



Analisa Kegagalan Sambungan Las Pipeline Carbon Steel A106 Grade B Ø 6" Di Sumur Neb#46 Petrochina International Jabung

Sugiyanto¹, Muhammad Wahyu Darojad¹, Wijoyo^{1*}

¹ Program Studi Teknik Mesin, Fakultas Teknologi Industri, Universitas Surakarta, Jl. Raya Palur Km. 5 Surakarta 57772 Indonesia

*Email Penulis: joyowi@yahoo.co.id

INFORMASI ARTIKEL

NaskahDiterima 08/12/2017
NaskahDirevisi 08/12/2017
NaskahDisetujui 08/12/2017
Naskah Online 08/12/2017

ABSTRAK

Tujuan dari penelitian ini menganalisa kegagalan sambungan pipa carbon steel A106 Gr.B pada pipa penyalur gas di Sumur NEB#46. Metode penelitian dengan menganalisa gas dan mengirimkan sample pipa yang bocor ke laboratorium. Jenis material pipa adalah *low alloy steel grade B*. Pipa beroperasi pada tahun 2013 dengan tekanan 793.0 psig, temperatur 146^oF, kandungan air 14%, pH 4 dan kandungan CO₂ sebesar 15.90%. Komponen pipeline memiliki umur desain 15 tahun. Namun pada kenyataan di lapangan, kurang dari 3 tahun pipa sudah mengalami kegagalan berupa kebocoran dan keropos. Penelitian dimulai dengan pengamatan dengan visual, mikro dan makro, uji komposisi kimia, uji metallografi, uji hardness, uji SEM. Dari pengujian yang dilakukan, diharapkan diketahui faktor dan mekanisme dari kegagalan pipa gas Gr B A106. Hasil penelitian, didapatkan bahwa kegagalan dari pipa disebabkan oleh serangan korosi CO₂. Mekanismenya, berawal dari pit yang terbentuk secara lokal dan merambat kebagian lain sehingga terbentuk keropos. Dari hasil pengujian SEM, EDX dan XRD, terbentuk senyawa FeS dan FeCO₃ yang merupakan produk korosi dari pipa yang mengalami kegagalan.

Kata kunci: Pipa penyalur, analisa kegagalan, FeCO₃, korosi CO₂, ASTM A106 Gr.B Sch 80

1. PENDAHULUAN

Petrochina International Jabung merupakan KKKS (Kontraktor Kontrak Kerja Sama) dengan SKK Migas dan Dirjend Migas yang khusus bergerak dalam bidang eksplorasi dan produksi minyak dan gas alam. PetroChina banyak terlibat dalam aktivitas menyangkut dunia minyak dan gas di Afrika, Asia, Asia Tengah, Amerika dan Timur Tengah. Dalam bidang usahanya Petrochina selalu berurusan dengan proses produksi gas dan minyak bumi dimana masalah-masalah korosi pada peralatan kerja sampai kebocoran pipa sering dialami selama proses pengerjaan. Petrochina Company Limited (Petrochina) didirikan pada 5 November 1999 yang merupakan perusahaan patungan (*joint stock company*) dengan batasan berdasarkan hukum perusahaan dari Republik Rakyat China (RRC), sebagai bagian dari restrukturisasi China National Petroleum Corporation (CNPC). Di Petrochina Jabung Block, terdapat sumur gas dan oil. Dari tahun 2002-2016, sumur telah mengalami

pergantian dan penambahan pipa baru di kurun waktu tersebut. Dari jangka waktu pemasangan pipa baru sampai tahun 2016, didapatkan hasil bahwa ada pipa telah mengalami kerusakan dan kebocoran. Ditinjau dari kandungan CO₂ yang ada, sumur NEB#46 yang memiliki desain pakai 15 tahun, tetapi hanya mampu bertahan selama ± 3 tahun (20012-2015). Dari informasi kegagalan, dan pengumpulan data mengenai pipa di sumur NEB#46 tersebut, dilakukan penelitian mengenai analisa kegagalan material.

