

## RICERCA DELLE CAUSE DI ROTTURA DELLA GUAINA DEL CAVO DI COLLEGAMENTO DEI TRASDUTTORI IN UN POZZO PER LA PRODUZIONE DI IDROCARBURI

A. Finelli<sup>♥</sup>, T. Cheldi<sup>♦</sup>, C. Lanzetta<sup>\*</sup>, A. Amorelli<sup>^</sup>

♥TEMAV s.p.a.	Laboratorio di Ingegneria Sperimentale Centro Ricerche Bologna 40059 - Medicina (Bologna)
♦AGIP s.p.a.	Unitá Corrosione e Materiali 20097 - S. Donato Milanese
*AGIP s.p.a.	Unitá Tecnologie di Produzione 20097 - S. Donato Milanese
^AGIP RECHERCHES CONGO	Tecnologies process et corrosion B.P. 706 - Point Noire Republique du Congo

### SOMMARIO

L'attività svolta aveva come obiettivo la definizione delle cause che hanno portato alla rottura della guaina, in AISI 316 L, del cavo di strumentazione (encased instrument line) utilizzato nei pozzi ad idrocarburi per la trasmissione in superficie dei dati di pressione e temperatura di fondo pozzo.

L'aspetto anomalo che ha indotto a svolgere questa indagine era sostenuto dalla presenza in pozzo di un tubo parallelo (control line), di dimensioni simili, di identico materiale per specifica di acquisto ed assoggettato alle stesse condizioni ambientali per un periodo temporalmente identico, che non aveva subito alcun danno evidente.

Le analisi metallografiche e frattografiche hanno indicato come la causa della rottura fosse dovuta ad un fenomeno di stress corrosion cracking. Mentre misure di durezza, eseguite sia sulla guaina danneggiata che sul tubo rimasto integro, mettevano in evidenza un diverso grado di incrudimento dei due materiali.

Avendo rilevato per via estensimetrica un basso livello di tensioni residue, si è cercato di ricostruire lo stato di sollecitazione dei componenti, durante la permanenza in pozzo, attraverso l'analisi della storia dei componenti stessi. Il modello cinematico proposto evidenzia come, il diverso stato di incrudimento dei due materiali, sia alla base del fenomeno che ha causato la rottura del componente.

### 1.- INTRODUZIONE

Vengono presentati i risultati e le conseguenti valutazioni relativi all'attività di failure analysis condotta su spezzoni della guaina di protezione dell'"instrument line" di un pozzo "off-shore" per la produzione di idrocarburi.

Tale componente è stato riportato a giorno in quanto fortemente danneggiato nella zona immediatamente a monte del packer di produzione.

In particolare il danneggiamento consisteva nella presenza estesa di cricche disposte in senso circonferenziale che, in più di un caso, hanno interessato interamente la sezione del componente.

La situazione anomala é stata maggiormente evidenziata dal fatto che il materiale della "control line", identico per specifica di acquisto ed assoggettato alle stesse condizioni operative per un uguale periodo di esposizione, non ha subito alcun danno evidente.

## 2.- PRESENTAZIONE DEL PROBLEMA

Sono oggetto dell'attività alcuni spezzoni di "encased instrument line" in AISI 316 L ( $\phi$  1/4" x .022") risultati danneggiati in un pozzo in esercizio, del quale viene riportato, in fig. 1, lo schema di completamento della parte interessata dal problema e le cui condizioni operative sono riportate in tab. 1. Dal citato schema si possono individuare due principali ambienti: quello all'interno del tubing in cui scorre il greggio e quello fra il tubing ed il casing (annulus) in cui viene prodotta la fase gassosa.

Il componente danneggiato é costituito da un cavo elettrico per la trasmissione in superficie dei dati di pressione e temperatura che vengono registrati in continuo a fondo pozzo.

Per prevenire fenomeni di danneggiamento, il suddetto cavo viene incapsulato in una guaina in AISI 316 L ed isolato elettricamente da essa mediante iniezione di resina epossidica. Nella fig. 2 é riportato il disegno dell'"encased instrument line".

Costruttivamente, l'ultima parte del processo di fabbricazione della guaina consiste in una laminazione, che porta il lamierino allo spessore voluto, in una successiva calandratura e nell'operazione di saldatura (TIG) che viene effettuata contemporaneamente all'inserimento del cavo elettrico. Infine l'iniezione della resina epossidica viene eseguita utilizzando una pressione di circa 10000 p.s.i. quando il componente é già avvolto sulla bobina di confezionamento.

Nel pozzo, parallelamente all'"instrument line", corre la "control line" utilizzata per il controllo simultaneo della valvola di sicurezza tubing e di quella dell'"annulus" (fig. 1). Essa é un tubo  $\phi$  1/4" x 0.034" in AISI 316 L e costruita anch'essa mediante saldatura longitudinale.

Gli spezzoni di cavo danneggiato, che si presentavano estesamente criccati in senso circonferenziale (vedi fig.3), sono stati, durante le analisi, confrontati con spezzoni di "control line" prelevati dalla stessa zona del pozzo in cui avevano operato per un periodo di circa 8 mesi.

L'analisi chimica del gas con cui i componenti si sono trovati a contatto durante l'esercizio é caratterizzata dalla presenza di discrete percentuali di elementi corrosivi quali  $H_2S$  (3.1 ÷ 3.8% mol) e  $CO_2$  (12.4% mol). E' da evidenziare inoltre la presenza di cloruri ( $Cl=57$  g/l) contenuti nella fase acquosa associata al gas.

