

Studi Parameter dan Kondisi Anomali dalam Analisis Resiko Pipa Penyalur Bawah Laut

IGN Wiratmaja Puja¹⁾, Fadhil Dewabrata¹⁾, Jamiatul Akmal²⁾

¹⁾ Fakultas Teknik Mesin dan Dirgantara, Institut Teknologi Bandung

²⁾ Fakultas Teknik Universitas Lampung, sedang studi di Institut Teknologi Bandung
Email: wirat00@yahoo.com, fahildewabrata@yahoo.com, jamiatulakmal@yahoo.com

Abstrak

Secara umum *pipeline* memiliki peranan penting dalam sistem transmisi dan distribusi untuk minyak dan gas, oleh karena itu faktor keamanan menjadi bagian penting yang harus dievaluasi. Studi lebih lanjut dilakukan terhadap analisis resiko berdasarkan metode indeks demi meningkatkan sistem keamanan *offshore pipeline*. Pertama dilakukan studi terhadap pengaruh nilai resiko berdasarkan perubahan parameter *wall thickness ratio*, *pressure test ratio*, *preventive maintenance*, *CIS polarization*, *coating effectiveness*, dan *type of fluid*. Kedua dilakukan studi terhadap pengaruh nilai resiko berdasarkan kondisi anomali yang terjadi, meliputi *freSPAN* dan *anodes*. Hasil menunjukkan setiap peningkatan lima parameter tersebut akan meningkatkan nilai *PoF*. Peningkatan nilai *PoF* terbesar dipengaruhi oleh perubahan parameter *coating effectiveness*, yaitu sebesar 6.87% dari nilai total *PoF*. Sedangkan untuk perubahan parameter fluida produk, hasil menunjukkan bahwa propana memiliki rata-rata nilai *CoF* sebesar 49.88% dari nilai *CoF* benzena, serta fasa gas memiliki nilai *CoF* yang paling tinggi. Anomali pada *freSPAN* akan meningkatkan nilai resiko, sedangkan anomali *anodes* tidak berpengaruh terhadap perhitungan nilai resiko menggunakan metode indeks.

Kata kunci: analisis resiko, pipa lepas pantai

1. PENDAHULUAN

Budaya hidup manusia saat ini sangat bergantung kepada sumber energi dari minyak dan gas bumi (migas). Dengan begitu diperlukan sistem transmisi dan distribusi berupa *pipeline system* yang dinilai cukup ekonomis^[1].

Faktor keamanan pada saat *pipeline* beroperasi akan memegang peranan penting demi menjaga keselamatan manusia serta kelestarian lingkungan sekitarnya. Para ahli menetapkan berbagai kegiatan yang dapat mengatasi berbagai ancaman dan masalah yang dapat mengganggu fungsi *pipeline*. Semakin menyeluruh ancaman yang dimiliki oleh suatu *pipeline* maka akan semakin meningkat resiko kegagalan dari *pipeline* tersebut.

Resiko (*risk*) didefinisikan sebagai kombinasi dari kemungkinan terjadinya suatu kegagalan dan konsekuensi yang harus ditanggung oleh terjadinya kegagalan tersebut. Dengan begitu diperlukan penilaian resiko terhadap suatu *pipeline* berdasarkan kondisi operasinya. Hal ini merupakan

bagian dari analisis resiko (*risk assessment*), yang secara umum didefinisikan sebagai proses pengukuran terhadap kemungkinan suatu kegagalan dan konsekuensinya apabila kegagalan tersebut terjadi.

Dengan melakukan *risk assessment* terhadap suatu *pipeline* maka dapat diidentifikasi besarnya resiko yang dialami dan ditentukan cara yang paling efektif untuk mengatasi resiko tersebut. Apabila level resiko terlewat, maka kecelakaan dapat terjadi dan kemudian akan menimbulkan konsekuensi ekonomi ataupun terhadap lingkungan.

Peran *risk* mengacu pada tingkat integritas *pipeline* terutama pada *offshore aging pipeline*^[2]. Pemahaman lengkap tentang *risk level* pada *offshore pipeline* didapatkan dengan menggabungkan metode-metode sebagai berikut:

- *Semi-quantitative risk assessment*
- *Corrosion risk assessment*
- *Fitness for purpose*



- *Corrosion growth assessment*

Jenis potensi ancaman dari kehilangan integritas pada *pipeline* dibagi menjadi *toxicity*, *contamination pollution*, *mechanical effects*, dan *fire/ignition*. Dimana yang dianggap paling merugikan adalah ancaman dari *fire/ignition* dimana pengaruh jenis produk gas sangatlah tinggi^[3].

Pemahaman tentang *risk assessment* harus dilengkapi dengan pemahaman jenis mitigasi yang tepat. Perlu dipahami bahwa konsekuensi yang terjadi terhadap kegagalan *offshore pipeline* meliputi gangguan terhadap habitat dan ekosistem laut^[4]. Dan bukan hanya itu, bahkan proses konstruksi dan perbaikan terhadap *pipeline* juga dapat merusak lingkungan bila tidak dilakukan dengan benar.