Permadi, (2012), melakukan penelitian dengan cara eksperimen di laboratorium. Material yang diteliti adalah material untuk pipa transportasi minyak yaitu baja BS 970. Lingkungan korosi dibuat dengan menggunakan larutan 3 NaCl dan dialiri dengan gas CO₂ secara kontinyu dengan nilai pH 6. Agar diperoleh data yang komprehensif eksperimen dilakukan pada 5 jangkauan temperatur masing-masing adalah 50 °C, 55 °C, 60 °C, 65 °C, dan 70 °C dan konsentrasi asam asetat 1000 ppm dan 2000 ppm. Dari penelitian yang telah

dilakukan diketahui bahwa produk korosi FeCO_3 telah mampu terbentuk walaupun dalam jumlah yang masih sedikit. FeCO_3 yang terbentuk semakin bertambah seiring dengan naiknya temperatur secara lokal dan merambat kebagian lain sehingga terbentuk keropos. Jika dilihat dari penampakan makronya, hampir 50% bagian dari tubing yang terserang. Hasil pengujian XRD, juga terbentuk senyawa FeS dan FeCO_3 yang merupakan produk korosi dari tubing yang mengalami kegagalan.

M. Fajar Sidiq, (2014), jenis pipa minyak bumi yang digunakan dalam penelitian ini adalah tipe ERW/API 5L X-42. Cara menghambat dan mengurangi laju korosi maka digunakan *inhibitor* korosi. *Inhibitor* yang digunakan adalah Natrium Asetat dengan tiga variasi konsentrasi yang berbeda. Hasil dari penelitian ini memperlihatkan bahwa *inhibitor* Natrium Asetat dengan konsentrasi 0,15% menghasilkan laju korosi yang paling rendah. Hal ini membuktikan bahwa *inhibitor* korosi mampu memperlambat laju korosi yang terjadi pada material dengan salah satu caranya yaitu membuat pasif permukaan logam.

Nendi Suhendi Syafei, (2015), *Stress Corrosion Cracking (SCC)* adalah peristiwa pembentukan dan perambatan retak dalam logam yang terjadi secara simultan antara tegangan yang bekerja pada bahan dengan lingkungan yang korosif. Dalam penelitian ini digunakan rumah sampel dengan spesimen tiga titik pembebanan untuk melihat perilaku korosi retak tegang pada pipa baja karbon di lingkungan gas H_2S kondisi jenuh CO_2 dalam larutan NaCl dan asam asetat. Dalam larutan NaCl tidak terjadi *Stress Corrosion Cracking* pada baja karbon dengan laju korosi minimum 0,071 mmpy dan laju korosi maksimum 0,092 mmpy. Pada larutan asam asetat terjadi *Stress Corrosion Cracking* untuk baja karbon dengan laju korosi 0,25 mmpy dan 0,29 mmpy.

C.H. Achebe, (2012), karya penelitian ini tentang analisis kegagalan pipa pada industri minyak dan gas wilayah Delta Niger di Nigeria, yang mana dilakukan untuk memastikan penyebab kegagalan ini. Menurut *Gas and Oil Pipeline Standarts (GOST)* dari Nigeria, masa operasi *pipeline* adalah 33 tahun tetapi dari hasil penelitian mengungkapkan bahwa 42% dari kegagalan disebabkan oleh imbas secara mekanis, 18% oleh korosi, kegiatan pihak ketiga menyumbang 24%, 10% melalui kesalahan operasional dan 6% oleh bencana alam. Selain menerapkan *cathodic protection* dengan baik, atau dengan anti korosif, diperkuat dengan *reinforced thermoplastic pipe (RTP)* tampaknya menjadi solusi terbaik, karena mampu menahan banyak faktor yang menyebabkan kegagalan.

Ruminski A, (2015), analisa kegagalan pada ASTM A106 pipa baja karbon dari komponen sistem pendingin air di stasiun tenaga nuklir. Pipa itu di isi dengan air demineralisasi dan dioperasikan pada suhu dibawah 40 °C. Bagian dari pipa yang gagal dan bagian yang tidak terjadi kebocoran diperiksa dengan *light optical microscopy, scanning electron microscopy, mass spectrometry a gas analyzing furnace and microhardness indenter* untuk memberikan data tentang mekanisme kegagalan dari material tersebut. Hasil penelitian menunjukkan bahwa terjadi kegagalan pada sepanjang

diameter luar pipa yaitu *inter granular stress corrosion cracking (SCC)*. Kegagalan terjadi di sekitar lasan di *Heat Affected Zone (HAZ)* dari pipa.

Tujuan dari penelitian ini adalah menganalisa dan mengevaluasi terjadinya kegagalan sambungan pipa carbon steel A106 Gr.B pada pipa penyalur gas di Sumur NEB#46.

