

# Korosi Retak Tegang (SCC) Baja Karbon AISI 1010 dalam Lingkungan NaCl- H<sub>2</sub>O-H<sub>2</sub>S

(Agus Solehudin)\*

\* Jurusan Pendidikan Teknik Mesin FPTK Universitas Pendidikan Indonesia

Emai : [asolehudin@upi.edu](mailto:asolehudin@upi.edu)

## Abstrak

Baja-baja karbon dan paduannya khususnya jenis AISI 1010 sebagian besar digunakan pada instalasi produksi minyak dan gas. Fluida minyak dan gas mengandung gas korosif seperti H<sub>2</sub>S dan CO<sub>2</sub> serta unsur agresif ion klorida. Gas H<sub>2</sub>S yang terlarut pada kondisi pH rendah ( $\leq 3$ ) akan terurai menjadi ion hidrogen dan ion sulfida. Ion hidrogen yang terbentuk dapat berdifusi ke dalam logam tetapi tetap berada dalam keadaan larutan padat dalam kisi kristal sehingga menyebabkan terjadinya penurunan terhadap keuletan dan kemampuan logam untuk berdeformasi.

Pengujian korosi retak tegang (SCC) dilakukan dalam sebuah *autoclave* pada berbagai variasi beban, konsentrasi H<sub>2</sub>S dan waktu. Variasi beban yang diberikan adalah 17, 75, dan 110 kN dan konsentrasi H<sub>2</sub>S berada pada rentang 10,6 - 815,5 ppm serta variasi waktu pada rentang 48 s/d 96 jam. Prosedur dan preparasi specimen uji baja karbon AISI 1010 mengacu pada standar ASTM G-30.

Berdasarkan hasil percobaan ditunjukkan bahwa produk korosi yang dominan terbentuk adalah FeS dan kerawanan korosi retak tegang meningkat seiring dengan meningkatnya beban kerja, konsentrasi H<sub>2</sub>S terlarut, dan waktu pengkorosian. Harga faktor intensitas tegangan korosi retak tegang ( $K_{Isc}$ ) untuk specimen dalam lingkungan hidrogen sulfida pada temperatur 100 °C diperoleh 18 – 30 MPa.m<sup>1/2</sup>.

Kata Kunci : Korosi retak tegang (SCC), hidrogen sulfida, baja karbon, faktor intensitas tegangan.

## Pendahuluan

Pada saat ini sektor minyak dan gas (MIGAS) masih menjadi andalan sebagai penghasil devisa negara yang perlu ditingkatkan kontribusinya guna menunjang perekonomian nasional yang sedang mengalami krisis berkepanjangan<sup>1)</sup>. Eksplorasi dan produksi MIGAS selalu dihadapkan dengan tingginya anggaran biaya pengadaan penunjang keselamatan yang berkualitas baik. Sistem pemipaan menjadi salah satu alat penunjang yang dapat diandalkan untuk distribusi minyak dan gas. Bagaimanapun keandalan penunjang sistem pemipaan dapat mengurangi kehilangan produksi bila terjadi kerusakan peralatan tersebut.

Pada perusahaan produksi dan eksplorasi MIGAS, kebocoran yang sering terjadi pada pipa di lapangan produksi (area plant) umumnya terjadi pada pipa-pipa yang mengalami degradasi material sebagai akibat pengaruh lingkungan operasi, seperti korosi, erosi, dan lain-lain. Selain itu, diakibatkan oleh faktor pengaruh pabrikan seperti adanya cacat material, *residual stress*, faktor las, dan sebagainya. Kerusakan ini terkadang terjadi pada saat jauh dibawah umur teknis yang direncanakan sehingga menimbulkan kerugian, baik berupa tingginya biaya perusahaan maupun keterlambatan waktu penyerahan hasil produksinya.

Dalam operasi pengeboran dan produksi minyak dan gas (MIGAS), spesi utama yang memicu terjadinya serangan korosi adalah hidrogen sulfida ( $H_2S$ ), karbon dioksida ( $CO_2$ ), dan senyawa klorida. Diantara *corroderent* tersebut yang paling bermasalah di industri minyak dan gas umumnya adalah serangan oleh  $H_2S$ . Keberadaan  $H_2S$  di dalam lingkungan *aqueous* dapat menyebabkan korosi pada pipa baja dan menghasilkan endapan padat berupa besi sulfida atau ion yang larut dan menyebabkan korosi merata (*thinning*) atau korosi sumuran (*pitting*)<sup>2)</sup>.

Bentuk serangan oleh  $H_2S$  yang lebih berbahaya adalah ketika hidrogen yang dihasilkan dari reaksi katodik, dan oleh keberadaan  $H_2S$  dicegah untuk membentuk molekul  $H_2$ , berdifusi ke dalam logam dan terkonsentrasi di lokasi-lokasi yang disebut *trap* seperti partikel inklusi atau *mikrovoid* dan memicu peretakan dan menghasilkan patahan getas<sup>2)</sup>. Apabila pada material tersebut juga bekerja tegangan, maka dapat terjadi bentuk kegagalan yang disebut korosi retak tegang (*SCC*). Dengan demikian *SCC* dapat dipandang sebagai kegagalan material baja yang disebabkan oleh pengaruh simultan dari tegangan dan hidrogen yang dihasilkan dari korosi oleh  $H_2S$ . Secara garis besar parameter yang dapat menentukan *SCC* yaitu<sup>4)</sup> : Lingkungan meliputi pH larutan *aqueous*, konsentrasi  $H_2S$  dan temperatur; Tegangan meliputi tegangan kerja atau tegangan sisa (*residual stresses*); Kerentanan material meliputi segregasi unsur, struktur mikro, partikel inklusi, deformasi.