Untuk itu diperlukan studi lebih lanjut mengenai besarnya pengaruh parameter-parameter terkait dan kondisi anomali pada *pipeline* terhadap nilai resiko yang didapat. Hasil studi ini diharapkan dapat digunakan sebagai acuan langkah pemilihan jenis mitigasi dan perbaikan terhadap *pipeline* demi meningkatkan keamanan.

2. PERHITUNGAN RESIKO PIPA LEPAS PANTAI

Resiko pada *pipeline* diartikan sebagai kemungkinan kegagalan dalam sistem transmisi atau pelepasan produk yang ditransmisikan secara tidak sengaja, biasanya dapat juga dianggap sebagai kehilangan integritas. Pada studi ini akan dibahas resiko pipa lepas pantai atau *offshore pipeline*. Definisi dari resiko diterjemahkan di dalam persamaan berikut:

(1)

2.1 Risk Assessment dengan Metode Indeks^[5]

Metode *risk assessment* yang digunakan adalah metode indeks, seperti yang dijelaskan pada Gambar 1. Besarnya resiko terhadap suatu *pipeline* tetap dihitung dengan menilai *Probabilty of Failure (PoF)* dan *Consequences of Failure (CoF)*.

Bentuk penilaian terhadap *PoF* dikategorikan menjadi empat indeks, yaitu *Third-*

Party Damage Index, *Corrosion Index*, *Design Index*, dan *Incorrect Operation Index*. Setiap indeks melingkupi porsi yang sesuai untuk setiap komponen kemungkinan ancaman yang terjadi di dalam *pipeline system*. Kemudian penilaian terhadap *CoF* dilakukan dengan menghitung besarnya skor *Leak Impact Factor (LIF)*. Untuk kategori konsekuensi diwakili oleh empat faktor di dalam *LIF*, yaitu *Product Hazard*, *Leak Volume*, *Dispersion*, dan *Receptor*.

Setelah skor kedua komponen tersebut didapatkan maka dapat dihitung besarnya resiko total yang dihadapi. Kemudian resiko total tersebut akan dilihat apakah masih berada dalam batas yang ditoleransi.

2.2 Probability of Failure (PoF)

Nilai *Probability of Failure* menandakan besarnya kemungkinan suatu peralatan untuk mengalami kegagalan. Dalam metode ini semakin besar nilai *PoF* yang didapat maka semakin kecil kemungkinan terjadinya kegagalan pada *pipeline* yang dinilai. Nilai yang diberikan mengacu kepada pengumpulan data terbaru dan didukung oleh data-data historis suatu *pipeline*. Penilaian yang dilakukan meliputi berbagai aspek di dalam empat indeks utama. Keempat indeks memiliki hubungan yang ditunjukkan pada persamaan berikut ini:

(2)

Di dalam design index perlu diperhitungkan *total extra wall thickness*^[5] dengan persamaan berikut ini:

(3)

Dengan keterangan:

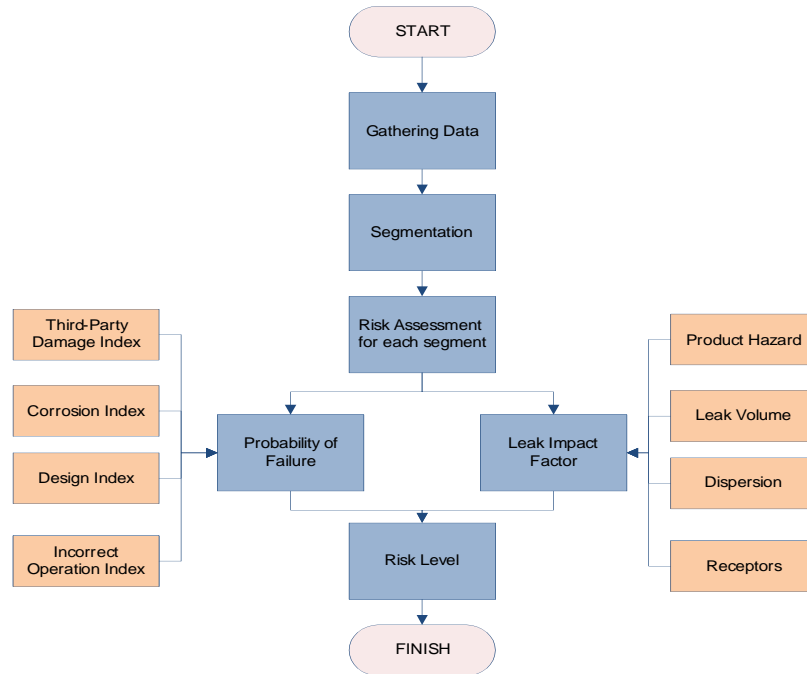
t = total extra wall thickness

t_i = thickness due to internal pressure

t_o = thickness due to external pressure

t_e = extra wall thickness





Gambar 1 Risk Assessment dengan Metode Indeks^[5]

2.3 Leak Impact Factor (LIF)^[6]

Nilai dari *Leak Impact Factor (LIF)* dipakai untuk melengkapi *score index* dengan mewakili nilai *consequences of failure*. Semakin tingginya nilai *LIF* maka semakin tinggi pula konsekuensi dalam suatu sistem, dimana semakin tinggi konsekuensi maka risikonya juga semakin tinggi.