2. METODOLOGI PENELITIAN

2.1 Data Operasional

Berkaitan dengan data awal dan informasi mengenai pipa ini maka ada beberapa data teknis mengenai pipa penyalur yang mengalami kegagalan, yaitu sebagai berikut:

- a. Jenis pipa : Pipeline Ø6" NEB #46
- b. Material : Ø6" Sch. 80, A106 Gr. B
- c. Desain temperatur operasi : 200 °F
- d. Desain tekanan operasi pipa : 1350 Psig
- e. Umur operasi : 21 bulan (14 Feb 2014 – 7 Nov 2015)
- f. Service : Raw gas
- g. Tekanan operasi : 800 Psig
- h. Temperatur operasi : 146 °F

2.2 Visual Inspeksi

Sampel material pipa yang digunakan dalam penelitian ini adalah sampel material pipa yang digunakan pada *pipeline* NEB#46 yang mengalirkan minyak bumi dari sumur ke unit proses *Betara Gas Plant (BGP)*. Sampel material sebelum dikirim ke laboratorium, dilakukan visual inspeksi dan pengukuran dimensi yang mana hasilnya nanti akan digunakan sebagai pendukung untuk *mechanical test* di laboratorium.

2.3 Uji Kekerasan

Uji kekerasan pada material sampel dengan dengan mesin uji kekerasan mikro Vickers. Uji ini untuk mengetahui kekerasan dari sampel uji. Sampel uji sesuai dengan standar ASTM E384.

2.4 Pengujian Komposisi Kimia

Emission spectrometer adalah alat untuk mengukur komposisi kimia dari material yang gagal. Uji komposisi kimia dilakukan untuk mengetahui komposisi kimia dari material uji.

2.5 Pengamatan Struktur Mikro dan Makro

Pemeriksaan makroskopik dan mikroskopik dilakukan pada pengelasan untuk menilai kualitas pada permukaan yang retak/patah, berkorelasi karakteristik permukaan dengan mekanisme kegagalan atau kondisi pembebanan. Pengamatan struktur mikro dan makro dengan menggunakan mikroskop optik logam Olympus dan cairan etsa yang digunakan berupa larutan nital (propanol + 5% HNO_3).

2.6 Pengujian SEM (Scanning Electron Microscope), EDX, dan XRD

Scanning Electron Microscope (SEM) adalah jenis mikroskop elektron yang menggambarkan spesimen dengan memindainya menggunakan sinar elektron berenergi tinggi dalam pengamatan dan polanya. Elektron berinteraksi dengan atom-atom sehingga spesimen menghasilkan sinyal yang mengandung informasi tentang topografi permukaan spesimen, komposisi, dan karakteristik lainnya seperti konduktivitas listrik.

3. HASIL DAN PEMBAHASAN

3.1 Hasil Sampel Gas

Hasil pengujian sampel gas yang diambil dari Sumur NEB#46 adalah sebagai berikut seperti tabel 1, dibawah:

Tabel 1. Hasil laboratorium kandungan CO₂ pada gas NEB #46

Sampling Date	CO ₂ %	Temperature °F	Watercut %	Pressure Psig	pH
Friday, February 14, 2014	13.13	95	9	785	5.2
Oktober 05, 2014	14.71	136	10	789	5.3
Tuesday, July 21, 2015	14.45	140	12	791	4.3
Oktober 05, 2015	15.9	146	14	793	4

Sumber: Analisa laboratorium

3.2 Visual Inspeksi

Dari hasil visual dari bagian luar sampel pipa yang diindikasikan bocor posisi dekat dengan area pengelasan, serta di dalam komponen pipa bagian dalam ditunjukkan adanya pengikisan (*erosion*) pada area pengelasan yang disebabkan adanya pengaliran (*service*) dari gas alam dan terdapat takik *significant* yang menjadi penyebab berkurangnya ketebalan material tersebut. Lokasi pengukuran dan pengamatan seperti ditunjukkan pada Gambar 1 dan Gambar 2. Adapun hasil dari pengukuran sampel tersebut adalah sebagai berikut :

1. Diameter luar dari pipa adalah 118 mm,
2. Ketebalan pipa di area yang mengalami bocor ialah 1.39 – 5.6 mm,
3. Ketebalan pipa di area induk material dekat dengan area lasan adalah 6.3 – 9.0 mm.

