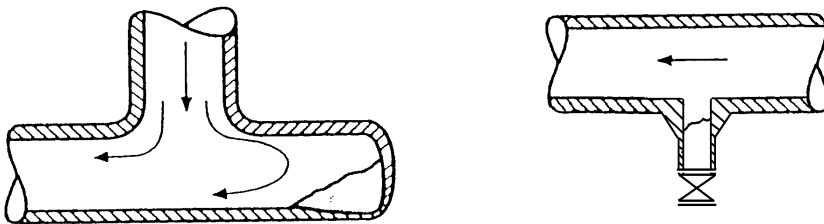
8.1.2 Tratti “morti”

Le zone in cui il ristagno del fluido può creare un ambiente altamente corrosivo sottodeposito (es: fondelli di linee e dreni non utilizzati) possono avere un rateo di corrosione più elevato rispetto alla tubazione alla quale appartengono.

Una volta identificate le zone morte deve essere valutato con UT e/o RT lo spessore di parete.

Nei sistemi di tubazioni calde le zone dei punti più alti (vents, stacchi a PSV, ecc.) possono corrodersi per effetto di correnti convettive che interessano il tratto morto.

Per quanto sopra detto deve essere verificata la possibilità di eliminazione dei tratti morti che non hanno una funzione di processo.



8.1.3 Corrosione sotto coibentazione (CUI)

L'ispezione esterna delle tubazioni coibentate deve includere una valutazione dell'integrità del sistema di isolamento se esistono condizioni che potrebbero condurre a corrosione sotto coibente o segnali di CUI in corso.

Le più comuni forme di CUI comportano corrosione localizzata negli acciai al carbonio e SCC da cloruri negli acciai inossidabili.

Questo paragrafo fornisce le linee guida per l'identificazione e l'ispezione delle zone potenzialmente soggette a CUI. Per le tipologie e l'estensione dei controlli vedi paragrafo 9.8.1.

L'estensione del piano di ispezione per CUI può variare in funzione delle condizioni climatiche locali; ovviamente tubazioni in zone umide in prossimità del mare richiedono maggior attenzione rispetto a zone interne e asciutte.

Alcune zone e tipi di tubazioni maggiormente suscettibili alla CUI sono:

- a) Zone esposte agli spruzzi delle torri di raffreddamento, zone vicino a sfiati o barriere di vapore, zone esposte a lavaggio o raffreddamento con getti d'acqua.
- b) Zone soggette a spillamenti di processo, ingresso di umidità o vapori acidi.
- c) Tubazioni in acciaio al carbonio; incluse tutte quelle coibentate per sola protezione del personale, con temperatura di esercizio fra -4°C e 120°C. La CUI è particolarmente aggressiva se le temperature di esercizio provocano frequenti o continue condensazioni e rievaporazioni dell'umidità atmosferica.

- d) Tubazioni in acciaio al carbonio che normalmente operano a temperatura sopra 120°C ma in servizio intermittente.
- e) Zone morte e stacchi che fuoriescono dall'isolamento e operano ad una temperatura differente da quella del flusso normale.
- f) Tubazioni in acciaio inossidabile austenitico con temperatura di esercizio fra 65°C e 204°C soggette a SCC da cloruri.
- g) Tubazioni soggette a vibrazioni e con tendenza a danneggiare il rivestimento esterno della coibentazione favorendo l'ingresso di acqua.
- h) Tubazioni con perdite dalla tracciatura di vapore.
- i) Tubazioni con rivestimento o vernice danneggiata.

Tenuto conto delle caratteristiche sopra descritte le specifiche posizioni dove è più probabile riscontrare CUI sono:

- 1) Tutte le interruzioni del rivestimento del materiale isolante della tubazione principale come dreni, sfiati, valvole, supporti, innesti tracciatura, ecc.
- 2) Zone di termine della coibentazione in corrispondenza delle flange o di altri componenti.
- 3) Rotture, ammaccature o mancanza del rivestimento di lamierino esterno.
- 4) Giunzioni del rivestimento esterno di tubazioni orizzontali create nella parte superiore od in modo improprio.
- 5) Zone di termine della coibentazione nelle linee verticali.
- 6) Rigonfiamenti del rivestimento esterno che potrebbero indicare presenza di prodotti di corrosione all'interno
- 7) Punti bassi in sistemi di linee che presentano danneggiamenti del rivestimento esterno.
- 8) Flange, bulloni e altri componenti in acciaio al carbonio o basso-legato sotto coibentazione in sistemi di tubazioni in materiale alto-legato.

Particolare attenzione deve essere posta nei punti dove vengono rimossi i tasselli per la misura degli spessori. Questi tasselli devono essere prontamente rimpiazzati e sigillati. Sono disponibili in commercio diversi tipi di tasselli rimovibili che consentono l'ispezione e l'identificazione dei punti di misura per i riferimenti futuri.

8.1.4 Interfaccia terreno aria in linee interrate

Le zone di interfaccia terreno aria in linee interrate, sprovviste di un'adeguata protezione catodica, devono essere inserite nel piano di ispezione visiva esterna. L'ispezione del tratto che fuoriesce dal terreno è necessaria per verificare che non siano presenti eventuali danneggiamenti del rivestimento, l'esistenza di tubi non rivestiti e la misura della profondità dei pit.

Se vengono notate significative corrosioni è necessario procedere a scavi e misure di spessore per valutare se la corrosione è limitata alla zona di interfaccia o si estende alla zona interrata.

Nei punti di misura degli spessori nella zona di interfaccia occorre prontamente ripristinare la verniciatura/rivestimento esterno allo scopo di non esporre il metallo a corrosioni accelerate.

Se la linea interrata ha una adeguata protezione catodica, in accordo al monitoraggio definito al paragrafo 12.1.5, lo scavo è richiesto soltanto se vi è evidenza di danneggiamento della verniciatura/rivestimento esterno.

Se la linea interrata non ha rivestimento deve essere fatto uno scavo di 15-30 cm di profondità per valutare eventuali danni nascosti.

Se l'interfaccia è del tipo asfalto-aria o cemento-aria su linee interraste senza protezione catodica deve essere controllato se lo stato della sigillatura consente l'ingresso di umidità. Se si è in condizioni di possibile ingresso di umidità su tubazioni che hanno un'età di oltre 10 anni è necessario procedere allo scavo per controllare eventuali corrosioni al di sotto della superficie prima della risigillatura.

8.1.5 Zone di corrosione relative a servizi specifici

Per individuare le potenziali zone di corrosione relative a particolari servizi e per selezionare gli appropriati punti di misura degli spessori, occorre predisporre un efficace piano di ispezione che includa i seguenti tre fattori:

- 1) Conoscenza da parte degli ispettori del tipo di servizio e dei punti dove è probabile la corrosione.
- 2) Estensivo utilizzo di controlli non distruttivi con RT e/o UT scanning.
- 3) Comunicazione da parte del personale operativo degli anomalie o variazioni dei parametri di processo che possono avere influenza sui ratei di corrosione.

Sono riportati di seguito alcuni esempi su dove è possibile trovare questo tipo di corrosione:

- a) A valle dei punti di iniezione e a monte dei separatori come, per esempio, nelle linee di effluente dei reattori di hydroprocess.
- b) Corrosione per condensazione come nelle linee di testa delle colonne di frazionamento.
- c) Trascinamenti di acidi o sostanze caustiche su tubazioni di materiale non legato o di sostanze caustiche in acciai senza trattamento termico dopo saldatura.
- d) Zone di condensazione di sali di ammonio come nei circuiti di reazione degli impianti di hydroprocess.
- e) Flussi in fase mista o turbolenti nei sistemi acidi.
- f) Le linee in acciaio al carbonio con zolfo e/o composti solforati ad alta temperatura (temperatura superiore a 260°C, contenuto di zolfo superiore a 0,5% in peso).
- g) Corrosione sottodeposito di residui, di soluzioni cristallizzanti o di fluidi che producono coke.
- h) Trascinamenti di cloruri nei sistemi di rigenerazione dei reforming catalitici.
- i) Corrosione e SCC in punti caldi di linee con tracciatura di calore esterna, ambiente corrosivo interno (es: sost. caustiche in acciai al carbonio) e condizioni di basso flusso.

8.1.6 Erosione e corrosione/erosione

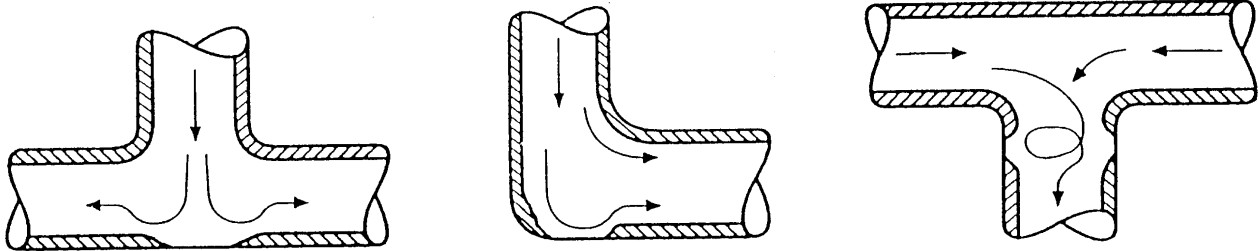
L'erosione può essere definita come la rimozione del materiale superficiale dovuta all'azione meccanica del flusso di liquidi o solidi. Può essere caratterizzata da solchi, fori arrotondati e onde nella direzione del flusso. L'erosione usualmente avviene nelle zone di maggiore turbolenza come nei cambi di direzione o a valle delle valvole di controllo dove può avvenire vaporizzazione.