Besar *LIF* dipengaruhi oleh empat faktor utama, yaitu tingkat ancaman dari produk, banyaknya volume yang terlepas jika ada kebocoran, jangkauan relatif dari kebocoran, dan lingkungan disekitarnya yang menerima produk yang terlepas. Bila salah satunya tidak memiliki konsekuensi sama sekali atau berharga 0 maka besar *LIF* juga akan 0, hal tersebut dijelaskan dalam persamaan berikut.

(4)

Dengan keterangan:
LIF = *Leak Impact Factor*
PH = *Product Hazard*
LV = *Leak Volume*
D = *Dispersion*
R = *Receptors*

Pada *offshore pipeline* pengaruh terhadap lingkungan kurang diutamakan, walaupun biasanya

lingkungan dilindungi oleh regulasi pemerintah demi menjaga kelestarian biota laut akan tetapi dengan sedikitnya populasi dan aktivitas disekitar laut menjadikan tingkat konsekuensi lebih rendah.

Perhitungan *product hazard* dilakukan dengan persamaan berikut:

(5)

Dengan keterangan:
Nf = *Flammability factor score*
Nr = *Reactivity factor score*
Nh = *Toxicity factor score*
RQ = *Chronic hazard factor score*

Perhitungan *leak volume* ditentukan oleh persamaan sebagai berikut:

(6)

Dengan keterangan:
LV = *Leak Volume*
V1 = *Volume loss before seal*
V2 = *Volume loss by system detection*
V3 = *Volume loss to inner pipeline area*



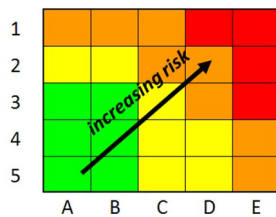
Jenis potensi ancaman dari kehilangan integritas pada *pipeline* secara keseluruhan dapat dikelompokkan menjadi:

1. *Toxicity*
2. *Contamination pollution*
3. *Mechanical Effects*
4. *Fire/Ignition scenarios*:
 - a. *Fireballs*
 - b. *Flame jets*
 - c. *Vapor cloud fire*
 - d. *Vapor cloud explosion*

2.4 Risk Matrix

Hasil akhir yang didapat dari *risk assessment* adalah ukuran besar resiko total dan keberadaannya di dalam kategori resiko. Kategori resiko ditampilkan dengan *risk matrix* yang menunjukkan tingkatan resiko berdasarkan *probability of failure* dan *consequence of failure*.

Struktur *risk matrix* analisa keputusan yang digunakan dapat dilihat pada Gambar 2 berikut ini. Dengan matriks analisa keputusan dapat ditunjukkan kemungkinan terjadinya kegagalan dan besarnya potensi konsekuensi yang mungkin terjadi dengan menggunakan skala sederhana seperti *high, medium-high, medium, low*. Besar resiko total yang didapat akan dikategorikan di dalam salah satu kategori *risk matrix*.



Gambar 2 Risk Matrix

3. PENGARUH PARAMETER - PARAMETER TERHADAP NILAI RESIKO

Besarnya pengaruh parameter-parameter terhadap nilai resiko dilihat dari perubahan nilai PoF dan LIF. Perubahan parameter-parameter tersebut akan dilakukan terhadap empat *pipeline* yang merupakan bagian dari instalasi *BP Offshore Pipeline North West Java (BP ONWJ)*, keempat *pipeline* tersebut dapat dilihat pada Tabel 1 dibawah ini.

Tabel 1 Data Pipeline BP ONWJ^[7]

No	Pipelin e	Pipeline Status

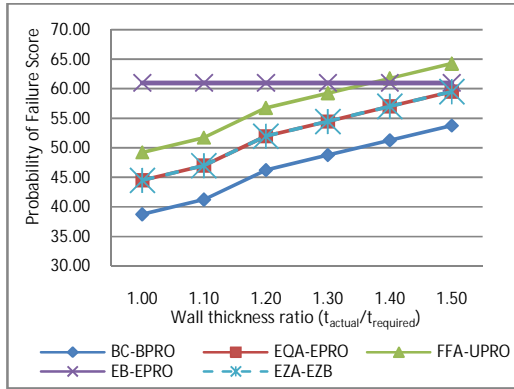
		ID	Asset	Area
4	BC - BPRO	BC-MOL- BPRO- X60-N- 16"	BRAVO	BC
6	EQA - EPRO	EQA- MOL- EPRO- X52-N- 12"	ECHO	EQA
8	FFA - UPRO	FFA- MOL- UPRO- X52-N- 16"	FOXTRO T	FFA
11	EB - EPRO	EB-MOL- EPRO- X52-N- 12"	ECHO	EB
12	EZA - EZB	EZA- MOL- EZB-X52- N-12"	ECHO	EZA

