

MODIFIKASI METODE MUHLBAUER UNTUK PEMETAAN RISIKO KOROSI SEMI-KUANTITATIF PADA PIPA PENYALUR GAS

Ekha Panji Syuryana^{1,*}, Bambang Widyanto², Bagus Budiwantoro³

^{1,3}Prodi Teknik Mesin, FTMD, ITB, Jl. Ganesa No.10, Bandung, Jawa Barat, Indonesia

²Prodi Teknik Material, FTMD, ITB, Jl. Ganesa No.10, Bandung, Jawa Barat, Indonesia

[*epanji.syuryana@students.itb.ac.id](mailto:epanji.syuryana@students.itb.ac.id)

Abstrak

Kondisi lingkungan yang beragam menjadikan sistem transportasi gas alam dari sumber gas menuju pengguna menjadi memiliki berbagai jenis bahaya yang dapat menurunkan integritas pipa. Kondisi kelas lokasi sepanjang ROW (*right of way*) pipa terus mengalami perubahan dari kondisi desain awal, seperti meluasnya daerah pemukiman dan perluasan area industri. Beberapa pipa gas eksisting telah dioperasikan selama lebih dari 25 atau 30 tahun dan masih beroperasi hingga sekarang dan mengalami perusakan akibat korosi. Dengan kondisi itu, banyak lokasi di sepanjang ROW pipa gas sekarang termasuk dalam klasifikasi HCA (*high consequence area*).

Operator pipa difokuskan untuk pengembangan CRM (*corrosion risk mapping*) untuk meningkatkan integritas untuk jaringan pipa. Selanjutnya pipa diinspeksi dengan ILI (*in-line inspection*) atau *intelligent pigging* menggunakan peralatan MFL (*magnetic flux leakage*) dan alat pemetaan topografi atau *gyroscopic* (XYZ). ROW dimonitoring dengan CIPS (*closed-interval potential survey*) dan/atau PCM (*pipe current meter*), untuk pipa *offshore* menggunakan ROV (*remotely operated vehicle*). Inspeksi external langsung dengan LRUT (*long range ultrasonic*). Inspeksi internal dilakukan dengan kupon korosi dan/atau ER (*electric resistance probe*) dan kromatografi gas. Data output inspeksi dan monitoring umumnya dianalisis secara terpisah, dan tidak memberikan hasil yang terintegrasi. Dengan menggunakan CRM untuk detail masalah korosi sebagai bagian dari asesmen risiko dan *pipeline integrity management system* (PIMS) dengan analisis spesifik sesuai dengan metode ECDA (*external corrosion direct assessment*) dan DG-ICDA (*dry gas-internal corrosion direct assessment*), dan dilengkapi analisis lanjut dengan perkiraan kekuatan sisa dan FFS (*fitness for services*), wilayah atau zonasi pipa ini dibagi menjadi spesifik batas dengan metode segmentasi dinamik tergantung pada kondisi lingkungan (atmosfir, tanah, dan fluida), material, *coating*, *anomaly*, dan proteksi katodik.

Metode CRM yang dilakukan pada studi kasus pipa penyalur *offshore* 28 in x 360 km dan pipa penyalur *onshore* 28 in x 55 km. Hasil analisis menunjukkan parameter detail setiap data inspeksi dan tingkat risiko yang direpresentasikan dalam peta segmentasi dinamik berupa GIS (*geographic information system*). CRM akan mempermudah manajemen korosi, monitoring, dan inspeksi. Data ILI menunjukkan laju korosi tertinggi pada pipa *offshore* 9,474 mpy, dan pada pipa *onshore* 7,895 mpy. Rangka CRM pada pipa *offshore* adalah 2C dan 3C, pada pipa *onshore* adalah 2C, 2D, 3C, dan 4C. Hasil ECDA memperkirakan umur teknis pipa *offshore* terendah 54 tahun dan pipa *onshore* terendah 69 tahun. Dengan perkiraan kekuatan sisa berdasarkan ASME B31G terendah untuk pipa *offshore* 1577 psi dan pipa *onshore* 1074 psi. Sedangkan hasil FFS terendah untuk pipa *offshore* 2972 psi dan pipa *onshore* 653 psi, pipa *offshore* dioperasikan pada 1085 psi, dan pipa *onshore* dioperasikan pada 553 psi. Hasil analisis DG-ICDA untuk pipa *offshore* memiliki sudut kritis terkecil 2,4 derajat, untuk pipa *onshore* 2,06 derajat, dengan inklinasi aktual pada contoh pipa *onshore* 1,557 derajat. Interval ILI berdasarkan interpolasi ASME B31.8S adalah 8 tahun dengan rekomendasi untuk pipa *offshore* interval 5 tahun.

Kata kunci: pipa penyalur gas, *risk assessment*, ILI, MFL, ICDA, ECDA, PIMS, FFS, ROW, GIS.

Pendahuluan

Berdasarkan keputusan Menteri energi dan sumber daya mineral No.0225 K/11/MEM/2010 [1], tentang rencana induk jaringan transmisi dan distribusi gas bumi nasional tahun 2010-2025 Indonesia akan membangun jaringan pipa penyalur gas yang baru dan hal ini memerlukan perancangan yang memenuhi kriteria. Perancangan pipa baru tersebut perlu memperhatikan faktor korosi yang sering muncul pada beberapa contoh pipa penyalur gas eksisting. Hal ini perlu didukung dengan terjaganya integritas pipa penyalur gas dan fasilitas pendukungnya agar sistem penyaluran gas alam tidak mengalami gangguan dan risiko yang tidak terkendali. Permasalahan yang timbul dan tidak sesuai dari kondisi desain awal adalah kondisi material pipa, lingkungan, demografi, dan operasi. Peningkatan jumlah penduduk, pertumbuhan industri, dan penyalahgunaan jalur pipa atau ROW (*right of way*) adalah contoh perubahan kondisi demografi di jalur pipa.

