

BAB 4 HASIL DAN PEMBAHASAN

Bab ini akan membahas hasil keluaran pemodelan terhadap suatu jaringan pipa bawah laut sesuai dengan tahapan penelitian yang telah diuraikan pada bab III. Model yang akan dilakukan pertama adalah model probabilitas. Model probabilitas ini akan terdiri dari model *year in service*, model *number of leaks*, model *past remediation*, model *corrosion threat* dan model *monitoring* dan *mitigation*. Kemudian dilakukan pemodelan konsekwensi, yang terdiri dari model *safety*, model *loss production* dan model *environment*. Dari model probabilitas dan model konsekwensi maka akan didapat keluaran yaitu nilai resiko dari masing-masing suatu jaringan pipa gas alam bawah laut. Setelah diketahui nilai resiko pada setiap jaringan pipa bawah laut maka akan dilakukan rangking terhadap semua jaringan pipa bawah laut tersebut.

Pemodelan ini hanya dilakukan terhadap jaringan pipa bawah laut yang mengandung gas alam yang berada di laut jawa bagian utara, lebih tepatnya di lapangan minyak dan gas bumi lepas pantai BP West Java Ltd. Jaringan pipa bawah laut gas alam yang akan dilakukan perhitungan ini berjumlah 83 jaringan pipa bawah laut. Semua jaringan pipa gas alam masing-masing akan dilakukan analisa resiko hingga diketahui nilai resiko untuk masing-masing individual jaringan pipa gas alam bawa laut tersebut.

Setelah diketahui rangking untuk masing-masing jaringan pipa bawah laut, kemudian akan dilakukan analisa keekonomian. Analisa keekonomian hanya dilakukan terhadap jaringan pipa gas alam bawah laut yang berada di lapangan jawa barat bagian utara yang mempunyai nilai resiko dengan kategori *High* atau tinggi, sedangkan untuk nilai resiko *Medium* dan *Low* pada penelitian ini tidak akan dilakukan analisa keekonomian. Hal ini merupakan batasan masalah yang telah disebutkan pada bab I.

Pada table 4.1. Daftar jaringan pipa gas alam bawah laut yang berada di lapangan jawa barat bagian utara. Daftar jaringan jaringan pipa gas alam ini yang akan dilakukan pemodelan *integrity management system*.

Tabel 4.1. Jaringan gas alam pipa bawah laut di lapangan jawa barat bagian utara.

NO	ASSET	AREA	PIPELINES ID	PIPELINES DESCRIPTION
1	BRAVO	B1C	B1C-MGL-NGLB-X52-N-12"	B1C - NGLB
2	BRAVO	NGLB	NGLB-MGL-CILAMAYA-X60-N-32"	NGLB - CILAMAYA
3	BRAVO	NGLB	NGLB-MGL-B1C-X42-N-8"	NGLB - B1C
4	BRAVO	NGLB	NGLB-MGL-LCOM-X65-N-24"	NGLB - LCOM
5	BRAVO	BZZB	BZZB-MGL-ssv BZZA - B1C-X52-N-10"	BZZB ssv 20" BZZA - B1C
6	BRAVO	BE	BE-MGL-B1C-X52-N-8"	BE - B1C
7	BRAVO	BZZB	BZZB-MGL-B2C-X52-N-16"	BZZB - B2C
8	BRAVO	YA	YA-MGL-B1C-X52-N-8"	YA - B1C
9	BRAVO	BZNA	BZNA-MGL-sst SCA - BZZB-X52-N-6"	BZNA - sst 12" SCA - BZZB
10	BRAVO	SCA	SCA-MGL-BZZB-X52-N-12"	SCA - BZZB
11	UNIFORM	UPRO	UPRO-MGL-UYA-X52-N-12"	UPRO - UYA
12	UNIFORM	UYA	UYA-MGL-UWJ-X52-N-12"	UYA - UWJ
13	UNIFORM	UYA	UYA-MGL-UA-X52-N-12"	UYA - UA
14	UNIFORM	URA	URA-MGL-UA-X52-N-12"	URA - UA
15	UNIFORM	UA	UA-MGL-UWJ-X52-N-16"	UA - UWJ
16	UNIFORM	KCOM	KCOM-MGL-NGLB-X52-N-8"	KCOM - NGLB
17	UNIFORM	UWA	UWA-MGL-B1C-X52-N-16"	UWA - B1C
18	ECHO	ECOM	ECOM-MGL-NGLB-X52-N-20"	ECOM - NGLB
19	ECHO	EF	EF-MGL-ECOM-X52-N-12"	EF - ECOM
20	ECHO	EC	EC-MGL-ECOM-X52-N-16"	EC - ECOM
21	ECHO	EQSB	EQSB-MGL-EQSA-X52-N-12"	EQSB - EQSA
22	ECHO	EJ	EJ-MGL-sst EF - ECOM-X52-N-8"	EJ sst 12" EF - ECOM
23	ECHO	ETA	ETA -MGL-sst ESA - ECOM-X42-N-10"	ETA sst 16" ESA - ECOM
24	ECHO	EWYA	EWY-MGL-EF-X52-N-10"	EWY - EF
25	ECHO	ED	ED-MGL-ECOM-X42-N-8"	ED - ECOM
26	ECHO	EZA	EZA-MGL-EZB-X52-N-12"	EZA - EZB
27	ECHO	EH	EH-MGL-EE-X52-N-12"	EH - EE
28	ECHO	EE	EE-MGL-EC-X42-N-8"	EE - EC
29	FOXTROT	FU	FU-MGL-FH-X52-N-12"	FU - FH
30	FOXTROT	FH	FH-MGL-FPRO-X52-N-12"	FH - FPRO
31	FOXTROT	FNPRO	FNPRO-MGL-FPRO-X52-N-16"	FNPRO - FPRO
32	FOXTROT	FFB	FFB-MGL-FPRO-X52-N-12"	FFB - FPRO
33	AVSA	AVSA	AVSA-MGL-ZU Junction-X52-N-18"	AVSA - ZU Junction
34	ZULU	ZUE	ZUE-MGL-ZU Junction-X52-N-12"	ZUE - ZU Junction
35	ZULU	ZUJ	ZU Junction-MGL-PCP-X52-N-20"	ZU Junction - PCP
36	PAPA	PB	PB-MGL-PCP-X52-N-12"	PB - PCP
37	PAPA	PCP	PCP-MGL-MK-X52-N-26"	PCP - MK
38	MM	MQC1	MQC1-MGL- sst MQ5 - MQA-X52-N-8"	MQC1 sst 12" MQ5 - MQA
39	MM	MXHT	MXHT-MGL-MXFT-X52-N-16"	MXHT - MXFT
40	MM	MXC	MXC-MGL-MXD-X52-N-12"	MXC - MXD

Tabel 4.1. Jaringan gas alam pipa bawah laut di lapangan jawa barat bagian utara. (sambungan)

NO	ASSET	AREA	PIPELINES ID	PIPELINES DESCRIPTION
41	MM	MXHT	MXHT-MGL-MMF-X52-N-16"	MXHT - MMF
42	MM	MXB	MXB-MGL- sst MXD - MXHT-X42-N-8"	MXB sst 12" MXD - MXHT
43	MM	MXD	MXD-MGL-MXHT-X52-N-14"	MXD - MXHT
44	MM	MZ1	MZ1-MGL-MMF-X52-N-12"	MZ1 - MMF
45	MM	MMC	MMC-MGL-PCP-X52-N-26"	MMC - PCP
46	MM	MQ2	MQ2-MGL- sst MQ5 - MQA-X52-N-8"	MQ2 sst 12" MQ5 - MQA
47	MM	MQ5	MQ5-MGL-MQA-X52-N-12"	MQ5 - MQA
48	MM	MQB1	MQB1-MGL- sst MQ5 - MQA-X52-N-8"	MQB1 sst 12" MQ5 - MQA
49	MM	MQE1	MQE1-MGL- sst MQB1 - MQA-X52-N-8"	MQE1 sst 8" MQB1 - MQA
50	MM	MQ1	MQ1-MGL- sst MQ5 - MQA-X52-N-8"	MQ1 sst 12" MQ5 - MQA
51	MM	MXA	MXA -MGL-MXHT-X52-N-16"	MXA - MXHT
52	MM	MQA	MQA-MGL-MMF-X52-N-16"	MQA - MMF
53	MM	MQ11	MQ11-MGL-sst MQ5 - MQA-X52-N-8"	MQ11 sst 12" MQ5 - MQA
54	MM	MB1	MB1-MGL-MBA-X52-N-8"	MB1 - MBA
55	MM	MBA	MBA-MGL-MMJC-X52-N-12"	MBA - MMJC
56	MM	MB2	MB2-MGL- sst MBA - MMJC-X52-N-8"	MB2 sst 12" MBA - MMJC
57	MM	MQD1	MQD1-MGL- sst MQ5 - MQA-X52-N-8"	MQD1 sst 8" MQ5 - MQA
58	MM	APN-D	APND-MGL-sst APN-A - MMC-X52-N-10"	APN-D sst APN-A - MMC
59	MM	APN-B	APNB-MGL- sst APN-A - MMC-X52-N-10"	APN-B sst APN-A - MMC
60	MM	APN-A	APNA-MGL-MMC-X52-N-24"	APN-A - MMC
61	LIMA	TLA	TLA-MGL-LPRO-X52-N-14"	TLA - LPRO
62	LIMA	LLA	LLA-MGL-sst LC - LCOM-X52-N-12"	LLA sst 16" LC - LCOM
63	LIMA	TLA	TLC-MGL-TLE-X52-N-12"	TLC - TLE
64	LIMA	TLC	TLE-MGL-TLD-X52-N-16"	TLE - TLD
65	LIMA	TLF	TLF-MGL-TLD-X52-N-12"	TLF - TLD
66	LIMA	LPRO	LPRO-MGL-CILAMAYA-X52-N-24"	LPRO - CILAMAYA
67	LIMA	LC	LC-MGL-LCOM-X52-N-16"	LC - LCOM
68	LIMA	LLD	LLD-MGL-MMC-X52-N-16"	LLD - MMC
69	LIMA	LCOM	LCOM-MGL-NGLB-X52-N-12"	LCOM - NGLB
70	LIMA	LE	LE-MGL-LD-X52-N-12"	LE - LD
71	LIMA	LCOM	LCOM-MGL-MMF-X52-N-16"	LCOM - MMF
72	LIMA	LLF	LLF-MGL-LLD-X52-N-6"	LLF - LLD
73	LIMA	LLB	LLB-MGL- sst LLA - sst 16" LC - LCOM-X52-N-8"	LLB sst 12" LLA - sst 16" LC - LCOM
74	LIMA	LLA	LLA-MGL-LCOM-X52-N-16"	LLA - LCOM
75	LIMA	LB	LB-MGL- sst LC - LCOM-X52-N-12"	LB sst 16" LC - LCOM
76	KLA	KLXB	KLXB-MGL-MMC-X52-N-24"	KLXB - MMC
77	KLA	KLC	KLC-MGL-KLB-X52-N-3.5"	KLC - KLB
78	KLA	KLYB	KLYB-MGL-KLYA-X52-N-12"	KLYB - KLYA
79	KLA	KLB	KLB-MGL-KLYA-X52-N-8"	KLB - KLYA
80	KLA	KLYA	KLYA-MGL-KLXB-X52-N-16"	KLYA - KLXB
81	KLA	KLXA	KLXA-MGL-KLXB-X52-N-12"	KLXA - KLXB
82	KLA	KLB	KLB-MGL-KLXB-X52-N-20"	KLB - KLXB
83	ORF	MK	MK-MGL-TG PRIOK-X60-N-26"	MK - TG PRIOK

4.1. ANALISA MODEL PROBABILITAS

Dalam sub bab ini hasil keluaran model probabilitas untuk setiap jaringan pipa gas alam bawah laut, setiap skenarionya akan dicantumkan sesuai dengan masing-masing parameter. Untuk lebih lebih detailnya akan dijelaskan dibawah ini.