3.1 Pengaruh Wall Thickness Ratio Terhadap PoF

Perubahan parameter *wall thickness ratio* (*t*) dilakukan dengan mengubah rasio dari 1.00 sampai dengan 1.50 dengan selang 0.10. Data hasil simulasi diwakilkan oleh kurva pada Gambar 3. Peningkatan nilai *PoF* hanya terjadi pada empat *pipeline* (BC-BPRO, EQA-EPRO, FFA-UPRO, EZA-EZB), sedangkan *pipeline* EB-EPRO tetap pada nilai yang sama.

Variabel *safety factor* merupakan fungsi minimum dari nilai *wall thickness ratio* dan *design pressure to MOP ratio*, pada kasus *pipeline* EB-EPRO besar nilai *design pressure to MOP ratio* adalah 0 *point* sehingga nilai *safety factor* yang diambil adalah nilai *design to MOP ratio* yang berharga 0. Dengan demikian kurva *pipeline* EB-EPRO berbentuk garis lurus atau konstan.





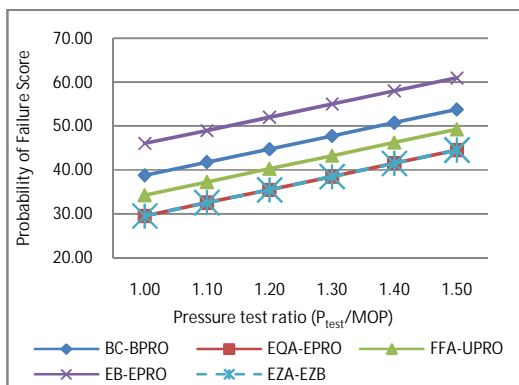
Gambar 3 Pengaruh *Wall thickness ratio* terhadap *PoF*

Untuk empat *pipeline* lainnya terlihat ada peningkatan nilai *PoF* sebesar 3.75% dari nilai total *PoF* atau 15 *point* untuk kenaikan rasio sebesar 0.50, akan tetapi keempat *pipeline* tersebut tidak mengalami penurunan level resiko di dalam *risk matrix*.

3.2 Pengaruh *Pressure Test Ratio* Terhadap *PoF*

Perubahan *pressure test ratio* (P_{test}/MOP) dilakukan dengan mengubah rasio dari 1.00 sampai dengan 1.50 dengan selang 0.10. Data hasil simulasi diwakilkan oleh kurva pada Gambar 4.

Peningkatan nilai *PoF* terjadi pada semua *pipeline*, hal ini menandakan semakin besar *pressure test ratio* maka semakin rendah resiko *pipeline* tersebut. Terukur adanya peningkatan sebesar 3.75% dari nilai total *PoF* atau 15 *point* untuk kenaikan rasio sebesar 0.50, akan tetapi kelima *pipeline* tidak mengalami penurunan level resiko di dalam *risk matrix*.

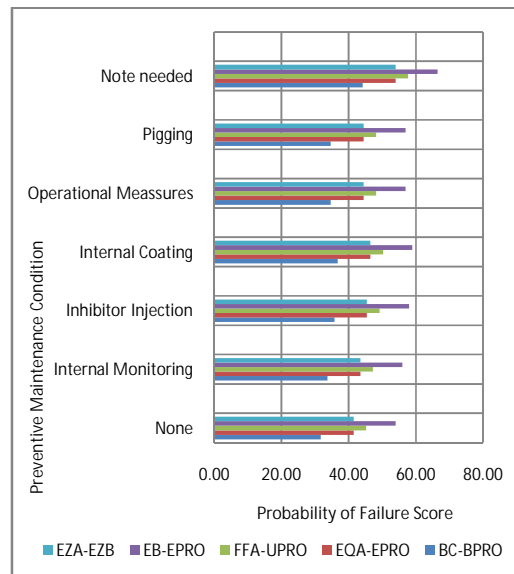


Gambar 4 Pengaruh *Pressure Test Ratio* terhadap *PoF*

3.3 Pengaruh *Preventive Maintenance* Terhadap *PoF*

Perubahan *preventive maintenance* terhadap ancaman *internal corrosion* dilakukan dengan membandingkan lima kondisi berbeda. Data hasil simulasi diwakilkan oleh kurva pada Gambar 5.