Il danno da erosione è tipicamente maggiore nei flussi con grandi quantità di solidi o di particelle liquide che viaggiano a velocità elevata. La combinazione contemporanea di corrosione ed erosione comporta una perdita maggiore di materiale rispetto ai due fenomeni separati e avviene nelle zone ad alta velocità e ad alta turbolenza.

Alcuni esempi di zone da ispezionare riguardano:

- a) A valle delle valvole di controllo, specialmente se avviene vaporizzazione.
- b) A valle degli orifici.
- c) A valle della mandata delle pompe.

- d) In tutti i punti in cui si hanno cambi di direzione del fluido come nell'intradosso e nell'estradosso delle curve.
- e) A valle di tutti i punti che possono creare turbolenza come saldature, termocoppie e flange, in particolare nei sistemi sensibili alla velocità come per esempio in presenza di solfato d'ammonio e acido solforico.



Le aree con probabile corrosione/erosione devono essere ispezionate utilizzando metodi di CnD che diano la misura dello spessore in modo esteso come UT scanning, radiografie di profilo o correnti indotte.

8.1.7 Cricche per tensocorrosione (SCC)

Premesso che la presenza di cricche per tensocorrosione sui tubi non è frequente, alcuni casi si possono verificare per anomalie delle condizioni di processo, CUI, condensazioni impreviste o esposizione ad H_2S umido o carbonati.

Alcuni esempi riguardano:

- a) SCC da cloruri su acciai inossidabili austenitici dovuta ad umidità e cloruri sotto coibentazione, sotto depositi, sotto guarnizioni o negli interstizi.
- b) SCC da acidi politionici su leghe di acciai austenitici sensibilizzati dovute all'esposizione a composti solforati, condensazione di umidità o ossigeno.
- c) SCC da sostanze caustiche.
- d) SCC da ammina in tubazioni senza trattamento termico.
- e) SCC da carbonati.
- f) SCC da H_2S umido come nei sistemi contenenti acque acide.
- g) Blistering da idrogeno e HIC.

Qualora venga sospettata la presenza di cricche devono essere programmati opportuni controlli supplementari utilizzando PT, WFMT (wet fluorescent magnetic-particle testing) o UT.

Dove possibile, spezzoni di tubo sospetti possono essere rimossi per l'ispezione della superficie interna.

Se vengono rilevate delle cricche durante l'ispezione interna dei vessels è opportuno verificare la necessità di estendere i controlli anche alle tubazioni ad essi collegate.

8.1.8 Corrosione sotto rivestimento interno e depositi

Se i rivestimenti interni ed esterni, i refrattari e i linings anticorrosivi interni sono in buone condizioni non vi è ragione di sospettare un deterioramento al di sotto di essi e normalmente non è necessario rimuoverli per l'ispezione delle tubazioni.

Qualora l'efficacia del lining anticorrosivo sia compromessa dalla presenza di eventuali crepe o buchi è allora necessario rimuovere una porzione di lining interno per ispezionare le condizioni del materiale base sottostante. In alternativa per alcuni tipi di lining, come le placcature legate per esplosione (cladding) o gli overlay saldati, possono essere utilizzati UT dall'esterno per misurare lo spessore e rilevare distacchi, buchi e blisters.

Il refrattario interno alle linee può cadere o fessurarsi in servizio provocando macchie calde che espongono il metallo ad ossidazione e creep. E' necessario effettuare periodicamente il monitoraggio delle temperature attraverso ispezioni visive esterne, rilevando lo stato di eventuali vernici termoviranti e/o con termometri ad infrarossi per confermare l'integrità del refrattario.

Il distacco o la bugnatura del refrattario provoca la corrosione del metallo sottostante. Se vengono riscontrati tali difetti, una porzione di refrattario deve essere rimossa per ispezionare la superficie del tubo sottostante. Altrimenti, possono essere effettuati UT spessimetrici dalla superficie esterna.

Un'altra causa di potenziale corrosione è la presenza di depositi, come ad esempio il coke. E' importante determinare se esiste corrosione attiva al di sotto dei depositi. Per le linee di grosso diametro può essere necessario rimuovere a spot i depositi nelle aree critiche e condurre l'ispezione interna. Per le linee di piccolo diametro possono essere utilizzate radiografie e/o scanning con UT esterni.

8.1.9 Fatica

Le rotture per fatica nei sistemi di tubazioni si manifestano al superamento di un determinato numero di cicli con sforzi ben al di sotto del campo di resistenza statica del materiale. Gli sforzi ciclici possono essere dovuti alla pressione, alla temperatura o a vibrazioni meccaniche e possono comportare fatica a basso o alto numero di cicli.

L'inizio della rottura per basso numero di cicli e sforzi elevati è spesso in diretta relazione con il numero di avviamenti/riscaldamenti e fermate/raffreddamenti.

Eccessive vibrazioni delle tubazioni, anche con sforzi modesti (dovute alle macchine o indotte dal flusso), causano danni da fatica con alto numero di cicli.

I punti di inizio delle rotture per fatica sono solitamente quelli di concentrazione degli sforzi come le connessioni degli stacchi di diramazione delle linee. Altri punti suscettibili a fatica termica possono essere le saldature di giunzione fra materiali con differenti coefficienti di dilatazione termica.

E' importante sottolineare che spesso le rotture per fatica avvengono prima che i CnD rilevino la presenza delle cricche. Infatti, una volta che la cricca si è manifestata, il numero dei cicli necessario perché la medesima si propaghi fino a rottura è solitamente modesto.

I metodi di CnD preferiti per rilevare le cricche da fatica sono PT o MT. L'emissione acustica può essere utilizzata per rilevare la presenza di cricche durante un test di pressione.

8.1.10 Scorrimento viscoso (Creep)

Il creep dipende dal tempo, dalla temperatura e dalle tensioni applicate. Inoltre, le rotture sono accelerate dall'interazione di creep e fatica se le condizioni operative in regime di creep sono cicliche.

L'ispezione deve avvenire ponendo particolare attenzione alle zone di alta concentrazione degli sforzi.

Occorre prestare particolare attenzione alla temperatura di esercizio in quanto a temperature particolarmente elevate possono avvenire cambiamenti delle proprietà meccaniche e microstrutturali del metallo che possono permanentemente indebolire le attrezzature.

I metodi di CnD per il rilevamento di cricche da creep includono LP, MT, UT, RT e repliche metallografiche.

L'emissione acustica, può essere utilizzata per rilevare l'eventuale presenza di cricche attivate durante la fase di test di pressione a causa degli sforzi generati.

Le attrezzature con materiali e temperatura di progetto ricadenti in regime di creep devono essere sottoposte a procedure e controlli previsti dalle specifiche normative di legge in vigore in aggiunta ai requisiti generali richiesti per le ispezioni in accordo al presente documento. Si richiama in particolare l'attenzione alla Circolare ISPESL n. 48 del 05/12/2003 e successive integrazioni o norme applicative.

8.1.11 Rottura fragile

Acciai al carbonio, basso legati ed altri acciai ferritici possono essere soggetti a rottura fragile a temperatura ambiente o inferiore, anche se tale fenomeno, solitamente, non riguarda le tubazioni essendo lo spessore di parete relativamente sottile e quindi con una struttura flessibile.

La maggior parte dei casi si verifica durante l'applicazione di sovraccarichi (per es. prova idraulica) a meno che non si siano generati difetti critici durante l'esercizio.

Pertanto occorre prestare particolare attenzione quando si devono effettuare le prove idrauliche o quelle pneumatiche, o quando si devono applicare dei carichi addizionali.

Attenzione speciale deve essere fatta agli acciai basso legati poiché sono sensibili all'infragilimento ad alta temperatura ed agli acciai inossidabili ferritici.

L'API 579, sezione 3 fornisce le procedure di valutazione delle attrezzature per la resistenza alla rottura fragile.

8.1.12 Danni da congelamento

Eventuali temperature di congelamento di tubazioni di acqua o di soluzioni acquose potrebbero causare danni per l'espansione del fluido e quindi del materiale.

Dopo impreviste condizioni atmosferiche di severo congelamento è importante controllare eventuali danni ai componenti delle tubazioni del sistema con particolare attenzione ai punti bassi e ai punti morti.

