Permodelan Resiko Sistem Manajemen Integritas pada Jaringan Pipa Transmisi Gas Alam di Energi Mega Persada (EMP) Bentu Ltd dengan Menggunakan Standar API RP 581

Muhammad Ardi[1], Syafri[2],

Laboratorium Hidrolik dan Pneumatik, Jurusan Teknik Mesin, Fakultas Teknik Universitas Riau

[1]ardim500@gmail.com, [2]prie_00m022@yahoo.com,

Abstract

In order to identify the reliability level of the pipeline which is one of the company's assets stated by this critical equipment. Diversity in the gas production plant, an integrated methodology with economic operational conditions, equipment life and in accordance with the direction of achieving a reliable, safe goal for the entire life of the design. The solution to reduce the risk of decreasing production in the Oil and Gas industry sector is one of the risks caused by the low reliability of the pipeline, not even identified at all, the Pipeline Integrity Management System includes modeling or simulation carried out through a continuous assessment process of a system in terms of design, construction, operation, maintenance in accordance with natural gas pipelines. The action taken to implement this modeling is to find and integrate existing information, identify the causes of failure and carry out risk analysis, develop integrity management plans, implement integrity management programs namely inspection and surveiy, analyze the results to decide the right program (repair or replacement) of the pipeline network, evaluates the actions taken, then reports and makes continuous improvements.
Keywords: Pipeline, inspection, maintenance, repair, Pipeline Integrity Management System, Risk assessment.

1. Pendahuluan

Meningkatnya harga bahan bakar minyak (BBM) mengakibatkan beberapa konsumen beralih menggunakan gas bumi baik itu untuk konsumsi rumah tangga, transportasi maupun sektor industri dan pembangkit. kondisi ini sejalan dengan kebijakan energi nasional berdasarkan Perpres No. 5 tahun 2006 dimana diharapkan hingga tahun 2025 penggunaan gas bumi dapat mencapai 30% dari total kebutuhan energi nasional [1].

Mengingat pentingnya fungsi jaringan pipa dalam mengalirkan gas, maka diperlukan strategi khusus agar jaringan pipa tersebut selalu berada dalam kondisi siap menjalankan fungsinya sebagai jaringan transmisi. Ada beberapa metoda yang digunakan agar suatu jaringan pipa tetap dapat mengalirkan gas bumi dengan baik dan aman, diantaranya adalah metode IMR yaitu *inspection* (pengawasan), *maintenance* (pemeliharaan) dan *repair* (perbaikan jika dibutuhkan). Hanya saja metoda tersebut tidak memiliki integrasi yang baik antara data maupun informasi sehingga kegagalan pada jaringan pipa tidak dapat dihindari. Untuk mengatasi persoalan tersebut selanjutnya dapat digunakan metode *Pipeline Integrity Management System (PIMS)* agar jaringan pipa gas tersebut tetap dapat mengalirkan gas bumi dengan baik dan aman

Pipeline integrity management system adalah salah satu sistem manajemen yang digunakan untuk sistem jaringan pipa berdasarkan resiko agar jaringan pipa tersebut dapat mengalirkan fluida dengan handal dan aman [2]. Sistem ini khusus dikembangkan untuk operator *pipeline* dengan tujuan mengontrol *integrity* struktur dari jaringan pipa. Operator *pipeline* tersebut pada awalnya melakukan simulasi atau pemodelan. Pemodelan *integrity management system* adalah pendekatan atau simulasi yang dilakukan melalui proses *assessment* yang berkelanjutan dari suatu sistem, baik dari segi desain, konstruksi, operasi, pemeliharaan yang sesuai dengan obyek yang direpresentasikan

