

## Otpornost na koroziju zavarenih cevi u naftnim bušotinama

Čelične cevi u naftnim i gasnim bušotinama su kontinuirano izložene procesu korozije potpomognutom povišenim temperaturama i pritiscima, koji vladaju u unutrašnjosti cevi. Korozija može da dovede do značajnog smanjenja mehaničkih osobina čelika i zavarenog spoja što može pod nepovoljnim uslovima predstavljati uvod u lom cevi i to brže ukoliko su naprezanja veća. Otkazi zavarenih cevi u naftnim i gasnim bušotinama, nastali usled grešaka u izradi cevi i/ili njihovog oštećenja u eksploataciji, pored uticaja na pouzdanost i bezbednost u radu imaju i ekološki uticaj na okolinu, odnosno na kvalitet zemlje, vode i vazduha.

Zaštitne zavarene cevi u naftnim bušotinama spadaju u visoko odgovorne konstrukcije koje su osetljive na koroziju. Zato je bitno poznavati preostalu čvrstoću cevi u slučaju pojave korozionog oštećenja.

U radu su prikazani rezultati ispitivanja nivoa oštećenja čelika API J55, korišćenog za izradu zaštitnih cevi visokofrekventnim kontaktnim postupkom zavarivanja (VF). Ispitivana cev je povučena iz eksploatacije nakon približno 70 000 radnih sati (8 godina) u naftnoj bušotini.

Eksperimentalna ispitivanja su izvršena na zaštitnim zavarenim cevima iz eksploatacije koje su zatvorene torisferičnim dancima, sa mehaničkom obradom simuliranim korozionim oštećenjima na spoljašnjoj površini cevi. Za određivanja otpornosti zaštitnih zavarenih cevi prema oštećenju izvršeno je merenje deformacija i izračunati su glavni normalni naponi. Primenom postupka ASME B31G, modifikovanog ASME B31G, izračunati su maksimalni pritisci oštećenih cevi.

**Ključne reči:** zaštitne cevi, koroziono oštećenje, maksimalno dozvoljeni pritisak, visokofrekventno kontaktno zavarivanje

### UVOD

Zaštitne zavarene cevi u naftnim i gasnim bušotinama spadaju u visoko odgovorne konstrukcije koje su osetljive na koroziju. Zato je bitno poznavati preostalu čvrstoću cevi u slučaju pojave korozionih oštećenja.

Čelici namenjeni za izradu zaštitnih zavarenih šavnih cevi za bušotine, specificirani su standardom API 5CT [1]. Automatska ili poluautomatska proizvodnja zavarenih cevi omogućavaju kontinuiranu proizvodnju cevi sa uzdužnim šavom, pri čemu je osnovna težnja da se ostvari brzina zavarivanja jednaka brzini formiranja cevi. Mašine za kontinuiranu proizvodnju uzdužno zavarenih cevi uglavnom su konstruisane za automatsko visokofrekventno kontaktno zavarivanje (VF) [2].

Prisustvo grešaka u zavarenim spojevima ne znači uvek i gubitak njegove radne sposobnosti. Ocena dopuštenosti nekih vrsta grešaka u zavarenim spojevima polazi od moguće interakcije sledećih faktora: geometrije zaštitnih zavarenih cevi za bušotine, stanja napona (radni, zaostali), vrste, veličine i položaja greške, mehaničkih osobina zavarenog spoja, uslova eksploatacije.

Adrese autora: <sup>1</sup>Visoka tehnička škola strukovnih studija, Zvečan, <sup>2</sup>Institut za ispitivanje materijala, <sup>3</sup>Tehnološko-metalurški fakultet, Beograd

Rad primljen: 15.08.2012.

Na osnovu preciznih ispitivanja vrste i veličine greške, te proračuna radne sposobnosti zavarenog spoja, može da se donese odluka o njegovom korišćenju ili eventualnoj popravci, odnosno, odbacivanju.

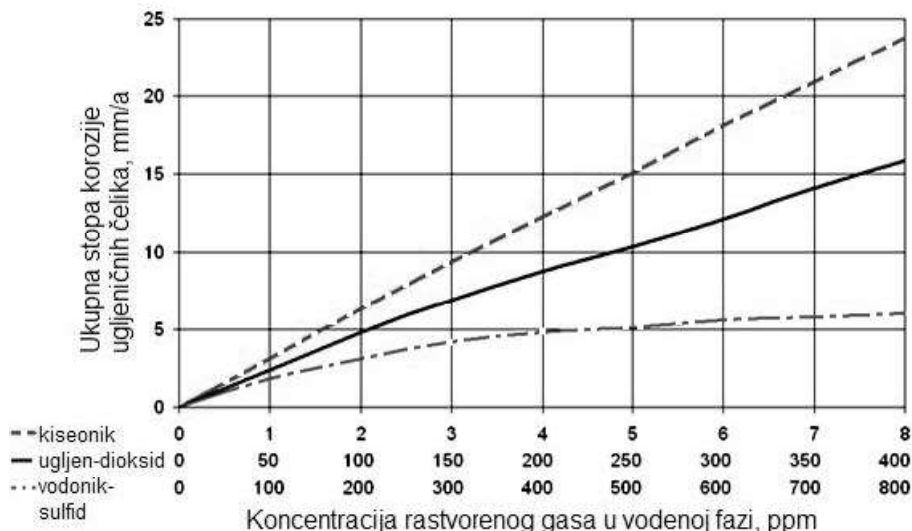
### 1. KOROZIJA ZAŠTITNIH CEVI U NAFTNIM BUŠOTINAMA