Pada Gambar 2, terlihat bahwa baja tersebut mengalami korosi *uniform* yang tersebar merata di sekeliling material bagian dalam pipa, ini disebabkan adanya reaksi kimia serta tekanan gas yang bervariasi yang menyebabkan terjadinya kegagalan material tersebut.

Bentuk kegagalan yang seperti coakan tersebut menandakan bahwa hal ini terjadi karena pengaruh dari aliran gas khususnya pada daerah jam 12 yang menjadikan korosi erosi terjadi. Arah coakan ini terjadi karena serangan lokal gas yang mengandung CO₂ yang semakin meningkat, sehingga akan terjadi CO₂ *corrosion* dan terjadi reaksi FeCO₃. Program inspeksi dengan *ultrasonic test* pada jalur *pipeline* dapat dilakukan sekali dalam enam bulan sehingga kegagalan dapat diidentifikasi sedini mungkin atau program *pipeline maintenance integrity* dilakukan oleh *Maintenance*

Department. Alternatif lain dengan pemasangan *safety device* yang berupa *fire alarm* atau *smoke detector* di lokasi sumur NEB#46 yang terkoneksi dengan BGP CCR (*central control room*) sehingga kalau ada indikasi kebocoran sumur tersebut dapat di *shutdown* dari BGP CCR melalui *control valve* yang terpasang.



Gambar 1. Lokasi pipa yang mengalami kebocoran



Gambar 2. Potongan sampel pipa bocor yang masih utuh

3.3 Hasil Uji Kekerasan

Pengujian kekerasan sampel material dengan menggunakan alat uji mikro Vickers, dengan posisi pengujian seperti tampak pada Gambar 3, di bawah.

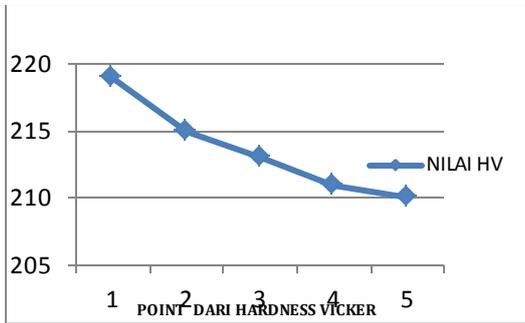


Gambar 3. Lokasi *hardness test* pada area retakan

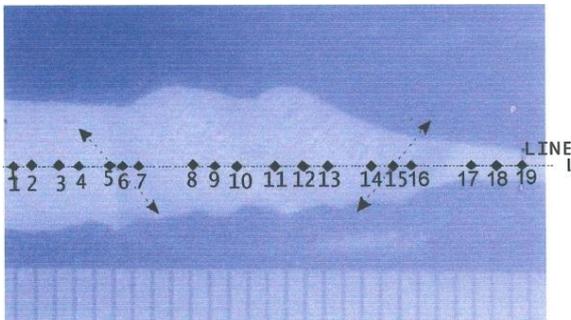
Hasil pengujian kekerasan mikro Vickers pada titik-titik seperti Gambar 3, di atas dapat dilihat pada Gambar 4.

Gambar 4, menunjukkan hasil uji kekerasan di ujung retak area mempunyai kekerasan yang lebih tinggi, selanjutnya korosi mudah menyerang, karena area tersebut bersifat anode. Di area ini juga mudah terjadi erosi karena aliran gas, yang mempunyai kekerasan lebih tinggi dari tempat yang lain. Sebagai catatan gas hydrocarbon yang mempunyai kandungan carbon dioxide mempunyai sifat erosi terhadap material. Selain

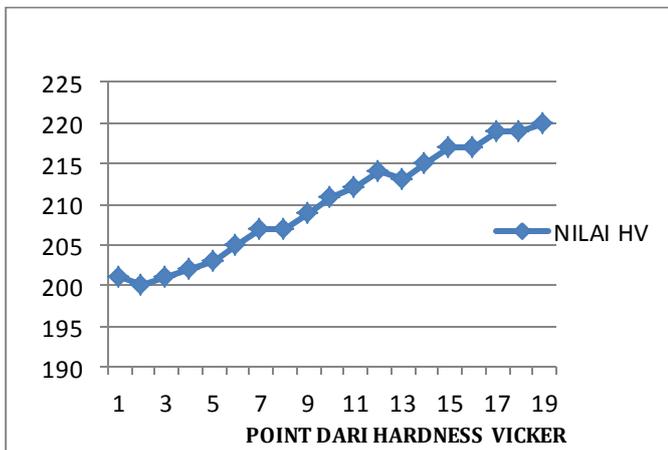
itu diadakan pengukuran hardness test pada area tebal dan tipis dari material sampel seperti terlihat pada Gambar 5. Sedangkan hasil uji kekerasan pada titik-titik tersebut adalah seperti terlihat pada Gambar 6.