9.0 PIANO DELLE ISPEZIONI DELLE TUBAZIONI

Ogni raffineria/stabilimento deve predisporre un piano di ispezione specifico per le tubazioni.

Il piano di ispezione deve riportare per ciascuna tubazione di impianto e off-site i più probabili meccanismi di danno selezionati, le tecnologie di ispezione applicate, la frequenza e l'estensione del controllo.

Un programma efficace ed integrato di ispezione delle tubazioni deve prevedere quanto più possibile la misura degli spessori con impianto in marcia, sempre mantenendo l'accuratezza della misura. Le misure di spessore possono essere eseguite sia su linee a temperatura ambiente che ad alta temperatura. Nel caso in cui, per la misura degli spessori non sia possibile utilizzare gli UT, sulla maggior parte delle tubazioni indipendentemente dalla presenza della coibentazione, possono essere fatte delle radiografie.

Una volta determinati gli spessori, deve essere analizzata la storia della tubazione e il rateo di corrosione per definire, in vista della successiva fermata, il programma delle sostituzioni e le posizioni da ispezionare .

I vantaggi delle ispezioni con impianto in marcia consistono nella riduzione dei tempi di mancata produzione per i seguenti motivi:

- a) Prefabbricazione delle tubazioni da sostituire prima della fermata.
- b) Eliminazione di lavori non necessari e riduzione del personale impiegato nella fermata; per esempio, il personale impiegato per rimuovere la coibentazione per l'ispezione può essere disponibile per altri lavori.
- c) Contribuire alla pianificazione della manutenzione per ridurre i picchi di carico di lavoro, così da stabilizzare le richieste di personale.

Ovviamente, oltre alla misura degli spessori, con impianto in marcia è possibile determinare anche altre condizioni del sistema di tubazioni, che comunque devono essere perseguite costantemente dagli operatori di impianto, come quelle di seguito riportate:

- deve essere controllato lo stato della coibentazione, della verniciatura o dei rivestimenti protettivi.
- devono essere controllati eventuali disallineamenti o vibrazioni e lo stato di supporti, ancoraggi e sostegni a molla.

Con impianto fermo, deve essere condotto un adeguato riscontro ispettivo per determinare le cause di anomalie rilevate durante la marcia dell'impianto ed eventualmente estendere il controllo nelle zone adiacenti.

9.1 Tipi di ispezione e monitoraggio

Lo schema ispettivo di base di una tubazione prevede le seguenti tipologie di ispezioni:

- a) Ispezione visiva esterna
- b) Misura spessori
- c) Controllo vibrazioni e movimento linee
- d) Ispezione visiva interna
- e) Eventuali controlli supplementari

E' riportato di seguito il dettaglio delle attività previste per ciascun tipo di ispezione.

9.1.1 Ispezione visiva esterna

L'ispezione visiva esterna viene condotta per determinare le condizioni generali esterne, lo stato della coibentazione, della verniciatura o dei rivestimenti protettivi e per controllare eventuali disallineamenti, vibrazioni o segni di perdite.

Viene controllato inoltre lo stato di supporti, ancoraggi, sostegni a molla e in particolare vengono ricercati eventuali segni di corrosione/erosione in corrispondenza dei tratti di appoggio della linea.

Se vengono notati prodotti di corrosione in corrispondenza delle zone di contatto dei supporti deve essere prevista l'ispezione completa anche in tali zone eventualmente sollevando la linea.

L'ispezione visiva esterna viene condotta sulla base della relativa check-list allegata al presente documento. Consultare la sezione 10 dell'API 574 per ulteriori riferimenti.

Evidenze di rotture o corrosioni degli ancoraggi, molle a fine corsa, scarpette fuori sede o di altre condizioni improprie devono essere segnalate e corrette. I supporti del tubo devono essere controllati per verificare eventuali distorsioni e danni, cedimenti o movimento delle fondazioni e lo stato dei bulloni, mentre rulli e piastre di scorrimento devono essere controllati per accertarsi che non sia impedito il loro movimento.

Relativamente ai piedini, quelli di supporto verticale, devono essere controllati per verificare che non ci sia acqua che possa provocare corrosione del tubo o del piedino di supporto stesso, mentre quelli di supporto orizzontale, per determinare se eventuali scostamenti orizzontali possano formare delle zone di ristagno per l'umidità.

I soffiatti dei giunti di dilatazione devono essere ispezionati visivamente per individuare inusuali deformazioni o disallineamenti.

I componenti filettati che frequentemente possono essere rimossi e reinstallati (es. manometri, tappi, ecc.), meritano particolare attenzione per la loro alta probabilità di installazione impropria.

In aggiunta alle ispezioni programmate e documentate nei records ispettivi, è ovviamente indispensabile che il personale operativo che presidia l'impianto verifichi costantemente quanto suddetto e segnali ogni eventuale anomalia.

9.1.2 Misura spessori

La misura degli spessori viene effettuata per determinare le condizioni interne e lo spessore residuo dei componenti delle tubazioni.

La misura può essere fatta con tubazione in esercizio o in fermata.

Devono essere acquisiti i dati spessimetrici con UT e/o RT sia per le linee fredde che per le linee calde utilizzando appropriate attrezzature per alta temperatura. I dati acquisiti devono essere analizzati e confrontati con i dati storici per determinare i ratei di corrosione e i tratti della linea che sono eventualmente da sostituire.

9.1.2.1 Punti di misura dello spessore

I punti di misura dello spessore (TML - Thickness Measurement Locations) rappresentano posizioni specifiche lungo il circuito delle tubazioni dove deve essere condotto il controllo. Il posizionamento dei TML deve tener conto sia delle potenziali corrosioni localizzate che della corrosione specifica derivante dal tipo di servizio come descritto nella sezione 8.0 del presente documento.

9.1.2.2 Selezione dei TML

Per la selezione e l'aggiornamento del numero e delle posizioni dei TML, l'ispettore deve considerare il meccanismo di corrosione previsto e ciò che è stato riscontrato in passato nell'impianto.

Un certo numero di processi corrosivi, comuni alle unità di raffinazione e petrolchimiche, sono relativamente uniformi e inducono un rateo di corrosione ragionevolmente costante ed indipendente sia dalla posizione del tubo all'interno del circuito che dalla posizione assiale o circonferenziale su di esso. Esempi di questi fenomeni corrosivi riguardano corrosione da solfuri ad alta temperatura e corrosione da acqua acida (a meno che le velocità del fluido non siano così alte da provocare locale corrosione/erosione delle curve, pezzi a T e altri item simili). In queste situazioni, il numero di TML richiesto per monitorare un circuito sarà minore di quello richiesto per monitorare circuiti soggetti ad assottigliamento localizzato. In teoria, un circuito soggetto ad una perfetta corrosione uniforme potrebbe essere monitorato adeguatamente con un singolo TML. In realtà, la corrosione non è mai realmente uniforme e perciò sono necessari TML aggiuntivi.

È bene selezionare un maggior numero di TML per sistemi di tubazioni con una delle seguenti caratteristiche:

- a) Elevate conseguenze in termini di sicurezza e ambiente in caso di perdita.
- b) Elevati ratei di corrosioni previsti o calcolati.
- c) Alto potenziale di corrosioni localizzate.
- d) Maggior complessità in termini di connessioni, ramificazioni, punti morti, punti d'iniezione e simili.
- e) Alto potenziale di CUI.

Si può invece selezionare un numero minore di TML per sistemi di tubazioni con una delle seguenti caratteristiche:

- a) Basse conseguenze in termini di sicurezza e ambiente in caso di perdita.
- b) Sistemi di tubazioni relativamente non corrosivi.
- c) Sistemi di tubazioni lunghi e rettilinei.

I TML potrebbero essere eliminati per sistemi di tubazioni con una delle seguenti caratteristiche:

- a) Conseguenze estremamente basse in termini di sicurezza e ambiente nel caso di perdita.
- b) Sistemi non corrosivi, come dimostrato dalla storia o da servizi simili e sistemi non soggetti a cambiamenti che potrebbero causare corrosione.

9.1.2.3 Monitoraggio dei TML

Ogni sistema di tubazioni deve essere monitorato con misure dello spessore nei TML. Le linee con elevata criticità in termini di potenziali conseguenze in seguito a guasti e quelle soggette ad alti ratei corrosivi o corrosioni localizzate avranno generalmente un maggior numero di TML e dovranno essere monitorate più frequentemente.

I TML dovranno essere distribuiti appropriatamente lungo tutto il circuito. I TML possono essere eliminati o ridotti di numero in alcuni casi come, ad esempio, tubazioni fredde di impianti olefine, tubazioni di ammoniaca anidra o tubazioni di idrocarburi puliti non corrosivi o in materiale altolegato.

Il minimo spessore di ogni TML può essere valutato mediante scanning con UT o radiografia. Possono essere utilizzate anche tecniche elettromagnetiche per identificare aree assottigliate da misurare successivamente con radiografie e ultrasuoni spessimetrici.