4.1.1. Model *Year in Service*

Model *year in service* menitik beratkan pada umur atau lama operasi dari suatu jaringan pipa bawah laut. Keluaran model ini berupa bobot score untuk masing-masing skenario. Pada model ini mempunyai empat skenario yaitu umur jaringan pipa kurang dari 5 tahun dengan score 2.5, umur jaringan pipa antara 6 tahun hingga 9 tahun dengan score 5, umur jaringan pipa antara 10 hingga 15 tahun dengan score 7.5 dan untuk jaringan pipa dengan umur lebih dari 15 tahun dengan score 10. Model *year in service* ini mempunyai bobot indeks sebesar 10%.

Untuk mendapatkan bobot score pada masing-masing jaringan pipa maka score harus dikalikan dengan bobot indeks sehingga dihasilkan bobot score pada masing-masing jaringan pipa. Sebagai beberapa contoh kasus pada jaringan pipa dengan ID, B1C-MGL-NGLB-X52-N-12", NGLB-MGL-LCOM-X65-N-24", APNA-MGL-MMC-X52-N-24". Untuk hasil analisa perhitungan keluaran model *year in service* pada jaringan pipa B1C-MGL-NGLB-X52-N-12" akan dijelaskan dengan perhitungan seperti, umur operasi jaringan pipa ini 32 tahun, jika dilihat dari skenarionya maka berarti umur jaringan pipa lebih besar dari 15 tahun sehingga mempunyai score sebesar 10, kemudian dikalikan dengan bobot indeks model *year in service* yaitu 10% sehingga dari perhitungan ini menghasilkan bobot score 1. Untuk hasil analisa perhitungan keluaran model *year in service* pada jaringan pipa NGLB-MGL-LCOM-X65-N-24" akan dijelaskan dengan perhitungan seperti, umur operasi jaringan pipa ini 13 tahun, jika dilihat dari skenarionya maka berarti umur jaringan pipa antara 10 tahun hingga 15 tahun sehingga mempunyai score sebesar 0,75 kemudian dikalikan dengan bobot indeks model *year in service* yaitu 10% sehingga dari perhitungan ini menghasilkan bobot score 0,75. Untuk hasil analisa perhitungan keluaran model *year in service*

pada jaringan pipa APNA-MGL-MMC-X52-N-24" akan dijelaskan dengan perhitungan seperti, umur operasi jaringan pipa ini 6 tahun, jika dilihat dari skenarionya maka berarti umur jaringan pipa antara 6 tahun hingga 9 tahun sehingga mempunyai score sebesar 0,5 kemudian dikalikan dengan bobot indeks model *year in service* yaitu 10% sehingga dari perhitungan ini menghasilkan bobot score 0,5. Pada tabel 4.2. memperlihatkan beberapa contoh kasus hasil keluaran model *year in service*, untuk melihat hasil keluaran model *year in service* di semua jaringan pipa gas alam bawah laut pada lampiran 1.

Tabel 4.2. Bobot score output model *year in service* pada jaringan pipa gas alam bawah laut.

NO	ASSET	AREA	PIPELINES ID	MODEL YEAR IN SERVICE (Bobot Indeks 10%)		
				SKENARIO (Umur Jaringan Pipa)	SCORE	BOBOT SCORE
1	BRAVO	B1C	B1C-MGL-NGLB-X52-N-12"	> 15 TAHUN	10	1
2	BRAVO	NGLB	NGLB-MGL-LCOM-X65-N-24"	10 - 15 TAHUN	7.5	0.75
3	MM	APN-A	APNA-MGL-MMC-X52-N-24"	6 - 9 TAHUN	5	0.5
4	N/A	N/A	N/A	< 5 TAHUN	0	0

Dari lampiran A dapat dilihat bahwa jaringan pipa gas alam bawah laut di lapangan Jawa barat bagian Utara dari keluaran model *year in service* diketahui rata-rata telah berumur lebih dari 15 tahun ini dapat dilihat bobot score yang dikeluarkan oleh model. Jaringan pipa gas alam bawah laut yang berumur lebih dari 15 tahun berjumlah 60, dan yang berumur 10 tahun hingga 15 tahun berjumlah 18 jaringan pipa, sedangkan jaringan pipa yang berumur 6 tahun hingga 9 tahun berjumlah 5 jaringan pipa, dan jaringan pipa yang berumur kurang dari 5 tahun tidak ada.

4.1.2. Model *Number of Leaks*

Model *number of leaks* ini menitik beratkan pada frekwensi kegagalan dari suatu jaringan pipa gas alam bawah laut selama jaringan pipa beroperasi. Keluaran model ini berupa bobot score untuk masing-masing skenario. Pada model ini mempunyai lima skenario yaitu jaringan pipa yang tidak pernah mengalami kegagalan atau kebocoran dengan score 0, jaringan pipa yang mengalami kegagalan atau kebocoran dengan jumlah 1 hingga 5 kali kegagalan

atau kebocoran dengan score 2.5, jaringan pipa yang mengalami kegagalan atau kebocoran dengan jumlah 6 hingga 9 kali kegagalan atau kebocoran dengan score 5, jaringan pipa yang mengalami kegagalan atau kebocoran dengan jumlah 10 hingga 15 kali kegagalan atau kebocoran dengan score 7.5, dan untuk jaringan pipa yang mengalami kegagalan atau kebocoran dengan jumlah lebih dari 15 kali kegagalan atau kebocoran dengan score 10. Model *number leaks* ini mempunyai bobot indeks sebesar 20%.

Untuk mendapatkan bobot score pada masing-masing jaringan pipa maka score harus dikalikan dengan bobot indeks sehingga dihasilkan bobot score pada masing-masing jaringan pipa. Sebagai beberapa contoh kasus pada jaringan pipa dengan ID, NGLB-MGL-LCOM-X65-N-24", NGLB-MGL-CILAMAYA-X60-N-32", LLF-MGL-LLD-X52-N-6". Untuk hasil analisa perhitungan keluaran model number of leaks pada jaringan pipa NGLB-MGL-LCOM-X65-N-24", akan dijelaskan dengan perhitungan seperti berikut jaringan pipa ini belum pernah mengalami kegagalan atau kebocoran selama masa operasi, jika dilihat dari skenarionya maka berarti 0 number of leaks sehingga mempunyai score sebesar 0, kemudian dikalikan dengan bobot indeks model number of leaks yaitu 20% sehingga dari perhitungan ini menghasilkan bobot score 0. Untuk hasil analisa perhitungan keluaran model number of leaks pada jaringan pipa NGLB-MGL-CILAMAYA-X60-N-32" akan dijelaskan dengan perhitungan seperti berikut jaringan pipa ini satu kali mengalami kegagalan atau kebocoran selama masa operasi, jika dilihat dari skenarionya berarti 1 number of leaks sehingga mempunyai score sebesar 2.5, kemudian dikalikan dengan bobot indeks model number of leaks yaitu 20% sehingga dari perhitungan ini menghasilkan bobot score 0.5. Untuk hasil analisa perhitungan keluaran model number of leaks pada jaringan pipa LLF-MGL-LLD-X52-N-6" akan dijelaskan dengan perhitungan seperti, jaringan pipa ini tujuh kali mengalami kegagalan atau kebocoran selama masa operasi, jika dilihat dari skenarionya berarti 7 number of leaks sehingga mempunyai score sebesar 5, kemudian dikalikan dengan bobot indeks model number of leaks yaitu 20% sehingga dari perhitungan ini menghasilkan bobot score 1. Pada Tabel 4.3. memperlihatkan beberapa contoh kasus hasil keluaran

model pada parameter number of leaks, sedangkan untuk melihat lebih detail hasil keluaran model *number of leaks* dapat dilihat pada lampiran 2.

Tabel 4.3. Bobot score output model *number of leaks*
Pada jaringan pipa gas alam bawah laut.

NO	ASSET	AREA	PIPELINES ID	MODEL NUMBER of LEAKS (Bobot Indeks 20%)		
				SKENARIO (Jumlah Kegagalan)	SCORE	BOBOT SCORE
1	BRAVO	NGLB	NGLB-MGL-LCOM-X65-N-24"	0	0	0
2	BRAVO	NGLB	NGLB-MGL-CILAMAYA-X60-N-32"	1 - 5	2.5	0.5
3	LIMA	LLF	LLF-MGL-LLD-X52-N-6"	6 - 9	5	1
4	N/A	N/A	N/A	10 - 15	7.5	1.5
5	N/A	N/A	N/A	> 15	10	2

Jika melihat pada lampiran B, maka dapat diketahui bahwa jaringan pipa gas alam bawah laut sedikit yang mengalami kegagalan atau kebocoran. Hal ini dapat diterima, karena secara teoritis bahwa gas bumi dengan pemisahan sempurna akan cenderung lebih kering dan menjadi tidak korosif. Dari 83 jaringan pipa gas alam bawah laut diketahui bahwa 59 jaringan pipa tidak pernah mengalami kegagalan, 22 jaringan pipa mengalami 1 hingga 5 kali kegagalan, dan 2 jaringan pipa yang mengalami 6 hingga 9 kali kegagalan.

4.1.3. Model *Past Remediation/Repair*

Model past remediation ini menitik beratkan pada metoda perbaikan yang dilakukan terhadap jaringan pipa gas alam bawah laut ketika jaringan pipa tersebut mengalami kegagalan atau kebocoran. Keluaran model ini berupa bobot score untuk masing-masing skenario. Pada model ini mempunyai empat skenario yaitu tidak pernah ada perbaikan yang dilakukan terhadap jaringan pipa gas alam atau tidak pernah mengalami kegagalan atau kebocoran dengan score 0, metoda perbaikan menggunakan *sectional replacement* dengan score 2.5, metoda perbaikan dengan menggunakan *skinner clamp* seperti plidco, clock spring dengan score 5, sedangkan jika menggunakan metoda *fabrication clamp* dengan score 10. Model past remediation ini mempunyai bobot indeks sebesar 10%.

Untuk mendapatkan bobot score pada masing-masing jaringan pipa maka score harus dikalikan dengan bobot indeks sehingga dihasilkan bobot score pada masing-masing jaringan pipa. Sebagai beberapa contoh kasus pada jaringan pipa

dengan ID, NGLB-MGL-LCOM-X65-N-24", FH-MGL-FPRO-X52-N-12", PCP-MGL-MK-X52-N-26", LPRO-MGL-CILAMAYA-X52-N-24".

Hasil analisa perhitungan keluaran model *past remediation* pada jaringan pipa NGLB-MGL-LCOM-X65-N-24" akan dijelaskan dengan perhitungan seperti, jaringan pipa gas alam ini tidak pernah mengalami kegagalan atau kebocoran selama beroperasi, jika dilihat dari skenario tersebut maka jaringan pipa gas alam ini mempunyai score sebesar 0, kemudian dikalikan dengan bobot inbeks model *past remediation* yaitu 10% sehingga dari perhitungan ini menghasilkan bobot score 0.

Hasil analisa perhitungan keluaran model *past remediation* pada jaringan pipa FH-MGL-FPRO-X52-N-12" akan dijelaskan dengan perhitungan seperti, jaringan pipa gas alam ini pernah mengalami kebocoran dan telah diperbaiki dengan menggunakan *sectional replcement* dengan alasan di sekitar tempat kebocoran pada dinding pipa mengalami penipisan sehingga diputuskan untuk mengganti sebagian jaringan pipa gas dengan yang baru, metoda repair ini jika dilihat dari skenarionya maka mempunyai score sebesar 2.5, kemudian dikalikan dengan bobot inbeks model *past remediation* yaitu 10% sehingga dari perhitungan ini menghasilkan bobot score 2,5.

Hasil analisa perhitungan keluaran model *past remediation* pada jaringan pipa PCP-MGL-MK-X52-N-26" akan dijelaskan dengan perhitungan seperti, jaringan pipa gas alam ini pernah mengalami kebocoran dan telah diperbaiki dengan menggunakan metoda skinner atau plidco clamp, jika dilihat dari skenarionya berarti jaringan pipa gas alam ini mempunyai score sebesar 5 kemudian dikalikan dengan bobot indeks model *past remediation* yaitu 10% sehingga dari perhitungan ini menghasilkan bobot score 0,5.