Korozija zaštitnih cevi se može pojaviti već na samom početku izrade bušotine, u fazi bušenja, a najopasniji vidovi su naponska i zamorna korozija cevi, s obzirom na ciklična opterećenja, savijanje i vibracije kojima su izložene. U fazi bušenja, blato i tečnosti igraju presudnu ulogu. Većina ugljeničnih čelika je podložna koroziji u radnoj sredini, u kojoj su zastupljeni gasovi O<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S, što je ilustrovano na slici 1 [3].

Fluidi koji se eksploatišu su višefazni, sadrže naftu, vodenu fazu (slana voda) i gasnu fazu [4,5]. Uobičajena je praksa ubrizgavanje visoko mineralizirane ili morske vode unutar ležišta sirove nafte da bi se održao sabirni pritisak i obezbedila stabilnost izvlačenja nafte na površinu, odnosno povećao njen prinos smanjenjem viskoznosti. Kako naftno polje stari, količina vode i nafte u dobijenim fluidima raste, a porast sadržaja vode podrazumeva i povećanje problema korozije [6,7]. Nafta sama po sebi nije korozivna, i često inhibira korozioni proces stvarajući tanki film na površini cevi. Međutim, pri velikim brzinama protoka mešavine vode i nafte (>2 m/s) ti filmovi se ispiraju.

Zaštitna svojstva filma mogu se povećati dodavanjem površinski aktivnih materija u sistem. Voda i nafta stvaraju stabilnu emulziju, koja podstiče razvoj korozije zbog nejednolikog rasporeda korozionog elektrolita (vode) do površine metala [8]. Primarni uzrok

većine korozionih problema su gasovi rastvoreni u vodi. Kiseonik, ugljen-dioksid i vodonik-sulfid rastvoreni u vodi jako povećavaju njenu korozivnost slika 1 [3].



Slika 1 - Nivoi korozije čelika u odnosu na različite koncentracije gasova

Korozija koju izaziva CO<sub>2</sub> predstavlja veliki problem u zaštitnim cevima. Često se naziva i "slatka" korozija. Porast brzine korozije čelinih zavarenih cevi u bušotinama pod uslovima u kojima je prisutan CO<sub>2</sub> bio je dugo godina ozbiljan problem [9]. CO<sub>2</sub> se prirodno nalazi u nekim ležištima sirove nafte, ali i rastvoren u vodama koje se utiskuju unutar bušotine [8]. Rastvaranjem u vodenoj fazi nastaje ugljenična kiselina. Snižava se pH vrednost vode i povećava njena korozivnost, pri čemu uglavnom dolazi do pojave pitting korozije.

Kao posledica ovih procesa stvara se korozioni sloj na površini čelika. U toku procesa korozije, korozioni proizvod FeCO<sub>3</sub> (siderit) delimično pasivira površinu čelika.

FeCO<sub>3</sub> se taloži iz rastvora zbog niske rastvorljivosti (pK = 10:54 pri 25 °C) [10]. Pri protoku fluida kroz cevovod delovi FeCO<sub>3</sub> sloja mogu biti uklonjeni. Kod visokih brzina protoka dolazi i do pojave erozije [11]. Kao korozioni produkti, zavisno od temperature i parcijalnog pritiska CO<sub>2</sub>, osim FeCO<sub>3</sub> mogu nastati i magnetit (Fe<sub>3</sub>O<sub>4</sub>) i hematit (Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub>). Korozioni sloj se sastoji i od cementita (Fe<sub>3</sub>C). Prisustvo Fe<sub>3</sub>C u površinskom filmu povećava brzinu korozije tako što selektivno povećava brzinu katodne reakcije (galvanski efekat). Pri određenim uslovima, veće brzine protoka mogu smanjiti brzinu korozije uklanjanjem Fe<sub>3</sub>C filma [12].