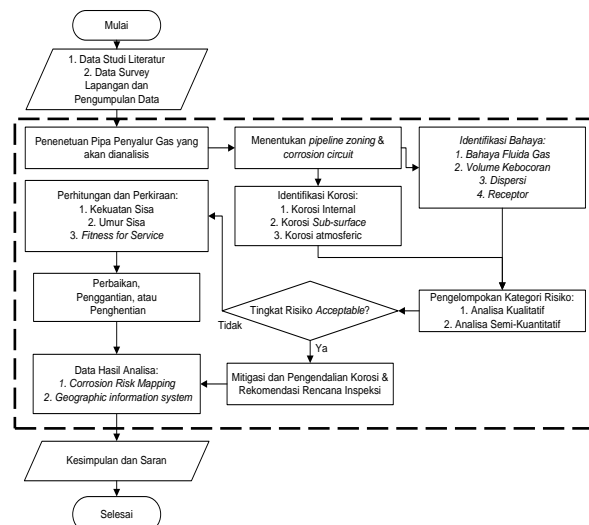
Kondisi risiko tersebut akan mempegaruhi integritas pipa penyalur. Gambar 1 berikut menunjukkan kondisi katup pengaman pipa penyalur 28 in PG-II yang dioperasikan oleh Perusahaan “PT. X” yang telah beroperasi 23 tahun dan integritasnya cukup baik.



Gambar 1. Sistem katup pengaman pada pipa penyalur gas “PG-II” [8].

Metodologi

Metodologi yang dilakukan dalam penelitian dan kajian ini ditunjukkan pada diagram alir pada Gambar 2 berikut ini.

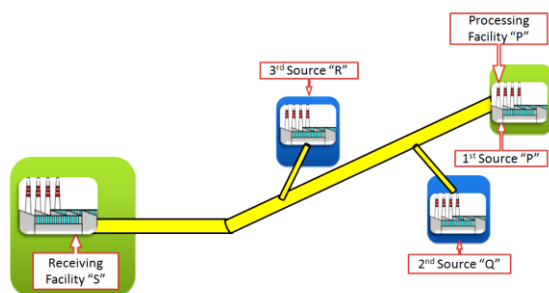


Gambar 2. Diagram Alir Metodologi Penelitian.

Penelitian ini dilakukan dengan (1) studi literatur; (2) survey jalur pipa dan pengumpulan data terkait seperti data desain, operasi, material, spesifikasi, inspeksi, gas kromatografi, data geografik jalur pipa, dan data historis pipa penyalur; (3) pembuatan pemetaan risiko korosi dilakukan dengan menentukan contoh pipa penyalur dan segmentasi dinamik, identifikasi anomaly berdasarkan data inspeksi, identifikasi bahaya dan komposisi gas dengan data kromatografi gas, melakukan tabulasi data, analisis kualitatif dan semi-kuantitatif; (4) perhitungan kekuatan dan umur sisa, serta asesmen korosi internal dan eksternal. (5) penentuan operasi, perawatan, dan perbaikan yang direkomendasikan pada pipa penyalur; (6) menentukan kekuatan sisa dan beberapa pertimbangan untuk saran pada perancangan desain atau CBDA (*corrosion based design analysis*) untuk pipa baru di Indonesia.

Corrosion Risk Mapping (CRM)

CRM akan dilakukan pada pipa penyalur *offshore* dengan diameter 28 inch ini melakukan penyaluran gas alam dengan tekanan operasi laju alir sebesar 7,731 MMSCFD (*Million standard cubic feet of gas per day*) pada tekanan operasi 911,32 psi dan temperatur operasi 85 F (29,44 °C) dari fasilitas pemrosesan di Pulau “P” yang berada di tengah lautan, dari titik KP (*kilometer point*) 0 sampai KP 138, lalu mendapat tambahan dari eksplorasi *offshore* “Q” sebesar 268,345 MMSCFD pada tekanan operasi 1085 psi dan temperatur operasi 85 F (29,44 °C) dari KP 138 sampai KP 218, dan mendapat tambahan kembali sebesar 51,323 MMSCFD dan 17,342 MMSCFD pada tekanan operasi 870 psi dan temperatur operasi 65 F (18,33 °C) dari eksplorasi *offshore* “R” pada KP 218 sampai KP 360 hingga menuju ke daratan Pulau “S” dengan diterima di fasilitas penerima untuk proses dehidrasi gas dengan panjang pipa keseluruhan 360 km dan total laju alir sebesar 344,343 MMSCFD. Skema pengaliran ditunjukkan pada Gambar 3 dibawah ini.



Gambar 3. Skema penyaluran gas pada pipa penyalur *offshore* “PG-I” (pandangan atas).