Peningkatan nilai *PoF* terjadi pada semua *pipeline*, hal ini menandakan setiap upaya yang dilakukan akan mengurangi resiko terjadinya korosi internal. Terukur adanya peningkatan sebesar 3.12% dari nilai total *PoF* atau 12.5 *point* untuk upaya pencegahan maksimum yang dilakukan, akan tetapi kelima *pipeline* tidak mengalami penurunan level resiko di dalam *risk matrix*.



Gambar 5 Pengaruh *Preventive Maintenance Condition* terhadap *PoF*

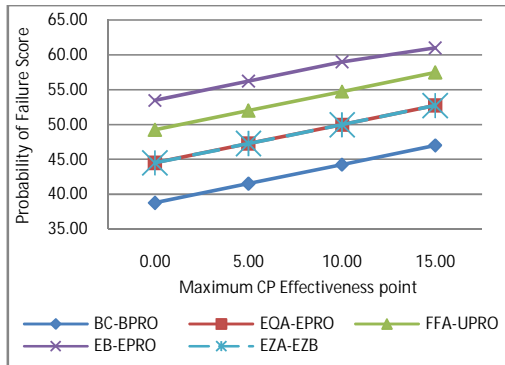
3.4 Pengaruh *CIS Polarization* Terhadap *PoF*

Pengaruh *CIS polarization* pada subfaktor *cathodic protection* dilakukan dengan mengubah *CP effectiveness point* dari 0.00 sampai dengan 15.00 dengan selang 5 *point*. Data hasil simulasi diwakilkan oleh kurva pada Gambar 6.

Peningkatan nilai *PoF* terjadi pada semua *pipeline*, hal ini menandakan semakin besar *CP effectiveness point* maka semakin rendah kemungkinan *pipeline* tersebut terkorosi. Terukur adanya peningkatan paling tinggi sebesar 2.06% dari nilai total *PoF* atau 8.25 *point* untuk kenaikan *CP effectiveness* sebesar 15 *point*, akan tetapi



kelima *pipeline* tidak mengalami penurunan level resiko di dalam *risk matrix*.

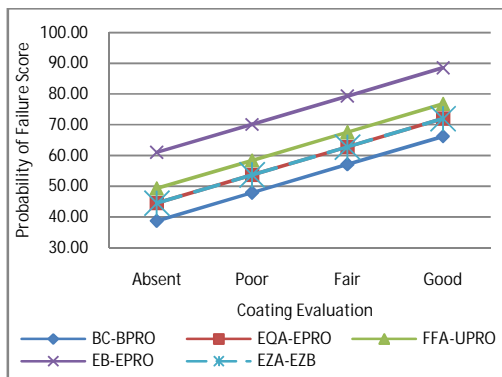


Gambar 6 Pengaruh *CIS Polarization* terhadap *PoF*

3.5 Pengaruh *Coating Effectiveness* Terhadap *PoF*

Pengaruh *coating effectiveness* pada faktor *submerged pipe corrosion* dilakukan dengan mengubah *coating evaluation* untuk empat kondisi berbeda. Data hasil simulasi diwakilkan oleh kurva pada Gambar 7.

Peningkatan nilai *PoF* terjadi pada semua *pipeline*, hal ini menandakan semakin baik *coating evaluation* maka semakin rendah kemungkinan *pipeline* tersebut terkorosi. Terukur adanya peningkatan sebesar 6.87% dari nilai total *PoF* atau 27.5 *point* untuk kenaikan *coating evaluation* pada kondisi paling ideal. Dari kelima *pipeline* hanya EB-EPRO yang mengalami penurunan level resiko di dalam *risk matrix*, yaitu dari level 5 menjadi level 4.



Gambar 7 Pengaruh *Coating Evaluation* terhadap *PoF*

3.6 Pengaruh *Fluid Type* Terhadap *CoF*

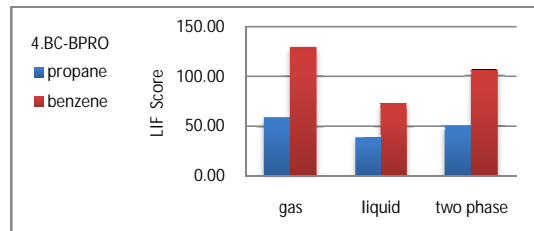
Pada simulasi parameter *fluid type* dilakukan perhitungan dengan dua jenis fluida

produk yang berbeda, yaitu propana (C_3H_8) dan benzena (C_6H_6). Keduanya disimulasikan dengan tiga jenis fasa berbeda, yaitu untuk fasa gas, cair, dan campuran. Data hasil simulasi dapat dilihat pada Gambar 8 sampai dengan Gambar 12.