Gambar 4. Nilai kekerasan mikro Vickers pada sekitar area retakan



Gambar 5. Lokasi hardness test pada area tebal ke tipis material



Gambar 6. Nilai kekerasan mikro Vickers pada sekitar area tebal ke tipis material

Gambar 6, menunjukkan bahwa distribusi kekerasan pada material spesimen A106 grade B dari titik 1 ke titik 19, memiliki tren kekerasan yang bervariasi. Hasil uji kekerasan tersebut menunjukkan hasil yang semakin besar, artinya kekerasan dari material pipa tersebut semakin tinggi dari material tebal menuju ke area material yang tipis. Sehingga lama-kelamaan dikarenakan adanya aliran dan tekanan dari gas

menyebabkan erosi dan terjadilah kegagalan dari material pipa tersebut.

3.4. Hasil Uji Komposisi Kimia

Hasil pengujian komposisi kimia dibandingkan dengan standar, terlihat bahwa material tersebut masih masuk kedalam spesifikasi material A106 Grade B, sedangkan untuk pengujian komposisi kimia daerah lasan memperlihatkan bahwa kandungan karbon yang terkandung dalam logam induk (0.3 %C max) lebih besar dari pada kandungan karbon dilasan yaitu 0.134 %C. Hal ini memperlihatkan indikasi yang tidak signifikan untuk terjadinya korosi galvanik, karena keduanya masih masuk kedalam spesifikasi material yang sama yaitu A106 Grade B. Begitu pula jika dilihat pada unsur paduan yang lain seperti Silikon (Si), Mangan (Mn), Sulfur (S), Pospor (P), Molibdenum (Mo), dan lain-lain. Kesemua unsur paduan tersebut tidak memperlihatkan adanya perbedaan yang signifikan. Karena berdasarkan hasil komposisi kimia ini kecenderungan untuk terjadinya korosi galvanik tidak mungkin akan terjadi dan lebih cenderung terjadi *CO₂ corrosion*. Hasil uji komposisi kimia dapat dilihat pada Tabel 2.

Tabel 2. Hasil pengujian komposisi kimia dengan spectrometri

Spec A106 Gr B		Hasil Spektrometri	
Unsur	Persen (%)	Unsur	Persen (%)
C	Max 0.30	C	0.185
Mn	0.29 - 1.06	Mn	0.552
P	Max 0.035	P	0.009
S	Max 0.035	S	0.001
Si	Min 0.10	Si	0.218
Cr	Max 0.40	Cr	0.002
Cu	Max 0.40	Cu	0.003
Mo	Max 0.15	Mo	0.001
Ni	Max 0.40	Ni	0.007
Va	Max 0.08	Va	0.001
		Fe	Balance

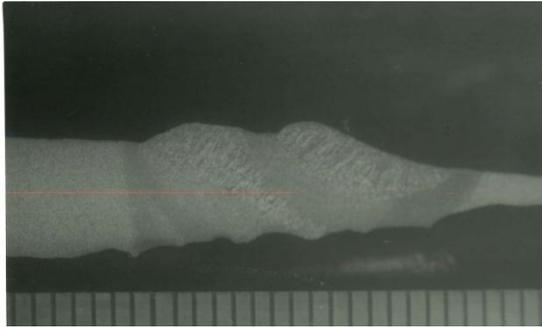
Sumber: Analisa laboratorium

3.5. Pengamatan Struktur Mikro dan Makro

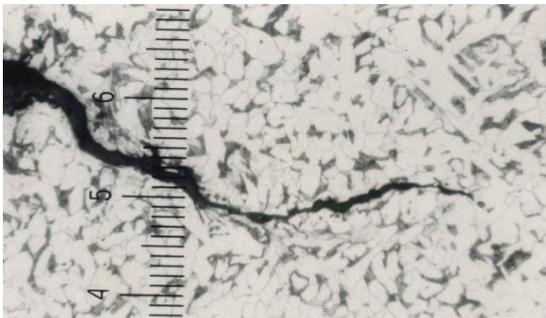
Dari hasil uji makroskopik terlihat ada indikasi erosi, dikarenakan dari operasi gas pada jalur pipa tersebut yang mengandung unsur-unsur erosi signifikan seperti *carbon dioxide* dan *hydrocarbon*. Ini dapat dilihat pada Gambar 7, di mana unsur-unsur tersebut dapat membuat material keras dan rapuh pada pipa *low carbon steel*.