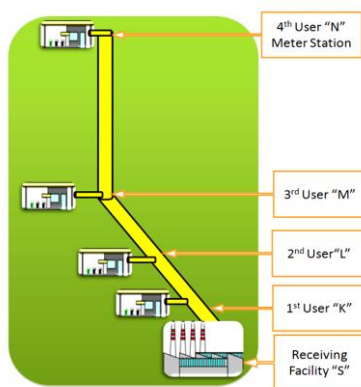
Pipa penyalur *offshore* 28 inch yang dikonstruksi pada tahun 1993 didesain untuk tekanan 2000 psi dan temperatur 100 F (37,78 °C). Material pipa yang digunakan adalah API 5L X65 yang memiliki SMYS (*specified minimum yield strength*) sebesar 65,000 psi dan SMTS (*specified minimum tensile strength*) sebesar 77,000 psi. Pipa ini

memiliki dua ketebalan, dari Fasilitas Pemrosesan KP 0 – KP 9 ketebalan pipa (WT) 0,750 inch (19,0 mm) dengan spesifikasi detail O.D. 28,25 inch (717,5 mm) dan I.D. 26,75 inch (679,5 mm), dan KP 9 – KP 351 ketebalan pipa (WT) 0,625 inch (15,875 mm) dengan spesifikasi detail O.D. 28 inch (711,2 mm) dan I.D. 26,75 inch (679,5 mm) dan *Corrosion Allowance* desain 0,118 inch (3 mm) yang diperkirakan mampu memenuhi kebutuhan sesuai dengan umur desain 30 tahun pada kelas lokasi desain *class-1 Div.1*. Proteksi eksternal menggunakan *coating asphalt enamel* (AE) dengan ketebalan 500 *micron* diperkuat dengan menggunakan *fiberglass reinforcement* dan *concrete coating* (CWC), pada bagian *field joint coating* menggunakan *servowrap tape* dan *mastic filler*. Bagian internal pipa dilapisi dengan menggunakan lapisan tipis *epoxy paint anti corrosion coating* dengan ketebalan minimum 1,6 mil atau 40 *micron* DFT (*dry film thickness*) untuk proses *shipping* dan proteksi instalasi pipa *offshore coating* internal diaplikasikan *powdered epoxy resin* 300 *micron* DFT.

Pipa penyalur *onshore* dengan diameter 28 inch ini melakukan penyaluran gas alam dengan laju alir sebesar 344,742 MMSCFD (*Million standard cubic feet of gas per day*) dari fasilitas penerima di Pulau “S” di daratan, lalu dialirkan ke pengguna “K” sebesar 33,806 MMSCFD pada KP 26, pengguna “L” sebesar 0,846 MMSCFD pada KP 29, pengguna “M” sebesar 11,921 MMSCFD dan 29,489 MMSCFD di KP 49, dan pengguna “N” sebesar 11,824 MMSCFD di KP 55, panjang pipa keseluruhan 55 km dan total laju alir sisa sebesar 256,854 MMSCFD pada Stasiun Metering “N”. Skema pengaliran pipa penyalur *onshore* “PG-II” ditunjukkan pada Gambar 4 di bawah ini.

Pipa penyalur *onshore* 28 inch yang dikonstruksi pada tahun 1993 didesain untuk tekanan 1000 psi dan temperatur 100

F (37,78 °C). Material pipa yang digunakan adalah API 5L X65 yang memiliki SMYS sebesar 65,000 psi dan SMYS sebesar 77,000 psi. Pipa ini memiliki ketebalan WT 0,5 inch (12,7mm) untuk ruas KP 0+0 sampai KP 15+5 dan WT 0,438 inch (11,125 mm) untuk ruas KP 15+5 sampai KP 55. *Corrosion Allowance* desain 0,118 inch (3 mm) yang diperkirakan mampu memenuhi kebutuhan sesuai dengan umur desain 30 tahun pada kelas lokasi desain *class-3*.



Gambar 4. Skema penyaluran gas pada pipa *onshore* "PG-II" (pandangan atas).

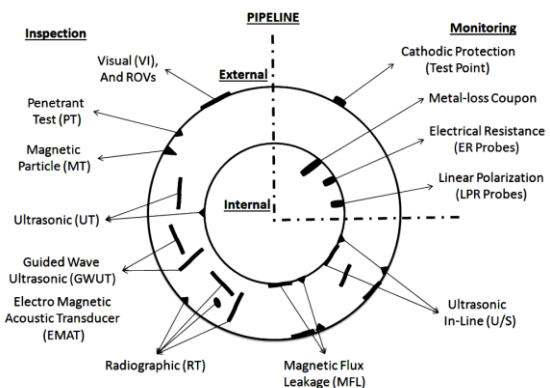
Data inspeksi pipa penyalur merupakan input utama dalam proses analisis risiko dan pemetaan risiko korosi. Beberapa data terkait pengukuran langsung dan tidak langsung dapat diolah menjadi basis data untuk pemetaan risiko korosi yang diperlukan untuk analisis yang lebih lanjut seperti analisis laju korosi, analisis kekuatan sisa, dan menentukan interval inspeksi selanjutnya.

Klasifikasi data dilakukan untuk pipa penyalur *offshore* dan *onshore* untuk mempermudah proses pemilahan data. Selanjutnya data dikelompokkan berdasarkan jenis inspeksi dan monitoring yang dilakukan seperti data analisis kromatografi gas, data monitoring proteksi katodik, data *in-line inspection* data inspeksi visual (ROV untuk *offshore* atau *Bellhole* untuk *onshore* seperti yang ditunjukkan pada Gambar 5.