Nel corso dell'attività, si sono utilizzati, come riferimento, spezzoni di materiale, identici a quelli sopracitati, ma mai discesi in pozzo.

I componenti utilizzati, per facilitarne il riconoscimento, sono stati identificati mediante le seguenti sigle:

IWU = "Instrument line" usata	CLU = "Control line" usata
IWN = "Instrument line" nuova	CLN = "Control line" nuova.

## 3.- PROVE SPERIMENTALI: PRESENTAZIONE E DISCUSSIONE DEI RISULTATI

### 3.1.- Esame visivo

L'esame visivo, effettuato sui componenti discesi in pozzo e volto all'individuazione di cause macroscopiche che possono aver provocato o facilitato il danneggiamento, ha portato alle seguenti osservazioni:

#### "Encased instrument line" discesa in pozzo

- Gli spezzoni di "encased instrument line" presentano un elevato numero di cricche trasversali che in più punti hanno interessato l'intera sezione (fig. 3).
- Tutte le cricche sono praticamente posizionate su una unica generatrice, diametralmente opposta alla saldatura longitudinale.
- La saldatura longitudinale si presenta continua e senza difetti visibili.
- Il conduttore elettrico, presente all'interno del tubo ed annegato in resina epossidica, risulta, ad ogni osservazione, essere posizionato contro la parete interna del tubo e sulla generatrice interessata dalle cricche.

- Tutti gli spezzoni, anche i più corti ( $\approx 200$  mm), presentano una curvatura longitudinale identica. La generatrice dell'intradosso di questa curvatura è quella interessata dalle cricche.
- Riportando il componente nelle condizioni di rettilineità che presumibilmente aveva in pozzo, non si provoca, nonostante le cricche trasversali, la plasticizzazione dello stesso. Il successivo rilascio del carico riporta infatti il componente nelle condizioni di forma originali.
- L'aspetto lucente del materiale, al di là di numerose vaiolature provocate presumibilmente da fenomeni di inizio corrosione, sembra indicare l'assenza di trattamenti termici dopo l'ultima passata di laminazione.

#### "Control line" discesa in pozzo

- Il componente non manifesta alcuna traccia di corrosione né tantomeno la presenza di cricche.
- Non viene evidenziata la presenza di alcuna curvatura residua ed inoltre il componente risulta essere estremamente più duttile in quanto lo sforzo necessario per deformato è nettamente inferiore a quello necessario per "l'encased instrument line".
- L'aspetto opaco ed il colore chiaro del materiale, confermerebbero l'avvenuto trattamento termico dopo l'ultima passata di laminazione, come previsto dalla specifica di prodotto.

#### 3.2.- Analisi chimica

Sui materiali oggetto dell'attività, con l'eccezione di quello della "control line" nuova, è stata eseguita l'analisi chimica per la determinazione di tutti i principali componenti dell'AISI 316 L.

In tab. 2 sono riportate le analisi chimiche dei materiali esaminati.

Tutte le percentuali degli elementi determinati, rientrano nella forbice ammessa per l'AISI 316 L dalla norma ASTM A 632 /1/.

#### 3.3.- Prove di durezza

Il grado di durezza dei materiali oggetto dell'attività è stata misurata con due diversi metodi: durezza superficiale Rockwell N<sub>15</sub> e microdurezza Vickers <sup>500 gr</sup>.

Il primo metodo ha permesso di ottenere, attraverso una conversione resa possibile dalla tab. 6 della norma ASTM E 140 /2/, valori di durezza in scala Rockwell C, confrontabili con i valori prescritti dalla norma NACE MR 0175-91 /3/. La misura diretta in scala Rockwell C non sarebbe infatti stata possibile a causa del ridotto spessore del materiale in esame.

Il secondo metodo ha consentito invece di verificare la distribuzione della durezza nello spessore del componente.

Entrambi i metodi hanno permesso inoltre di risalire, in modo forse più qualitativo che quantitativo, al grado di incrudimento dei vari componenti, attraverso grafici ottenuti sperimentalmente da precedenti esperienze su materiale simile a quello in oggetto /4/.

Nella tab. 3 sono riportati i risultati ottenuti dalle misure effettuate.

L'analisi dei risultati indica per la guaina dell'"instrument line" dei valori di durezza elevati che, per materiali di questo tipo, indicano un discreto incrudimento. Al contrario, i valori ottenuti sulla "control line" sono tipici di un AISI 316 L completamente solubilizzato.

I valori di microdurezza danno ovviamente indicazioni differenti a seconda del materiale in esame. Entrambi i materiali della "control line" infatti, hanno una distribuzione di durezza praticamente uniforme con valori tipici di un materiale esente da incrudimento. La guaina dell'"instrument line" ha invece valori di durezza nettamente più alti e mostra, in entrambi i casi, una durezza di circa 20+30 punti superiore al bordo interno rispetto a quello esterno.

Il conseguente grado di incrudimento dell'"instrument line" si colloca, qualitativamente, fra il 13 al 17%, se rapportato ai valori di microdurezza e, fra il 15 al 20%, se rapportato ai valori di durezza Rockwell C /4/.