Quando il controllo è eseguito con ultrasuoni, lo scanning consiste nel prendere diverse misure nel TML individuato per ricercare la lettura minima all'interno dell'area scelta. Tale valore dovrà essere registrato ed utilizzato per calcolare il rateo di corrosione, la vita residua e la data della successiva ispezione.

Dove applicabile, le misure devono essere fatte su ciascuno dei 4 quadranti del tubo e delle connessioni, con attenzione particolare agli estradossi ed intradossi delle curve e dei pezzi a T dove la corrosione/erosione potrebbe incrementare il rateo di corrosione. Devono essere registrati almeno la lettura minima e la sua posizione.

I TML devono essere posizionati nelle aree dove è presente CUI, corrosione all'interfaccia terreno/aria o in altre posizioni di potenziale corrosione localizzata così come per la corrosione generale o uniforme.

È opportuno segnare i TML sia sui disegni ispettivi che sulla tubazione per consentire di ripetere la misura negli stessi punti. Tale procedura permette una determinazione più accurata dei ratei di corrosione.

9.1.2.4 Metodi per la misura dello spessore

Gli strumenti di misura dello spessore con ultrasuoni sono di solito i mezzi più accurati per ottenere la misura dello spessore su tubi con $DN > 1"$. Le tecniche con radiografia di profilo sono preferite per tubazioni con $DN \leq 1"$.

Le radiografie di profilo possono essere utilizzate per localizzare le aree dove eseguire eventuali misure con maggiore precisione, particolarmente in sistemi coibentati o dove è prevista corrosione non uniforme o localizzata.

Successivamente alle misure dello spessore con ultrasuoni nei TML, è raccomandata una adeguata riparazione della coibentazione e del rivestimento di lamiera per ridurre la potenziale CUI. In alternativa, possono essere considerati gli esami radiografici che non richiedono la rimozione della coibentazione.

Quando la corrosione in un sistema di tubazioni non è uniforme o lo spessore residuo si avvicina al minimo richiesto, sono opportune misure aggiuntive. Il monitoraggio con radiografie o scanning con ultrasuoni sono i metodi preferiti in questi casi. Inoltre, possono essere usate le correnti indotte.

Quando le misure con ultrasuoni sono eseguite oltre i 65°C devono essere utilizzati strumenti, fluidi di accoppiamento e procedure tali da assicurare misurazioni accurate ad alte temperature.

Come regola generale, ognuna delle tecniche di CnD ha limiti pratici in termini di accuratezza. Bisogna, pertanto, prendere tutti i provvedimenti per evitare possibili fonti di errore della misura. Alcuni dei fattori che possono contribuire a ridurre la precisione delle misure con ultrasuoni sono:

- a) Calibrazione impropria dello strumento.
- b) Rivestimenti esterni o scaglie.
- c) Eccessiva rugosità delle superfici.
- d) Eccessivo “dondolamento” della sonda (su superfici curve).
- e) Difetti subsuperficiali del materiale, come ad esempio laminazioni.
- f) Effetti della temperatura (a temperature superiori a 65°C).
- g) Rilevamento di piccoli difetti.
- h) Spessori minori di 3.2 mm per spessimetri digitali.

Quando i sistemi di tubazione sono fuori servizio, le misure dello spessore possono essere determinate approssimativamente in corrispondenza delle aperture mediante calibri.

9.1.2.5 Accessibilità dei TML

Quando si definiscono i TML, occorre valutare l'accessibilità per il loro monitoraggio.

Qualora i TML siano posizionati in punti in cui l'accessibilità è limitata bisogna definire se sono necessari ponteggi, scale portatili o altri mezzi per consentire un adeguato accesso.

9.1.3 Controllo vibrazioni e movimento linee

Il personale operativo deve segnalare vibrazioni o ondeggiamenti delle linee all'ingegneria o all'ispezione per una valutazione, nonché tutti gli altri significativi movimenti che possono essere conseguenza di colpi d'ariete, arrivo di liquido in linee di vapore o anormali espansioni termiche.

Una volta rimosse le vibrazioni o ondeggiamenti è opportuno controllare le giunzioni in corrispondenza dei punti fissi con MT e/o LP per verificare se vi è stato inizio di rotture per fatica.

Particolare attenzione deve essere rivolta alle connessioni delle diramazioni.

9.1.4 Ispezione visiva interna

L'ispezione visiva interna normalmente non viene condotta sulle tubazioni.

L'ispezione può essere programmata per sistemi di tubazione di largo diametro come, trasfer lines, condotti, linee di catalizzatore, ecc.

Se necessario, strumenti di ispezione visiva remota (telecamere, boroscopi, ecc.) possono essere di ausilio per l'ispezione di linee con diametri che non consentono l'ingresso.

Una opportunità aggiuntiva per l'ispezione interna, con o senza ausilio di CnD, è fornita dall'apertura delle flange (es: per manutenzione delle valvole) o in corrispondenza di tagli per sostituzione di tratti di linea.

9.1.5 Controlli supplementari

Possono essere programmati altri tipi di ispezione quali ad esempio l'utilizzo di periodiche radiografie e/o termografie per il controllo di sporcamenti o intasamenti interni, termografie per il controllo di macchie calde su tubazioni refrattariate o ispezioni per la ricerca di cricche per tensocorrosione.

Emissioni acustiche, rilevamento acustico di perdite e termografie possono essere utilizzate per il rilevamento e il monitoraggio di corrosioni in atto.

9.2 Test di pressione

Il test di pressione delle tubazioni non fa normalmente parte dell'ispezione di routine. Eccezioni possono riguardare i controlli dopo saldatura o quando specificatamente indicato.

Se eseguito, il test di pressione deve essere condotto in accordo ai requisiti previsti dal fabbricante ed in mancanza di tali indicazioni in accordo alle ASME B31.3. Considerazioni aggiuntive sono fornite dalle API RP 574 e API RP 579.

Il fluido utilizzato nel test è normalmente acqua nel caso in cui non sussista la possibilità di danneggiamento dovuto al congelamento o ci siano altri fattori avversi all'utilizzo dell'acqua sul sistema di tubazioni, sul processo.

In ogni caso, può essere utilizzato qualunque altro fluido non tossico.

Se il liquido è infiammabile, il suo punto di flash deve essere maggiore di 49°C e devono essere considerati gli effetti delle condizioni ambientali del test sul fluido stesso.

Le tubazioni fabbricate in acciaio inossidabile o che hanno anche solo dei componenti nel suddetto materiale, devono essere testate con acqua potabile, demineralizzata o vapore condensato. Dopo il compimento del test, la tubazione deve essere drenata completamente (tutti i vent nei punti alti devono essere aperti durante il drenaggio), soffiata l'aria o altrimenti asciugata.

Per le tubazioni in acciaio inossidabile austenitico soggette a rottura per tensocorrosione da acidi politionici, si deve considerare l'utilizzo di una soluzione di acqua alcalina (si veda NACE RP 0170).

Se la pressione del test deve essere mantenuta per un periodo di tempo e il fluido del test nel sistema è soggetto ad una espansione termica, devono essere prese le precauzioni necessarie per evitare una pressione eccessiva.

Qualsiasi trattamento termico deve essere sempre eseguito prima della prova idraulica.

Si può eseguire un test pneumatico qualora il test idrostatico sia impraticabile per la temperatura o per le limitazioni strutturali o di processo in accordo a quanto previsto dalle normative vigenti.

Quando la pressione del test supera il set della valvola di sicurezza sul sistema di tubazione, la valvola di sicurezza deve essere rimossa o isolata per la durata del test. In alternativa ciascun otturatore delle valvole deve essere tenuto fermo mediante un blocco adeguatamente progettato. Altre connessioni, non progettate per resistere alla pressione del test come, ad esempio, misuratori in vetro, indicatori di pressione, giunti di espansione e dischi di rottura devono essere rimossi o isolati.

Le linee contenenti giunti d'espansione che non possono essere rimossi o isolati, possono essere testati ad una pressione ridotta in accordo ai requisiti della ASME B31.3.

Se le valvole di blocco sono utilizzate per isolare un sistema di tubazioni per un test di pressione, deve essere fatta attenzione che non venga superata la pressione ammissibile della sede come descritto nei dati di fabbricazione della valvola o nella ASME B16.34.

Al compimento della pressatura, occorre verificare che tutti i dispositivi di sicurezza per la sovrappressione e le altre connessioni, rimossi o resi fuori servizio precedentemente, siano reinstallati o riattivati.

9.3 Verifiche sui materiali (PMI- Positive Material Identification)

In occasione di riparazioni o modifiche di sistemi di tubazioni in acciaio legato deve essere preventivamente verificato che l'installazione rispetti i materiali specificati o selezionati per la costruzione.

Per ulteriori riferimenti consultare API 578.

La raffineria/stabilimento può effettuare il test del PMI sul 100% dei materiali, per alcune applicazioni critiche, oppure a campione valutando quanto riportato nell'API RP 578.