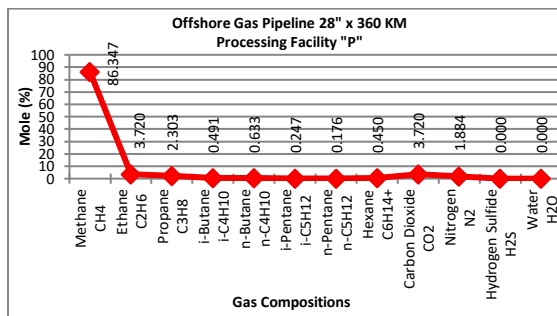
Gambar 5. (kiri) Pengamatan kondisi *coating* dengan ROV monitoring pada pipa *offshore*. (kanan) Instalasi dan persiapan inspeksi *bellhole* dan LRUT pada pipa penyalur "PG-I" di lokasi *landfall* pipa *offshore* [8].

Pada Gambar 6 berikut ditunjukkan beberapa jenis inspeksi pipa penyalur untuk basis data inspeksi yang diklasifikasikan untuk proses PIMS dan CRM yang dikembangkan dalam penelitian ini.



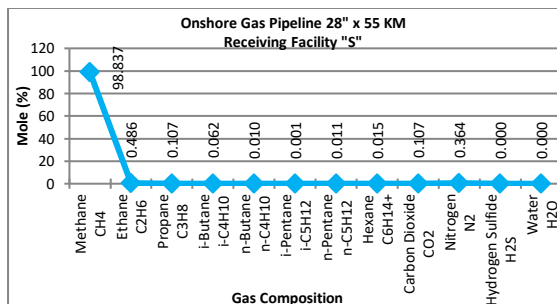
Gambar 6. Metode inspeksi dan monitoring pada pipa penyalur.

Analisis yang dilakukan pada contoh gas yang dialirkan melalui pipa penyalur ini menghasilkan *output* persen mol *methane* (CH₄) memiliki persentase tertinggi sebesar 86,347 % mol, hal ini menunjukkan bahwa karakter gas yang berasal dari sumber di pulau "P" memiliki karakter yang hampir mendekati *wet gas*, dimana batas kriteria *wet gas* adalah memiliki kandungan *methane* < 85 %. Gas yang disalurkan memiliki kandungan *impurities* karbon dioksida 3,720 % mol dengan komposisi umum gas pada Gambar 7 berikut ini.



Gambar 7. Hasil kromatografi gas pada pipa penyalur *offshore* “PG-I” dari sumber gas fasilitas proses “P”.

Analisis yang dilakukan pada contoh gas yang dialirkan melalui pipa penyalur ini menghasilkan output persen mol *methane* (CH₄) memiliki persentase tertinggi sebesar 98,837% mol, hal ini menunjukkan bahwa karakter gas yang diterima pada stasiun penerima “S” memiliki karakter yang sangat baik dan kering, gas yang disalurkan masih memiliki kandungan *impurities* karbon dioksida sisa sebesar 0,107% mol dengan komposisi gas pada Gambar 8 berikut.

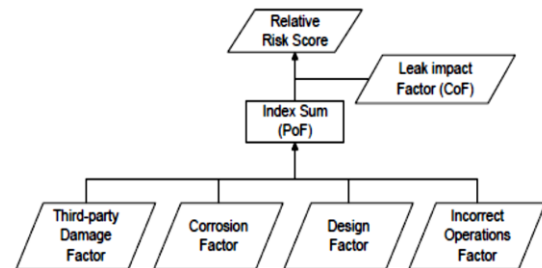


Gambar 8. Hasil kromatografi gas pada pipa penyalur *onshore* “PG-II” di stasiun penerima “S”.

Menurut Muhlbauer^[2] secara difinitif analisis risiko terdiri dari probabilitas dan konsekuensi kebocoran pipa. Faktor yang berpengaruh terhadap perhitungan kemungkinan kebocoran pipa adalah sebagai berikut: (a) Faktor pihak ketiga; (b) Faktor korosi; (c) Faktor perancangan; (d) Faktor ketidaksesuaian operasi.

Setiap faktor kalkulasi menggunakan nilai relatif dan total probabilitas kebocoran merupakan jumlah dari faktor-faktor

tersebut. Faktor yang menentukan perhitungan konsekuensi kebocoran adalah sebagai berikut: (a) *Product hazard*; (b) Volume kebocoran; (c) Dispersi; (d) *Receptor*. Diagram alir metodologi analisis risiko ditunjukkan pada Gambar 9 berikut ini.

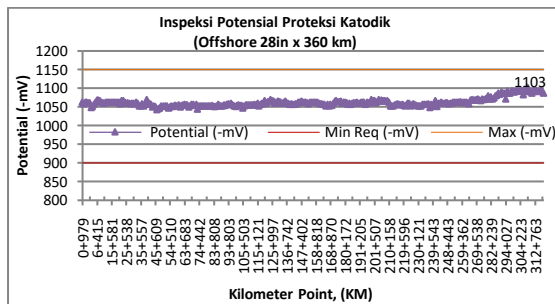


Gambar 9. Penilaian relatif dan faktor-faktor analisis asesmen risiko^[2].

Corrosion Circuit menurut Hodges dkk.^[3] adalah suatu sistem dari beberapa komponen yang dikonstruksi dari spesifikasi material yang sama sebagai subjek dalam proses dan kondisi operasi yang sama. Untuk penerapan model *corrosion circuit* ini jika dalam suatu fasilitas proses seperti perpipaan di stasiun kompresor, maka pembatasan *corrosion circuit* ini dapat dilakukan dengan parameter material, proses, fluida, atau operasi yang terjadi. Penerapan pada pipa penyalur, model *corrosion circuit* akan diterapkan berdasarkan pertimbangan jenis dan resistivitas lingkungan sepanjang jalur pipa dan beberapa kondisi perubahan efek korosi, yang diolah dari data survey lapangan^[8] untuk dijadikan acuan untuk perhitungan asesmen risiko, dan analisis perhitungan untuk CRM.