#### 3.4.- Esame frattografico

Alcuni campioni prelevati dal componente danneggiato, sono stati sottoposti ad analisi frattografica con il duplice scopo di valutare sia il tipo di frattura intervenuta, attraverso l'analisi al SEM, sia la probabile causa che ha determi-

nato la nucleazione delle cricche, attraverso l'analisi chimica, mediante microsonda, dei prodotti di corrosione presenti al bordo e sulla superficie di frattura delle cricche stesse.

Le foto, al SEM, delle figg. 4 e 5, mostrano una delle tante superfici di frattura viste a diversi ingrandimenti.

La prima, ottenuta a 1500x, mostra come la rottura sia di tipo transgranulare, sono inoltre visibili numerose cricche secondarie che inducono a pensare che la causa del danneggiamento sia da imputare a fenomeni di stress corrosion. Risulta inoltre evidente che la rottura è avvenuta per clivaggio. Nella foto di fig. 5, ottenuta a 2500x, si nota infine la presenza di numerosi solfuri di Fe.

Lo spettro di fig. 6 mostra i risultati dell'analisi con microsonda ottenuti analizzando l'interno di una cricca di dimensioni molto piccole dove gli elementi rilevati sono ridotti unicamente allo S ed al Fe.

Il risultato porta ad ipotizzare che la formazione di solfuro di ferro sia dovuto alla presenza dell' $H_2S$  contenuta nel gas di produzione. Altri spettri di analisi ottenuti su superfici non interessate dalle cricche, non hanno viceversa evidenziato la presenza di zolfo.

### 3.5.- Esame metallografico

I quattro materiali sono stati analizzati dal punto di vista metallografico per la determinazione delle caratteristiche, anomalie ed eventuali differenze strutturali e, per la guaina difettata dell'"instrument line", al fine di poter analizzare la sezione trasversale delle cricche.

Nelle figg. 7 + 9 sono riportate le micrografie relative a queste analisi, eseguite sulla guaina dell'"instrument line" disceso in pozzo.

Nell'ordine si possono osservare: la micrografia relativa alla struttura di una sezione longitudinale del materiale, una sezione contenente una cricca che interessa quasi interamente lo spessore del componente ed infine la micrografia di una cricca vista a più alti ingrandimenti.

Nella tab. 4 sono inoltre riportati i risultati dell'analisi relativa al tipo e dimensioni delle inclusioni (ASTM E 45) /5/ ed alla dimensione del grano (ASTM E 112) /6/.

L'analisi di quanto visto sopra porta ad alcune valutazioni:

- Le numerose fratture, che interessano il componente danneggiato, sono di tipo transgranulare mentre l'aspetto delle cricche è quello tipico di fenomeni di stress corrosion cracking.
- L'analisi delle strutture non rivela particolari differenze, se non la presenza di numerosi geminati di incrudimento sulla guaina dell'"instrument line".
- L'esame della misura e del tipo delle inclusioni permette di dichiarare i materiali sufficientemente puliti.
- In nessun caso la nucleazione delle cricche, oggetto principale di questa analisi, ha interessato la saldatura né le zone immediatamente adiacenti.

### 3.6.- Prova di flessione alternata

Per facilitare la ricerca delle cause che hanno provocato il danno, si è cercato di escludere quelle che potrebbero essere intervenute a monte della permanenza in pozzo. Si è supposto quindi che la nucleazione delle cricche sia avvenuta durante la messa in opera del componente e la permanenza in ambiente corrosivo le abbia esaltate.

Si è provveduto pertanto a sottoporre a piega alternata uno spezzone di guaina nuova dell'"instrument line" volendo simulare, in condizioni nettamente più drastiche del reale e quindi in modo sicuramente conservativo, l'avvolgimento sulla bobina eseguito durante la fabbricazione ed il successivo raddrizzamento necessario per la posa in opera del componente.

La prova è stata eseguita piegando a 90° in modo alternato e per 10 cicli (20 inversioni), uno spezzone nuovo di guaina, su un mandrino  $\phi$  2".

Il campione impiegato, per rendere la sollecitazione ancora più drastica, è stato svuotato, prima della prova, del suo contenuto di resina epossidica e conduttore elettrico.

Il campione, durante ed a fine prova, è stato esaminato a 40x mediante stereomicroscopio e non ha rivelato alcuna indicazione di difetto.

### 3.7.- Analisi delle tensioni residue

Un'altra possibile causa del fenomeno di stress corrosion é stata ricercata nella presenza nel componente di stress residui in quanto, come visto in precedenza, questo materiale, al contrario di quello della "control line", si é rivelato discretamente incrudito.

Per quantizzare gli stress residui longitudinali e circonferenziali eventualmente presenti é stata condotta un'indagine estensimetrica sia su uno spezzone di guaina dell'"instrument line", svuotato anche in questo caso del suo contenuto, sia per confronto su uno spezzone di "control line".

Il metodo adottato per questa indagine é stato quello del sezionamento che consiste nel liberare, nel modo piú completo possibile, dalle tensioni interne, mediante tagli, una porzione di materiale precedentemente strumentata.

Il risultato ottenuto indica valori estremamente bassi delle tensioni residue presenti nel materiale, come riportato nella tab. 5, calcolati sulla base delle deformazioni rilevate durante l'analisi.