Zaštitno dejstvo površinskog sloja zavisi od prirode osnovne legure (sastav, proces dobijanja) i uslova

okoline (pH, parcijalni pritisak CO<sub>2</sub> i temperatura) [13]. Palacios i Shadley proučavali su strukturu FeCO<sub>3</sub> sloja i zaključili da prljanje sloja na čelik, kao i njegova debljina, zavise od mikrostrukture metalnog uzorka [14]. Čelici mogu imati različite mikrostrukture, zavisno od hemijskom sastava i procesa proizvodnje. Zbog toga imaju različite mikrostrukturalne komponente (ferit, perlit, bainit, martenzit), koje ne utiču samo na mehanička svojstva već i na korozionu otpornost materijala [11]. Porastom pH vrednosti smanjuje se rastvorljivost FeCO<sub>3</sub>, tj. raste mogućnost stvaranja zaštitnog filma. Smanjuje se i brzina korozije, zbog smanjene koncentracije H<sup>+</sup> jona i smanjene brzine redukcije vodonika. Veći parcijalni pritisak CO<sub>2</sub> povećava brzinu korozije zbog smanjenja pH vrednosti i povećanja brzine redukcije H<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>. Viša temperatura povećava brzinu korozije, zbog porasta brzine elektrohemijjskih i hemijskih reakcija. Brzine taloženja takođe rastu, te se zaštitni film lakše stvara na višim temperaturama [12].

Vodonik-sulfid (H<sub>2</sub>S) je dobro rastvorljiv u vodi. Rastvaranjem nastaje slaba sulfidna kiselina, koja je korozivna i uglavnom uzrokuje pitting koroziju. Korozija uzrokovana rastvaranjem H<sub>2</sub>S često se naziva i "kisela" korozija. H<sub>2</sub>S nekoliko desetina puta povećava prodiranje vodonika u čelik. Vodonik pogoršava mehanička svojstva čelika (vodonična krtost). Vodonična krtost može biti reverzibilna ili ireverzibilna. Ako je ireverzibilna nastaju promene u strukturi metala u obliku mehurića i prslina [15]. H<sub>2</sub>S može

nastati i kao produkt delovanja mikroorganizama. U naftnoj industriji najčešći uzrok nastajanja  $H_2S$  je *Desulfovibrio Desulfuricans*, poznata kao anaerobna sulfat-redukujuća bakterija. U odsustvu kiseonika prevodi sulfatne jone u  $H_2S$  [3].

Kombinacija  $H_2S$  i  $CO_2$  čini puno agresivnijim radni fluid nego sam  $H_2S$  i često je uzrok korozije u zaštitnim i eksploatacionim cevima, kao i priključnim i transportnim naftovodima i gasovodima. Između  $H_2S$  i  $CO_2$  postoji sinergističko delovanje u povećanju brzine korozije [16].

Od tri navedena gasa koji mogu biti rastvoreni u vodi pri eksploataciji nafte kiseonik je daleko najštetniji. Može uzrokovati jaku koroziju pri vrlo niskim koncentracijama (<1.0 ppm), te drastično povećati korozivnost  $CO_2$  i  $H_2S$  [3]. U cevovode i proizvodnu opremu može dospeti ubrizgavanjem vode ili inhibitora [10]. Kiseonik nije prisutan u podzemnim vodama, ali može dospeti preko kontakta sa vazduhom kroz slučajne pukotine ili planiranim izlaganjem atmosferi. Rastvorljivost kiseonika u vodi zavisi od pritiska, temperature i sadržaja hlorida. Manje je rastvorljiv u slanoj nego u čistoj vodi. Ubrzava koroziju jer je jako oksidirajući agens i uglavnom uzrokuje pitting koroziju.

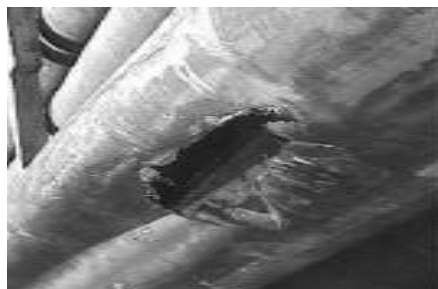
Da bi se smanjila koroziona oštećenja u naftnoj i gasnoj industriji u fluide se dodaju inhibitori. Inhibitori se koriste u svim industrijskim oblastima: bušenju, pripremi, rafiniranju i transportu nafte, gasa i petrohemijskih proizvoda [11]. Organski inhibitori koji se koriste u zaštiti od korozije koju izaziva  $CO_2$  stvaraju samoprianjajuće filmove, koji štite površinu čelika od korozije. Adsorbuju se na površinu čelika, proizvode mono ili dvoslojne strukture debljine 3-10 nm. Sastoje se od površinski aktivnih molekula, a polarna glavna grupa je uglavnom katjonska grupa koja sadrži azot. Takođe se koriste i inhibitori koji u glavnoj grupi sadrže sumpor ili fosfate. Takve molekule, zbog hidrofobnog efekta, imaju veliku tendenciju stvaranja samoprianjajućeg filma.

## 2. OTKAZI ZAŠTITNIH ZAVARENIH CEVI U EKSPLOATACIJI

Čelične cevi u naftnoj industriji su kontinuirano izložene procesu korozije, potpomognutim pritiscima i temperaturama, koji vladaju u unutrašnjosti bušotine. Korozija (slika 2) može da dovede do smanjenja mehaničkih osobina čelika što može pod nepovoljnim uslovima da dovede do pojave inicijalne prsline i lom, slika 3. Lom zaštitnih cevi bušotina može biti izazvan i ubrzan različitim mehanizmima korozije, [17,18].