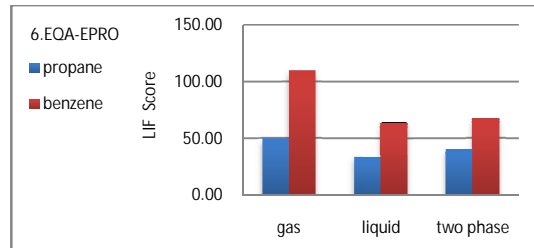
Nilai *LIF* fluida benzena lebih tinggi dibandingkan dengan nilai *LIF* fluida propana. Hal ini sesuai dengan nilai *product hazard* dimana nilai *product hazard* untuk fluida propana adalah 7 *point* sedangkan untuk fluida benzena adalah 13 *point*. Besar rata-rata nilai *LIF* propana adalah 49.88% dari nilai *LIF* benzena.

Untuk fasa gas terlihat memiliki nilai *LIF* yang paling tinggi diantara dua fasa lainnya, kecuali pada *pipeline* FFA-UPRO dengan fluida benzena, dimana nilai *LIF* antara fasa gas dan campuran adalah sama besar. Hal ini disebabkan oleh panjang *pipeline* FFA-UPRO yang jauh lebih panjang diantara yang lain (108292.80 *feet*) sehingga peningkatkan konsekuensi juga terjadi.

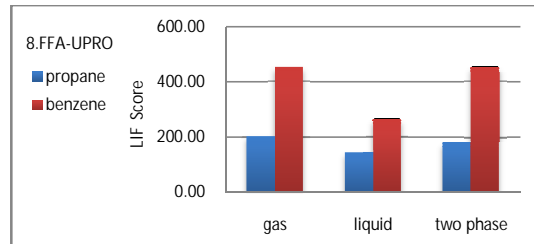
Oleh karena itu dapat dikatakan bahwa fluida produk dengan fasa gas memiliki konsekuensi yang paling tinggi.



Gambar 8 BC-BPRO *fluid data*

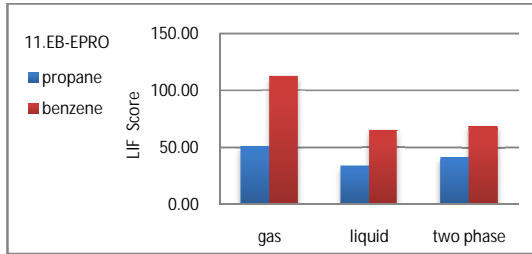


Gambar 9 EQA-EPRO *fluid data*

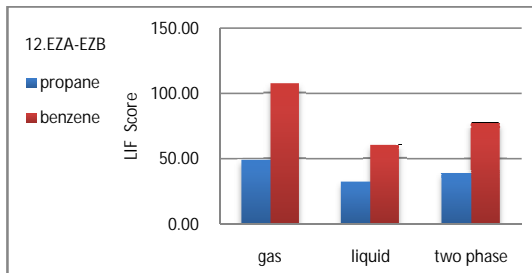


Gambar 10 FFA-UPRO *fluid data*





Gambar 11 EB-EPRO fluid data



Gambar 12 EZA-EZB fluid data

4. ANALISIS NILAI RESIKO BERDASARKAN KONDISI ANOMALI

Analisis dilakukan terhadap 4 *offshore pipeline* yang merupakan bagian dari BP ONWJ. Pipa lepas pantai tersebut menghubungkan SBM 1, SBM 3, SBM 4, dan NGL-Junction. Tabel 2 menunjukkan data *pipeline* tersebut.

Tabel 2 Data *pipeline* BP ONWJ (SBM)^[7]

Parameter	Unit	Line A	Line B	Line C	Line D
From	-	NGL-J	NGL-J	SBM-1	SBM-3

To	-	SBM-3	SBM-1	SBM-3	SBM-4
Length of Pipeline	km	0.922	0.862	1.140	1.462
Nominal Wall Thickness	in	0.5	0.5	0.5	0.625
Pipeline outside diameter	in	24	24	24	36
Steel Grade	-	X52	X52	X52	X60
SMYS	psi	52000	52000	52000	60000
Corrosion Allowance	mm	0.053	0.053	0.053	0.047
Steel Density	Kg/mm ³	7850	7850	7850	7850
Young's Modulus of Elasticity	GPa	207	207	207	207



4.1 Site Survey Line A: NGL-J TO SBM 3

Berikut ini merupakan gambaran kondisi dari 24" NGL-J TO SBM 3.



Gambar 13 Kondisi break spool Line A^[8]



Gambar 14 Tampak dekat kondisi flange, baut, dan mur^[8]



Gambar 15 Tampak dekat clamp support^[8]



Gambar 16 Tampak dekat pada daerah splash zone^[8]

Dari Gambar 13 sampai dengan Gambar 16 dapat dilihat kondisi yang dialami pipeline.

Hanya terdapat sedikit korosi dan adanya sedikit marine growth pada daerah splash zone.

4.2 Site Survey Line B: NGL-J TO SBM 1

Berikut ini merupakan gambaran kondisi dari 24" NGL-J TO SBM 1.