### 4.- IPOTESI DEL MODELLO DI SOLLECITAZIONE

Sulla base delle conoscenze derivanti dalle analisi fin qui descritte non é stato possibile formulare un'ipotesi del meccanismo che ha portato all'origine del danno, mentre é invece possibile affermare che la frattura si sia propagata per un fenomeno di stress corrosion. Si é quindi tentato, a questo punto, di ipotizzare quale potesse essere l'entitá e l'origine della sollecitazione che ha innescato tale fenomeno.

Si é cercato pertanto di ripercorrere ed analizzare le varie fasi della vita del componente e, facendo particolare attenzione a quelle in grado di introdurre stress di origine meccanica, a metterle a confronto con quelle relative alla fabbricazione della "control line".

Nella fig. 10 é tracciato lo schema a blocchi delle suddette fasi, cosí come sono state interpretate dalla combinazione delle informazioni, ottenute attraverso la specifica di acquisto, la documentazione del venditore e l'attività sperimentale qui sopra descritta.

Dallo schema possiamo osservare che le fasi di fabbricazione e di impiego dei due componenti si possono ritenere identiche se si eccettua il trattamento termico che, come già detto in precedenza, risulta impossibile sulla guaina dell'"instrument line" per la presenza dell'isolamento plastico del conduttore elettrico. A questo fatto si può quasi sicuramente imputare la causa del differente grado di incrudimento dei due materiali.

I due componenti vengono poi trattati in modo identico sia in fase di confezionamento, in quanto avvolti su bobine di uguale diametro, sia nella fase di posa in opera, in quanto riportati entrambi in condizioni di rettilineitá.

Assunto per vero quanto appena detto, si può affermare che i due diversi componenti, in queste due ultime fasi, sono stati assoggettati a livelli di deformazione identici.

Con riferimento alle due fasi successive alla frattura, é invece importante ricordare quanto affermato nel § 3.1., relativamente alla curvatura residua del componente danneggiato:

- Tutti gli spezzoni, anche i piú corti, presentano una curvatura longitudinale identica. La generatrice dell'intradosso di questa curvatura é quella interessata dalle cricche.
- Il raddrizzamento di questa curvatura avviene in campo elastico, non porta cioè alla plasticizzazione del componente.

Da ciò si può dedurre che, molto probabilmente, la fase successiva, cioè il riavvolgimento sulla bobina, non ha apportato modifiche allo stato di deformazione del componente che é quindi pervenuto in laboratorio nelle condizioni di smontaggio dal pozzo.

Cercando di spiegare l'origine della sollecitazione che ha provocato la nucleazione dei fenomeni di stress corrosion, sono stati rappresentati nel diagramma di fig. 11, per alcune delle fasi di cui sopra, gli andamenti delle sollecitazioni in funzione delle deformazioni applicate alla generatrice interna, maggiormente sollecitata.

I livelli di sollecitazione sono solamente indicativi, in quanto non é nota la curva  $\sigma/\epsilon$  dei materiali in esame, mentre le deformazioni sono calcolabili in quanto si conoscono la geometria e le dimensioni dei componenti e della bobina sulla quale sono stati avvolti.

Assumendo come punto di partenza (0), il momento in cui sulla guaina dell'"in-

strument line" viene conclusa la saldatura e la fine del trattamento termico per la "control line", i componenti vengono avvolti sulla bobina venendo pertanto sottoposti ad una deformazione uguale che porta, oltre alla sicura plasticizzazione, la sollecitazione al livello A, per il materiale incrudito, ed al livello A' per il materiale della "control line". La successiva operazione di posa in opera dei componenti, provoca una nuova plasticizzazione, questa volta di segno contrario, che ha l'effetto di ricondurli in condizioni di rettilineità e quindi a deformazione totale nulla. Questa operazione, se può comportare l'applicazione di bassi carichi per la "control line", in quanto materiale estremamente duttile, induce sicuramente sollecitazioni elevate per l'"encased instrument line" che, oltre alla rigidità aggiuntiva offerta dalla resina interna, presenta l'incrudimento del materiale della guaina.

Pertanto la sollecitazione finale di esercizio per l'"instrument line" (B) sarà sensibilmente superiore a quella della "control line" (B') con una corrispondente deformazione elastica elevata, tale da incurvare la guaina, alla rimozione dalle condizioni di esercizio.

La differenza fra i livelli di sollecitazione in condizione di rettilineità (B e B') e le tensioni residue longitudinali misurate sui componenti (R e R') (vedi § 3.7.), rappresenta il livello di sollecitazione degli stessi durante la permanenza in pozzo.

Assumendo come valido il modello qui proposto, risulta spiegato come, per effetto dell'incrudimento del materiale, il livello di sollecitazione, presente sulla generatrice interna della guaina dell'"instrument line", possa essere notevolmente più elevato di quello riscontrabile su materiali più duttili, come ad esempio quello della "control line" e dare origine, in presenza di condizioni favorevoli, a fenomeni di stress corrosion cracking.

Riprendendo in esame la curvatura residua dei componenti in studio ed imputandola interamente al ritorno elastico del materiale dopo la fase di smontaggio, si può, partendo dai risultati dei controlli dimensionali effettuati su uno spezzone di guaina, calcolare con buona approssimazione il livello di sollecitazione presente sul componente in pozzo e quantificarlo in  $\approx 440$  MPa.