Sedangkan untuk hasil analisa perhitungan keluaran model *past remediation* pada jaringan pipa LPRO-MGL-CILAMAYA-X52-N-24" akan dijelaskan dengan perhitungan seperti, jaringan pipa gas alam ini pernah mengalami kebocoran dan telah diperbaiki dengan menggunakan metoda *fabrication clamp*, jika dilihat dari skenarionya berarti jaringan pipa gas alam ini mempunyai score sebesar 10 kemudian dikalikan dengan bobot indeks model *past remediation* yaitu 10% sehingga dari perhitungan ini menghasilkan bobot

score 1. Pada Tabel 4.4. memperlihatkan beberapa contoh kasus hasil keluaran model *past remediation*, untuk melihat hasil keluaran model *past remediation* pada semua jaringan pipa gas alam pada lampiran 3.

Tabel 4.4. Bobot score output model *past remediation* pada jaringan pipa gas alam bawah laut.

NO	ASSET	AREA	PIPELINES ID	MODEL PAST REMEDIATION (Bobot Indeks 10%)		
				SKENARIO (Metoda Repair)	SCORE	BOBOT SCORE
1	BRAVO	NGLB	NGLB-MGL-LCOM-X66-N-24"	Never	0	0
2	FOXTROT	FH	FH-MGL-FPRO-X52-N-12"	Sectional Repacement	2.5	0.25
3	PAPA	PCP	PCP-MGL-MK-X52-N-26"	Skinner/Plidco Clamp	5	0.5
4	LIMA	LPRO	LPRO-MGL-CILAMAYA-X52-N-24"	Fabrication Clamp	10	1

Pada lampiran 3 akan menunjukkan hasil semua keluaran model *Past Remediation/Repair*. Jika melihat hasil keluaran model ini dapat diketahui bahwa 58 jaringan pipa gas alam tidak pernah mengalami kegagalan atau kebocoran sehingga tidak pernah mengalami perbaikan jenis metoda apapun. Dan untuk jaringan pia gas alam yang pernah mengalami kegagalan atau kebocoran yang sering digunakan adalah metoda clamp yaitu sebanyak 21 kegagalan atau kebocoran, dan 2 kegagalan atau kebocoran di perbaiki dengan metoda sectional replacement/penggantian sebagian, sedangkan 2 kegagalan atau kebocoran jaringan pipa gas alam yang lain diperbaiki dengan menggunakan metoda fabrication clamp.

4.1.4. Model *Corrosion Threat*

Model corrosion threat ini menitik beratkan pada faktor penyebab kegagalan pada suatu jaringan pipa gas alam bawah laut selama jaringan pipa beroperasi. Model ini akan menampilkan beberapa parameter skenario yang mempengaruhi nilai bobot score model corrosion threat. Bobot indeks untuk model corrosion threat yaitu sebesar 40% dan terbagi menjadi tujuh model parameter antara lain yaitu kandungan CO₂ dengan sub bobot indeks 10%, kandungan H₂S dengan sub bobot indeks 5%, kandungan SRB (Sulphate Reducing Bacteria) dengan sub bobot indeks 10%, pH dengan sub bobot indeks

2%, kandungan air dengan sub bobot indeks 4%, kondisi riser dengan sub bobot indeks sebesar 5%, serta tingkat proteksi jaringan pipa dengan sub bobot indeks sebesar 4%

Model parameter kandungan CO₂ mempunyai sub bobot indeks 10% dan mempunyai tiga skenario yaitu nilai kandungan CO₂ kurang dari 1% mempunyai score 1, kandungan CO₂ berkisar antara 1% hingga 5% mempunyai score 5, dan untuk kandungan CO₂ lebih besar dari 5% mempunyai score 10.

Model parameter kandungan H₂S mempunyai sub bobot indeks 5% dan mempunyai tiga skenario yaitu nilai kandungan H₂S kurang dari 1 ppm mempunyai score 1, kandungan H₂S berkisar antara 1 ppm hingga 5 ppm mempunyai score 5, dan untuk kandungan H₂S lebih besar dari 5 ppm mempunyai score 10.

Model parameter kandungan SRB mempunyai sub bobot indeks 10% dan mempunyai tiga skenario yaitu jika nilai SRB jumlahnya kurang dari 100 population/ml mempunyai score 1, nilai SRB jumlahnya kurang atau sama dengan 1000 population/ml mempunyai score 5, dan nilai SRB jumlahnya lebih dari 1000 population/ml mempunyai score 10.

Model parameter pH mempunyai sub bobot indeks 2% dan mempunyai tiga skenario yaitu jika pH lebih besar dari 7 mempunyai score 1, jika pH berkisar antara 5 hingga 7 mempunyai score 5 dan jika pH kurang dari 5 mempunyai score 10.

Model parameter kandungan air mempunyai sub bobot indeks 4% dan mempunyai empat skenario yaitu jika nilai kandungan air kurang dari 10% mempunyai score 1, jika kandungan air berkisar antara 10% hingga sama dengan 70% mempunyai score 5, dan jika kandungan air lebih besar dari 70% akan mempunyai score 10.

Model parameter kondisi riser mempunyai sub bobot indeks 5% dan mempunyai tiga skenario yaitu jika kondisi riser good mempunyai score 0, jika kondisi riser mild mempunyai score 5 dan jika kondisi riser severe mempunyai score 10.

Model parameter tingkat proteksi mempunyai sub bobot indeks 4% dan mempunyai tiga skenario yaitu jika tingkat proteksinya dalam keadaan terproteksi

mempunyai score 0, jika tingkat proteksinya dalam keadaan marginally proteksi mempunyai score 5 dan jika tingkat proteksinya dalam keadaan tidak terproteksi akan mempunyai score 10.

Untuk mendapatkan bobot score dari model corrosion threat pada masing-masing jaringan pipa maka pertama harus mendapatkan nilai sub bobot score model parameter terlebih dahulu dengan cara mengalikan score dari model parameter dengan sub bobot indeks sehingga dihasilkan sub bobot score pada masing-masing jaringan pipa. Setelah diketahui sub bobot score pada masing-masing model parameter lalu dijumlahkan semua nilai sub bobot score ini kemudian hasilnya disebut sebagai bobot score dari model corrosion threat.

Sebagai contoh, beberapa kasus pada jaringan pipa dengan ID, NGLB-MGL-LCOM-X65-N-24" dan PCP-MGL-MK-X52-N-26".

Hasil analisa perhitungan keluaran model *corrosion threat* pada jaringan pipa NGLB-MGL-LCOM-X65-N-24" akan dijelaskan dengan perhitungan seperti, *pertama* untuk model parameter CO₂, jika gas alam yang melewati jaringan pipa gas alam ini mempunyai kandungan CO₂-nya sebesar 7%, maka jika melihat skenario dari model parameter CO₂ nilai sub score-nya adalah 10 dan kemudian dikalikan dengan nilai sub bobot indeks dari model parameter CO₂ yaitu 10% sehingga menghasilkan sub bobot score 1, *kedua* untuk model parameter H₂S, jika gas alam yang melewati jaringan pipa gas alam ini mempunyai kandungan H₂S-nya sebesar 1 ppm, jika melihat skenario dari model parameter H₂S maka nilai sub score-nya adalah 5 dan kemudian dikalikan dengan nilai sub bobot indeks dari model parameter H₂S yaitu 5% sehingga menghasilkan sub bobot score 0.25, *ketiga* model parameter SRB, jika gas alam yang melewati jaringan pipa gas alam ini mempunyai kandungan SRB sebesar 0 population/ml, jika melihat skenario dari model parameter SRB nilai sub score-nya adalah 1 dan kemudian dikalikan dengan nilai sub bobot indeks dari model parameter SRB yaitu 10% sehingga menghasilkan sub bobot score 0.1, *keempat* model parameter pH, jika gas alam yang melewati jaringan pipa gas alam ini mempunyai pH sebesar 7, maka jika melihat skenario dari model parameter pH nilai sub score-nya adalah 5 dan kemudian dikalikan dengan nilai sub bobot indeks dari model parameter pH yaitu 2% sehingga menghasilkan sub bobot

score 0.1, *kelima* model parameter kandungan air, jika gas alam yang melewati jaringan pipa gas alam ini mempunyai kandungan air sebesar 8%, jika melihat skenario dari model parameter kandungan air maka nilai sub score-nya adalah 1 dan kemudian dikalikan dengan nilai sub bobot indeks dari model parameter kandungan air yaitu 4% sehingga menghasilkan sub bobot score 0.04, *keenam* model parameter kondisi riser, jika kondisi riser dari jaringan pipa gas alam ini kondisinya mild, maka jika melihat skenario dari model parameter kondisi riser sub score-nya adalah 5 dan kemudian dikalikan dengan nilai sub bobot indeks dari model parameter kondisi riser yaitu 5% sehingga menghasilkan sub bobot score 0.25, *ketujuh* model parameter tingkat proteksi dari jaringan pipa, jika tingkat proteksi dari jaringan pipa gas alam ini kondisinya tidak terproteksi, maka jika melihat skenario dari model parameter tingkat proteksi ini sub score-nya adalah 10 dan kemudian dikalikan dengan nilai sub bobot indeks dari model parameter tingkat proteksi yaitu 4% sehingga menghasilkan sub bobot score 0.4. Kemudian masing-masing nilai sub bobot score dijumlahkan dan menghasilkan bobot score untuk model corrosion threat sebesar 2.28.

Hasil analisa perhitungan keluaran model *corrosion threat* pada jaringan pipa PCP-MGL-MK-X52-N-26” akan dijelaskan dengan perhitungan seperti, *pertama* untuk model parameter CO₂, jika gas alam yang melewati jaringan pipa gas alam ini mempunyai kandungan CO₂-nya sebesar 3%, maka jika melihat skenario dari model parameter CO₂ nilai sub score-nya adalah 5 dan kemudian dikalikan dengan nilai sub bobot indeks dari model parameter CO₂ yaitu 10% sehingga menghasilkan sub bobot score 0.5, *kedua* untuk model parameter H₂S, jika gas alam yang melewati jaringan pipa gas alam ini mempunyai kandungan H₂S-nya sebesar 0 ppm, jika melihat skenario dari model parameter H₂S maka nilai sub score-nya adalah 1 dan kemudian dikalikan dengan nilai sub bobot indeks dari model parameter H₂S yaitu 5% sehingga menghasilkan sub bobot score 0.05, *ketiga* model parameter SRB, jika gas alam yang melewati jaringan pipa gas alam ini mempunyai kandungan SRB sebesar 0 population/ml, jika melihat skenario dari model parameter SRB nilai sub score-nya adalah 1 dan kemudian dikalikan dengan nilai sub bobot indeks dari model parameter SRB yaitu 10% sehingga menghasilkan sub bobot score 0.1, *keempat* model parameter

pH, jika gas alam yang melewati jaringan pipa gas alam ini mempunyai pH sebesar 7, maka jika melihat skenario dari model parameter pH nilai sub score-nya adalah 5 dan kemudian dikalikan dengan nilai sub bobot indeks dari model parameter pH yaitu 2% sehingga menghasilkan sub bobot score 0.1, *kelima* model parameter kandungan air, jika gas alam yang melewati jaringan pipa gas alam ini mempunyai kandungan air sebesar 4%, jika melihat skenario dari model parameter kandungan air maka nilai sub score-nya adalah 1 dan kemudian dikalikan dengan nilai sub bobot indeks dari model parameter kandungan air yaitu 4% sehingga menghasilkan sub bobot score 0.04, *keenam* model parameter kondisi riser, jika kondisi riser dari jaringan pipa gas alam ini kondisinya good, maka jika melihat skenario dari model parameter kondisi riser sub score-nya adalah 0 dan kemudian dikalikan dengan nilai sub bobot indeks dari model parameter kondisi riser yaitu 5% sehingga menghasilkan sub bobot score 0, *ketujuh* model parameter tingkat proteksi dari jaringan pipa, jika tingkat proteksi dari jaringan pipa gas alam ini kondisinya terproteksi, maka jika melihat skenario dari model parameter tingkat proteksi ini sub score-nya adalah 0 dan kemudian dikalikan dengan nilai sub bobot indeks dari model parameter tingkat proteksi yaitu 4% sehingga menghasilkan sub bobot score 0. Kemudian masing-masing nilai sub bobot score dijumlahkan dan menghasilkan bobot score untuk model corrosion threat sebesar 0.88.

Pada Tabel 4.5. memperlihatkan beberapa contoh kasus hasil keluaran model *corrosion threat*, untuk melihat hasil keluaran model *corrosion threat* pada semua jaringan pipa gas alam pada lampiran 4.