Slika 2 - Opšta korozija cevi bušotina



Slika 3 - Lom cevi

Da bi se u potpunosti sagledao složeni mehanizam korozionog delovanja smeše proizvodnog fluida iz ležišta nafte/gasa, u radu [17] su uzeti u obzir svi činioci koji utiču na razvoj i delovanje korozije, uzrokovane prisustvom, pre svega, ugljendioksida, vodoniksulfida, hlorida, a manje pod uticajem žive u vodenoj sredini, slane vode i kondenzata ugljovodonika, kao i temperature.

## 3. EKSPERIMENTALNA ISPITIVANJA

Da bi se obezbedila sigurnost osnovnog materijala i zavarenog spoja cevi izrađenih visokofrekventnim kontaktnim zavarivanjem od čelika API J55, potrebno je proučiti njihovo ponašanje pri delovanju statičkog i promenljivog opterećenja, u prisustvu oštećenja nastalih u uslovima dejstva korozije, kao i ponašanje kada postoji koncentrador napona tipa zarez. Različitim metodama ispitivanja utvrđeno je ponašanje epruveta sa prslinom u osnovnom metalu, metalu šava i ZUT-u. Epruvete su izrađene od uzoraka nove cevi i cevi iz eksploatacije.

Ispitivanja su izvršena na cevima izrađenim visokofrekventnim kontaktnim zavarivanjem od čelika API J55. Nominalni prečnik cevi je  $\varnothing 139,7$  mm, a debljina zida 6,98 mm. Ove cevi su u širokoj primeni u naftnim i gasnim bušotinama NIS-a, a njihov proizvođač je Fabrika šavnih cevi, Uroševac.

Rezultati analize hemijskog sastava API J55 čelika, od kog su izrađene zaštitne zavarene cevi koje su predmet istraživanja, dati su u tabeli 1. Analiza hemijskog sastava cevi iz eksploatacije urađena je u laboratoriji U. S. Steel, Smederevo. Vrednost ekvivalenta ugljenika izračunat prema MIZ-u pokazuje da je čelik sklon pojavi hladnih prsline.

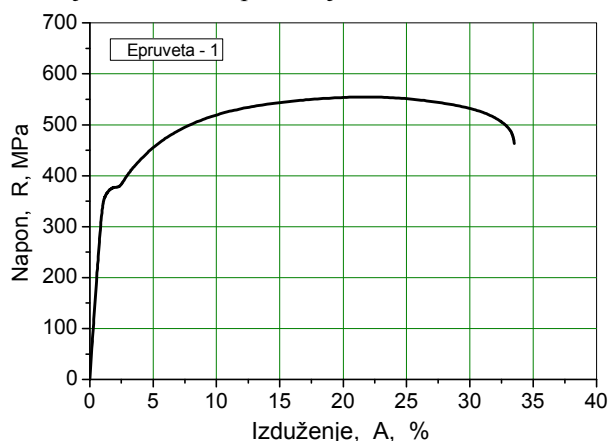
Tabela 1 - Hemijski sastav API J55 čelika, cev iz eksploatacije, mas. %

	C	Si	Mn	P	S	Cr	Ni	Mo	V	Cu	Al	Ceq
Materijal J55	0,29	0,23	0,96	0,013	0,022	0,1	0,06	0,0123	0,003	0,13	0,025	0,49

$$Ceq = [C + Mn/6 + (Cr + Mo + V)/5 + (Ni + Cu)/15] = [0,2924 + 0,963/6 + (0,0995 + 0,0123 + 0,003)/5 + (0,0579 + 0,131)/15] = 0,49$$

Ispitivanja zatezanjem epruveta izrađenih od cevi iz eksploatacije, rađena su na temperaturi 20°C. Postupak ispitivanja i geometrija epruvete definisana je standardom ASTM E8-08 [19]. Ispitivanje je vršeno na elektromehaničkoj kidalici SCHENCK-TREBEL RM 100, u kontroli deformacije (izduženja). Brzina uvođenja opterećenja je bila 5 mm/min.

Rezultat i-dijagram ispitivanja zateznih svojstava materijala cevi iz eksploatacije dati su na slici 4.