Dilihat dari aspek mikroskopik dan sudut pandang kondisi dari struktur mikro, keretakan pipa terjadi dikarenakan perlakuan secara proses dan fisika. Kerusakan dan keretakan pada material pipa karena komposisi strukturnya berupa bainite yang memiliki

sifat rapuh. Area korosi dapat terjadi karena korosi yang didukung adanya unsur-unsur korosi seperti kloride dan sulfur, seperti pada Gambar 8.



Gambar 7. Foto makro pada area lasan pipa

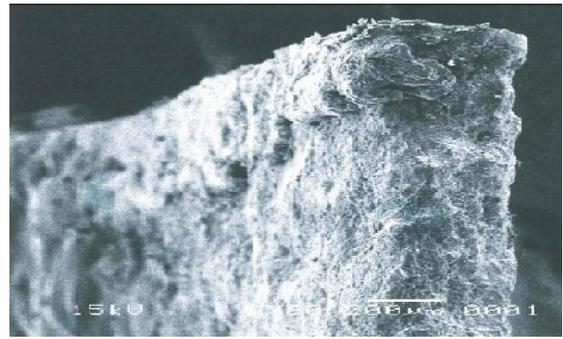


Gambar 8. Foto mikro pada area keretakan pipa (125X)

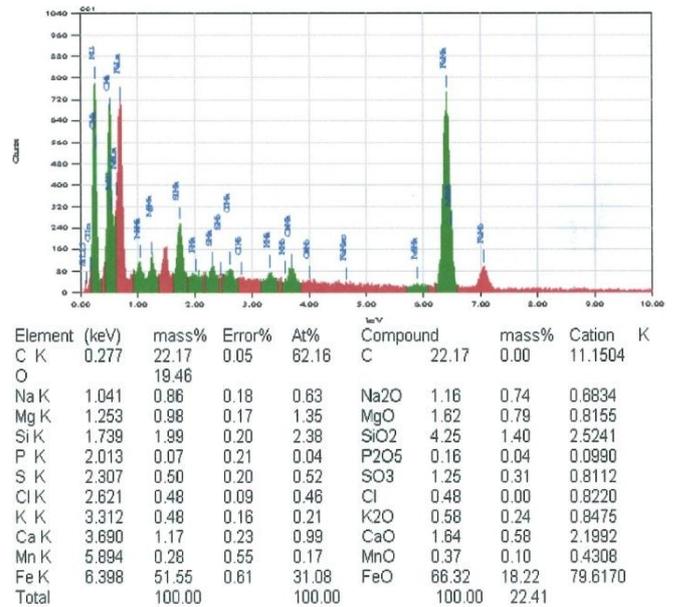
3.6. Hasil Foto SEM (Scanning Electron icroscopic), EDX (Energy Dispersive X-ray) & XRD

Dari hasil SEM test terdapat indikasi skala yang nyata, skala tersebut mempunyai sifat yang menyerap sehingga unsur-unsur korosif dan mudah terserap. Hasil foto SEM, EDX dan XRD dapat dilihat pada Gambar 9, 10 dan 11, berikut.

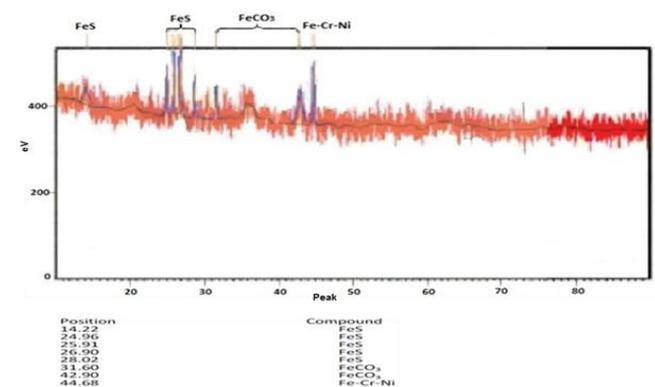
Menurut analisa SEM dan EDX lebih terfokus pada grafik skalanya, untuk mengidentifikasi tipe dan sifatnya. Pada grafik skala tersebut mengindikasikan sifat kekerasan dari material seperti kandungan *silica* (1,99%) dan *iron oxide* (51,55%), meskipun mempunyai sifat keras tetapi material tersebut masih mempunyai sifat menyerap. Sehingga kedua unsur tersebut merupakan pemicu terjadinya korosi. Terlihat juga hasil dari grafik skala adanya unsur *kloride* dan *sulfur* yang merupakan unsur korosif dan unsur-unsur tersebut merupakan pemicu terjadinya korosi. Pada pengujian XRD menunjukkan adanya senyawa $FeCO_3$ yang merupakan produk korosi penyebab terjadinya kegagalan pada pipa tersebut. Sedangkan untuk proses reaksi kimianya $Fe + H_2O + CO_2 \implies FeCO_3 + H_2$ yang menerangkan proses terjadinya korosi CO_2 (*sweet corrosion*).