Tabel 4.5. Bobot Score Output Model Corrosion Threat Pada Jaringan Gas Alam Pipa Bawah Laut.

NO	ASSET	AREA	PIPELINES ID	MODEL CORROSION THREAT (Bobot Indeks 40%)																					Bobot Score
				CO ₂ (Sub Bobot Indeks 10%)			H ₂ S (Sub Bobot Indeks 5%)			SRB (Sub Bobot Indeks 10%)			pH (Sub Bobot Indeks 2%)			Water Cut (Sub Bobot Indeks 4%)			Riser (Sub Bobot Indeks 5%)			CP (Sub Bobot Indeks 4%)			
				Skenario	Sub Score	Sub Bobot Score	Skenario	Sub Score	Sub Bobot Score	Skenario	Sub Score	Sub Bobot Score	Skenario	Sub Score	Sub Bobot Score	Skenario	Sub Score	Sub Bobot Score	Skenario	Sub Score	Sub Bobot Score	Skenario	Sub Score	Sub Bobot Score	
1	BRAVO	NGLB	NGLB-MGL-LCOM-X65-N-24"	> 5%	10	1	≤ 4 ppm	5	0.25	< 100	1	0.1	5-7	5	0.1	< 10%	1	0.04	Mild	5	0.25	Unprotected	10	0.4	2.14
2	PAPA	PCP	PCP-MGL-MK-X62-N-26"	< 10%	5	0.5	< 1ppm	1	0.05	< 100	1	0.1	5-7	5	0.1	< 10%	1	0.04	Good	0	0	Protected	0	0	0.79

4.1.5. Model *Monitoring* dan *Mitigation*.

Model parameter ini menitik beratkan pada monitor dan tindakan yang dilakukan untuk mengurangi terjadinya kegagalan pada suatu jaringan pipa bawah laut selama jaringan pipa beroperasi.. Model ini akan menampilkan beberapa parameter skenario yang mempengaruhi nilai bobot score model monitoring dan mitigation. Bobot indeks untuk model monitoring dan mitigation yaitu sebesar 20% dan terbagi menjadi tiga model parameter antara lain yaitu tingkat laju korosi dengan sub bobot indeks 5%, performa injeksi kimia dengan sub bobot indeks 7%, dan performa pelaksanaan pigging dengan sub bobot indeks 8%.

Model parameter laju korosi mempunyai sub bobot indeks 5% ini terbagi menjadi tiga skenario yaitu tingkat laju korosi rendah pada jaringan pipa mempunyai score 1, tingkat laju korosi sedang pada jaringan pipa mempunyai score 5, dan tingkat laju korosi tinggi pada jaringan pipa mempunyai score 10.

Model parameter performa injeksi kimia mempunyai sub bobot indeks 7% dan mempunyai tiga skenario yaitu jika performa injeksi kima lebih 95% pada jaringan pipa akan mempunyai score 1, jika performa injeksi kima berkisar antara 80% hingga 95% pada jaringan pipa akan mempunyai score 5, jika performa injeksi kima lebih kurang dari 80% pada jaringan pipa akan mempunyai score 10.

Model parameter performa pelaksanaan pigging mempunyai sub bobot indeks 8% dan mempunyai tiga skenario yaitu jika performa pigging lebih 90% pada jaringan pipa akan mempunyai score 1, jika performa pigging berkisar antara 50% hingga 90% pada jaringan pipa akan mempunyai score 5, jika performa pigging lebih kurang dari 50% pada jaringan pipa akan mempunyai score 10.

Untuk mendapatkan bobot score dari model monitoring dan mitigation pada masing-masing jaringan pipa maka pertama harus mendapatkan nilai sub bobot score model parameter terlebih dahulu dengan cara mengalikan sub score dari model parameter dengan sub bobot indeks sehingga dihasilkan sub bobot score pada masing-masing jaringan pipa. Setelah diketahui sub bobot score pada masing-masing model parameter lalu dijumlahkan semua nilai sub bobot score ini kemudian hasilnya disebut sebagai bobot score dari model monitoring dan mitigation.

Sebagai contoh, beberapa kasus pada jaringan pipa dengan ID, NGLB-MGL-LCOM-X65-N-24" dan PCP-MGL-MK-X52-N-26".

Hasil analisa perhitungan keluaran model monitoring dan mitigation pada jaringan pipa NGLB-MGL-LCOM-X65-N-24" akan dijelaskan dengan perhitungan seperti, *pertama* untuk model laju korosi, laju korosi yang terjadi pada jaringan pipa gas alam adalah laju korosi tinggi, maka jika melihat skenario dari model laju korosi nilai sub score-nya adalah 10 dan kemudian dikalikan dengan nilai sub bobot indeks dari model laju korosi yaitu 5% sehingga menghasilkan sub bobot score 0.5, *kedua* untuk model performa injeksi kimia, performa injeksi kimia pada jaringan pipa gas alam ini mempunyai performa 100%, maka jika dilihat skenario dari model performa injeksi kimia maka nilai sub score-nya adalah 1 dan kemudian dikalikan dengan nilai sub bobot indeks dari model performa injeksi kimia yaitu 7% sehingga menghasilkan sub bobot score 0.07, *ketiga* model performa pigging, performa pelaksanaan pigging pada jaringan pipa gas alam ini mempunyai performa 0%, sehingga jika dilihat dari skenario model performa pigging maka nilai sub score-nya adalah 10 dan kemudian dikalikan dengan nilai sub bobot indeks dari model performa pigging yaitu 8% sehingga menghasilkan sub bobot score 0.8. Kemudian dari masing-masing model sub bobot indeks dijumlahkan dan hasilnya merupakan bobot score dari model monitoring dan mitigation yaitu sebesar 1.37.

Pada Tabel 4.6. memperlihatkan beberapa contoh kasus hasil keluaran model *monitoring dan mitigation*, untuk melihat hasil keluaran model *monitoring dan mitigation* pada semua jaringan pipa gas alam pada lampiran 5.

Tabel 4.6. Bobot score output model *monitoring dan mitigation* pada jaringan pipa gas alam bawah laut.

NO	ASSET	AREA	PIPELINES ID	MODEL MONITORING DAN MITIGATION (Bobot Indeks 20%)									BOBOT SCORE
				Corrosion Rate (Sub Bobot Indeks 5%)			Chemical Injection Performance (Sub Bobot Indeks 7%)			Pigging Performance (Sub Bobot Indeks 8%)			
				Skenario	Sub Score	Sub Bobot Score	Skenario	Sub Score	Sub Bobot Score	Skenario	Sub Score	Sub Bobot Score	
1	BRAVO	NGLB	NGLB-MGL-LCOM-X65-N-24"	High Corrosion Rate	10	0.5	100%	1	0.07	0%	10	0.8	1.37
						0.5			0.07			0.8	
2	PAPA	PCP	PCP-MGL-MK-X52-N-26"	Medium Corrosion Rate	5	0.25	100%	1	0.07	100%	1	0.08	0.40
						0.25			0.07			0.08	

Setelah masing-masing model akan mengeluarkan nilai bobot score kemudian nilai ini dijumlahkan dan hasilnya disebut faktor probabilitas kegagalan (PoF). Nilai PoF ini kemudian dimasukkan ke dalam matrik 5 x 5, matrik ini telah di jelaskan sebelumnya pada Bab III, melalui matrik 5 x 5 ini dapat diketahui hasil kategori resiko untuk probabilitas kejadian kegagalan pada jaringan pipa gas alam bawah laut yang berada di Lapangan Jawa Barat bagian Utara.

Matrik 5 x 5 yang digunakan akan mengeluarkan hasil keluaran model dalam bentuk kategori resiko, atau sesuai dengan nilai PoF yang dihasilkan. Jika nilai PoF lebih kecil dari 2 kategori yang dikeluarkan mempunyai kisaran antara "Low" dan "Medium", untuk nilai PoF antara lebih besar dari 2 dan lebih kecil dari 4 kategori yang dikeluarkan mempunyai range antara "Low" dan "Medium", untuk nilai PoF antara lebih besar dari 4 dan lebih kecil dari 6 kategori yang dikeluarkan mempunyai range antara "Low", "Medium", dan "High", untuk nilai PoF antara lebih besar dari 6 dan lebih kecil dari 8 kategori yang dikeluarkan mempunyai range antara "Medium" dan "High", untuk nilai PoF antara lebih besar dari 8 dan lebih kecil dari 10 kategori yang dikeluarkan mempunyai range antara "Medium" dan "High".

Sebagai contoh, beberapa kasus pada jaringan pipa dengan ID, NGLB-MGL-LCOM-X65-N-24" dan PCP-MGL-MK-X52-N-26". Hasil keluaran model probabilitas pada jaringan pipa NGLB-MGL-LCOM-X65-N-24" dihasilkan melalui penjumlahan model bobot score yaitu bobot score model *year in service* yaitu 0.75, bobot score *number of leaks* yaitu 0, bobot score *past remediation* yaitu 0, bobot score *corrosion threat* yaitu 2.28 bobot score *monitoring* dan *mitigation* yaitu 1.37 sehingga menghasilkan faktor probabilitas sebesar 4.40 hasil keluaran model probabilitas pada jaringan pipa PCP-MGL-MK-X52-N-26" dihasilkan melalui penjumlahan model bobot score yaitu bobot score model *year in service* yaitu 0.75, bobot score *number of leaks* yaitu 0.5, bobot score *past remediation* yaitu 0.5, bobot score *corrosion threat* yaitu 0.88 dan bobot score *monitoring* dan *mitigation* yaitu 0.4 sehingga menghasilkan faktor probabilitas sebesar 3.03. Pada Tabel 4.7. memperlihatkan beberapa contoh kasus hasil keluaran model probabilitas, untuk melihat secara keseluruhan hasil keluaran model probabilitas pada semua jaringan pipa gas alam pada lampiran 6.

Tabel 4.7. Nilai faktor probabilitas kegagalan pada jaringan pipa gas alam bawah laut.

NO	ASSET	AREA	PIPELINES ID	Model Parameter for Probability of Failure Factor					Risk Based PoF Factor Score
				Year in Service	Number of Leaks	Pas Remediation	Corrosion Threat	Monitoring & Mitigation	
1	BRAVO	NGLB	NGLB-MGL-LCOM-X65-N-24"	0.75	0.00	0.00	2.28	1.37	4.40
2	PAPA	PCP	PCP-MGL-MK-X62-N-26"	0.75	0.5	0.5	0.88	0.4	3.03

4.2. ANALISA MODEL KONSEKWENSI

Model konsekwensi ini akan mengeluarkan beberapa bobot score dari model parameter, antara lain model dari parameter *safety*, parameter *loss production* dan parameter *environment*. Masing-masing model parameter akan dibahas satu per satu seperti dibawah ini.

4.2.1. Model Safety

Pada parameter *safety* ini akan menitik beratkan pada pertimbangan bahwa jaringan pipa gas alam ini yang terkoneksi atau tidak dengan *manned* platform atau platform dimana pekerja lepas pantai tinggal. Pada model ini mempunyai dua skenario yaitu jika jaringan pipa gas alam bawah laut ini satu sisi baik di sisi launcher atau sisi receiver berada di *manned* platform atau terkoneksi dengan *manned* platform maka konsekwensinya akan besar mengingat kewajiban perusahaan atau pemerintah untuk melindungi pekerja sesuai dengan undang-undang ketenaga kerjaan, untuk skenario ini mempunyai score 10, Sedangkan jika jaringan pipa gas alam bawah laut ini, di salah satu sisinya tidak terkoneksi dengan *manned* platform atau tempat para pekerja tinggal, jaringan ini hanya terkoneksi antara remote atau *Normally Unmanned Insatllation (NUI)* platform maka konsekwensinya akan lebih kecil, skenario ini mempunyai score sebesar 2. Model *safety* ini mempunyai bobot indeks sebesar 35%. Sebagai beberapa contoh kasus pada jaringan pipa dengan ID, NGLB-MGL-LCOM-X65-N-24", LLF-MGL-LLD-X52-N-6".