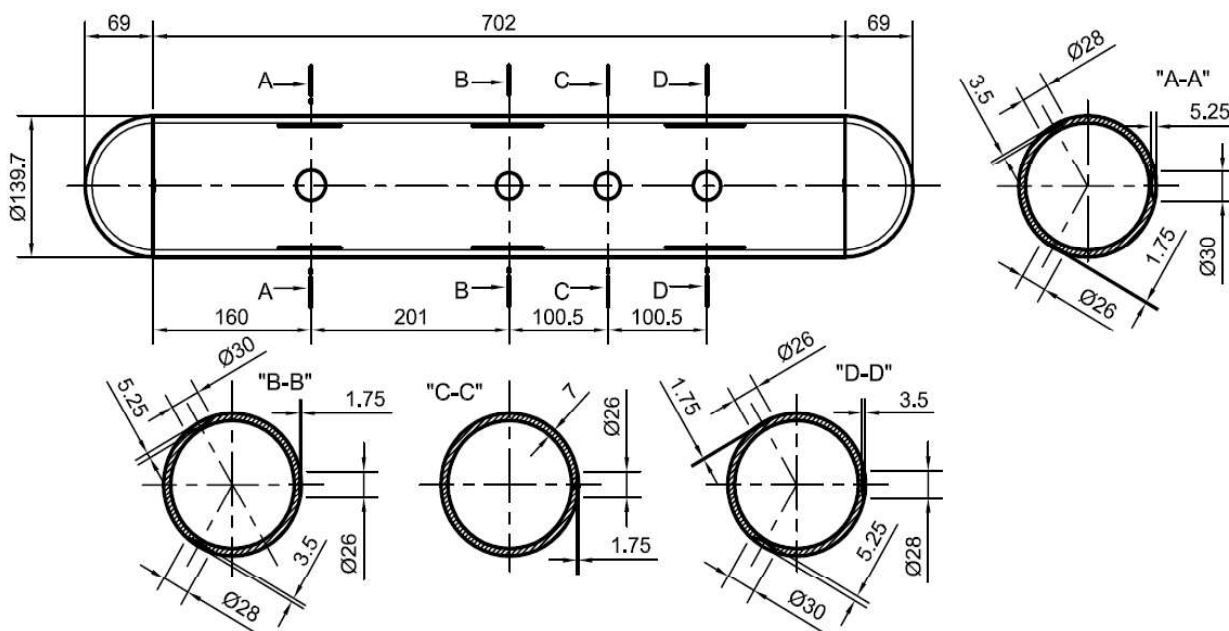
Slika 4 - Dijagram napon - procentualno izduženje

### 3.1. Ispitivanje cevi sa simuliranim površinskim korozionim oštećenjem

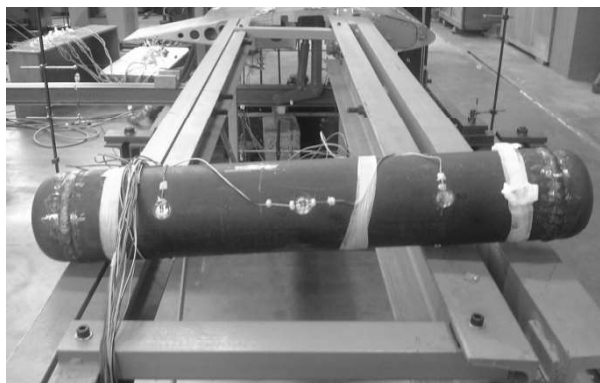
Ekperimentalna ispitivanja su izvršena na posudi pod pritiskom izrađenoj od zaštitne zavarene cevi iz eksploatacije. Na spoljašnjoj površini cevi su mehaničkom obradom izrađena oštećenja kružnog oblika, kojima se simuliraju oštećenja nastala usled dejstva korozione radne sredine. Variranjem dubine žlebova predstavljeni su različiti nivoi korozionih oštećenja 25%, 50% i 75% debljine zida cevi. Oštećenja su raspoređena po obimu cevi u tri preseka, fazno pomerena za 120 stepeni, slika 5, a izgled cevi pripremljene za ispitivanje hidrostatičkim pritiskom na slici 6. Na slici 7 vide se dva simulirana oštećenja sa zalepljenim mernim trakama.

Na osnovu izmerenih deformacija pri različitim pritiscima u aksijalnom i radialnom pravcu cevi, slika 8, izračunati su glavni normalni naponi u zavisnosti od pritiska, slika 9.

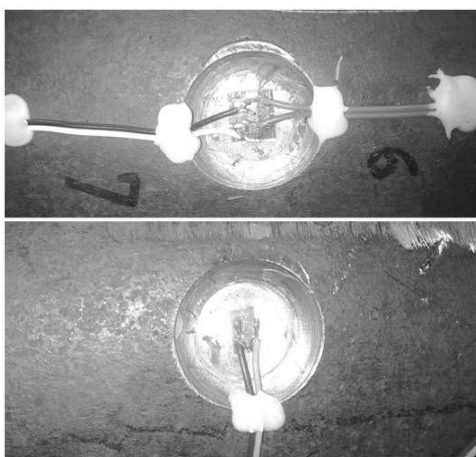
Na simuliranim oštećenjima postavljene su merne trake za tenzometrijsko merenje deformacija pri ispitivanju cevi hidrostatičkim pritiskom.