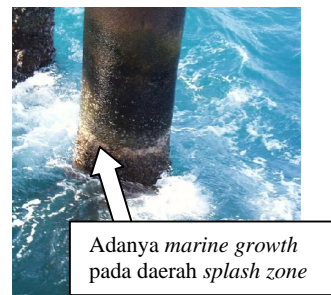


Gambar 17 Tampak dekat flange Line B^[8]

Dari Gambar 17 dapat dilihat bahwa baut dan mur terpasang dengan lengkap, adanya sedikit korosi pada flange, mur, dan baut. Sedangkan pada Gambar 18 dapat dilihat bahwa baut dan mur masih terpasang lengkap akan tetapi korosi yang terjadi cukup berat.



Gambar 18 Tampak dekat clamp Line B^[8]



Gambar 19 Tampak dekat pada splash zone^[8]

4.3 Data ROV

Data ROV yang didapatkan adalah sebagai berikut:



- GVI dari OL420 – 24” Oil Pipeline NGL-J to SBM 3. Dilakukan inspeksi OL420 pada tanggal 10 dan 11 Juni 2006. Panjang total yang diinspeksi adalah 0.921 km.
- GVI dari OL421 – 24” Oil Pipeline NGL-J to SBM 1. Dilakukan inspeksi OL421 pada tanggal 10 dan 11 Juni 2006. Panjang total yang diinspeksi adalah 0.862 km.
- GVI dari OL421 – 24” Oil Pipeline SBM 3 to SBM 4. Dilakukan inspeksi OL421 pada tanggal 10 dan 11 Juni 2006. Panjang total yang diinspeksi adalah 1.461 km.
- GVI dari OL421 – 24” Oil Pipeline SBM 3 to SBM 1. Dilakukan inspeksi OL421 pada tanggal 10 dan 11 Juni 2006. Panjang total yang diinspeksi adalah 1.138 km.

Kumpulan data ROV yang didapatkan meliputi kondisi anomali pada spesifikasi sebagai berikut:

- *Freespan*

Tabel 3 *Freespan anomaly data* Line A^[8]

KP	Length (m)	Max Height (m)	Anomaly Number
0.002	3	0.2	-
0.008	26	0.2	1
0.037	22	0.05	2
0.097	15	0.25	-
0.357	8	0.05	-
0.499	6	0.05	-
0.654	10	0.05	-
0.851	18	0.05	-
0.888	34	0.5	3

Tabel 4 *Freespan anomaly data* Line B^[8]

KP	Length (m)	Max. Height (m)	Anomaly Number
0.133	6	0.05	-
0.142	8	0.05	-
0.324	11	0.05	-
0.508	6	0.05	-
0.521	33	0.05	1
0.602	15	0.05	-
0.780	10	0.05	-
0.800	62	0.98	2

Tabel 5 *Freespan anomaly data* Line C^[8]

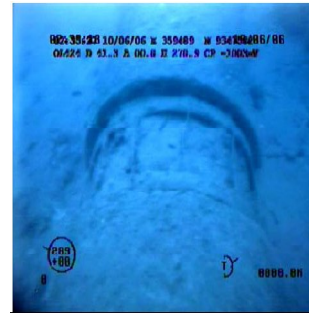
KP	Length (m)	Max. Height (m)	Anomaly Number
0.100	15	0.16	-
0.766	13	0.07	-

Tabel 6 *Freespan anomaly data* Line D^[8]

KP	Length (m)	Max. Height (m)	Anomaly Number
0.002	18	0.99	-
0.134	14	0.32	-
0.663	14	0.32	-
0.822	17	0.15	-
1.378	11	0.14	-
1.416	46	0.82	1

- *Anodes*

Tidak terdapat *anomaly anode* pada line A, B, dan D. Kerusakan pada *anode* hanya terjadi pada line C seperti yang tertera pada Gambar 20 dan Tabel 7.



Gambar 20 *Wasted anode* di KP 0.031^[8]

Tabel 7 *Anodes anomaly data* Line C^[8]

KP	Description	CP Stab (mV)	Anomaly Number
0.031	ANODE - TOTAL WASTAGE	-0887	1
1.128	FEATURE - FLANGE	-0895	-
1.139	FEATURE - END OF WEIGHTCOAT	-0895	-

- *Support/Feature*

Tidak terdapat anomali pada *support* ataupun *feature* pada Line A, B, C, dan D.

- *Debris*



Tidak ditemukan anomali pada jumlah *debris* yang lewat pada Line A, B, C, ataupun di Line D.

4.4 Kumpulan Data Anomali

Dari data yang didapatkan dapat disimpulkan bahwa ditemukan 7 anomali. Enam diantaranya adalah anomaly *freespan* atau merupakan *over span*, sedangkan satu merupakan anomaly pada anoda.