Hasil analisa perhitungan keluaran model *safety* pada jaringan pipa NGLB-MGL-LCOM-X65-N-24" akan dijelaskan dengan perhitungan seperti, jaringan pipa ini di kedua sisinya berada atau terkoneksi dengan *manned* platform

jika dilihat dari skenarionya maka jaringan pipa gas alam ini terkoneksi dengan manned platform sehingga mempunyai score , kemudian dikalikan dengan bobot inbeks model *year in service* yaitu 35% sehingga dari perhitungan ini menghasilkan bobot score 3.5. Sedangkan hasil analisa perhitungan keluaran model *safety* pada jaringan pipa LLF-MGL-LLD-X52-N-6" akan dijelaskan dengan perhitungan seperti, jaringan pipa ini di kedua sisinya tidak terkoneksi dengan manned platform, jika dilihat dari skenarionya maka jaringan pipa gas alam ini terkoneksi dengan NUI platform sehingga mempunyai score 2, kemudian dikalikan dengan bobot inbeks model *safety* yaitu 35% sehingga dari perhitungan ini menghasilkan bobot score 0.2.

Pada Tabel 4.8. memperlihatkan beberapa contoh kasus hasil keluaran model *safety*, untuk melihat hasil keluaran model *safety* pada semua jaringan pipa gas alam pada lampiran 7.

Tabel 4.8. Bobot score output model *safety* pada jaringan gas alam pipa bawah laut.

NO	ASSET	AREA	PIPELINES ID	MODEL SAFETY (Bobot Indeks 35%)		
				SKENARIO (Koneksi Manned/NUI Platform)	SCORE	BOBOT SCORE
1	BRAVO	NGLB	NGLB-MGL-LCOM-X65-N-24"	Koneksi Manned	10	3.5
2	LIMA	LLF	LLF-MGL-LLD-X52-N-6"	Koneksi NUI	2	0.7

4.2.2. Model Loss Production

Model *loss production* akan dipengaruhi jumlah gas alam yang mengalir melalui jaringan pipa gas alam bawah laut tersebut. Jika jaringan pipa gas alam bawah laut tersebut mengalami kegagalan maka *loss production*-nya berapa besar yang dialami oleh BP West Java sebagai operator lapangan jawa barat bagian utara. Model ini membagi *loss production* menjadi tiga skenario, jika terjadi kegagalan atau kebocoran maka seberapa besar *loss production*-nya, jika jumlah kurang dari 54000 MSCFD maka score 2.5, jika jumlahnya *loss production*-nya berkisar antara 54000 MSCFD hingga 162000 MSCFD maka scorenya 5, dan jika *loss productio* mencapai lebih besar dari 162000 MSCFD maka score yang akan tampil di keluaran model ini sebesar 10. Model *loss production* ini mempunyai bobot indeks sebesar 45%. Sebagai beberapa contoh kasus pada

jaringan pipa dengan ID, NGLB-MGL-LCOM-X65-N-24", LLF-MGL-LLD-X52-N-6".

Hasil analisa perhitungan keluaran model *loss production* pada jaringan pipa NGLB-MGL-LCOM-X65-N-24" akan dijelaskan dengan perhitungan seperti, gas alam yang melewati jaringan pipa bawah laut sebesar 212,596 MSCFD, jika dilihat model *loss production* ini maka mempunyai score sebesar 10, kemudian dikalikan dengan bobot indeks model *loss production* yaitu 45% sehingga dari perhitungan ini menghasilkan bobot score 4.5. Untuk hasil analisa perhitungan keluaran model *loss production* pada jaringan pipa LLF-MGL-LLD-X52-N-6" akan dijelaskan dengan perhitungan seperti, gas alam yang melewati jaringan pipa bawah laut sebesar 3310 MSCFD, jika dilihat model *loss production* ini maka mempunyai score sebesar 2.5 kemudian dikalikan dengan bobot indeks model *loss production* yaitu 45% sehingga dari perhitungan ini menghasilkan bobot score 1.125. Untuk analisa perhitungan keluaran model *loss production* pada jaringan pipa LPRO-MGL-CILAMAYA-X52-N-24" akan dijelaskan dengan perhitungan seperti, gas alam yang melewati jaringan pipa bawah laut sebesar 95000 MSCFD, jika dilihat model *loss production* ini maka score-nya sebesar 5, kemudian dikalikan dengan bobot indeks model *loss production* yaitu 45% sehingga dari perhitungan ini menghasilkan bobot score 2.25. Pada Tabel 4.9. memperlihatkan beberapa contoh kasus hasil keluaran model *loss production* untuk melihat hasil keluaran model *loss production* pada semua jaringan pipa gas alam, lampiran 8.

Tabel 4.9. Bobot score output model loss production pada jaringan gas alam pipa bawah laut.

NO	ASSET	AREA	PIPELINES ID	MODEL LOSS PRODUCTION (Bobot Indeks 45%)		
				SKENARIO (Gas Flow Rate/MSCFD)	SCORE	BOBOT SCORE
1	BRAVO	NGLB	NGLB-MGL-LCOM-X65-N-24"	>162000	10	4.5
2	LIMA	LCOMP	LPRO-MGL-CILAMAYA-X52-N-24"	54000-162000	5	2.25
3	LIMA	LLF	LLF-MGL-LLD-X52-N-6"	<54000	2	0.9

Dari lampiran G dapat diketahui bahwa di lapangan jawa bagian utara nilai bobot score sebesar 1.125 sebanyak 70 jaringan pipa, dan untuk nilai bobot score 2.25 sebanyak 4 jaringan pipa gas alam bawah laut, sedangkan untuk nilai bobot

score 4.5 sebanyak 9 jaringan pipa gas alam bawah laut. Hal ini mengingat bahwa menurunnya jumlah produksi yang ada di lapangan Jawa Barat bagian utara.

4.2.3. Model *Environment*

Model parameter *environment* ini akan menitikberatkan pada dampak pada lingkungan dengan mempertimbangkan masyarakat, konservasi binatang, dan pencemaran yang akan terjadi jika suatu jaringan pipa gas alam bawah laut mengalami kegagalan. Pada tabel 4.10. akan terlihat jaringan pipa yang mana saja yang dekat dengan pemukiman masyarakat atau konservasi binatang ataupun akan berdampak pada pencemaran lingkungan. Model *environment* ini akan terbagi menjadi tiga skenario yaitu jika jarak antara jaringan pipa gas alam bawah laut tersebut dengan garis pantai karena diasumsikan di garis pantai ada pemukiman masyarakat atau konservasi binatang sebesar 10 mile maka nilai score yang akan tampil sebesar 2.5, kemudian jika jarak antara jaringan pipa gas alam bawah laut tersebut dengan garis pantai karena diasumsinya di garis pantai ada pemukiman masyarakat atau konservasi binatang sebesar 3 hingga 10 mile maka score yang akan tampil sebesar 5, dan jika jarak antara jaringan pipa gas alam bawah laut tersebut dengan garis pantai karena diasumsikan di garis pantai ada pemukiman masyarakat atau konservasi binatang kurang dari 3 mile maka nilai bobot score yang akan tampil sebesar 2. Model loss production ini mempunyai bobot indeks sebesar 20%.

Untuk mendapatkan bobot score pada masing-masing jaringan pipa maka score harus dikalikan dengan bobot indeks sehingga dihasilkan bobot score pada masing-masing jaringan pipa. Sebagai beberapa contoh kasus pada jaringan pipa dengan ID, NGLB-MGL-LCOM-X65-N-24", PCP-MGL-MK-X52-N-26"

. Hasil analisa perhitungan keluaran model *environment* pada jaringan pipa NGLB-MGL-LCOM-X65-N-24" akan dijelaskan dengan perhitungan seperti, jarak antara jaringan pipa gas alam bawah laut tersebut dengan garis pantai atau pemukiman masyarakat atau konservasi binatang sebesar 10 mile maka nilai score yang akan tampil sebesar 2.5, kemudian dikalikan dengan bobot indeks model *environment* yaitu 20% sehingga dari perhitungan ini menghasilkan bobot score 0.5. Untuk hasil analisa perhitungan keluaran model *environment* pada jaringan

pipa PCP-MGL-MK-X52-N-26" akan dijelaskan dengan perhitungan seperti, jarak antara jaringan pipa gas alam bawah laut tersebut dengan garis pantai atau pemukiman masyarakat atau konservasi binatang sebesar kurang dari 3 mile maka nilai score yang akan tampil sebesar 10, kemudian dikalikan dengan bobot inbeks model *environment* yaitu 20% sehingga dari perhitungan ini menghasilkan bobot score 0.5.

Pada Tabel 4.10. memperlihatkan beberapa contoh kasus hasil keluaran model *environment* untuk melihat hasil keluaran model *environment* pada semua jaringan pipa gas alam, lampiran 9.

Tabel 4.10. Bobot score output model environment pada jaringan pipa gas alam bawah laut.

NO	ASSET	AREA	PIPELINES ID	MODEL ENVIRONMENT(Bobot Indeks 20%)		
				SKENARIO (Jarak Pipeline - Garis Pantai)	SCORE	BOBOT SCORE
1	BRAVO	NGLB	NGLB-MGL-LCOM-X65-N-24"	>10 mile	2	0.4
2	KLA	KLB	KLB-MGL-KLYA-X52-N-8"	3 - 10 mile	5	1
3	PAPA	PCP	PCP-MGL-MK-X52-N-26"	< 3 mile	10	2

Setelah model *safety*, model *loss production* dan model *environment* mengeluarkan nilai bobot score kemudian nilai ini dijumlahkan dan hasilnya disebut faktor konsekwensi kegagalan (CoF). Nilai CoF ini kemudian dimasukkan ke dalam matrik 5 x 5, kemudian dari matrik ini dapat diketahui hasil kategori resiko untuk konsekwensi kejadian akibat kegagalan pada jaringan pipa gas alam bawah laut yang berada di lapangan jawa barat bagian utara.

Matrik 5 x 5 yang digunakan ini akan mengeluarkan hasil keluaran model dalam bentuk kategori resiko, atau sesuai dengan nilai CoF yang dihasilkan. Jika nilai CoF lebih kecil dari 2 kategori yang dikeluarkan mempunyai range antara "Low" dan "Medium", untuk nilai CoF antara lebih besar dari 2 dan lebih kecil dari 4 kategori yang dikeluarkan mempunyai range antara "Low" dan "Medium", untuk nilai CoF antara lebih besar dari 4 dan lebih kecil dari 6 kategori yang dikeluarkan mempunyai range antara "Low", "Medium", dan "High", untuk nilai CoF antara lebih besar dari 6 dan lebih kecil dari 8 kategori yang dikeluarkan mempunyai range antara "Medium" dan "High", untuk nilai CoF antara lebih

besar dari 8 dan lebih kecil dari 10 kategori yang dikeluarkan mempunyai range antara "Medium" dan "High".

Dari Hasil keluaran model konsekwensi pada semua jaringan pipa gas alam bawah laut dapat dilihat pada Lampiran I. Nilai faktor konsekwensi dari kegagalan pada jaringan pipa gas alam bawah laut. Nilai faktor ini belum dapat disebut sebagai nilai resiko dari suatu jaringan pipa gas alam bawah laut, untuk mendapatkan nilai resiko harus dikalikan terlebih dahulu dengan nilai faktor probabilitasnya untuk masing-masing jaringan pipa gas alam bawah laut.

4.3. ANALISA RESIKO

Analisa resiko dilakukan untuk mengetahui tingkat resiko yang terjadi pada masing-masing individual jaringan pipa gas alam bawah laut yang berada di lapangan jawa barat bagian utara. Nilai resiko ini di dapat setelah model dari setiap parameter mengeluarkan nilai bobot score, dari nilai bobot score ini kemudian dijumlahkan sehingga akan mengeluarkan nilai faktor probabilitas kegagalan (PoF) dan nilai faktor konsekwensi kegagalan (CoF) untuk masing-masing jaringan pipa gas alam bawah laut. Setelah nilai faktor probabilitas dan nilai faktor konsekwensi kegagalan diketahui kemudian kedua nilai faktor tersebut dikalikan maka akan diketahui nilai resiko pada jaringan pipa gas alam bawah laut untuk masing-masing individual jaringan pipa gas alam bawah laut. Sebagai contoh kasus pada jaringan pipa gas alam NGLB-MGL-LCOM-X65-N-24" akan dijelaskan sebagai berikut, pertama untuk faktor probabilitas kegagalan yaitu diketahui bahwa bobot score untuk model year in service sebesar 0.75, untuk bobot score model number of leaks bobot score-nya 0, untuk bobot score model past remediation sebesar 0, untuk bobot score model corrosion threat yaitu 3.02 dan untuk bobot score monitoring dan mitigation yaitu 1.37 setelah dijumlahkan bobot score dari masing-masing model sehingga diketahui faktor probabilitas kegagalan yaitu sebesar 5.14, kedua untuk faktor konsekwensi kegagalan diketahui bobot score model safety sebesar 3.5, untuk bobot score model loss production yaitu 4.5 dan bobot score untuk model environment 0.5, kemudian bobot score ini dijumlahkan sehingga menghasilkan faktor konsekwensi sebesar

8.5. Kemudian dikalikan antara faktor probabilitas dan faktor konsekuensi kegagalan sehingga diketahui nilai risikonya sebesar 43.69.