Un programma di verifica dei materiali coerente con la API RP 578 può includere delle procedure per definire la priorità e la classificazione del rischio dei circuiti delle tubazioni. Questa valutazione può condurre ad un test del PMI retroattivo, come descritto nell'API RP 578, per confermare che i materiali installati sono coerenti con il servizio svolto. I componenti identificati durante questa verifica che non soddisfano i criteri di accettazione del programma di PMI (come riportato nella API RP 578, sezione 6) dovranno essere sostituiti secondo una tempistica stabilita dalla raffineria/stabilimento. Fino a sostituzione avvenuta, l'ispezione dovrà effettuare, se necessario, periodici CnD sui componenti identificati.

9.4 Ispezione delle valvole

Le misure di spessore sulle valvole normalmente non sono effettuate in quanto il corpo della valvola ha, in genere, uno spessore di progetto significativamente superiore rispetto ai restanti componenti delle tubazioni. Tuttavia, quando le valvole vengono smontate per la revisione, la manutenzione deve comunicare al reparto ispezioni la presenza di qualsiasi forma di corrosione inusuale o di assottigliamento.

I corpi delle valvole esposti a gradienti ciclici di temperatura (per esempio la rigenerazione di unità di reforming catalitico o la pulizia con vapore) devono essere esaminati periodicamente per rotture da fatica termica.

Relativamente alle valvole a saracinesca che sono esposte ad un fenomeno congiunto di erosione/corrosione, può essere utile eseguire delle misure di spessore tra le sedi di tenuta essendo questa un'area di forte turbolenza e tensione.

Per le valvole di non ritorno o altre valvole a farfalla, impiegate per servizi con residui ad alta pressione, occorre verificare il corpo a valle dell'orifizio perché suscettibile a corrosione/erosione localizzata. In tal caso è opportuno rimuovere la valvola per estendere il controllo alla linea e alla flangia d'accoppiamento.

Le valvole di non ritorno critiche devono essere censite e controllate internamente per assicurarsi che riescano a bloccare il flusso inverso. Un esempio di valvola di non ritorno critica può essere la valvola sull'uscita di una pompa di carico multistadio ad alta prevalenza degli impianti di Hydroprocessing. Il guasto su questo tipo di valvola può causare una sovrappressione della tubazione durante un flusso inverso. L'ispezione visiva deve verificare che:

- a) Il flapper sia libero di muoversi, come richiesto, senza eccessivo gioco per usura.
- b) La sede di battuta del flapper non sia eccessivamente usurata. Questo minimizza la probabilità che il flapper si muova oltre la posizione centrale di punto morto e rimanga aperto quando la valvola è montata verticalmente.
- c) Il sistema di fissaggio del flapper sia efficiente per evitare che si distacchi in servizio.

9.5 Controllo saldature

Il controllo della qualità delle saldature delle tubazioni è normalmente eseguito come attività richiesta per nuove costruzioni, riparazioni o modifiche. Le saldature, comunque, sono spesso ispezionate per individuare eventuale corrosione dovuta al servizio in quanto comprese in un'ispezione radiografica o interna.

Quando si evidenzia una corrosione preferenziale su una saldatura, ovviamente è opportuno estendere il controllo anche ad altre saldature dello stesso circuito o sistema.

Occasionalmente, gli esami radiografici di profilo possono rivelare imperfezioni nella saldatura. In questo caso, si deve programmare un'ispezione ulteriore con radiografie per il controllo della qualità delle saldature e/o ultrasuoni per valutare l'entità delle imperfezioni e per determinare se siano difetti di fabbricazione o derivino da un meccanismo di danneggiamento dovuto all'ambiente di processo.

Per valutare l'impatto delle imperfezioni della saldatura sull'integrità delle tubazioni si ricorre talvolta ad un'analisi "ingegneristica" di fitness-for-service che deve tenere conto delle seguenti informazioni:

- a) Criteri di accettazione dei controlli in fase di fabbricazione.
- b) Estensione, entità ed orientamento delle imperfezioni.
- c) Tempo di servizio.
- d) Condizioni operative rispetto a quelle di progetto.
- e) Presenza di tensioni secondarie (residue e termiche).
- f) Potenziali carichi di fatica (meccanici e termici).
- g) Potenziali cricche per tensocorrosione.
- h) Durezza della saldatura.

Occorre impiegare ditte di controllo specializzate qualora sia necessario utilizzare UT a onde trasversali per:

- a) Controllo della superficie interna (ID) attraverso difetti planari con ispezione dalla superficie esterna (OD);
- b) Rilevamento, caratterizzazione e/o posizionamento lungo lo spessore di difetti planari.

9.6 Ispezione di accoppiamenti flangiati

Occorre verificare che la stampigliatura su guarnizioni e tiranti di nuova installazione sia congruente con le specifiche del materiale richiesto.

I tiranti devono fuoriuscire completamente dal loro dado.

L'eccessiva piegature delle flange possono denotare eventuali errori di progettazione/montaggio. Le flange permanentemente deformate devono essere sostituite.

È opportuno esaminare i tiranti delle flange e dei coperchi delle valvole per verificarne la corrosione

Quando le flange sono aperte devono essere ispezionate visivamente per evidenziare eventuali danneggiamenti causati da corrosione e/o erosione ed anche i bulloni devono essere esaminati.

Inoltre è bene verificare la superficie della sede di tenuta degli accoppiamenti flangiati per controllare corrosioni e difetti come graffi, tagli e scanalature che possono essere causa di perdite.

Le scanalature e gli anelli dei rings joints devono essere controllati per individuare eventuali difetti.

9.7 Frequenza delle ispezioni

La frequenza e l'estensione dell'ispezione dei circuiti delle tubazioni devono essere stabilite sulla base dei meccanismi di danno selezionati e dei tipi di danno ad essi associati (forme di corrosione). Corrosioni generali, localizzate, pitting e cricche da tensocorrosione devono essere considerate quando si stabiliscono i vari intervalli di ispezione.

Non devono in ogni caso essere superati i limiti temporali imposti dalle normative di legge in vigore.

Alcuni fattori determinanti per definire l'intervallo tra le ispezioni sono:

- a) Obblighi specifici previsti dalle verifiche di legge o dal manuale di uso e manutenzione del fabbricante.
- b) Rateo di corrosione e calcolo vita residua.
- c) Criticità del servizio e severità operativa (composizione fluidi, condizioni operative, ecc.).
- d) Storia ispettiva e manutentiva.

Devono essere stabiliti gli intervalli di ispezione per la misura degli spessori, l'ispezione visiva esterna e, dove applicabile, per l'ispezione interna e i controlli supplementari.

L'intervallo di misura degli spessori e dell'ispezione visiva esterna deve essere il valore minore fra la metà della vita residua prevista dal calcolo del rateo di corrosione e l'intervallo indicato dal fabbricante o dalle verifiche di legge previste dal D.M. n°329 del 01/12/04, e successive modifiche e integrazioni, riportati nella tabella seguente:

Tubazione	Frequenza
Fluidi Gruppo 1	
Gas e liquidi classificati in I, II e III categoria	ogni 5 anni verifica di Funzionamento ogni 10 anni verifica di Integrità
Fluidi Gruppo 2	
Gas, vapori e liquidi surriscaldati in III categoria	per $TS \leq 350^{\circ}\text{C}$ ogni 10 anni verifica di Integrità per $TS > 350^{\circ}\text{C}$ { ogni 5 anni verifica Funzionam. ogni 10 anni verifica di Integrità
Gas e liquidi classificati in I e II categoria	Nessuna verifica

Fermi restando i limiti temporali previsti dalla tabella e quelli suggeriti dal fabbricante, le verifiche successive vanno eseguite entro i termini derivanti dai risultati dell'ultima verifica di legge eseguita.

L'intervallo temporale di misura degli spessori delle zone in prossimità dei punti di iniezione deve essere stabilito in conseguenza ad un'analisi della criticità basata sulla potenziale corrosività e/o sulla storia delle evidenze ispettive rilevate dai precedenti controlli. In mancanza di tale analisi l'intervallo massimo raccomandato per la misura degli spessori è tre anni.

L'intervallo di ispezione deve essere rivisto ed adeguato, se necessario, dopo ogni ispezione o significativo cambiamento delle condizioni operative o di tipologia di fluidi. A tal proposito è indispensabile che venga comunicato dalle funzioni competenti al reparto ispezioni ogni variazione delle condizioni di processo.

9.8 Estensione dei controlli

Così come per le tipologie di controlli e la frequenza delle ispezioni, anche l'estensione dei controlli si deve basare sulla selezione dei probabili meccanismi di danno, sulla loro velocità e localizzazione. Il presente paragrafo fornisce alcune indicazioni sulla quantità e localizzazione dei controlli da effettuare.