Meskipun kegagalan akibat serangan  $H_2S$  di *pipeline* relatif sedikit, namun demikian perhatian terhadap masalah ini dikemudian hari akan semakin besar mengingat kecenderungan pemakaian *pipeline* dengan level kekuatan yang semakin tinggi serta kemungkinan semakin meningkatnya agresivitas lingkungan di dalam minyak dan gas. Dalam penelitian ini telah diperoleh pengaruh konsentrasi  $H_2S$  terhadap kerawanan korosi retak tegang dalam lingkungan hidrogen sulfida dan nilai ambang batas intensitas tegangan ( $K_{I_{SCC}}$ ).

## **Eksperimen**

Benda uji yang digunakan pada penelitian ini adalah baja karbon AISI 1010 dengan komposisi dan sifat mekanik sebagai berikut : C=0.09, Mn=0.46, P=0.004, S=0.004, Fe= 99.37, dan kekerasan 170,5 HV, tensile strength = 530 MPa, yields strength = 330 MPa.

Bentuk dan dimensi bahan uji adalah *U bend* dengan mengacu pada ASTM G30<sup>5)</sup>. Larutan yang digunakan sebagai lingkungan korosif pada penelitian ini adalah larutan NaCl 30 gpl yang kedalamnya digelembungkan gas  $H_2S$  sebagai gas terlarut. Penelitian ini dilakukan pada variasi volume gas  $H_2S$  dengan interval 15 s/d 45 liter  $H_2S$  yang dimasukkan dan variasi beban kerja dengan interval 17 s/d 110 kN pada bahan uji.

## **Hasil dan Pembahasan**

Korosi retak tegang (*SCC*) terjadi karena adanya pembebanan yang berupa tegangan tarik pada material yang rentan terhadap korosi dalam lingkungan korosif. Hasil percobaan yang telah dilakukan adalah sebagai berikut :

Tabel 1. Data hasil percobaan pada variasi beban kerja

Kode	Beban (kN)	Luas Permukaan (mm <sup>2</sup> )	pH akhir	Panjang retak (mm)	Metode
A1	17	50 x 20	4.5	1.58	SEM
A2	75	50 x 20	4.5	2.28	SEM
A3	110	50 x 20	4.5	3.62	SEM

Keterangan Kondisi Percobaan :

Volume larutan NaCl 30 gpl = 750 ml, tekanan total = 2 atm, temperatur = 100 °C, pH awal = 6.7, volume H<sub>2</sub>S = 30 liter, dan waktu proses = 60 jam.

Berdasarkan pada tabel 1, diperlihatkan bahwa panjang retak makin meningkat seiring dengan meningkatnya beban kerja. Hal ini disebabkan karena semakin meningkatnya beban yang diberikan terhadap bahan uji akan menyebabkan konsentrasi tegangan pada ujung lengkung semakin meningkat<sup>6)</sup>. Akibatnya apabila konsentrasi tegangan yang meningkat dipadu dengan lingkungan H<sub>2</sub>S yang korosif mengakibatkan perambatan retak semakin kuat. Sehingga akan menyebabkan panjang retak yang terbentuk semakin meningkat.

Tabel 2. Data hasil percobaan pada variasi volume H<sub>2</sub>S

Kode	Volume H <sub>2</sub> S (liter)	Luas Permukaan (mm <sup>2</sup> )	pH akhir	Panjang retak (mm)	Metode
B1	15	50 x 20	6	1.50	SEM
B2	30	50 x 20	4.5	1.58	SEM
B3	45	50 x 20	3	1.68	SEM

Keterangan Kondisi Percobaan :

Volume larutan NaCl 30 gpl = 750 ml, tekanan total = 2 atm, temperatur = 100 °C, pH awal = 6.7, beban kerja = 17 kN, dan waktu proses = 60 jam.

Berdasarkan pada tabel 2, diperlihatkan bahwa panjang retak makin meningkat seiring dengan meningkatnya konsentrasi H<sub>2</sub>S yang terlarut (volume H<sub>2</sub>S). Hal ini disebabkan karena semakin meningkatnya volume H<sub>2</sub>S yang dilarutkan dalam media korosi maka akan menyebabkan konsentrasi ion hidrogen semakin banyak yang terbentuk, fenomena tersebut dapat dilihat dengan menurunnya harga pH akhir dalam media korosi. Akibat dari meningkatnya ion hidrogen dalam media korosi akan menyebabkan terjadinya difusi ion hidrogen pada permukaan baja sehingga terjadi percepatan perambatan retak<sup>6)</sup>.