## 5.- CONCLUSIONI

Le prove eseguite, l'analisi dei risultati ottenuti e le considerazioni fatte, portano alle seguenti conclusioni:

- Le cause del danneggiamento riscontrato sulla guaina dell'"instrument line" sono da imputare a fenomeni di stress corrosion che hanno avuto origine dall' $H_2S$  presente in pozzo.
- La nucleazione delle fratture per stress corrosion ha avuto origine da elevati livelli di sollecitazione presenti sul componente per effetto dell'incrudimento del materiale derivante dal ciclo di fabbricazione e dal sistema di stoccaggio.
- Dai risultati di durezza ottenuti è emerso che i componenti oggetto di questo studio rispondono ai requisiti imposti dalla norma NACE MR 0175-91 /3/ che prevede una durezza massima di 22 HRC per acciai austenitici (AISI 3xx) allo stato solubilizzato.

Non essendo però verificabile, attraverso comuni analisi di laboratorio, il grado di incrudimento del prodotto finito, si ritiene che il valore di 22 HRC riscontrato sul componente in esame ed indicato come limite dalla norma succitata, sia troppo elevato per stabilire il confine fra lo stato solubilizzato ed incrudito di tale materiale.

Ne consegue che la norma, in casi analoghi a questo, debba essere considerata solo come una "raccomandazione pratica".

Altri casi di rottura in campo di componenti che rispondevano ai requisiti imposti dalla norma NACE /3/ sono riportati in letteratura /7/ /8/.

## 5.- BIBLIOGRAFIA

- /1/ ASTM A 632  
"Seamless and welded austenitic stainless steel tubing (small diameter) for general service"
- /2/ ASTM E 140  
"Standard hardness conversion tables for metals"
- /3/ NACE MR 0175  
"Sulphide stress cracking resistant metallic materials for oilfield equipment"

- /4/ J.Knach  
 "Effetto dell'incrudimento per laminazione su materiale AISI 316 di produzione FORONI"  
 AGIP NUCLEARE/LAB/309845/B/R/023 Agg. 0
- /5/ ASTM E 45  
 "Determining the inclusion content of steel"
- /6/ ASTM E 112  
 "Estimating the average grain size of metals"
- /7/ Thompson R.M., Kohut G.B., Cranfield D.R., Bass W.R.  
 "Sulphide stress cracking failures of 12 Cr and 17-4 PH stainless steel wellhead equipment"  
 Pro. Conf. Corrosion '90, April 23+27, Bally's Hotel, Las Vegas (Paper 53)
- /8/ L.M. Smith  
 "OCTG in sour service"  
 Seminar "Sour Service Problems and Solutions" Aberdeen, Nov. '91

**Tab. 1 - DATI DI POZZO**

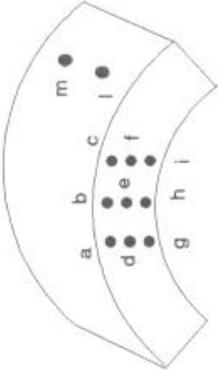
Profondità del pozzo	=	570	m
Pressione di fondo pozzo	=	49.1	bar
Pressione di bolla	=	47.1	bar
Pressione di testa pozzo	=	10	bar
Temperatura di fondo pozzo	=	37.2	°C
Temperatura di testa pozzo	=	32.0	°C
H <sub>2</sub> S	=	3.24	% mol
CO <sub>2</sub>	=	12.40	% mol
Pressione parziale H <sub>2</sub> S <sub>TP</sub>	=	0.40	bar
Pressione parziale CO <sub>2</sub> <sub>TP</sub>	=	0.28	bar
Salinità (NaCl)	=	84	g/l
Cl <sup>-</sup>	=	57	g/l

**Tab. 2 - COMPOSIZIONE CHIMICA**

Elementi [%] Campioni	C	S	Si	P	Mn	Cr	Ni	Mo
I W U	0.017	0.004	0.526	0.034	1.82	16.39	10.08	2.11
I W N	0.015	0.021	n.d.	0.030	1.74	16.40	10.10	2.11
C L N	0.022	0.013	0.536	0.039	1.78	16.52	10.03	2.12