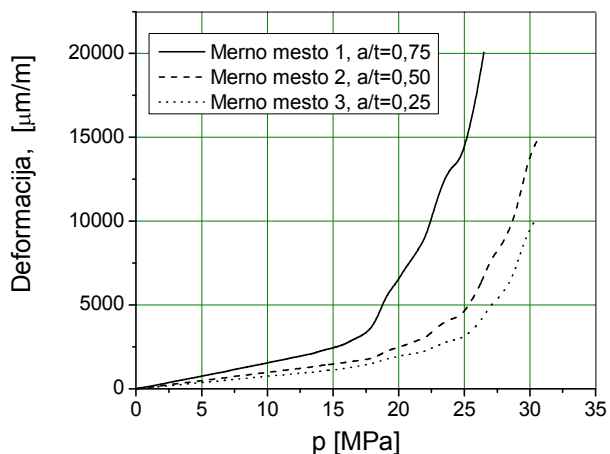
Slika 5 - Pozicije simuliranih oštećenja na cevi



Slika 6 - Izgled cevi pripremljene za ispitivanje pod pritiskom



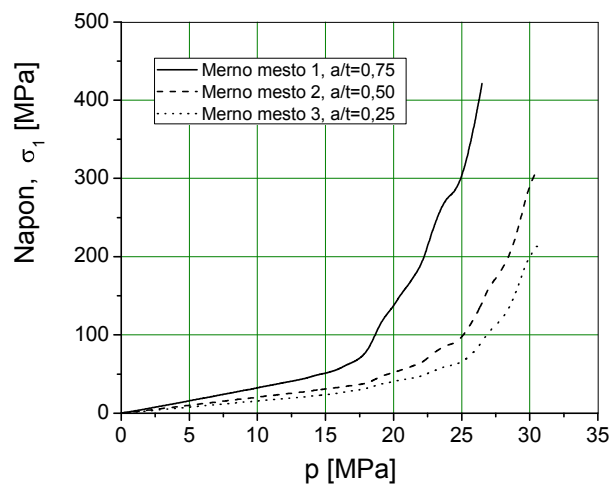
Slika 7 - Dva simulirana oštećenja na cevi sa zalepljenim mernim trakama



Slika 8 - Promena deformacije u zavisnosti od pritiska  $p$

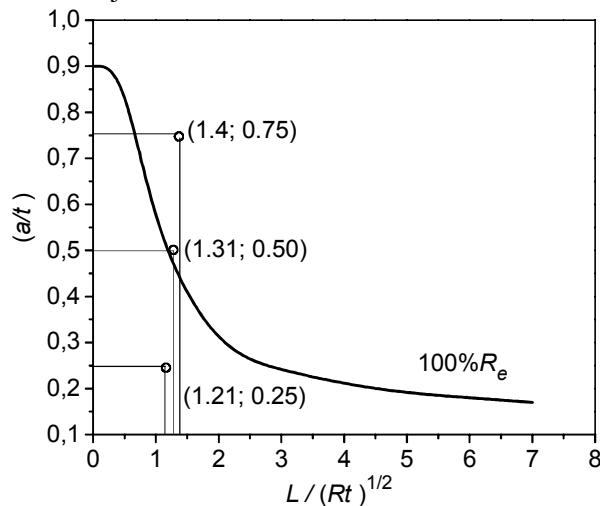
Na slici 10 pokazan je dijagram za određivanje prihvatljivosti nivoa korozionog oštećenja cevi prema ASME B31G [20]. Kriterijum je da korozijom oštećene cevi treba da izdrže pritisak pri kome je obimni napon u neoštećenoj cevi jednak naponu tečenja. Na

dijagramu je na  $y$  osi data vrednost maksimalne dubine korozionog oštećenja podeljena sa debljinom zida cevi a na  $x$  osi je prikazana dužina korozionog oštećenja podeljena kvadratnim korenom proizvoda poluprečnika cevi i debljine zida cevi.



Slika 9 - Zavisnost napona od pritiska  $p$

Prihvatljive vrednosti nalaze se ispod i levo od parabolične linije. Sa slike 10 se vidi da se oštećenje od 25% debljine zida cevi nalazi u sigurnoj zoni, oštećenje od 50% je na granici a oštećenje od 75% je u kritičnoj zoni.



Slika 10 - Kriterijum prihvatljivosti nivoa korozionih oštećenja, prema ASME B31G

### 3.2. Izračunavanje maksimalno dozvoljenog pritiska cevi oštećenih korozijom

Maksimalno dozvoljeni pritisak pri različitim nivoima simuliranih korozionih oštećenja određen je primenom jednačina iz standarda ASME B31G [20] i modifikovanog ASME B31G [21,22], tabela 2.