Risk Based Inspection adalah salah satu program dimana inspeksi terhadap suatu *pipeline* atau sistem dilakukan berdasarkan resiko yang dapat ditimbulkan [3]. Semakin besar resiko yang dapat ditimbulkan dari suatu *pipeline*, maka semakin rutin program inspeksi yang dilakukan. Dengan melakukan inspeksi seperti *corrective maintanance* dan sebagainya, diharapkan kerusakan, kegagalan atau resikonya bisa dikurangi. Pada *Risk Based Inspection* program tersebut, besarnya resiko didefinisikan dari perkalian antara *Consequence of Failure* dan *Probability of Failure* [3]. Dimana *Consequence of Failure* menggambarkan besarnya konsekuensi yang dapat ditimbulkan terhadap lingkungan sekitarnya. Sedangkan *Probability of Failure* menyatakan besarnya kemungkinan kerusakan yang dapat terjadi akibat pembebanan dan sebagainya

Pipeline risk management adalah salah satu sistem yang digunakan untuk mengatur strategi terhadap suatu sistem *pipeline* netwotk dengan melihat potensi resiko yang ada agar *pipeline system* tersebut tetap dapat mengalirkan fluida [4].

Melakukan *pipeline integrity management system* dengan melihat pada potensi resiko adalah tujuan utama dari semua operator *pipeline*. Metoda ini terus dikembangkan berkelanjutan oleh dan untuk operator *pipeline* dengan cara menyediakan informasi-informasi yang diperlukan lalu di implementasikan secara terintegrasi dan efektif melalui program-program praktis yang telah terbukti di dunia industri oil dan gas Identifikasi penyebab kecelakaan secara umum dapat dikelompokkan ke dalam dua kategori yaitu [5]. :

1.1 Probabilitas

a) *Year in Service /* Umur Jaringan Pipa.
   Jika melihat lama *service* dari setiap *equipment* atau fasilitas yang ada maka dapat diketahui integritas dari sistem jaringan pipa tersebut, karena semakin lama fasilitas atau jaringan pipa tersebut beroperasi maka *probabilitas* kegagalannya akan semakin meningkat.
b) *Number of Leaks /* Jumlah Kebocoran
   Jumlah frekwensi kebocoran dari *pipeline* atau sistem jaringan pipa akan dapat menjelaskan tingkat resiko jaringan pipa tersebut.
c) *Past Remediation /* Perbaikan yang lalu
   Dengan mengetahui jenis dan tingkat perbaikan yang telah dilakukan pada *pipeline* atau jaringan pipa maka akan mengetahui resiko yang akan ditimbulkan akibat perbaikan tersebut, Variabelnya yang digunakan adalah tidak pernah dilakukan perbaikan, dilakukan *sleeving*, dilakukan *sectional replacement* dan membangun dan *laydown pipeline* baru.
d) *Monitor* dan *Mitigasi*
   Dengan mengetahui program *monitor* dan *mitigasi* dari *pipeline* atau jaringan pipa maka akan dapat menjelaskan tingkat resiko dari jaringan pipa tersebut karena ini berhubungan dengan pemeliharaan jaringan pipa yang dimaksud. Variable yang digunakan dalam diperhitungkan ini yaitu laju korosi yang terjadi pada *pipeline* tersebut, dan *regular pigging performance*.
e) *Corrosion Threat /* Ancaman Korosi
   Hal yang cukup penting untuk mengetahui resiko yang ada dengan mengetahu *corrosion threat* yang ada pada jaringan pipa tersebut.

1.2 Konsekuensi

a) *Safety* / Keselamatan.
   Merupakan hal yang sangat penting, karena tujuan utama dilakukan analisa resiko adalah agar jaringan pipa tersebut aman selama dioperasikan. Konteks aman adalah aman terhadap manusia (pekerja), lingkungan, masyarakat sekitar area *eksplorasi* dan produksi.
b) *Loss Production* / Kehilangan Produksi
   Jika suatu *pipeline* atau jaringan pipa gagal mengalirkan fluida maka jaringan pipa tersebut dapat dikatakan telah gagal melaksanakan fungsinya dan kerugian akibat hal ini dalam jumlah moneter akan berpengaruh terahadap kelangsungan bisnis perusahaan dan repurtasi perusahaan.
c) *Environment* / Lingkungan
   Sesuai dengan tujuan utama dilaksanakannya *pipeline integrity management system* yang berdasarkan pada analisa resiko yaitu tidak merusak lingkungan dan biaya yang akan dikeluarkan jika terjadi pencemaran terhadap lingkungan akan sangat berdampak pada perusahaan.