Certificati: TEMAV/CERIBO/SECM/TAS n°107/91 and n°110/91

**Tab. 3  
DUREZZE**



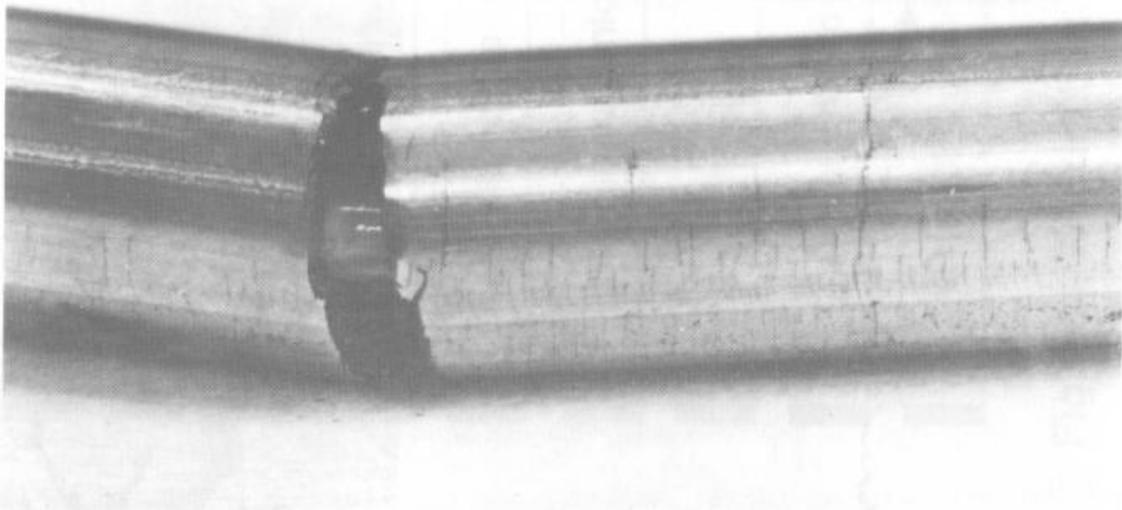
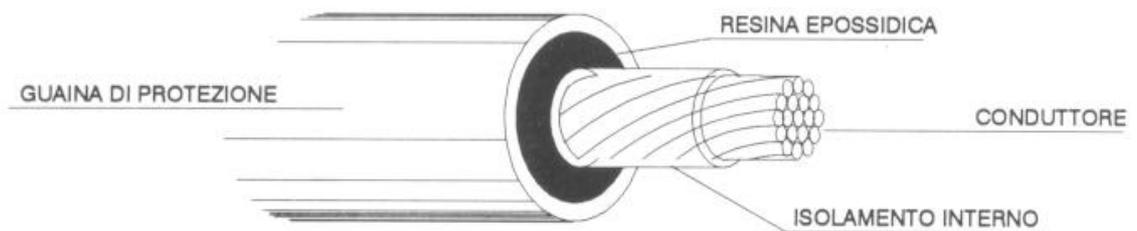
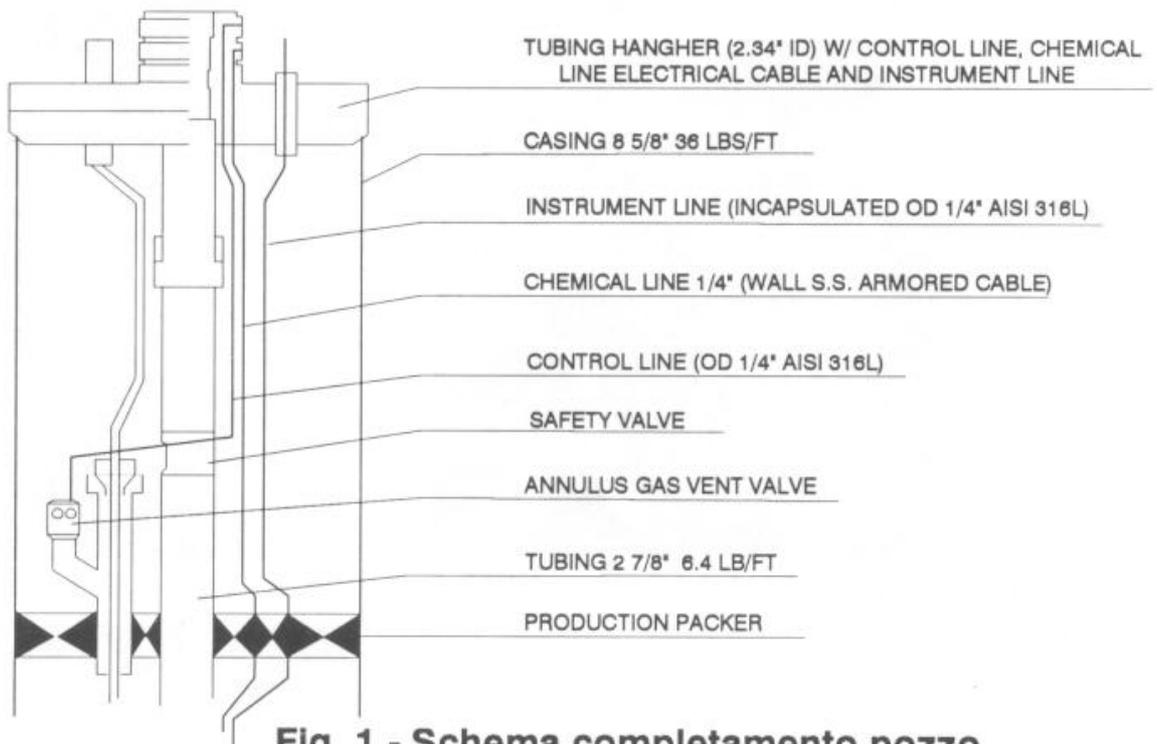
samples position	Microhardness			
	IWU	IWN	CLU	CLN
a	253	243	155	164
b	247	247	151	162
c	248	231	162	158
d	254	238	166	166
e	255	241	150	163
f	244	242	146	157
g	288	269	147	152
h	284	254	149	153
i	264	280	145	156
l	68	70	---	---
m	69	72	---	---
ASTM E 140 Tab. 6	20	22	---	---

**Tab.4**

	INCLUSIONI				GRANO	
	Sulphides	Alumina	Silicates	Oxides	Long.	Transv.
IWU	--	--	--	0.61	7-8	7-8
IWN	1.04	--	--	--	8	8
CLU	0.30	--	--	0.20	6-7	6-7
CLN	0.88	--	--	0.435	6	6

