

S

Lo scopo di
realizzate p
20 bar e 50°
con le pare
di raffredda
I risultati o
crescere de
di acqua da
che cresco

PAROLE CHIAVE: CORROSIONE CO₂, GEOTERMIA, CCTS;

IL PO UZ
NT La corrosio

e H₂S. Tale fenomeno corrosivo si osserva in presenza di flussi stratificati caratterizzati cioè da una separazione tra la fase gassosa e quella liquida, al contrario dei flussi anulari o intermittenti che bagnano l'intera superficie della tubazione. La transizione di fase vapore-liquido sulla parete è funzione del gradiente di temperatura tra il fluido trasportato e l'ambiente esterno. Il caso peggiore è rappresentato dai cosiddetti "punti freddi", caratterizzati da un'alta velocità di condensazione di acqua (WCR-water condensation rate), laddove l'isolamento termico della pipeline risulta danneggiato.

Il presente lavoro presenta i risultati preliminari di uno studio sull'effetto della condensa in presenza di vapore saturo e alte pressioni parziali di CO₂ caratteristiche degli impianti geotermici [2].

M T O O OGIA S P M NT A c

Le prove sono state eseguite su un acciaio HSLA (High Strength Low Alloy) API 5L X65 a struttura sorbitica. Sono stati impiegati provini cilindrici di 16mm ed altezza 20mm, forati internamente in modo da poter essere fissati sul portacampioni attraverso delle viti M8 in acciaio inossidabile AISI 316. Le basi e l'interno del cilindro sono stati schermati con teflon in modo che solo la superficie laterale (circa 10 mm²) fosse esposta all'ambiente aggressivo. Le dimensioni di ogni provino sono state misurate con un calibro ventesimale, mentre per la densità è stato preso come riferimento

il valore medio di 7,81 kg/dm³. Il peso è stato misurato con una bilancia analitica con precisione ± 0.01 mg. Le prove sono state effettuate in un'autoclave in titanio con capienza di 6 L, parzialmente riempita con 1 L di acqua distillata, alla temperatura di 50°C e pressione di 20 bar di CO₂. I tempi di esposizione sono compresi tra le 45 ore (circa 2 giorni) e le 452 ore (18 giorni). Il pH della soluzione in queste condi-

mento li
capaggio
vato per es
pola l'anda

Confrontando le velocità di corrosione a tempi brevi in funzione della temperatura del fluido refrigerante (Fig. 3) si osserva come la velocità di condensa influenzi notevolmente la velocità di corrosione. In assenza di raffreddamento delle pareti del provino o per T troppo bassi, corrispondenti a velocità di condensazioni trascurabili, le velocità di cor-

rosione sono molto basse, ma si osserva il raddoppio della velocità di corrosione quando la temperatura del fluido refrigerante del portacampioni è diminuita da 30 a 5 °C; ciò è attribuibile all'aumento della velocità di condensazione del vapor d'acqua che solubilizza la CO_2 .

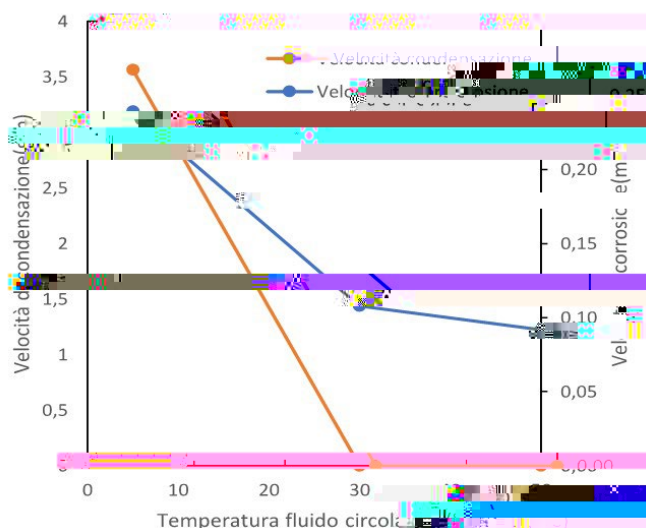


Fig.3 - Effetto della temperatura del fluido refrigerante sulla velocità di corrosione e di condensa dell'acqua / effect of the temperature of the cooling fluid on the corrosion rate and water condensation rate

CONCLUSIONI

È stato messo a punto un sistema per la realizzazione di prove di corrosione in presenza di CO_2 in condizioni di condensa simulanti le condizioni dette di "top of the line corrosion". Le prove preliminari effettuate hanno dimostrato che, in presenza di condensa le velocità di corrosio-

ne risultano superiori a quelle in sola CO_2 satura d'acqua, ma inferiori a quelle in totale immersione, probabilmente per il raggiungimenti in tempi più brevi della condizione di precipitazione della siderite. Il lavoro proseguirà con la verifica dell'effetto della temperatura di parete e della quantità di condensa sulla formazione della scaglia.

BIBLIOGRAFIA

- [1] Kahyarian A, Singer M, Nescic S. Modeling of uniform CO_2 corrosion of mild steel in gas transportation systems: A review. *J. Natural Gas Sci. Eng.* 2016; 29: 530-549
- [2] Pátzay G, Stahl G, Kármán F, Kálmán E. Modeling of scale formation and corrosion from geothermal water. *Electrochem. Acta.* 1998; 43: 137-147.
- [3] Sim S, Bocher F, Cole i, Chen X-B, Birbilis N. Investigating the Effect of Water Content in Supercritical CO_2 as Relevant to the Corrosion of Carbon Capture and Storage Pipelines. *Corrosion.* 2014; 70: 185-195.
- [4] Cabrini M, Lorenzi S, Pastore T, Radaelli M. Corrosion rate of high CO_2 pressure pipeline steel for carbon capture transport and storage. *Metallurgia Italiana.* 2014; 106: 21-27
- [5] Nešić S. Key issues related to modelling of internal corrosion of oil and gas pipelines – A review. *Corr. Sci.* 2007; 49: 4308-4338.
- [6] Cabrini M, Lorenzi S, Pastore T. Corrosion Behavior of Carbon Steels in CCTS Environment. *Int. J. Corr.* 2016; 3121247
- [7] Singer M. Top-of-the-line corrosion,» in *Trends in Oil and Gas Corrosion Research and Technologies*, Woodhead Publishing in Series in Energy, 2017, pp. 385-408.
- [8] Greenwell H. Studies on Water-Dependent Corrosion In Sweet Oil Wells. *Corrosion.* 1953; 9: 307-312.
- [9] De Waard C, Milliams D. Carbonic acid corrosion of steel. *Corrosion.* 1975; 31: 177, 1975.

Aim of the work is to study the effect of temperature on an autoclave phase, in the presence of water vapor. The results obtained show that the corrosion rate increases due to the increase in temperature and decreases due to the increase in pressure.

KEYWORDS: SWEET CORROSION, CO₂, GEOTHERMIC, CCTS;