Gambar 9. Foto SEM pada sekitar patahan (2000X)



Gambar 10. Komposisi kimia sampel uji berdasarkan uji SEM dan EDX



Gambar 11. Hasil pengujian sampel dengan X-Ray Diffraction (XRD)

4. KESIMPULAN

Hasil analisa kegagalan pada pipa \varnothing 6" yang mengalirkan gas alam di NEB #46 PetroChina International Jabung Ltd dan berdasarkan data penelitian dari masalah yang pernah terjadi sebelumnya, maka dapat disimpulkan bahwa :

1. Jenis material pipa yang digunakan sebagai pipa penyalur (*pipeline*) memiliki spesifikasi A106 Grade B.

2. Faktor-faktor yang menyebabkan kegagalan pada pipa gas A106 Grade B pada Sumur NEB#46 yaitu adanya korosi CO₂ (*sweet corrosion*) yang menyerang pada *pipeline*. Hal ini didukung dengan adanya hasil reaksi korosi berupa FeCO₃.
3. Korosi pada sistem perpipaan minyak dan gas tergantung pada faktor yang berperan yaitu :
 - a. Suhu tinggi 146 °F (63,3 °C) dan tekanan operasi yang tinggi 793 Psig.
 - b. Prosentase gas CO₂ adalah 15,90%.
 - c. Kandungan atau komposisi air 14% dan pH 4 lebih rendah dari sebelumnya
 - d. Jenis fluida dalam pipa seperti minyak mentah, gas alam, *condensate, ethane, propane, butane* dan *methane*.

5. DAFTAR PUSTAKA

- Achebe, C.H.T. (2012), *Analysis of pipeline failures in the Oil and Gas industries in the Niger Delta Area of Nigeria*. *Journal of IMECS Hongkong Volume II March*, (pp 14-16).
- Gerardo Zavala Olivares. (2015), *Corrosion pipeline transportation hydrocarbon condensed product, obtained from a high pressure separator system a failure analysis study*. *Journal of Instituto Mexicano Del Petroleo*.
- Gyu Young Lee. (2009), *Assessment of the sulfide corrosion fatigue strength for a multi-pass welded A106 Gr B steel pipe below the low SSCC limit : Manuscript received March 17, 2009, Revised September 1, 2009, Accepted September 11, 2009*
- Hamada, M. F., Zewail, T. M. (2014). *Study of corrosion behaviour of A106 carbon steel absorber for CO₂ removal in amine promoted hot potassium carbonate solution (Benfield solution)*. *Journal of Corrosion Engineering, Science and Technology Volume 49 No.3*.
- Fajar Sidiq, M. (2014). Pengaruh inhibitor korosi terhadap laju korosi internal pipa. *Jurnal Teknik Kimia volume 9 No. 2*.
- Petrochina International Jabung. (2016). JII Pipeline Project Jambi.
- Permadi. (2012). Pengaruh konsentrasi asam asetat terhadap temperatur kritis pembentukan lapisan film FeCO₃ pada korosi CO₂. Tesis Teknik Kimia. Jakarta: Universitas Indonesia.
- Supomo, H. (2007). Diktat Kuliah Korosi. Jurusan Teknik Perkapalan. Semarang: Universitas Diponegoro.
- Sofyan Yusuf. (2008). Laju korosi pipa baja karbon A106 sebagai fungsi temperatur dan konsentrasi NaCl pada fluida yang tersaturasi gas CO₂. Tesis Teknik Industri. Medan: Universitas Sumatra Utara.