9.8.1 Estensione dell'ispezione visiva esterna e sotto coibentazione

Con riferimento ai paragrafi precedenti, l'ispezione visiva esterna viene condotta sull'intera tubazione visivamente accessibile per determinare le condizioni generali esterne, lo stato della coibentazione, della verniciatura o dei rivestimenti protettivi e per controllare le altre forme di deterioramento rilevabili. In particolare è importante verificare le condizioni della coibentazione per le linee potenzialmente soggette a CUI.

Successivamente all'ispezione visiva esterna di tubazioni soggette a CUI, devono essere effettuati esami supplementari con scoibentazioni e ispezioni visive o CnD (es. radiografie o UT a lungo raggio) per il controllo della CUI nelle zone potenzialmente soggette o trovate danneggiate dall'ispezione visiva esterna. Si tenga presente che isolamenti danneggiati in zone alte potrebbero comportare CUI in zone basse lontane dal danno.

Se il controllo delle zone sospette o danneggiate individua CUI significativa, occorre ampliare il controllo anche a zone supplementari, se necessario, fino al 100% del circuito.

L'estensione dei controlli per CUI deve essere maggiore per le tubazioni senza esperienza di controlli precedenti.

È riconosciuto che parecchi fattori possono influenzare la probabilità di CUI. Fra questi:

- a) Condizioni climatiche locali.
- b) Progettazione dell'isolamento.
- c) Qualità del rivestimento.
- d) Condizioni di esercizio.

Per i sistemi di tubazione per i quali risulta una vita residua superiore a 10 anni o che sono protetti adeguatamente dalla corrosione esterna possono non essere necessari esami supplementari o CnD per il controllo della CUI. Tuttavia, le condizioni del sistema isolante o del rivestimento, come la lamiera esterna, devono essere verificate dal personale operativo, che deve segnalare al reparto ispezioni eventuali danneggiamenti.

Esempi di sistemi per i quali non sono necessari esami supplementari sono i seguenti:

- a) Sistemi di tubazioni isolati efficacemente per precludere l'entrata di umidità.
- b) Sistemi di tubazioni criogenici rivestiti.
- c) Sistemi di tubazioni isolati in atmosfera di gas inerte.

- d) Sistemi di tubazioni in cui la temperatura è mantenuta sufficientemente bassa o sufficientemente alta da precludere la presenza di acqua.

9.8.2 Estensione misura spessori

Per definire efficacemente l'intervallo fra due ispezioni consecutive, occorre eseguire le misure di spessore su un campione rappresentativo di TML di ogni circuito (vedi paragrafo 9.1.2).

Questo campione rappresentativo dovrebbe includere i dati per tutti i vari tipi di componenti e di orientamenti (orizzontali e verticali) trovati in ogni circuito.

L'estensione del controllo per i punti di iniezione è trattata nel paragrafo 8.1.1

9.8.3 Estensione controlli su tubi di piccolo diametro, ausiliari e connessioni filettate

9.8.3.1 Ispezione dei tubi di piccolo diametro ($DN \leq 2''$)

I tubi di piccolo diametro (small-bore piping inspection-SBP) facenti parte di linee primarie di processo devono essere controllati in conformità ai requisiti di questo documento.

I tubi SBP facenti parte di linee secondarie di processo (linee a valle di valvole di blocco normalmente chiuse) possono avere requisiti minimi differenti in base alla criticità del servizio, condizioni operative ed evidenze storiche di corrosioni.

9.8.3.2 Ispezione dei tubi ausiliari

L'ispezione di tubi SBP ausiliari connessi con strumenti e macchine non è obbligatoria.

I criteri da prendere in considerazione per determinare se i SBP ausiliari hanno necessità di ispezione includono:

- a) Classificazione delle linee.
- b) Potenziale rottura per fatica o tensocorrosione.
- c) Potenziale corrosione basata sull'esperienza dei sistemi primari connessi.
- d) Potenziale CUI.

9.8.3.3 Ispezioni di connessioni filettate

L'ispezione dei collegamenti filettati è effettuata in accordo ai requisiti elencati sopra per i tubi di piccolo diametro e ausiliari.

Nel selezionare i TML sui collegamenti filettati, devono essere inclusi soltanto quelli che possono essere radiografati durante le ispezioni programmate.

10.0 VALUTAZIONE DEI RISULTATI E IDONEITA' ALL'ESERCIZIO

10.1 Determinazione del rateo di corrosione

10.1.1 Calcolo della vita residua

Per i meccanismi di danno che comportano un assottigliamento generale, la vita residua del componente in esame, può essere calcolata in base alla seguente equazione:

$$VR \text{ (vita residua)} = \frac{Sp \text{ (attuale)} - Sp \text{ (min)}}{RC \text{ (rateo di corrosione)}}$$

Ove:

VR (vita residua) = vita residua del componente (in anni)

Sp (attuale) = lo spessore minimo misurato alla data di ispezione, per un componente o una determinata posizione (in millimetri)

Sp (min) = lo spessore minimo richiesto da progetto per un componente o una determinata posizione senza sovrasspessore di corrosione e tolleranza di costruzione (in millimetri)

Possono essere calcolati due tipi di ratei di corrosione, a lungo e a breve termine:

$$RC \text{ (LT) (rateo di corrosione a lungo termine)} = \frac{Sp \text{ (iniziale)} - (Sp \text{ attuale})}{\text{Delta T (iniziale-attuale)}} \\ \text{(in millimetri/anno)}$$

$$RC \text{ (BT) (rateo di corrosione a breve termine)} = \frac{Sp \text{ (precedente)} - (Sp \text{ attuale})}{\text{Delta T (precedente-attuale)}} \\ \text{(in millimetri/anno)}$$

Ove:

Sp (iniziale) = Spessore misurato su stesso componente e posizione all'inizio del servizio (in millimetri)

Sp (precedente) = Spessore misurato su stesso componente e posizione durante una o più ispezioni precedenti (in millimetri)

Delta T (iniziale-attuale) = intervallo di tempo (in anni) tra l'attuale e l'iniziale ispezione

Delta T (precedente-attuale) = intervallo di tempo (in anni) tra l'attuale e la precedente ispezione

Le formule precedenti possono essere applicate secondo un approccio statistico per valutare i ratei di corrosione e la vita residua del sistema delle tubazioni. Deve essere fatta attenzione che l'analisi statistica dei dati risultanti dalle ispezioni rifletta le attuali condizioni dei vari componenti delle tubazioni. L'analisi statistica impiegando le misure puntuali di spessore non è applicabile alle tubazioni con imprevedibili meccanismi di corrosione localizzata.

I ratei di corrosione a lungo e a breve termine vanno confrontati per valutare e selezionare quale dei due meglio rifletta le attuali condizioni di processo.

Per tutti gli altri meccanismi che provocano forme di danneggiamento diverse dall'assottigliamento generale (es: corrosioni localizzate, pitting, cricche, blister, ecc.) si rimanda

al documento API RP 579 – Fitness-for-Service per la valutazione della vita residua del componente in esame.

10.1.2 Nuove costruzioni o cambi di servizio.

Per le nuove tubazioni o per quelle che hanno cambiato il servizio deve essere utilizzato uno dei seguenti metodi per determinare il probabile rateo di corrosione con il quale può essere stimato lo spessore residuo alla prossima ispezione:

- a) Il rateo di corrosione può essere stimato dai dati raccolti su sistemi di tubazioni con materiale e servizio simili.
- b) Se i dati su materiali e servizi simili non sono disponibili, il rateo di corrosione può essere stimato dall'esperienza della raffineria/stabilimento o da dati pubblicati in letteratura.
- c) Se il rateo di corrosione non può essere determinato dai metodi a. e b. precedenti, dovrebbero essere fatte delle misure di spessore non oltre tre mesi dall'entrata in servizio. Devono essere effettuate misurazioni successive dopo appropriati intervalli fino a che non sia stabilito il rateo di corrosione. Possono essere utilizzati dispositivi di controllo della corrosione, come provini o sonde di corrosione, per determinare la riduzione nel tempo dello spessore.

10.2 Determinazione dello spessore di sostituzione

Lo spessore di sostituzione del tubo deve essere uguale o maggiore del minimo spessore ammissibile¹.

Per i servizi con elevate conseguenze potenziali in caso di guasto, il progettista può aumentare lo spessore minimo ammissibile rispetto allo spessore minimo calcolato per prevedere carichi imprevisti o sconosciuti, perdite di metallo non rilevate o necessità di utilizzo oltre lo standard. In questo caso, lo spessore di sostituzione sarà usato al posto dello spessore minimo ammissibile per i calcoli di vita residua.

10.3 Valutazione dei danneggiamenti

I componenti trovati con danneggiamenti che diminuiscono la loro capacità di sopportare i carichi (carichi di pressione, peso, vento, ecc.) devono essere valutati per l'idoneità all'esercizio successivo. Tecniche di Fitness-for-service, come descritte nell'API 579, possono essere utilizzate per questa valutazione.

10.4 Stress analisi delle tubazioni

La tubazione deve essere sostenuta e guidata in modo da sostenere in modo sicuro il relativo peso, avere flessibilità sufficiente per l'espansione o la contrazione termica e non avere eccessive vibrazioni.