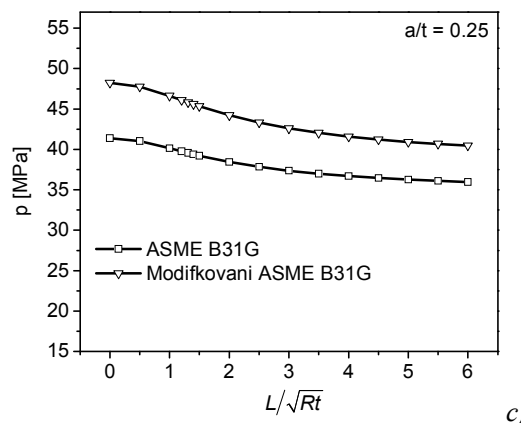
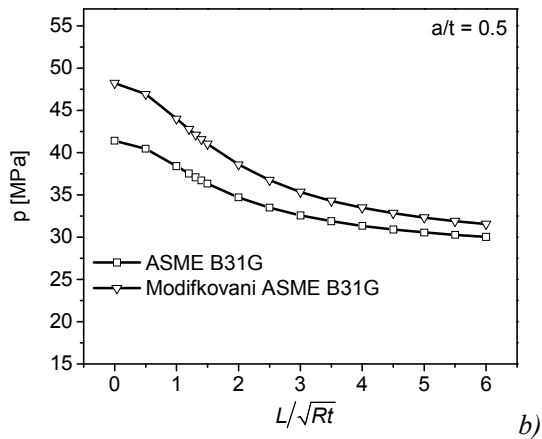
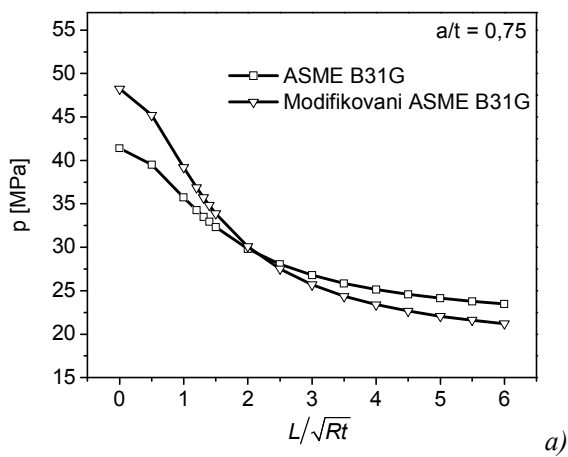
Tabela 2.

ASME B31G		
$L \leq \sqrt{20 \cdot D_e t}$	$p_{max} = 1.1 \cdot \sigma_Y \frac{2t}{D_e} \left[ \frac{1 - \frac{2a}{3t}}{1 - \frac{2a}{3t} \cdot \frac{1}{M}} \right]$	$M = \sqrt{1 + 0.8 \frac{L^2}{D_e t}}$
$L > \sqrt{20 \cdot D_e t}$	$p_{max} = 1.1 \cdot \sigma_Y T \frac{2t}{D_e} \left( 1 - \frac{a}{t} \right)$	$M = \infty$
Modifikovani ASME B31G		
$L \leq \sqrt{50 \cdot D_e t}$	$p_{max} = \left( 1.1 \cdot \sigma_Y + 69 \cdot 10^6 \right) \frac{2t}{D_e} \left( \frac{1 - 0.85 \frac{a}{t}}{1 - 0.85 \frac{a}{t} \cdot \frac{1}{M}} \right)$	$M = \sqrt{1 + 0.6275 \frac{L^2}{D_e \cdot t} - 0.003375 \left( \frac{L^2}{D_e t} \right)^2}$
$L > \sqrt{50 \cdot D_e t}$		$M = 3.3 + 0.032 \frac{L^2}{D_e t}$

Vrednosti izračunatih maksimalno dozvoljenih pritisaka dati su u tabeli 3.

Tabela 3 - Izračunate vrednosti maksimalno dozvoljenih pritisaka

Nivo oštećenja	Pritisak [MPa]	
	ASME B31G	Mod. ASME B31G
25%	39,8	46,1
50%	37,1	42,1
75%	32,9	34,8



Slika 11 - Poređenje maksimalno dozvoljenih pritisaka za oštećenja 75% (a), 50% (b) i 25% (c) debljine zida cevi

Uporedni rezultati dobijeni primenom navedenih postupaka; ASME B31G, modifikovani ASME B31G, prikazani su na slici 11 [17].

ZAKLJUČAK

U ovom radu je izvršeno istraživanje otpornosti prema oštećenju i lomu zaštitnih zavarenih cevi za naftne bušotine.

S obzirom da standard API 5CT određuje samo minimalnu i maksimalnu granicu tečenja i minimalnu zateznu čvrstoću, u ovim istraživanjima urađena su proširena ispitivanja mehaničkih osobina API J55 čelika, poštujući zahteve standarda za uzimanje uzoraka, izradu epruveta i obim i vrste ispitivanja. Ispitivanja zateznih karakteristika osnovnog materijala nove cevi i cevi iz eksploatacije pokazuju da materijal zadovoljava zahteve standarda

Kriterijum za prihvatanje korozijom oštećenih cevi, prema standardu ASME B31G, definisan je geometrijom cevi i oštećenjem. Na osnovu ASME B31G utvrđeno je da integritet cevovoda nije ugrožen ispi-

tivanim kružnim oštećenjima na spoljašnjoj površini cevi ukoliko je njihova dubina manja od 50% debljine zida; shodno tome, razmatrana su oštećenja od 25%, 50% i 75% debljine zida cevi pri čemu je 50% na granici, 25% u dozvoljenoj a 75% u kritičnoj zoni prema ASME B31G.