Faktor lain yang cukup penting dalam melalukan program *pipeline integrity management system* adalah verifikasi dari quality dan konsistensi data yang digunakan serta kapan waktu invalid (kadaluarsa) dari data tersebut dan hal ini merupakan bagian dari *review* data. Setelah semua data telah dilakukan verifikasi kemudian dibuat daftar anomali dari *pipeline* tersebut. Daftar anomali tersebut menjadi petunjuk untuk menentukan tingkat resiko yang akan ditimbulkan. Sebelum menentukan tingkat resiko, tahapan pertama yang harus dilakukan adalah mengidentifikasi potensi penyebab *(threat)* kegagalan terhadap *pipeline integrity*. Semua data kegagalan akan di analisa, *review* dan klasifikasi untuk mengetahui penyebab utama (*major threat*) dari kegagalan *integrity*. Penyebab (*threat)* utama kegagalan *integrity* antara lain [5]:

a. External Corrosion
b. Internal Corrosion
c. Third Party / Mechanical Damage
d. Others, misalnya *incorrect operation, manufacture defect* dll.

Model manajemen resiko menjadi suatu tool yang sangat bermanfaat untuk operator *pipeline* dan manajer yang tertarik dengan keselamatan jaringan pipa dan efisiensinya. Manfaat yang diperoleh bukan hanya dari kemampuan yang ditingkatkan untuk memperbaiki keselamatan dan mengurangi resiko, tetapi juga pengalaman dalam proses pengkajian risiko yang menunjukkan untuk maju, dengan sangat banyaknya informasi yang bermanfaat untuk yang dapat disatukan kedalam satu lokasi sebagai tempat penyimpanan titik rujukan dan informasi untuk pengambilan keputusan dari sebuah organisasi dalam hal ini perusahaan.

Tujuan dilakukannnya metoda *pipeline risk assessment* seperti. yang telah dijelaskan sebelumnya bahwa untuk mengevaluasi resiko *pipeline* yang terpasang di masyarakat dan mengetahui cara mengatur resikonya secara efektif dengan mempertimbangkan dan mendiksusikan kajian resiko yang lebih spesifik, termasuk didalamnya fasilitas *pipeline* [5].

Model Indeks merupakan teknik pengkajian resiko *pipeline* yang paling populer. Di dalam pendekatannya, nilai numerik (*score*) mewakili

kondisi dan aktivitas penting pada sistim *pipeline* sehingga berperan untuk menggambarkan resiko .

Meski masing-masing metoda pengkajian risiko saat membahas mempunyai kekuatan dan kelemahan sendiri, pendekatan model indeks merupakan yang paling menarik untuk dipertimbangkan karena antar lain :

a. Memberikan jawaban yang cepat.
b. Merupakan suatu analisis yang murah (satu pendekatan yang intuitif yang menggunakan informasi yang tersedia).
c. Menyeluruh (pertimbangkan pengetahuan yang tidak sempurna dan mudah dimodifikasi sesuai informasi baru yang tersedia).
d. Bertindak sebagai suatu alat pendukung keputusan untuk sumber daya manusia. Mengidentifikasi sesuai dengan nilai kesempatan untuk mengurangi resiko.