La flessibilità delle tubazioni è tanto più importante quanto maggiore sia il diametro e la differenza fra la temperatura di esercizio e quella ambientale.

La stress analisi per determinare la flessibilità del sistema e l'adeguatezza dei sostegni non fa normalmente parte delle valutazioni di routine successive all'ispezione. Tuttavia, quando si osserva un movimento imprevisto del sistema, come per es. durante il controllo visivo esterno, deve essere valutata l'esigenza di condurre la stress analisi di verifica.

¹ Il minimo spessore ammissibile dalla normativa vigente è la differenza tra lo spessore nominale ed il sovraspessore di corrosione e la tolleranza di costruzione.



La stress analisi può identificare i componenti maggiormente sollecitati e prevedere il movimento dell'espansione termica dell'intero sistema quando è in avviamento. Queste informazioni possono essere utili per concentrare il controllo nelle posizioni più soggette a danni dai cicli di espansione termica (riscaldamento e raffreddamento) e/o da creep in tubazioni a temperatura elevata.

Il confronto dei movimenti termici previsti con i movimenti osservati può contribuire ad identificare casi di condizioni operative e di danneggiamento di guide e supporti inattesi.

Relativamente alle vibrazioni, la stress analisi può essere impiegata per calcolare le frequenze naturali di vibrazione del sistema di tubazioni e per valutare l'effetto dell'applicazione di supporti aggiuntivi in modo tale da aumentare le frequenze naturali oltre la frequenza delle forze di eccitazione, come quelle dovute alla velocità di rotazione delle macchine.

È importante verificare che i supporti aggiuntivi per il controllo della vibrazione non limitino di contro l'espansione termica.

11.0 ISPEZIONE DI LINEE INTERRATE

L'ispezione di linee di processo interrato (con l'esclusione di oleodotti e pipelines) è differente dall'ispezione delle altre linee di processo a causa del significativo deterioramento esterno dovuto alle condizioni corrosive del suolo e per la difficoltosa accessibilità delle aree interessate.

Oltre all'API 570, altri riferimenti per l'ispezione delle linee interrato sono i documenti NACE RP0169, RP0274 e RP0275 e la sezione 11 dell'API RP 651.

11.1 Tipi e metodi di ispezione

11.1.1 Ispezione visiva della superficie del terreno sovrastante la tubazione

Il sopralluogo lungo il tracciato di una tubazione interrata è uno dei metodi di individuazione di eventuali problemi della zona.

La presenza di eventuali anomalie del terreno sovrastante la tubazione come ad esempio un cambiamento della forma o del colore del terreno, ammorbidimento della pavimentazione d'asfalto, formazione di pozze, formazione di bolle in pozzanghere d'acqua o particolari esalazioni deve essere prontamente segnalata dal personale operativo al reparto ispezioni per le opportune verifiche.

11.1.2 Misura del potenziale nelle vicinanze della tubazione

La misura del potenziale vicino alla tubazione, eseguita al livello del terreno sovrastante la linea interrata, può essere utilizzata per localizzare punti di corrosione attiva sulla superficie del tubo poiché il potenziale di un'area di corrosione è quantitativamente differente da un'area adiacente della tubazione stessa.

Le celle di corrosione possono formarsi sia su tubazioni nude che rivestite nella zona dove l'acciaio rivestito entra in contatto con il suolo.

Oltre che per localizzare i punti di corrosione attiva, la misura del potenziale è utilizzata per localizzare anodi galvanici, correnti vaganti, problemi al rivestimento, contatti sotterranei, aree a basso potenziale tubo-terreno e altri problemi relativi alla protezione catodica.

11.1.3 Valutazione del rivestimento con Holiday detector

L'ispezione con Holiday detector può essere utilizzata per localizzare difetti nel rivestimento delle linee interrato già in esercizio o su tubazioni di recente costruzione per assicurarsi che il rivestimento sia integro e privo di vuoti.

Dai dati acquisiti possono essere determinati l'efficienza del rivestimento e il rateo di deterioramento. Questa informazione è impiegata sia per individuare l'attività di corrosione in un'area specifica che per prevedere la sostituzione del rivestimento per il controllo della corrosione.

11.1.4 Misura della resistività del terreno

La corrosione dei tubi nudi o mal rivestiti è spesso causata dalle diverse tipologie di terreni in contatto con la superficie del tubo. La corrosività dei suoli può essere valutata da una misura della resistività del terreno. I livelli più bassi di resistività sono maggiormente corrosivi soprattutto nelle aree dove il tubo è esposto a significativi cambiamenti della resistività del suolo.

La resistività del terreno può essere valutata usando il metodo "Wenner dei 4 spilli" in accordo alla ASTM G57. In caso di tubazioni parallele o in aree di intersezioni di tubazioni, può essere

necessario utilizzare il metodo del “singolo spillo” per misurare accuratamente la resistività del suolo. Per misurare accuratamente la resistività di campioni di terreno derivanti da scavi, è utile effettuare le misure con uno strumento a forma di scatola piena di terreno.

11.1.5 Monitoraggio della protezione catodica

Le tubazioni interrate con protezione catodica devono essere monitorate regolarmente per assicurare adeguati livelli di protezione. Il monitoraggio include misurazioni periodiche e analisi del potenziale tra tubo e terreno.

E' richiesto anche il monitoraggio di componenti critici della protezione catodica, come ad esempio i raddrizzatori di corrente, per assicurare l'affidabilità del sistema.

Riferirsi alla NACE RP0169 e alla sezione 11 delle API RP 651 per una guida all'ispezione e alla manutenzione dei sistemi di protezione catodica per linee interrate.

11.1.6 Metodi d'ispezione

Sono disponibili diversi metodi d'ispezione. Alcuni metodi possono indicare le condizioni esterne ed interne della tubazione mentre altri metodi indicano solo le condizioni interne.

Alcuni esempi:

a. Pig intelligente. Questo metodo si avvale di un apparecchio (pig) che si muove nella tubazione sia essa in esercizio che fuori servizio. Sono disponibili diversi dispositivi per differenti metodologie di ispezione. La linea in esame deve essere libera da qualunque restrizione che possa far incastrare il pig al suo interno. Generalmente si richiedono curve da 5 diametri poiché le curve standard a 90 gradi potrebbero non far passare il pig. La linea deve inoltre avere attrezzature tali da permettere il lancio e il ricevimento del pig stesso.

b. Videocamere. Sono disponibili videocamere che possono essere inserite all'interno della tubazione in modo tale da effettuare una ispezione visiva e fornire indicazioni sulle condizioni della linea.

c. Scavi. In molti casi, l'unico metodo ispettivo possibile che può essere effettuato è il dissotterramento della linea per ispezionare visivamente le condizioni esterne della stessa e per valutare lo spessore e quindi le condizioni interne. E' opportuno prestare una cura particolare durante la rimozione della terra dalla linea per evitare danneggiamenti della stessa o del suo rivestimento. Gli ultimi mm di terreno dovrebbero essere rimossi manualmente per evitare questa possibilità. Se lo scavo è sufficientemente profondo, i lati della trincea devono essere appropriatamente puntellati per evitare il loro cedimento, in accordo alle normative di legge in vigore. Se il rivestimento risulta danneggiato, dovrebbe essere rimosso nell'area interessata dal danneggiamento per ispezionare le condizioni del metallo sottostante.

11.2 Frequenza e estensione dell'ispezione

11.2.1 Ispezione visiva della superficie del terreno sovrastante la tubazione

Le condizioni superficiali lungo il percorso delle tubazioni devono essere ispezionate e registrate dal personale operativo con un intervallo non superiore a 6 mesi.

11.2.2 Misura del potenziale nelle vicinanze della tubazione

La misura del potenziale su una linea protetta catodicamente può essere usata per verificare che la linea interrata abbia una protezione lungo tutta la sua estensione.

Per tubazioni mal rivestite o dove i potenziali di protezione catodica sono inconsistenti, l'ispezione dovrebbe essere condotta ogni 5 anni.

Per tubazioni senza protezioni catodiche o in aree dove si sono verificate corrosioni esterne, la valutazione del potenziale tra linea e suolo dovrebbe essere condotta lungo tutto il percorso della linea.

La linea deve essere dissotterrata nelle zone dove sono state localizzate le celle di corrosione attiva per determinare l'estensione del danneggiamento della corrosione. Potrebbe essere necessario un profilo potenziale continuo o un survey ad intervalli brevi per localizzare le celle di corrosione attiva.

11.2.3 Valutazione del rivestimento con Holiday detector

La frequenza del controllo dipende da eventuali evidenze di inefficacia delle forme di protezione della corrosione esistenti. Per esempio, su una tubazione dove vi è una graduale perdita di potenziale della protezione catodica o quando avviene una perdita per corrosione esterna per un difetto del rivestimento può essere condotta tale valutazione.