**Tab. 5 - TENSIONI RESIDUE**

	Longitudinale [MPa]	Circonfrenziale [MPa]
IWN	2.0	2.6
CLN	0.9	0



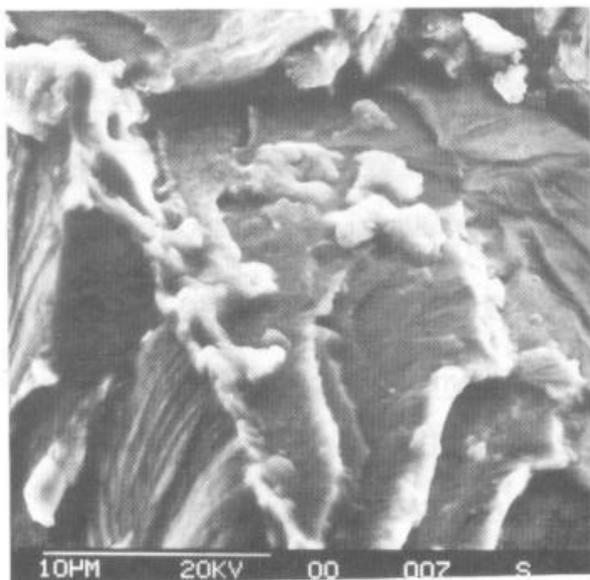


Fig. 4 - Vista al SEM dell frattura (1500x)

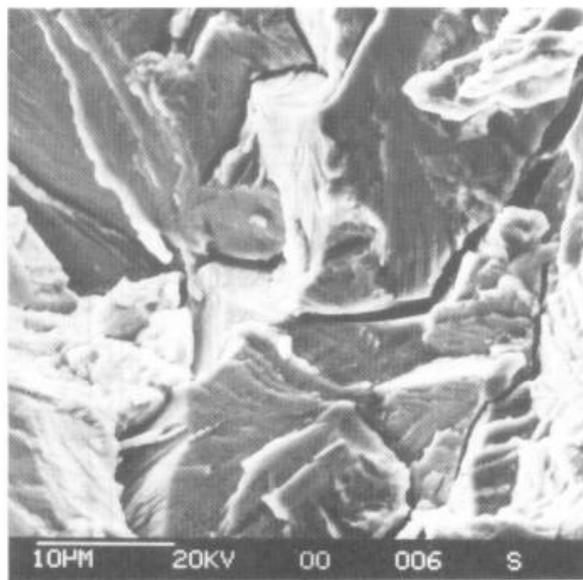


Fig. 5 - Vista al SEM dell frattura (2500x)

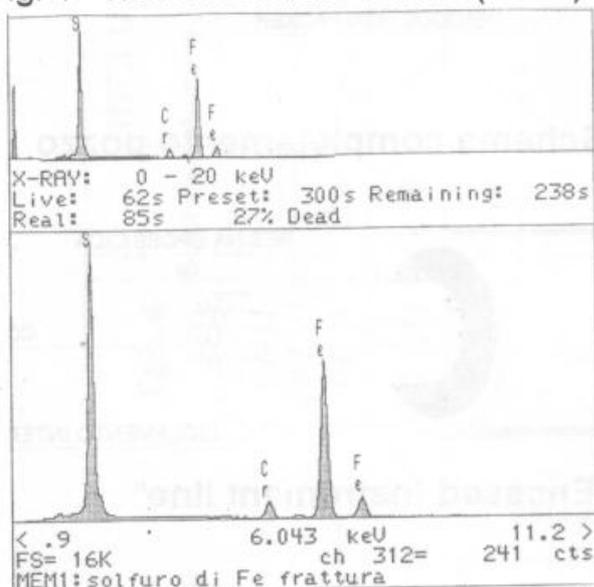


Fig. 6 - Spettro dell'analisi con microsonda

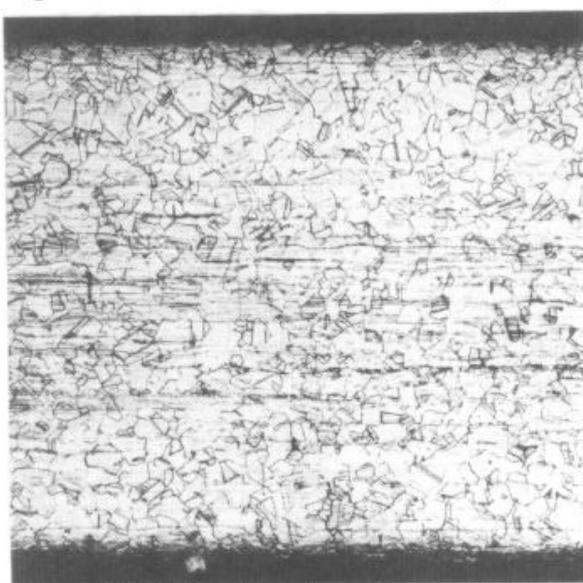


Fig. 7 - (IWU) Sezione longitudinale (100x)



Fig. 8 - Stress corrosion cracking (100x)



Fig. 9 - Frattura trangranulare (500x)