Pada Tabel 4.11 Contoh perhitungan nilai resiko pada jaringan pipa gas alam NGLB-MGL-LCOM-X65-N-24", disini dapat dilihat keluaran PoF dan CoF sehingga didapat nilai resiko dari jaringan pipa gas alam NGLB-MGL-LCOM-X65-N-24".

Tabel 4.11. Contoh Kasus Keluaran Model Nilai Resiko Pada Jaringan Pipa Gas Alam NGLB-MGL-LCOM-X65-N-24".

ANALYSIS	Parameter Model Score					Factor Score	Category
	Year in Service	Number of Leaks	Pas Remediation	Corrosion Threat	Monitoring & Mitigation		
Probability of Failure (PoF)	0.75	0.00	0.00	2.14	1.37	4.26	6
ANALYSIS	Parameter Model Score			Factor Score	Category		
	Safety	Loss Production	Environment				
Consequence of Failure (CoF)	3.50	4.50	0.50	8.50	10		
Risk (CoF*PoF) Score					36.21	HIGH	

Pada Tabel 4.12 Contoh mapping matrik dari nilai resiko pada jaringan pipa gas alam NGLB-MGL-LCOM-X65-N-24".

Tabel 4.12. Contoh Kasus Keluaran Model Matrik Resiko Pada Jaringan Pipa Gas Alam NGLB-MGL-LCOM-X65-N-24".

PoF	10					
	8					
	6					X
	4					
	2					
		2	4	6	8	10
		CoF				

Hasil keluaran model dari resiko menunjukkan bahwa dari 83 jaringan pipa gas alam di Lapangan Jawa Barat bagian Utara menghasilkan kategori "Low" dengan jumlah 35 jaringan pipa, kategori "Medium" berjumlah 37 jaringan pipa, dan dengan kategori "High" berjumlah 11 jaringan pipa. Jika dilihat jumlah kategori "Medium" lebih banyak karena selain kondisi jaringan pipa gas alam bawah laut dalam keadaan baik karena perawatan rutin hanya saja produksi yang

tidak cukup banyak untuk membuat menjadi kategori "*High*". Untuk kategori "*Low*" jumlahnya memang lebih sedikit di bandingkan dengan kategori "*Medium*" ini dikarenakan banyaknya jaringan pipa gas alam bawah laut di lapangan jawa barat bagian utara mengalami abandon atau sudah ditinggalkan, statuslainnya yaitu dalam kondisi shut in karena tidak adanya produksi yang melewati jaringan pipa tersebut, yang terakhir jaringan pipa tersebut dalam kondisi leak yang statusnya memang sedang menunggu di perbaiki atau sedang dalam proses study untuk diaktifkan kembali. Sedangkan untuk kategori "*High*" pada jaringan pipa gas alam ini memang digunakan sebagai jaringan pipa untuk menjual gas alam ke klien ataupun sebagai jaringan pipa gas alam eksport dari daerah area lapangan yang berbeda. Untuk lebih jelasnya dapat dilihat pada Tabel 4.13. Pada lampiran 10 dapat dilihat hasil keluaran model dari integrity management system pada jaringan pipa gas alam di laut jawa bagian utara.

Setelah diketahui kategori untuk masing-masing individual jaringan pipa gas alam bawah laut di lapangan jawa barat bagian utara maka akan di rangking sesuai dengan metodologi penelitian yang telah dijelas kan pada Bab III. Kemudian setelah diketahui rangking tersebut maka akan dilakukan analisa keekonomianya jika jaringan pipa gas alam dengan kategori "*High*" mengalami kegagalan.

Tabel 4.13. Risk kategori pada jaringan pipa gas alam bawah laut.

NO	ASSET	AREA	PIPELINES ID	PIPELINES DESCRIPTION	RISK CATEGORY
1	BRAVO	B1C	B1C-MGL-NGLB-X52-N-12"	B1C - NGLB	HIGH
2	BRAVO	NGLB	NGLB-MGL-CILAMAYA-X60-N-32"	NGLB - CILAMAYA	HIGH
3	BRAVO	NGLB	NGLB-MGL-B1C-X42-N-8"	NGLB - B1C	MEDIUM
4	BRAVO	NGLB	NGLB-MGL-LCOM-X65-N-24"	NGLB - LCOM	HIGH
5	BRAVO	BZZB	BZZB-MGL-ssv BZZA - B1C-X52-N-10"	BZZB ssv 20" BZZA - B1C	MEDIUM
6	BRAVO	BE	BE-MGL-B1C-X52-N-8"	BE - B1C	MEDIUM
7	BRAVO	BZZB	BZZB-MGL-B2C-X52-N-16"	BZZB - B2C	MEDIUM
8	BRAVO	YA	YA-MGL-B1C-X52-N-8"	YA - B1C	MEDIUM
9	BRAVO	BZNA	BZNA-MGL-sst SCA - BZZB-X52-N-6"	BZNA - sst 12" SCA - BZZB	LOW
10	BRAVO	SCA	SCA-MGL-BZZB-X52-N-12"	SCA - BZZB	LOW
11	UNIFORM	UPRO	UPRO-MGL-UYA-X52-N-12"	UPRO - UYA	LOW
12	UNIFORM	UVA	UVA-MGL-UWJ-X52-N-12"	UVA - UWJ	MEDIUM
13	UNIFORM	UYA	UYA-MGL-UA-X52-N-12"	UYA - UA	MEDIUM
14	UNIFORM	URA	URA-MGL-UA-X52-N-12"	URA - UA	MEDIUM
15	UNIFORM	UA	UA-MGL-UWJ-X52-N-16"	UA - UWJ	LOW
16	UNIFORM	KCOM	KCOM-MGL-NGLB-X52-N-8"	KCOM - NGLB	LOW
17	UNIFORM	UWA	UWA-MGL-B1C-X52-N-16"	UWA - B1C	HIGH
18	ECHO	ECOM	ECOM-MGL-NGLB-X52-N-20"	ECOM - NGLB	HIGH
19	ECHO	EF	EF-MGL-ECOM-X52-N-12"	EF - ECOM	MEDIUM
20	ECHO	EC	EC-MGL-ECOM-X52-N-16"	EC - ECOM	MEDIUM
21	ECHO	EQSB	EQSB-MGL-EQSA-X52-N-12"	EQSB - EQSA	LOW
22	ECHO	EJ	EJ-MGL-sst EF-ECOM-X52-N-8"	EJ sst 12" EF - ECOM	MEDIUM
23	ECHO	ETA	ETA-MGL-sst ESA - ECOM-X42-N-10"	ETA sst 16" ESA - ECOM	LOW
24	ECHO	EWYA	EWY-MGL-EF-X52-N-10"	EWY - EF	LOW
25	ECHO	ED	ED-MGL-ECOM-X42-N-8"	ED - ECOM	MEDIUM
26	ECHO	EZA	EZA-MGL-EZB-X52-N-12"	EZA - EZB	LOW
27	ECHO	EH	EH-MGL-EE-X52-N-12"	EH - EE	MEDIUM
28	ECHO	EE	EE-MGL-EC-X42-N-8"	EE - EC	LOW
29	FOXTROT	FU	FU-MGL-FH-X52-N-12"	FU - FH	LOW
30	FOXTROT	FH	FH-MGL-FPRO-X52-N-12"	FH - FPRO	LOW
31	FOXTROT	FNPRO	FNPRO-MGL-FPRO-X52-N-16"	FNPRO - FPRO	LOW
32	FOXTROT	FFB	FFB-MGL-FPRO-X52-N-12"	FFB - FPRO	MEDIUM
33	AVSA	AVSA	AVSA-MGL-ZU Junction-X52-N-18"	AVSA - ZU Junction	LOW
34	ZULU	ZUE	ZUE-MGL-ZU Junction-X52-N-12"	ZUE - ZU Junction	MEDIUM
35	ZULU	ZUJ	ZU Junction-MGL-PCP-X52-N-20"	ZU Junction - PCP	MEDIUM
36	PAPA	PB	PB-MGL-PCP-X52-N-12"	PB - PCP	LOW
37	PAPA	PCP	PCP-MGL-MK-X52-N-26"	PCP - MK	MEDIUM
38	MM	MQC1	MQC1-MGL- sst MQ5 - MQA-X52-N-8"	MQC1 sst 12" MQ5 - MQA	LOW
39	MM	MXHT	MXHT-MGL-MXFT-X52-N-16"	MXHT - MXFT	LOW
40	MM	MXC	MXC-MGL-MXD-X52-N-12"	MXC - MXD	LOW

Tabel 4.13. Risk kategori pada jaringan pipa gas alam bawah laut. (sambungan)

NO	ASSET	AREA	PIPELINES ID	PIPELINES DESCRIPTION	RISK CATEGORY
41	MM	MXHT	MXHT-MGL-MMF-X52-N-16"	MXHT - MMF	LOW
42	MM	MXB	MXB-MGL-sst MXD - MXHT-X42-N-8"	MXB sst 12" MXD - MXHT	LOW
43	MM	MXD	MXD-MGL-MXHT-X52-N-14"	MXD - MXHT	LOW
44	MM	MZ1	MZ1-MGL-MMF-X52-N-12"	MZ1 - MMF	LOW
45	MM	MMC	MMC-MGL-PCP-X52-N-26"	MMC - PCP	HIGH
46	MM	MQ2	MQ2-MGL-sst MQ5 - MQA-X52-N-8"	MQ2 sst 12" MQ5 - MQA	LOW
47	MM	MQ5	MQ5-MGL-MQA-X52-N-12"	MQ5 - MQA	LOW
48	MM	MQB1	MQB1-MGL-sst MQ5 - MQA-X52-N-8"	MQB1 sst 12" MQ5 - MQA	LOW
49	MM	MQE1	MQE1-MGL-sst MQB1 - MQA-X52-N-8"	MQE1 sst 8" MQB1 - MQA	LOW
50	MM	MQ1	MQ1-MGL-sst MQ5 - MQA-X52-N-8"	MQ1 sst 12" MQ5 - MQA	LOW
51	MM	MXA	MXA-MGL-MXHT-X52-N-16"	MXA - MXHT	LOW
52	MM	MQA	MQA-MGL-MMF-X52-N-16"	MQA - MMF	LOW
53	MM	MQ11	MQ11-MGL-sst MQ5 - MQA-X52-N-8"	MQ11 sst 12" MQ5 - MQA	LOW
54	MM	MB1	MB1-MGL-MBA-X52-N-8"	MB1 - MBA	LOW
55	MM	MBA	MBA-MGL-MMJC-X52-N-12"	MBA - MMJC	LOW
56	MM	MB2	MB2-MGL-sst MBA - MMJC-X52-N-8"	MB2 sst 12" MBA - MMJC	LOW
57	MM	MQD1	MQD1-MGL-sst MQ5 - MQA-X52-N-8"	MQD1 sst 8" MQ5 - MQA	LOW
58	MM	APN-D	APND-MGL-sst APN-A - MMC-X52-N-10"	APN-D sst APN-A - MMC	MEDIUM
59	MM	APN-B	APNB-MGL-sst APN-A - MMC-X52-N-10"	APN-B sst APN-A - MMC	MEDIUM
60	MM	APN-A	APNA-MGL-MMC-X52-N-24"	APN-A - MMC	HIGH
61	LIMA	TLA	TLA-MGL-LPRO-X52-N-14"	TLA - LPRO	MEDIUM
62	LIMA	LLA	LLA-MGL-sst LC - LCOM-X52-N-12"	LLA sst 16" LC - LCOM	MEDIUM
63	LIMA	TLC	TLC-MGL-TLE-X52-N-12"	TLC - TLE	MEDIUM
64	LIMA	TLE	TLE-MGL-TLD-X52-N-16"	TLE - TLD	MEDIUM
65	LIMA	TLF	TLF-MGL-TLD-X52-N-12"	TLF - TLD	MEDIUM
66	LIMA	LPRO	LPRO-MGL-CILAMAYA-X52-N-24"	LPRO - CILAMAYA	MEDIUM
67	LIMA	LC	LC-MGL-LCOM-X52-N-16"	LC - LCOM	MEDIUM
68	LIMA	LLD	LLD-MGL-MMC-X52-N-16"	LLD - MMC	MEDIUM
69	LIMA	LCOM	LCOM-MGL-NGLB-X52-N-12"	LCOM - NGLB	HIGH
70	LIMA	LE	LE-MGL-LD-X52-N-12"	LE - LD	MEDIUM
71	LIMA	LCOM	LCOM-MGL-MMF-X52-N-16"	LCOM - MMF	MEDIUM
72	LIMA	LLF	LLF-MGL-LLD-X52-N-6"	LLF - LLD	MEDIUM
73	LIMA	LLB	LLB-MGL-sst LLA - sst 16" LC - LCOM-X52-N-8"	LLB sst 12" LLA - sst 16" LC - LCOM	MEDIUM
74	LIMA	LLA	LLA-MGL-LCOM-X52-N-16"	LLA - LCOM	MEDIUM
75	LIMA	LB	LB-MGL-sst LC - LCOM-X52-N-12"	LB sst 16" LC - LCOM	MEDIUM
76	KLA	KLXB	KLXB-MGL-MMC-X52-N-24"	KLXB - MMC	HIGH
77	KLA	KLC	KLC-MGL-KLB-X52-N-3.5"	KLC - KLB	MEDIUM
78	KLA	KLYB	KLYB-MGL-KLYA-X52-N-12"	KLYB - KLYA	LOW
79	KLA	KLB	KLB-MGL-KLYA-X52-N-8"	KLB - KLYA	LOW
80	KLA	KLYA	KLYA-MGL-KLXB-X52-N-16"	KLYA - KLXB	MEDIUM
81	KLA	KLXA	KLXA-MGL-KLXB-X52-N-12"	KLXA - KLXB	MEDIUM
82	KLA	KLB	KLB-MGL-KLXB-X52-N-20"	KLB - KLXB	LOW
83	ORF	MK	MK-MGL-TG PRIOK-X60-N-26"	MK - TG PRIOK	HIGH