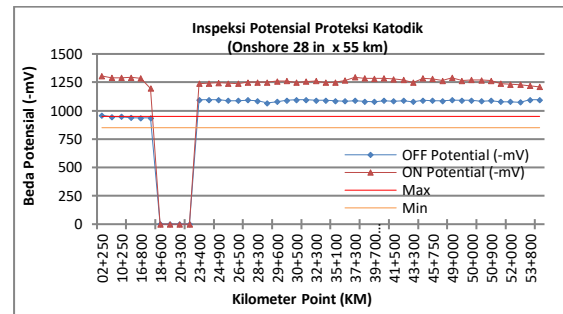
Berdasarkan data inspeksi, setelah beroperasi 23 tahun anoda korban akan mengalami penurunan potensial proteksi dan berat akibat adanya arus proteksi yang dialirkan kepada pipa yang dilindungi. Berdasarkan pengukuran pada anoda ini potensial proteksi masih menunjukkan kisaran 1042 –mV hingga 1103 –mV, hal ini menunjukkan performa anoda masih relative baik karena masih di atas minimum

900 –mV dan hingga rentang 1050 –mV jika melebihi 1150 –mV maka menjadi “over-protection” menurut DNV RP B401 *Cathodic Protection Design*, 2010, Bagian 5.4.2. Hasil pengukuran potensial yang diolah dari data monitoring proteksi katodik^[8] ditunjukkan pada Gambar 10 berikut.



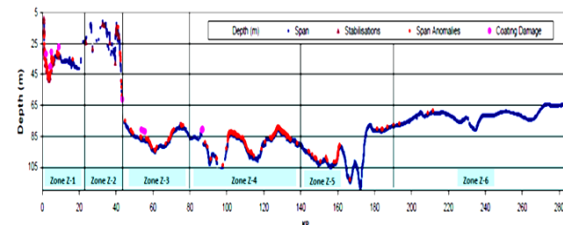
Gambar 10. Grafik potensial proteksi katodik pada pipa penyalur gas offshore “PG-I”.

Proteksi dengan sistem ICCP relatif dapat mudah dikontrol karena TRU (*transformer rectifier unit*) dapat diatur supaya kebutuhan proteksi tetap memiliki kisaran batas yang diperlukan. Berdasarkan pengukuran pada *test box* potensial proteksi masih menunjukkan kisaran 936 –mV hingga 1206 –mV untuk posisi *off* potensial dan kisaran 1187 –mV hingga 1306 –mV untuk posisi *off* potensial, hal ini menunjukkan performa anoda masih relative baik karena masih di atas minimum 850 –mV dan hingga rentang 950 –mV (untuk pipa yang memiliki temperature > 40 °C) menurut NACE SP 0169 *Control of External Corrosion on Underground or Submerged Metallic Piping Systems*, 2013, Subbab 6.2.1.3 dan 6.2.1.4. Hasil pengukuran potensial ditunjukkan pada Gambar 11 berikut.



Gambar 11. Grafik potensial proteksi katodik pada pipa penyalur gas onshore “PG-II”.

Dalam grafik hasil pengukuran *bathymetry* pipa penyalur offshore ditunjukkan beberapa lokasi yang terdeteksi adanya kerusakan *coating* dan kondisi *span* pada pipa dan beberapa lokasi yang telah dilakukan stabilisasi atau rektifikasi yang telah dilakukan sebelumnya. kerusakan *coating* terjadi pada beberapa titik KP diantaranya terjadi pada rentang zona Z-1, Z-2, dan Z-3 seperti yang ditunjukkan pada Gambar 12 berikut.

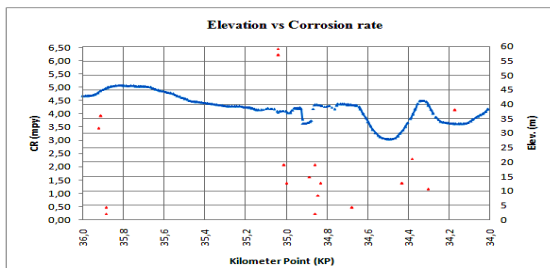


Gambar 12. Kondisi *bathymetry* dan kerusakan *coating* pada jalur pipa offshore “PG-I” hasil monitoring ROV. ^[8]

Dari data ILI XYZ atau gyroscopic^[8], kondisi inklinasi pipa terekam dan ditunjukkan pada grafik yang ada pada Gambar 13 berikut, terlihat perubahan kondisi inklinasi pipa dan kondisi penurunan curam pada *river crossing* dibandingkan dengan laju korosi yang terjadi. Perhitungan elevasi kritis akan dilakukan sesuai dengan persamaan (1) dari NACE SP 0206^[4] berikut.

$$\theta = \sin^{-1} \left(\frac{\rho_g}{\rho_t - \rho_g} \right) \times \left(\frac{v_g^2}{g \times d_{id}} \right) \times F \quad (1)$$

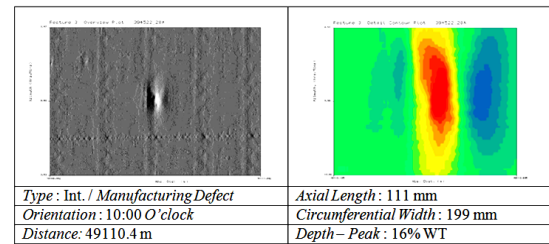
- θ : Sudut Inklinasi Kritis, (degrees)
 ρ_g : Densitas Gas
 ρ_l : Densitas Cairan (diketahui dengan tekanan total dan temperatur)
 g : Akselerasi Gravitasi
 d_{id} : Diameter Internal Pipa
 V_g : Kecepatan Gas Superfisial
 F : Bilangan Froude