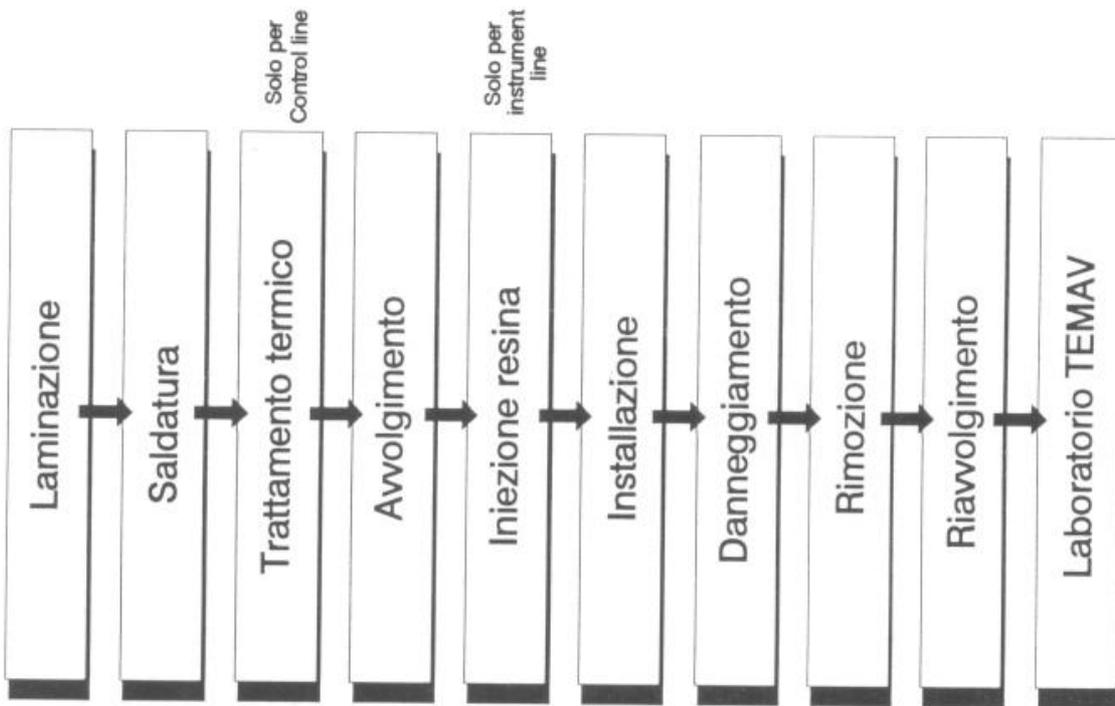


Fig. 10 - Vita del componente

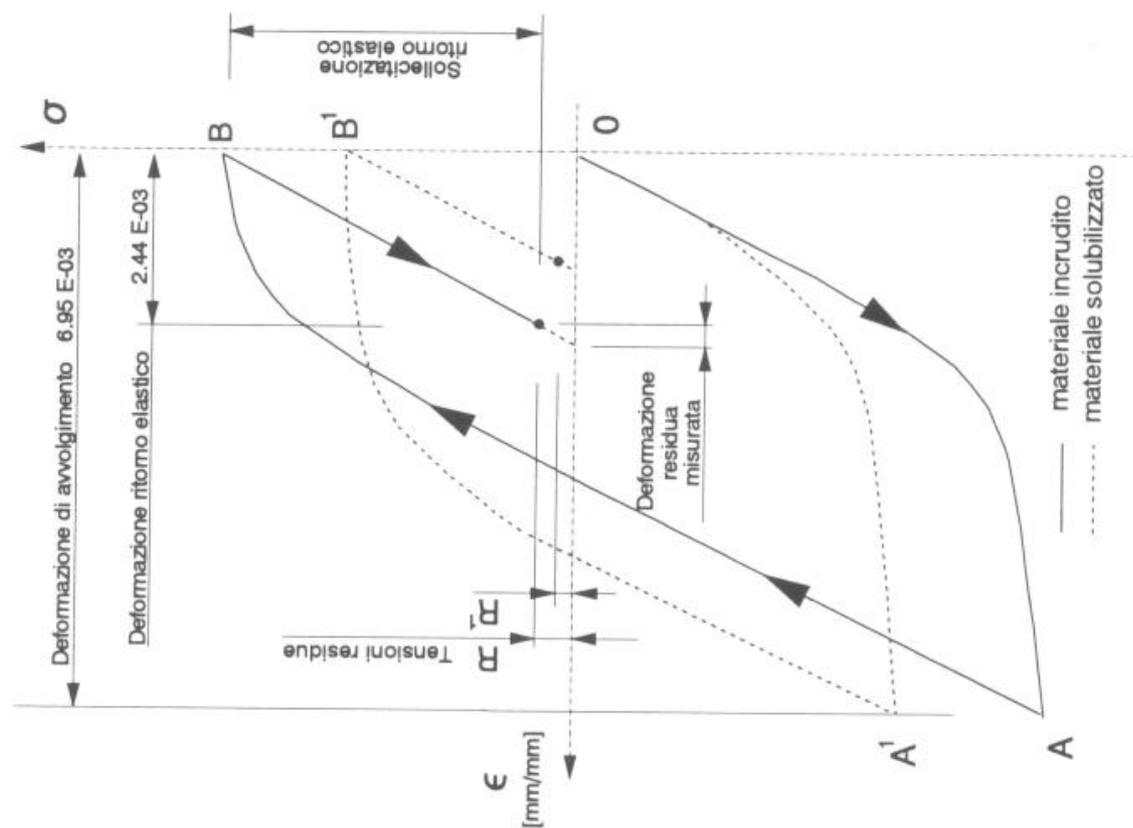


Fig. 11 - Ipotesi del modello di sollecitazione