11.2.4 Misura della resistività del terreno

Per tubazioni interrate di lunghezza maggiore di 30 m e non protette catodicamente, la valutazione della corrosività del terreno deve essere eseguita ogni 5 anni. La misura della resistività può essere usata per la relativa classificazione della corrosività del terreno. Fattori aggiuntivi da considerare riguardano i cambiamenti della composizione chimica del terreno e l'analisi della resistenza di polarizzazione all'interfaccia suolo-tubazione.

11.2.5 Monitoraggio della protezione catodica

Se la linea è protetta catodicamente, il sistema deve essere monitorato ad intervalli regolari in accordo alle normative di legge in vigore in particolare per gli attraversamenti e i parallelismi ferroviari (Vedi D.M. n. 2445 23 febbraio 1971 modificato secondo il D.M 10 Agosto 2004) e/o alla sezione 10 della NACE RP0169 o alla sezione 11 dell'API RP 651.

11.2.6 Intervalli di ispezione interna ed esterna

Se, in seguito ad una ispezione di un tratto fuori terra, viene riscontrata corrosione interna, devono essere predisposti appropriati intervalli e metodi di ispezione anche per la parte interrata con particolare attenzione ai punti morti.

Le condizioni esterne delle linee interrate senza protezione catodica dovrebbero essere determinate con pig, per la misura dello spessore del tubo, o con scavi, in accordo alle frequenze indicate nella tabella seguente:

Resistività del suolo (ohm-cm)	Intervallo di ispezioni (anni)
< 2.000	5
Da 2.000 a 10.000	10
> 10.000	15

Tabella 12.1: Frequenza ispettiva per linee interrate senza protezione catodica

L'ispezione periodica della tubazione mediante scavi deve essere condotta per lunghezze di ca. 2-2,5 m in uno o più punti giudicati più suscettibili alla corrosione. La linea dissotterrata dovrebbe essere ispezionata lungo tutta la circonferenza per verificare il tipo e l'estensione della corrosione (pitting o generalizzata) e le condizioni del rivestimento.

Se la linea è contenuta all'interno di una camicia, le condizioni di quest'ultima devono essere ispezionate per determinare se acqua e/o terreno è penetrato nella camicia stessa.

11.2.7 Intervalli per i test di pressione

Un supplemento alle ispezioni di cui sopra è il test di integrità della tubazione con un liquido ad una pressione almeno il 10% maggiore della pressione operativa massima con un intervallo di tempo dimezzato rispetto a quello riportato in tabella 12.1 per le linee non protette catodicamente e con lo stesso intervallo di quello riportato in tabella per le linee protette catodicamente.

Il test di pressione deve durare almeno un periodo di 8 ore. Quattro ore dopo la pressurizzazione della linea, la pressione dovrebbe essere annotata e, se necessario, la linea dovrebbe essere ripressurizzata alla pressione iniziale e isolata dal sistema di pressurizzazione.

Se, durante il tempo restante del test, la pressione decresce più del 5%, la linea dovrebbe essere ispezionata visivamente esternamente e/o internamente per individuare l'eventuale perdita e valutare l'estensione della corrosione.

Altri metodi alternativi di ricerca perdita possono essere l'utilizzo del metodo dell'emissione acustica e l'aggiunta di un fluido tracciante nella linea pressurizzata (come elio o esafluoruro di zolfo). Se il tracciante è addizionato al fluido in servizio, deve essere valutata l'idoneità dello stesso al processo ed al prodotto trattato.

Per ulteriori dettagli relativi all'ispezione delle tubazioni interrate consultare i relativi paragrafi dell'API RP 574.

12.0 REPORTING E ARCHIVIAZIONE DEI DATI

12.1 Reporting

Tutte le anomalie riscontrate dalle ispezioni devono essere comunicate alle funzioni tecniche, operative e tecnologiche per le opportune azioni.

I rapporti ispettivi devono descrivere ogni condizione anomala rilevata, la posizione e l'estensione, giudizi sull'accettabilità dei difetti rilevati, ragioni e raccomandazioni per le correzioni delle cause che hanno provocato le anomalie.

Il giudizio sullo stato di conservazione dei componenti deve essere basato su dati oggettivi tratti dalle verifiche, evitando di utilizzare, per quanto possibile, termini qualitativi generici.

E' consigliabile utilizzare, per la registrazione delle condizioni rilevate, anche files audio-visivi.

Devono essere riportate le misure degli spessori, i calcoli del rateo di corrosione, le date delle successive ispezioni programmate con le considerazioni/calcoli per la determinazione degli intervalli di ispezione.

12.2 Archiviazione dei dati

Deve essere mantenuto un archivio costantemente aggiornato di ogni singola tubazione ricadente nel campo di applicazione del presente documento.

Questo file deve contenere i dati relativi a:

- a) Dati di progetto e disegni costruttivi/ispettivi.
- b) Servizio.
- c) Classificazione della linea.
- d) Piano delle ispezioni (meccanismo di danno, tipo di ispezione, frequenza dei controlli).
- e) Storia delle ispezioni.
- f) Risultati delle misure dello spessore e degli altri controlli.
- g) Nome, cognome e società del personale che effettua le ispezioni/controlli.
- h) Storia delle riparazioni (provvisorie e permanenti), delle modifiche o dei cambi di rating.

E' necessario registrare le riparazioni effettivamente eseguite, con tutti i dati di supporto (disegni, specifiche, rapporti di fine lavori, ecc.), a fronte di quelle suggerite e le motivazioni per le eventuali difformità.

L'uso del sistema informatico per la memorizzazione, i calcoli e l'analisi dei dati deve essere raccomandato in considerazione del volume di dati che sono generati da un programma di ispezione delle tubazioni.

Il sistema informatico è particolarmente utile in quanto consente:

- a) Memorizzazione delle letture degli spessori
- b) Calcolo del tasso di corrosione di breve e lungo termine, data di ritiro, pressione massima ammissibile ed intervallo della successiva ispezione.
- c) Evidenza delle zone con elevati tassi di corrosione, dei circuiti con data delle ispezioni previste scadute, i circuiti vicino allo spessore di ritiro ed altre informazioni.

- d) Archivio della documentazione richiesta per analisi di tipo Fitness-for-Service come specificato nell'API RP 579

Nel sistema informatico possono inoltre essere incluse procedure per l'analisi statistica dei dati di interi circuiti facendo attenzione che i risultati di tali analisi comportino delle previsioni che riflettono esattamente le attuali condizioni delle tubazioni.

Per il dettaglio e la struttura delle informazioni e documenti allegati all'anagrafica delle tubazioni da archiviare nei sistemi informativi tecnici vedi istruzione operativa NT/I-TU/3000-05.

12.2.1 Sketches

I disegni isometrici servono a documentare:

- a) le dimensioni e l'orientamento delle linee di tubazioni
- b) la posizione ed il tipo di accessori, valvole, orifizi, ecc.
- c) le posizioni delle misure dello spessore.

Possono essere impiegati i disegni costruttivi originali sui quali riportare i punti di misura o possono essere eseguiti degli sketches appositi per il reparto Ispezioni; in ogni caso i due tipi di documento devono essere coerenti e costantemente aggiornati rispetto ad ogni modifica costruttiva.

Gli sketches sono inoltre utili per Indicare alla manutenzione le zone da scoibentare per l'ispezione visiva e le parti che richiedono sostituzione o riparazione.

13.0 MONITORAGGIO E AGGIORNAMENTO DELLA NORMATIVA

L'unità TEC/CM è responsabile del monitoraggio dell'adeguatezza e dell'eventuale aggiornamento della presente normativa.

14.0 RESPONSABILITA' DELL'APPLICAZIONE DELLA NORMATIVA

I Direttori di sito sono responsabili del controllo dell'applicazione della presente normativa.

15.0 ALLEGATI

15.1 Check-list



TIPOLOGIA DI DOCUMENTO CHECK LIST	REVISIONE	DATA VALIDITA'	PAGINA
CODICE / TITOLO NT1012_IO_ISP_REV0 Ispezione di tubazioni d'impianto e off-sites	0	21/12/2010	1/2

Sigla linea: _____ Sketch n. _____ Impianto: _____

Materiale: _____ Prodotto: _____ Data isp.: _____

PS: _____ P esercizio: _____ Isp. effettuata da: _____

TS: _____ T esercizio: _____ Firma: _____

Cod.	Voce	Effettuato ✓	Osservazioni
A	PERDITE		
A.1	Processo		
A.2	Tracciatura vapore		
A.3	Cravatte		
B	DISALLINEAMENTI		
B.1	Disallineamento tubo o dilatazione impedita		
B.2	Disallineamento giunto di espansione		
C	VIBRAZIONI		
C.1	Eccessivo peso sospeso		
C.2	Supporti inadeguati		
C.3	Linee con DN<2"		
C.4	Connessioni filettate		
C.5	Supporti allentati con sfregamenti		

N.B. La presente check-list è da considerare come promemoria generale da seguire durante l'ispezione. Eventuali voci non previste potranno essere inserite nel campo note riportato sopra.