#### LITERATURA

- [1] Standard API 5CT. American Petroleum Institute, Specification for Casing and Tubing
- [2] Šarkočević, M. Arsić, M. Rakin, A. Sedmak: Fabrication of high strength seam welded steel tubes and quality indicator testing, Structural Integrity and Life, Vol. 8, No. 2, 2008, pp.81-98
- [3] Brondel D, Edwards R, Hayman A, Hill D, Mehta S, Semerad T. Corrosion in the oil industry, Oilfield Review, 1994; 6: 4-18
- [4] S. Papavinasam, R. W. Revie, M. Attard, A. Demoz, K. Michaelian: Corrosion 59 (2003) 897-912
- [5] S.Rajendran, M.Kanagamani, M. Sivakalaivani, J. Jeyasundari, B. Narayanasamy, K.Rajam, Zaštita materijala, 49 (2008) 4, 19-29
- [6] D. A. Lopez, T. Perez, S. N. Simison: Materials and Design 24 (2003) 561-575
- [7] A. Raji, S. Rajendran, P. Sivaprabha, J. Arockia Selvi, B. Narayanasamy, J. Jeiasundary, Zaštita materijala, 50 (2009) 3, 153-162.
- [8] I. L. Rosenfeld: Corrosion Inhibitors, McGraw-Hill, USA, 1981
- [9] S. L. Wu, Z. D. Cui, F. He, Z. Q. Bai, S. L. Zhu, X. J. Yang: Materials Letters 58 (2004) 1076-1081
- [10] J. K. Heuer, J. F. Stubbins: Corrosion 54 (1998) 566-575
- [11] D. A. Lopez, W. H. Schreiner, S. R. de Sanchez, S. N. Simison: Applied Surface Science 207 (2003) 69-85
- [12] S. Nešić, L. Lunde: Corrosion 50 (1994) 717-727
- [13] Damian A. Lopez, S. N. Simison, S. R. de Sanchez: Electrochimica Acta 48 (2003) 845-854
- [14] C. A. Palacios, J. R. Shadley: Corrosion 47 (1991) 122
- [15] A. J. Szyprowski: Corrosion 59 (2003) 130-138
- [16] N. Sridhar, D. S. Dunn, A. M. Anderko, M. M. Lencka, H. U. Schutt: Corrosion 57 (2003) 221-235
- [17] Ž. Šarkočević: „Otpornost prema oštećenju i lomu zaštitnih zavarenih cevi u naftnim bušotinama“, Doktorska disertacija, Univerzitet u Beogradu, 2010
- [18] Ž. Šarkočević, M. Arsić, B. Medjo, D. Kozak, M. Rakin, Z. Burzić, A. Sedmak: “Damage Level Estimate of API J55 Steel for Welded Seam Casing Pipes”, Strojarstvo, Vol.51, No4, 2009, pp.303-311
- [19] ASTM E8/E8M-08, Standard test methods for tension testing of metallic materials, 2008
- [20] ANSI/ASME B31G-1991: Manual for determining the remaining strength of corroded pipelines - a supplement to ASME B31 code for pressure piping, , The American Society of Mechanical Engineers, 1991.
- [21] Kiefner J, Vieth P. A modified criterion for evaluating the strenght of corroded pipe, Final Report for PR 3-805 project to the Pipeline Supervisory Committee of the American Gas Association, Battelle, Ohio, 1989.
- [22] Kiefner J, Vieth P. Evaluating pipe - 1 new method corrects criterion for evaluating corroded pipe, Oil & Gas Journal, 1990; 6: 56-9

#### ABSTRACT

##### CORROSION RESISTANCE OF WELDED PIPE IN OIL WELLS

*Steel pipes in oil and gas wells are continuously exposed to the process of corrosion-assisted elevated temperatures and pressures prevailing in the interior of the tube. Corrosion can lead to significant reduction of mechanical properties of steels and welded joints which may under unfavorable conditions, lead to breaking of pipes even faster if the stresses are higher. Failures of welded pipes in oil and gas wells, caused by errors in the preparation of tubes and / or their damage in service, in addition to the impact on the reliability and safety in the work and have environmental impacts on the environment and the quality of land, water and air.*

*Protection of welded pipes in oil wells belong to the highly responsible structures that are susceptible to corrosion. It is therefore important to know the remaining strength of pipe in the event of corrosion damage.*

*This paper presents the results of testing of damage API J55 steel, used for the production of protective high-frequency pipe welding contact (VF). Investigated tube was withdrawn from service after about 70 000 operating hours (8 years) in the oil rig.*

*Experiments were performed on the protective welded pipes from service by the closed torispherical head, the mechanical treatment simulated by the corrosive damage to the outer surface of the tube. For determining the resistance of welded pipes to damage were measured and calculated deformations are the main normal stresses. The application of the ASME B31G, modified ASME B31G, calculate the maximum pressures of damaged pipes.*

**Key words:** casing pipes, corrosion defect, maximum allowed pressure, high frequency contact welding

Paper received: 15.08.2012.

Scientific paper