4.4. ANALISA KEEKONOMIAN

Latar belakang dan tujuan dilakukannya analisa keekonomian adalah untuk mengetahui dan membantu manajemen BP West Java jika jaringan pipa gas alam bawah lautnya mengalami kegagalan. Model ini akan membantu dalam pengambilan keputusan jika jaringan pipa gas alam bawah laut tersebut terjadi kebocoran. Keluaran dari model ini adalah rekomendasi terhadap tindakan yang akan dilakukan terhadap jaringan pipa gas bawah laut. Rekomendasi yang dikeluarkan dari model ini adalah akan memperbaiki atau membangun jaringan pipa gas alam baru.

Batasan dalam melakukan analisa keekonomian adalah bahwa analisa ini hanya akan dilakukan pada jaringan pipa gas alam bawah laut yang mempunyai kategori "High", yaitu yang berjumlah 11 jaringan pipa, ini untuk mempersempit cakupan analisa keekonomian. Dalam analisa keekonomian akan melakukan perhitungan dan perbandingan terhadap biaya yang akan dikeluarkan untuk tetap melakukan pemeliharaan serta menjaga integritas dari jaringan pipa gas alam tersebut atau melakukan pembangunan jaringan pipa gas alam bawah laut yang baru dengan mempertimbangkan prediksi cadangan yang ada dimana hal ini mempengaruhi ekspektasi dari umur jaringan pipa gas alam tersebut.

Analisa keekonomian akan membandingkan dua biaya yaitu pertama untuk membangun jaringan pipa gas alam bawah laut baru dan kedua untuk biaya pemeliharaan dan menjaga integritas dari jaringan pipa gas alam bawah laut. Biaya membangun jaringan pipa gas baru bawah laut diasumsikan dalam satuan \$/inch/km, sedangkan untuk biaya pemeliharaan dan integritas diasumsikan dalam satuan \$/tahun. Dalam biaya pemeliharaan dan integritas akan terbagi menjadi dua yaitu biaya operasi dan biaya integritas.

4.4.1. Biaya Maintenance Integrity

Biaya pemeliharaan dan integritas adalah biaya yang akan dikeluarkan untuk tetap beroperasinya jaringan pipa gas alam bawah laut setelah jaringan tersebut diperbaiki setelah mengalami kegagalan, hal ini dilakukan untuk menjamin untuk tetap dapat mengalirkan fluida sesuai dengan fungsi dari jaringan

pipa gas alam tersebut. Biaya maintenance integrity terbagi menjadi dua yaitu biaya operasional dan biaya integritas. Untuk masing-masing biaya akan dijelaskan lebih jauh seperti dibawah ini.

4.4.1.1. Biaya Operasional

Biaya operasional adalah biaya yang diperlukan dan diperhitungkan untuk pengawasan terhadap jaringan pipa gas alam selama jaringan pipa ini beroperasi. Biaya operasional ini terbagi menjadi tiga yaitu terdiri dari biaya surveylance, biaya boat, dan biaya analisa gas sampling. Biaya operasional ini akan diperhitungkan untuk masing- masing individual jaringan pipa gas alam.

Biaya personel untuk surveylance adalah biaya yang dikeluarkan oleh perusahaan dalam hal ini BP West Java sebagai operator lapangan minyak dan gas bumi di lapangan jawa barat bagian utara kepada kontraktor surveylance yang rutin melakukan survey terhadap operasi dari jaringan pipa gas alam bawah laut. Personel yang dibutuhkan dalam pekerjaan surveylance berjumlah dua orang dengan biaya \$75 setiap personel. Dalam setahun minimum operator surveylance melakukan kunjungan ke sisi launcher dan receiver jaringan pipa gas alam sebanyak 12 kali, hal ini diasumsikan bahwa setiap group akan melakukan visit satu kali dalam 15 hari. Sebelum total biaya operasional ini dihitung maka akan di jelaskan satu persatu. Biaya personel \$75 dikalikan 2 personel kemudian dikalikan 12 dengan asumsi dua personel ini akan mengunjungi sisi launcher dan sisi receiver dua belas kali dalam setahun, sehingga biaya total untuk pekerjaan surveylance sebesar \$1800 per tahun.

Biaya rental boat adalah biaya yang dikeluarkan oleh perusahaan untuk rental boat sebagai alat mobilisasi dari satu NUI ke NUI yang lain. Biaya rental boat menurut catatan terakhir bahwa harga rental boat termasuknya didalam kapten, anak buah kapal, dan fuel boat. Biaya rental boat yang dikeluarkan sebesar \$3500/days dan dalam setahun boat selalu digunakan minimum 24 kali untuk melakukan surveylance ke sisi lancher atau receiver pada jaringan pipa gas alam, sehingga biaya total yang dikeluarkan sebesar \$84000/year.

Biaya gas sampling analysis yaitu biaya yang dikeluarkan oleh perusahaan terhadap kontraktor yang melakukan pengmabilan gas sampling dan

analisa dari gas sampling itu sendiri, dalam pekerjaan ini dibutuhkan satu orang yang kompeten. Biaya yang dikeluarkan untuk personel yang melakukan pekerjaan gas sampling analisis yaitu \$75/hari dan pekerjaan ini dalam setahun membutuhkan 12 kali analisa sehingga dalam satu tahun biaya yang dikeluarkan yaitu sebesar \$900.

Tabel 4. 14. *Operational cost breakdown.*

No.	Cost Breakdown	Cost (\$)/Year	Remarks
1	Surveillance		
	- Personel	1800	2 person, \$ 75 per days, visit plan 12 per tahun
	- Boat	84000	\$3500 per days included fuel, visit plan 24 per tahun
2	Gas sampling analysis		
	- Personel	900	\$75 per days, 12 gas sampling per tahun

Jika dilakukan perhitungan maka biaya operasional yang terdiri dari biaya surveillance, biaya boat dan biaya gas sampling analisa dalam satu tahun sebesar \$86700/year dapat dilihat pada tabe 4.14. Untuk lebih jelas perhitungannya contoh kasus perhitungan biaya operasional untuk jaringan pipa gas alam NGLB-MGL-LCOM-X65-N-24" dapat dilihat pada tabel 4. 15.

Tabel 4.15. *Operational cost breakdown* pada jaringan pipa gas alam NGLB-MGL-LCOM-X65-N-24"

No.	Cost Breakdown	Cost (\$)/Year	Remarks
1	Surveillance of NGLB-MGL-LCOM-X65-N-24"		
	- Personel	1,800.00	2 person, \$ 75 per days, visit plan 12 per tahun
	- Boat	84,000.00	\$3500 per days included fuel, visit plan 24 per tahun
	Total Surveillance	85,800.00	
2	Gas sampling analysis from NGLB-MGL-LCOM-X65-N-24"		
	- Personel	900.00	\$75 per days, 12 gas sampling per tahun
	Total Surveillance	900.00	
	Total Cost/Year for NGLB-MGL-LCOM-X65-N-24"	86,700.00	

4.4.1.2. Biaya Integritas

Biaya integritas adalah biaya yang diperlukan untuk menjaga integritas jaringan pipa gas alam selama jaringan pipa ini beroperasi. Biaya integritas ini terbagi menjadi tujuh yaitu terdiri dari pertama biaya aktivitas *corrosion monitoring* yang terbagi menjadi personel dan *consumable*, kedua biaya aktivitas pigging terbagi menjadi personel dan *consumable*, ketiga aktivitas intelegent pigging, keempat inspeksi riser, kelima underwater inspeksi, keenam *corrosion control* atau chemical injection terbagi menjadi personel dan *consumable* dan yang terakhir yaitu ketujuh pipeline survey/inspection. Biaya integritas ini akan diperhitungkan untuk masing-masing individual jaringan pipa gas alam.

Biaya aktifitas *corrosion monitoring* akan terbagi menjadi dua yaitu biaya untuk personel yang melakukan pekerjaan *corrosion monitoring* dan *consumable* yang digunakan untuk pekerjaan *corrosion monitoring*. Untuk pekerjaan ini personel yang dibutuhkan berjumlah 2 orang dengan spesial peralatan yang dibutuhkan, harga yang dikeluarkan oleh perusahaan dalam hal ini BP West Java sebesar \$155/personel sehingga untuk setiap pekerjaan *corrosion monitoring* yang dalam setahun dilakukan sebanyak empat kali kunjungan maka total biaya yang dikeluarkan yaitu \$155 dikalikan 2 kemudian dikalikan 4 kunjungan maka biayanya sebesar \$1240. Biaya *consumable* terdiri dari *corrosion coupon* berjumlah 4 dan reagent untuk analisa fluida yang terdiri dari CO₂ *sampling tube*, H₂S *sampling tube*, Fe *content* dan kertas lakmus pH, jika di total, biaya yang diperlukan untuk satu jaringan pipa gas alam \$41.94, jika dalam setahun dilakukan kunjungan sebanyak 4 kunjungan jadi total biaya untuk *consumable* sebesar \$ 167,76. Jika secara keseluruhan dihitung biaya untuk pekerjaan *corrosion monitoring* sebesar \$1240 ditambahkan dengan \$167,76 maka \$ 1407,76.

Biaya aktifitas *pigging* akan terbagi menjadi dua yaitu biaya untuk personel yang melakukan pekerjaan *pigging* dan material *consumable* yang akan digunakan untuk pekerjaan *pigging*. Untuk pekerjaan ini personel yang dibutuhkan berjumlah 6 orang dengan komposisi 3 orang disisi *launcher* dan 3 orang lainnya disisi *receiver* dan harga untuk masing-masing personel sebesar \$ 155, sehingga total biaya untuk personel yaitu \$155 dikali 6 personel kemudian

dikalikan lagi dengan rekomendasi frekwensi kunjungan dari hasil analisa aktifitas *pigging* terakhir yaitu empat kunjungan sehingga totalnya sebesar \$3720. Untuk aktifitas *pigging* material *consumable* yang dibutuhkan yaitu *RCC foam (red criss cross)* harganya sebesar \$ 493 dikalikan dua, ini diasumsikan bahwa dalam setahun penggunaan *pig RCC foam* hanya dua kali sesuai dengan hasil rekomendasi, jadi total biaya yang dikeluarkan sebesar \$ 982/year. Kemudian biaya total untuk aktifitas *pigging* adalah \$ 4702.