Tabel 8 Anomaly data summary^[8]

Deskripsi	Jumlah Kejadian	Anomali
Damage	-	-
Freespans	25	6
Anode	16	1
Supports	30	-
Debris	35	-
Total	106	7

4.5 Pengaruh Anomali Terhadap Nilai Resiko

Hasil *risk assessment* yang didapatkan berdasarkan anomali pada setiap *pipeline* dapat dilihat pada Tabel 9 sampai dengan Tabel 12.

Tabel 9 Nilai Resiko Line A^[8]

No	KP From (km)	KP To (km)	RISK	RISK Range
1	0	0.008	Medium Risk	4-A
2	0.008	0.034	Medium-High Risk	5-A
3	0.034	0.059	Medium-High Risk	5-A
4	0.059	0.888	Medium Risk	4-A
5	0.888	0.922	Medium-High Risk	5-A

Tabel 10 Nilai Resiko Line B^[8]

No	KP From (km)	KP To (km)	RISK	RISK Range
1	0	0.521	Medium Risk	4-A
2	0.521	0.554	Medium-High Risk	5-A
3	0.554	0.800	Medium Risk	4-A
4	0.800	0.862	Medium-	5-A

High Risk

Tabel 11 Nilai Resiko Line C^[8]

No	KP From (km)	KP To (km)	RISK	RISK Range
1	0	1.140	Medium Risk	4-A

Tabel 12 Nilai Resiko Line D^[8]

No	KP From (km)	KP To (km)	RISK	RISK Range
1	0	1.416	Medium Risk	4-A
2	1.416	1.462	Medium-High Risk	5-A

5. KESIMPULAN

Dari keseluruhan data diatas maka dapat diambil kesimpulan sebagai berikut:

1. Peningkatan *wall thickness ratio* juga akan meningkatkan nilai *PoF*. Peningkatan *PoF* terbesar adalah 3.75% dari nilai total *PoF* untuk kenaikan rasio sebesar 0.5.
2. Peningkatan *pressure test ratio* juga meningkatkan nilai *PoF*. Peningkatan *PoF* terbesar adalah 3.75% dari nilai total *PoF* untuk kenaikan rasio sebesar 0.5.
3. Semakin banyak upaya pencegahan (*preventive maintenance*) yang dilakukan maka nilai *PoF* akan semakin tinggi. Peningkatan sebesar 3.12% dari nilai total *PoF* akan didapatkan bila dilakukan upaya pencegahan maksimum.
4. Pengaruh *CIS polarization* terhadap *PoF*. Dengan peningkatan *CP effectiveness point* maka akan terjadi peningkatan nilai *PoF*. Peningkatan nilai *PoF* sebesar 2.06% dari nilai total *PoF* akan didapatkan untuk peningkatan *CP effectiveness point* sebesar 15 *point*.
5. Semakin baik kondisi *coating evaluation* maka semakin tinggi nilai *PoF*. Peningkatan sebesar 6.87% dari nilai total *PoF* akan didapatkan untuk kenaikan *coating evaluation* pada kondisi paling ideal.
6. Pengaruh *fluid type* terhadap *CoF* mengacu pada nilai *product hazard*, dimana besar nilai *product hazard* benzena lebih besar daripada propana. Oleh karena itu rata-rata nilai *CoF* propana adalah 49.88% dari nilai *CoF* benzena. Sedangkan untuk jenis fasa fluida



produk dengan nilai CoF paling tinggi adalah fasa gas.

7. Adanya anomali *freespan* pada *pipeline* akan menurunkan nilai PoF dan dapat berakibat pada peningkatan level resiko.
8. Adanya anomali pada *anode* tidak berpengaruh terhadap perhitungan nilai resiko menggunakan metode indeks.

Daftar Pustaka

- [1] Guo, Boyun, et al. *Offshore Pipelines*. Louisiana : Elsevier Limited, 2004.
- [2] C. Clausard, *Pipeline Integrity Management for Aging Offshore Pipelines*, UK, 2006.
- [3] V.E. Seleznev & V.V. Aleshin, *Numerical analysis of fire risk at pipeline systems of industrial power facilities*, Elsevier, Russia, 2005.
- [4] Iberahin Jusoh, *Offshore Pipeline Risk and Consequence Assessment*, Universiti Teknologi Malaysia, Malaysia, 1999.
- [5] Muhlbauer, W. Kent, *Pipeline Risk Management Manual*, 3rd edition, Gulf Publishing Co, 2004.
- [6] Muhlbauer, W. Kent, *Enhanced Pipeline Risk Assessment*, Rev 3, WKM Consultancy, 2006.
- [7] BP West Java Ltd. *Pipeline Corrosion and Integrity Management Strategy*, 2007.
- [8] PHE ONWJ. *Pipeline Risk Assessment for Offshore North West Java (ONWJ)*, 2009.
- [9] Callister, William D. *Fundamentals of material science and engineering*. 5th. John Wiley and Sons, 2001.