Tabel 3. Data hasil percobaan pada variasi waktu

Kode	Volume H <sub>2</sub> S (liter)	Luas Permukaan (mm <sup>2</sup> )	Waktu (jam)	pH akhir	Panjang retak (mm)	Metode
C1	75	50 x 20	48	5.7	0.103	SEM
C2	75	50 x 20	54	5.2	0.338	SEM
C3	75	50 x 20	72	5.0	1.000	SEM
C4	75	50 x 20	96	4.8	1.652	SEM

Keterangan Kondisi Percobaan :

Volume larutan NaCl 30 gpl = 750 ml, tekanan total = 2 atm, temperatur = 100 °C, pH awal = 6.7, dan beban kerja = 1,7 kN.

Berdasarkan pada tabel 3, diperlihatkan bahwa panjang retak makin meningkat seiring dengan meningkatnya waktu proses korosi. Hal ini disebabkan karena semakin meningkatnya waktu maka akan menyebabkan konsentrasi ion hidrogen semakin banyak yang terbentuk, fenomena tersebut dapat dilihat dengan menurunnya harga pH akhir dalam media korosi. Akibat dari meningkatnya ion hidrogen dalam media korosi akan menyebabkan terjadinya difusi ion hidrogen kedalam baja sehingga mempengaruhi penggetasan penggetasan sehingga terjadi percepatan perambatan retak<sup>6)</sup>.

Gambar 1. Retakan yang terjadi pada baja karbon AISI 1010 dalam lingkungan H<sub>2</sub>S

Faktor intensitas tegangan korosi retak tegang ( $K_{ISCC}$ ) dapat ditentukan dari hasil percobaan pada tabel 3 dengan cara membuat grafik antara laju pertumbuhan retak terhadap faktor intensitas tegangan seperti pada gambar 2 di bawah ini.

Gambar 2. Grafik faktor intensitas tegangan terhadap laju pertumbuhan retak dalam lingkungan  $H_2S$  pada temperatur  $100\text{ }^\circ C$

Berdasarkan gambar 2 didapat harga  $K_{ISCC}$  untuk baja karbon AISI 1010 dalam lingkungan  $H_2S$  adalah sekitar  $18 - 30\text{ Mpa.m}^{1/2}$ . Berdasarkan laporan peneliti sebelumnya, harga tersebut mempunyai perbedaan dengan Murata dan Sato<sup>7)</sup> (dalam R.N. Tuttle) yang melaporkan bahwa untuk baja karbon (0.13%C, 1,32 – 1,33 %Mn) harga  $K_{ISCC}$  sebesar  $42,89\text{ Mpa.m}^{1/2}$ . Perbedaan tersebut dapat dipahami karena adanya kandungan C dan Mn yang relatif sedikit lebih tinggi pada baja karbon akan meningkatkan kekuatan dan ketangguhan retak baja karbon tersebut.

### **Kesimpulan**

Berdasarkan hasil percobaan ditunjukkan bahwa produk korosi yang dominan terbentuk adalah FeS dan kerawanan korosi retak tegang meningkat seiring dengan meningkatnya beban kerja, konsentrasi  $H_2S$  terlarut, dan waktu pengkorosian. Harga faktor intensitas tegangan korosi retak tegang ( $K_{ISCC}$ ) untuk specimen dalam lingkungan hidrogen sulfida pada temperatur  $100\text{ }^\circ C$  diperoleh  $18 - 30\text{ MPa.m}^{1/2}$ .

### **Ucapan Terimakasih**

Ucapan terimakasih disampaikan kepada Hibah Bersaing DP2M DIKTI, Lembaga Penelitian UPI, Jurusan Pendidikan Teknik Mesin FPTK UPI, dan semua pihak yang telah membantu pada penelitian ini.

## DAFTAR PUSTAKA

- 1) Yudi MS, 2004, Meningkatkan Mutu Operasional Pipeline yang Handal, Aman, dan Ekonomis, dengan menggunakan Metode RBI (Risk Based Inspection), Proceeding of Indonesian Pipeline Technology 2004, ITB.
- 2) Basuki, E.A., dan Martojo, W., 2004, Ketahanan pipeline terhadap sulfide hydrogen ( $H_2S$ ), Proceeding of Indonesian Pipeline Technology 2004, ITB.
- 3) Perdomo, J.J., et al., 2002, Carbon Dioxide and Hydrogen Sulfide Corrosion on API 5L grad B and X52, Journal of Material Performance.
- 4) Clubleby, B.G, 1988, Chemical Inhibitor for Corrosion Control, Proceeding of an International Symposium, University of Manchester.
- 5) ASTM Designation : G30-70, Standard Recommended Practice for Making and Using U-bend Stress Corrosion Test Specimen.
- 6) NACE, 1977, Stress Corrosion Cracking and Hydrogen Embrittlement of iron base alloys.
- 7) R.N. Tuttle,  $H_2S$  Corrosion in oil and gas production ~ A compilation of classic paper, Shell Oil Company, Houston, Texas.
- 8) Metal Hand book, 1987, Corrosion, Ninth edition, Vol. 13, ASM International.