Biaya *intelligent pigging* itu merupakan biaya lumpsum untuk pekerjaan *intelligent pigging*. Biaya *lumpsum* ini termasuk didalamnya aktifitas *cleaning pig* atau *progresif pigging* jika jaringan pipa tersebut tidak pernah dilakukan rutin *pigging* reguler. Setelah *cleaning pig*, lalu dilakukan *bidi pig*, kemudian dilanjutkan dengan *geometri pig* yang dilanjutkan *dummy pig*, dilanjutkan dengan *MFL pig*. Dalam hal ini biaya yang dikeluarkan sebesar \$600000 hanya untuk sekali run dan dapat report jika kontraktor *pigging* setelah *run MFL pig* tetapi tidak dapat data kontraktor tetap akan *re-run* hingga dapat data untuk dianalisa. *Intelligent pig* hanya dirunning pada jaringan yang mempunyai nilai resiko "High" dengan rule of thumb dari BP Global setiap 5 tahun sekali perlu dilakukan *intelligent pigging*.

Biaya *riser* inspeksi adalah biaya yang dikeluarkan oleh perusahaan untuk melakukan inspeksi terhadap *riser* jaringan pipa gas alam yang berada di laut jawa bagian utara. Biaya *riser* inspeksi ini termasuknya didalam yaitu 3 personel dengan kompetensi *RAT (rope access technique)* dan peralatan khusus lengkap, dengan harga per personel \$175/hari. Dalam setahun *riser* inspeksi ini hanya dilakukan 1 kali untuk setiap jaringan pipa gas alam. Sehingga biaya total yang dikeluarkan sebesar 3 personel dikalikan \$175 yaitu \$525/year.

Biaya inspeksi *underwater* adalah biaya yang dikeluarkan oleh perusahaan untuk melakukan inspeksi *underwater* di kaki platform atau riser dengan teknik menurunkan kamera terhadap kaki atau *riser* jaringan pipa gas alam, sekaligus mengukur tingkat *cathodic protection* yang ada pada kaki dan *riser* pada platform tersebut. Biaya *riser* inspeksi ini termasuknya didalam yaitu 2 personnal dan peralatan khusus lengkap, dengan harga per personel \$155/hari. Dalam setahun *riser* inspeksi ini hanya dilakukan 1 kali untuk setiap jaringan pipa

gas alam. Sehingga biaya total yang dikeluarkan sebesar 2 personel dikalikan \$155 yaitu \$310/year.

Biaya aktifitas *chemical injection monitoring* akan terbagi menjadi dua yaitu biaya untuk personel yang melakukan pekerjaan *chemical injection monitoring* dan *consumable* dari *chemical inhibitor* yang digunakan. Untuk pekerjaan ini personel yang dibutuhkan berjumlah 2 orang dengan spesial peralatan yang dibutuhkan, harga yang dikeluarkan oleh perusahaan dalam hal ini BP West Java sebesar \$ 85/personel sehingga untuk setiap pekerjaan *chemical injection monitoring* yang dalam setahun dilakukan sebanyak empat kali kunjungan maka total biaya yang dikeluarkan yaitu \$ 85 dikalikan 2 kemudian dikalikan 4 kunjungan maka biayanya sebesar \$680. Sedangkan untuk biaya *consumable* terdiri dari *chemical inhibitor* baik yang *continous* sistem atau *batching* sistem yang digunakan oleh jaringan pipa gas alam. Masing-masing jaringan pipa telah mempunyai daftar *chemical inhibitor* yang digunakan oleh jaringan pipa gas alam. Biaya *chemical* ini diperhitungkan tiap galonnya. Jika secara keseluruhan dihitung biaya untuk pekerjaan *chemical injection monitoring* akan bervariasi tergantung pada rekomendasi yang diterima.

Biaya survei *robotic operating vehicle (ROV)* adalah biaya yang dikeluarkan oleh perusahaan untuk melakukan ROV pada suatu jaringan pipa gas alam bawah laut. ROV ini dilakukan mulai dari sisi launcher hingga sisi receiver dan biaya yang dikeluarkan adalah dengan *rule of thumb* sesuai informasi proyek terakhir yaitu sebesar \$ 125.000 untuk ukuran jaringan pipa 6" hingga 32" setiap 1 km dengan *water depth* dari jaringan pipa gas alam ini sekitar 30 – 40 m dpl. Biaya ini sudah termasuk didalamnya kapal survey, awak kapal dan *engineer* dan laporan. Untuk lebih jelas perhitungannya contoh kasus perhitungan biaya integritas untuk jaringan pipa gas alam NGLB-MGL-LCOM-X65-N-24" dapat dilihat pada Tabel 4. 16.

Pada tabel 4.16, semua komponen biaya tidak dimasukkan semua karena ada beberapa aktifitas yang hanya dikerjakan setiap 4 tahun dan 5 tahun contohnya seperti *intelligent pigging* dan survei ROV, karena pada tabel 4.16 ini merupakan biaya yang akan dikeluarkan setiap tahunnya untuk tetap mencegah dan menjaga agar tidak terjadi kegagalan.

Tabel 4.16. *Integrity cost breakdown* pada jaringan pipa gas alam NGLB-MGL-LCOM-X65-N-24"

No.	Cost Breakdown	Cost (\$)/Year	Remarks
1	Corrosion Montiroing of NGLB-MGL-LCOM-X65-N-24"		
	- Personel c/w special tools	1,240.00	2 person, \$ 155 per days, visit plan 4 per year
	- Consumable	167.76	4 Coupon, \$9/ea, fluid analysis 4, \$32.94/ea, visit plan 4 per year
	Total Corrosion Monitoring	1,407.76	
2	Pigging of NGLB-MGL-LCOM-X65-N-24"		
	- Personel	3,720.00	6 person, \$ 155 per days, visit plan 4 per year
	- Consumable	982.00	RCC foam Pig type, \$491/ea, plan use 2 per year
	Total Pigging	4,702.00	
3	Intellegent Pigging of NGLB-MGL-LCOM-X65-N-24"		
	- Lumpsum	600,000.00	Included cleaning, bidi, geo, dummy, MFL, and reporting. Every 4 year plan
	Total Intellegent Pigging	600,000.00	
4	Riser Inspection of NGLB-MGL-LCOM-X65-N-24"		
	- Personel	525.00	3 person, \$ 175 per days, visit plan per year
	Total Riser Inspection	525.00	
5	Structure UnderWater Inspection of NGLB-MGL-LCOM-X65-N-24"		
	- Personel	310.00	2 person, \$ 155 per days, visit plan per year
	Total Riser Inspection	310.00	
6	Chemical injection Montiroing of NGLB-MGL-LCOM-X65-N-24"		
	- Personel c/w special tools	680.00	2 person, \$ 85 per days, visit plan 4 per year
	- Consumable	83,789.61	- CT-7222, inj. rate 2gpd, \$6.05/gal. Continuous Full year. BT-5411, batch inj. rate 2593,9 gpd, \$7.65/gal. Continuous Full year.
	Total Chemical Injection Monitoring	84,469.61	
7	Pipeline Survey ROV NGLB-MGL-LCOM-X65-N-24"		
	- Lumpsum	3,656,452.50	- \$125000/km/30WD/std pipe. - Included Boat, crew boat, engineer, reporting. Every 5 year plan
	Total ROV	3,656,452.50	
	Total Cost/Year for NGLB-MGL-LCOM-X65-N-24"	91,414.37	

4.4.2. Biaya Laydown Jaringan Pipa Baru

Maksud pembangunan jaringan pipa baru dalam konteks penelitian ini adalah pembangunan jaringan pipa baru setelah jaringan pipa lama mengalami kegagalan kemudian setelah dilakukan analisa keekonomian dan mempertimbangkan prediksi cadangan tersisa dan akan mempengaruhi ekspektasi umur dari jaringan pipa gas alam bawah laut. Asumsi biaya pembangunan jaringan pipa baru adalah \$30.000/inch/km harga ini didapat dari proyek terakhir yang dikerjakan oleh BP West Java Ltd. Dengan mengetahui harga US\$ per satuan inch dan kilometer sehingga perhitungan komparasi antara pembangunan jaringan pipa gas alam baru dan pemeliharaan *integrity* dari jaringan pipa gas alam lama akan lebih mudah dilakukan. Sebagai contoh kasus dilakukan perhitungan pembangunan jaringan pipa gas alam baru yang diasumsikan untuk menggantikan jaringan pipa gas alam NGLB-MGL-LCOM-X65-N-24", hasil perhitungan dapat dilihat pada tabel 4.17.

Tabel 4.17. Perhitungan installation jaringan pipa gas alam NGLB-MGL-LCOM-X65-N-24".

NO	JARINGAN Pipa Gas Alam NGLB-MGL-LCOM-X65-N-24"	OD (Inch)	Length (Km)	Total Cost (\$)
1	Cost, (\$/Inch/Km) Asumsi \$30.000	24	33.67	24,242,400.00

Dari tabel 4.17 diatas dapat diketahui bahwa untuk pembangunan jaringan pipa gas alam dengan diameter 24 inch dan panjang 33.669 kilometer akan menghabiskan biaya sebesar US \$ 24,241,939.2. Hal ini dapat dijadikan salah satu referensi perhitungan keekonomian kepada manajemen , ketika salah satu jaringan pipa gas alam bawah laut mengalami kegagalan.

Analisa keekonomian yang dilakukan antara pemeliharaan *integrity* dan pembangunan jaringan pipa gas alam baru, akan diperhitungkan dari total biaya yang akan dikeluarkan selama jaringan pipa gas alam itu diharapkan sesuai dengan prediksi cadangan gas yang ada.

Perhitungan total biaya untuk pemeliharaan *integrity* adalah total biaya operasional di tambah dengan total biaya *integrity* serta ditambah total biaya pekerjaan yang tidak rutin dilakukan setiap tahunnya, seperti *intelligent pigging* (dilakukan setiap 4 tahun) dan survey ROV (dilakukan setiap 5 tahun). Sedangkan biaya pembangunan jaringan pipa gas alam baru adalah dengan asumsi US \$30.000/inch/km, dari nilai ini dapat diketahui biaya yang akan dikeluarkan untuk membangun jaringan pipa gas alam baru di bawah laut.

Pada tabel 4.18. Untuk lebih jelasnya contoh kasus pada jaringan pipa gas alam NGLB-MGL-LCOM-X65-N-24" yang skenarionya mengalami jika jaringan pipa ini mengalami kebocoran yang keempat dan kemudian setelah dihitung biaya perbaikan lalu dilakukan analisa keekonomian antara pemeliharaan *integrity* atau pembagunan jaringan pipa gas alam baru.

Tabel 4.18. Analisa keekonomian pemeliharaan *integrity* dan *installation* jaringan pipa gas alam baru pada kasus jaringan pipa NGLB-MGL-LCOM-X65-N-24"

Economic Analysis in Year : 2008					
	Cost (\$)	Length (km)	OD (inch)	Reserve Prediction	Compare Analysis (\$)
Maintenance & Integrity (\$/Year)	178,114	33,67	24,00	10	6,637,596.25
Install New Pipeline (\$/inch/m)	30,000	33,67	24,00	10	24,241,939.20

Recommendation
Maintain Integrity Pipeline

Jika melihat hasil analisa keekonomiannya pada table 4.18 antara pemeliharaan *integrity* dengan pembangunan jaringan pipa baru pada kasus jaringan pipa NGLB-MGL-LCOM-X65-N-24" maka diketahui bahwa hasil rekomendasi yang disarankan yaitu untuk tetap menjaga atau memelihara *integrity* dari jaringan pipa gas alam NGLB-MGL-LCOM-X65-N-24". Sedangkan untuk melihat hasil keluaran model analisa keekonomian dapat dilihat pada lampiran 10.