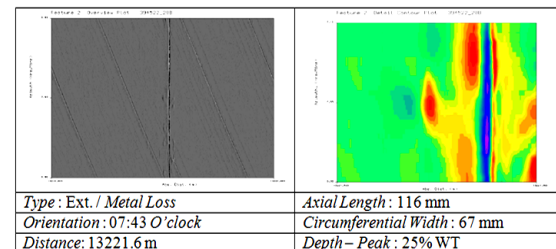
Gambar 13. Elevasi hasil *intelligent pigging* (XYZ) pipa *onshore* “PG-II”.

Contoh data ILI-MFL pada Gambar 14 terdeteksi pada bagian internal pada KP 49+110 dengan orientasi cacat pada arah jam 10:00. Dimensi cacat ini memiliki panjang *axial* 111 mm, lebar *circumferential* 199 mm dan kedalaman 16% ketebalan. Kondisi cacat terdeteksi sebagai cacat manufaktur atau kemungkinan pada saat konstruksi mengalami benturan sehingga ada bagian yang cekung (warna kuning dan merah) dan yang mengalami timbul (warna biru).

Contoh data ILI-MFL pada Gambar 15 terdeteksi pada bagian eksternal pada KP 13+2216 dengan orientasi cacat pada arah jam 07:43. Dimensi cacat ini memiliki panjang *axial* 116 mm, lebar *circumferential* 67 mm dan kedalaman 25% ketebalan. Kondisi cacat terdeteksi sebagai cacat *metal loss*.

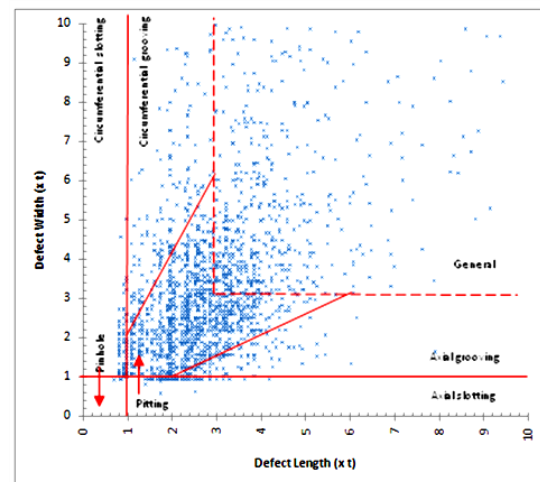


Gambar 14. *Metal loss* pada permukaan internal pipa *offshore* “PG-I”.^[8]



Gambar 15. *Metal loss* pada permukaan eksternal pipa *onshore* “PG-II”.^[8]

Hasil ILI-MFL tiap titik akan dikelompokkan berdasarkan dimensi *metal loss* menurut *Pipeline Operator Forum* (POF) yang diolah dari data ILI MFL^[8] sehingga diketahui morfologi korosi dengan klasifikasi berdasarkan grafik yang ditunjukkan pada Gambar 16 berikut.

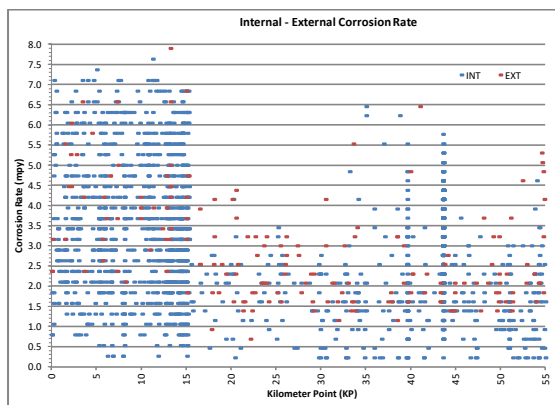


Gambar 16. *Metal loss feature plot* (Width vs Length).

Laju korosi pipa *offshore* “PG-I” berdasarkan *anomaly* yang terjadi pada pipa yang memiliki ketebalan WT 0,750 inch (19,05 mm) untuk ruas KP 0+0 sampai KP 9+0 memiliki laju korosi yang terdeteksi

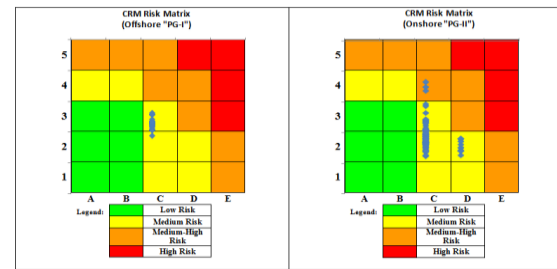
1,974 mpy (Int.) dan ketebalan WT 0,625 inch (15,875 mm) untuk ruas KP 9+0 sampai KP 90+0 (segmen terinspeksi ILI) memiliki laju korosi yang terdeteksi 9,473 mpy (Int.), dan 7,895 mpy (Ext.).

Laju korosi pipa *onshore* “PG-II” berdasarkan kelas dimensi *anomaly* yang ditunjukkan pada Gambar 17 beberapa bentuk korosi yang terjadi pada pipa yang memiliki ketebalan WT 0,5 inch (12,7 mm) untuk ruas KP 0+0 sampai KP 15+5 terlihat didominasi oleh bentuk *axial grooving* (AXGR) memiliki laju korosi tertinggi 7,368 mpy dan *axial slotting* (AXSL) memiliki laju korosi tertinggi 7,105 mpy, untuk *circumferential grooving* (CIGR) kisaran laju korosi tertinggi 5,074 mpy dan *circumferential slotting* (CISL) kisaran laju korosi 6,316 mpy, untuk point inspeksi dengan laju korosi tertinggi adalah *general corrosion* (GENE) yaitu 7,895 mpy.



Gambar 17. Laju korosi berdasarkan kelas dimensi *anomaly* pada pipa penyalur *onshore* “PG-II”.

Setelah dilakukan pengolahan data inspeksi maka input parameter operasi, inspeksi, dan *historical* dianalisis asesmen risiko pada pipa *onshore* dan *offshore* ini akan menunjukkan tingkat risiko spesifik pada setiap zona pipa penyalurnya. Pada Gambar 18 berikut ini ditunjukkan matriks risiko untuk pipa *offshore* memiliki tingkat risiko korosi 2-C dan 3-C, sedangkan untuk pipa *onshore* matriks risiko korosi menunjukkan tingkat risiko dari 2-C, 3-C, 4-C, dan 2-D.

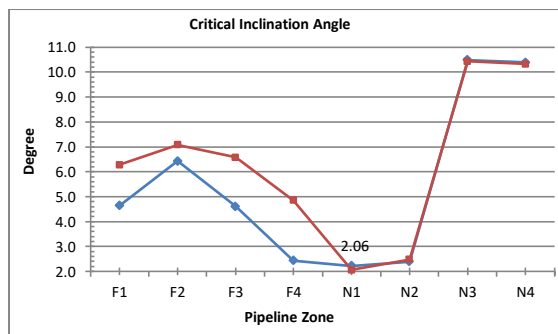


Gambar 18. Matriks risiko korosi untuk pipa penyalur gas *offshore* “PG-I” dan *onshore* “PG-II” [8].

Detail skor POF CRM untuk pipa *onshore* dan untuk pipa *offshore* memiliki total zona yang dianalisis untuk pipa *offshore* berjumlah 58 zona dan untuk pipa *onshore* berjumlah 201 zona yang ada pada grafik terlihat pengaruh risiko korosi adalah pada korosi eksternal. Faktor ini korosi sub-surface atau dalam lingkungan tanah yang akan berakibat dipengaruhi oleh resistifitas lingkungan ROW pipa, *coating fitness*, proteksi katodik, dan *interface* antara batas zona basah dan kering seperti sungai dan tanah, atau pipa yang terekspos ke udara. Pada pipa *offshore* analisis risiko menunjukkan skor rata-rata LIF 72,41, skor rata-rata POF 166,86, untuk analisis CRM; skor faktor atmosferik rata-rata 3,38, skor korosi internal rata-rata 8,86, skor sub-permukaan rata-rata 41,91, dan skor POF Korosi skor rata-rata total 54,13 ditunjukkan pada Gambar 22, pada pipa *onshore* analisis risiko menunjukkan skor rata-rata LIF 121,78, skor rata-rata POF 215,38, untuk analisis CRM; skor faktor atmosferik rata-rata 7,66, skor korosi internal rata-rata 11,73, skor sub-permukaan rata-rata 46,50, dan skor POF korosi skor rata-rata total sebesar 65,9.

Analisis yang telah dilakukan pada pipa *offshore* dan *onshore* diatas akan memberikan hasil analisis yang menunjukkan zona tertentu yang mengalami kondisi kritis atau memiliki tingkat risiko tinggi baik secara POF atau LIF/COF, pada zona tersebut akan dilakukan analisis semi-kuantitatif untuk

korosi (ECDA dan ICDA) untuk mengetahui tingkat krtis yang dialami. Analisis ICDA (NACE SP0206)^[4] yang dilakukan pada titik analisis yang dilakukan tiap zona segmentasi dinamik berdasarkan titik pemasukkan gas dan pengaliran gas ke percabangan dengan menggunakan persamaan (1) menunjukkan adanya batas inklinasi sudut kritis yang dilakukan pada zona F1-F4 untuk *offshore*, dan zona N1-N4 untuk *onshore*, analisis ini dilakukan dengan dua input data simulasi (garis merah) dan hasil perhitungan (garis biru) yang nilai sudut inklinasi kritisnya menunjukkan perbedaan pada bagian *offshore* akan tetapi berdekatan pada bagian *onshore* seperti yang ditunjukkan pada Gambar 19 berikut.



Gambar 19. Sudut inklinasi kritis pada pipa penyalur *offshore* “PG-I” (F) dan *onshore* “PG-II” (N).

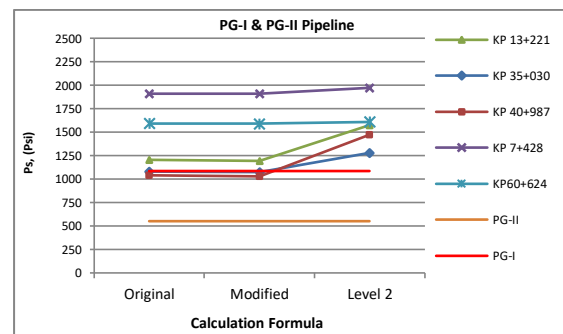
Perhitungan selanjutnya dilakukan untuk mengetahui kekuatan sisa dan batas tekanan aman yang diijinkan untuk tekanan operasi pada pipa penyalur dengan menggunakan persamaan (2) untuk metode *original* dan persamaan (3) untuk metode *modified* (ASME B31G)^[5] berikut ini.

$$S_F = S_{flow} \left[\frac{1 - \frac{2}{3} \left(\frac{d}{t} \right)}{1 - \frac{2}{3} \left(\frac{d}{t} \right) / M} \right] \quad (2)$$

$$S_F = S_{flow} \left[\frac{1 - 0.85 \left(\frac{d}{t} \right)}{1 - 0.85 \left(\frac{d}{t} \right) / M} \right] \quad (3)$$

- S_F : Perkiraan tingkat tegangan kegagalan, psi
 S_{flow} : Tegangan aliran, psi
 M : Faktor magnifikasi tegangan
 t : Tebal pipa, mm
 d : Kedalaman cacat, mm

Berdasarkan perhitungan metode *original* P_s (*Safe Operating Pressure*) pada titik dengan kedalaman korosi 4,773 mm adalah 1592,9 psi, dengan metode *modified* adalah 1591,9 psi untuk pipa *offshore*. Perhitungan metode *original* pada titik dengan kedalaman korosi 4,612 mm adalah 1203,6 psi, dengan metode *modified* adalah 1192,6 psi untuk pipa *onshore*. Gambar 20 berikut menunjukkan P_s untuk beberapa titik dengan *metal loss* tertinggi, dimana warna ungu dan biru muda untuk pipa *offshore*, merah tua, hijau dan biru tua untuk *onshore*. Garis merah adalah tekanan operasi untuk *offshore* dan garis jingga untuk *onshore*.



Gambar 20. Tekanan operasi aman (P_s) pada pipa penyalur *offshore* PG-I dan *onshore* PG-II.

Sebagai faktor pembanding maka dilakukan perhitungan kekuatan sisa dilakukan dengan persamaan (4) dengan metode *fitness for service* (API 579/ASME FFS-1)^[6] dengan modifikasi formula untuk penerapan pada pipa penyalur menurut Escoe^[7] berikut ini.

$$MAWP = \frac{(t_{mm} - FCA) \left(1.0 - \frac{RSFa}{M_t} \right) \cdot S_x \cdot (F) \cdot (E) \cdot (T)}{\left(\frac{RSFa}{M_t} \right) \cdot R_c} \quad (4)$$

- FCA : *Future corrosion allowance*, mm

t_{mm}	: Minimum required wall thickness, mm
R_c	: Calculated Radius
RSFa	: Allowable Remaining Strength Factor
S_x	: Specified Minimum Yield Strength (SMYS), psi
F	: Faktor desain
E	: Faktor Sambungan Longitudinal
T	: Faktor derating temperatur

Berdasarkan perhitungan diatas maka nilai FFS untuk pipa penyalur *offshore* dengan kedalaman korosi 4,773 mm adalah 2972 psi, dan pipa penyalur *onshore* dengan kedalaman korosi 3,994 mm adalah 653 psi.

Kesimpulan

Dari aplikasi metode CRM pada studi kasus pipa penyalur *offshore* 28 in x 360 km dan *onshore* 28 in x 55 km ini dapat disimpulkan:

1. Metode pemetaan risiko korosi menunjukkan pipa penyalur *offshore* dan *onshore* memiliki karakteristik laju korosi internal yang bervariasi. Terdapat *anomaly metal loss* pipa *offshore* pada KP 60,624 dan pipa *onshore* pada KP 13,221 dan KP 40,987 yang menunjukan titik laju korosi tertinggi. Kondisi ini tidak dapat diketahui secara rinci jika tidak menggunakan ILI MFL dan metode analisis risiko semi-kuantitatif.
2. Tekanan operasi pada kedua pipa penyalur di atas harus dibawah MAOP hasil analisis.
3. Kondisi topografi pipa dengan inklinasi melebihi sudut inklinasi kritis hasil

analisis ICDA berpotensi mengalami korosi dan direkomendasikan untuk dijadikan sample inspeksi.

4. Kondisi korosi pada pipa penyalur PG-I dan PG-II dapat dijadikan *input* data yang dipertimbangkan untuk CBDA.

Referensi

- [1] Kepmen 2700K/11/MEM/2012, Rencana Induk Jaringan Transmisi Dan Distribusi Gas Bumi Nasional tahun 2012 – 2025, Jakarta, (2012).sumber: <http://prokum.esdm.go.id/>
- [2] W. K. Muhlbauer, *Pipeline Risk Management Manual Ideas, Techniques, and Resources*, 3rd ed., Elsevier Inc., Massachusetts, (2004).
- [3] S. Hodges, K. Spicer, R. Barson, G. John, *High Level Corrosion Risk Assessment Methodology For Oil & Gas Systems*, NACE International No.10367, (2010).sumber: <http://www.intertek.co.id/>
- [4] NACE SP 0206, *Internal Corrosion Direct Assessment Methodology for Pipelines Carrying Normally Dry Natural Gas* (DG-ICDA), NACE, (2006).
- [5] ASME B31G, *Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines*, ASME, (2009).
- [6] API FFS 579-1/ASME FFS-1, *Fitness-For-Service*, 2nd ed., API-ASME, (2007).
- [7] A. K. Escoe, *Piping and Pipeline Assessment Guide*, Elsevier Inc., Massachusetts, (2006).
- [8] B. Budiwantoro, P.S. Narendra, R. Firmansyah, E.P.Syuryana, *Pipeline Integrity Management System* Pipa Penyalur Gas PT. “X”, LAPI ITB, Bandung, (2014).