Tujuan dari penelitian ini adalah Menganalsis tingkat resiko individual *pipeline* dari sistem jaringan pipa transmisi, Menentukan kegiatan pemeliharaan atau inspeksi terhadap *pipeline* berdasarkan analisa resiko serta Mengetahui kesiapan sistem jaringan pipa transmisi yang ada, beroperasi dengan handal dan aman, dan memprediksi pemakaian pipa yang aman untuk dioperasikan.

2. Metode

Gambar 1. Transmisi *Pipeline* di Energi Mega Persada (EMP) Bentu Ltd [6]

Tabel 1. Jaringan gas alam pipa di EMP Bentu Ltd

No	Lokasi Bentang	Ukuran			Tahun di buat dan Mulai digunakan
		Diameter Luar (mm)	Ketebalan (mm)	Panjang (m)	
1	Sumur Seng 3 – Manifold	168,28	7,02	1500	2012 / 2013
2	Sumur Seng 2 – Manifold	168,28	7,10	2800	2012 / 2013
3	Sumur Seng 1 – Manifold	168,28	7,11	100	2012 / 2013
4	Manifold Seng – SGP	273,05	9,24	11.055	2012 / 2013
5	Sumur Segat 2 – Manifold 1	101,6	5,5	685	2010 / 2011
6	Sumur Segat 6 – Manifold 1	168,28	7,11	4500	2012 / 2013
7	Sumur Segat 3 – Manifold 2	152,4	6,6	1800	2010 / 2011
8	Sumur Segat 4 – Manifold 2	152,4	6,6	2200	2010 / 2011
9	Manifold 2 – Manifold 1	203,2	7,81	7000	2010 / 2011
10	Manifold 1 - SGP	323,85	7,38	7000	2010 / 2011

Garis besarnya metode yang digunakan dalam penelitian ini yaitu Pemodelan *risk pipeline* dan *Inregrity Management Sytem*. Pada tahap awal penelitian, penulis melakukan pembuatan model risk terhadap *pipeline*. Kemudian dari pembuatan model *risk pipeline* dilakukan pembuatan model probabilitas dan model konsekuensi. Untuk pembuatan model probabilitas terdiri dari beberapa parameter dan beberapa variabel. Parameter model probabilitas yang digunakan yaitu *year in service* atau umur pipeline, *number of leaks* atau jumlah kebocoran yang pernah dialami oleh pipeline, *past remediation* atau perbaikan yang pernah dilakukan terhadap pipeline tersebut, *corrosion threat, monitoring dan mitigasi*. Sedangkan parameter yang digunakan untuk model konsekuensi antara lain safety, *Loss Production* dan *environment*. Dari masing-masing model ini, baik untuk model probabilitas dan model konsekuensi akan dilakukan perhitungan sehingga diketahui *score* atau nilai. maka akan dikalikan antara score model probabilitas dengan score model konsekuensi sehingga dapat diketahui score risk pipeline yang dimaksud. Kemudian score tersebut dimasukkan kedalam matriks yang telah ditentukan sehingga dapat diketahui tingkat risk yang terjadi dan termasuk kategori *high, medium* atau *low*. Kemudian dilakukan ranking sehingga diketahui jumlah pipeline yang masuk kategori *high*. Masing-masing score yang digunakan menggunakan beberapa referensi laporan yang ditulis beberapa perusahaan konsultan untuk *integrity management*

Secara garis besar model *risk pipeline* dapat disebut sebagai sutau probabilitas kegagalan dari pipeline dikombinasikan atau dikalikan dengan konsekuensi kegagalan dari *pipeline*. Baik probabilitas ataupun konsekuensi masing-masing mempunyai parameter yang harus diperhitungkan. Untuk model probabilitas parameternya yang akan dihitung adalah *year in service, number of leaks, past remediation/repair, corrosion threat, montoring dan mitigation.*

Parameter *year in service*, konteksnya bahwa semakin tua suatu pipeline beroperasi maka akan mempunyai probabilitas kegagalan lebih besar

dibandingkan dengan suatu pipeline yang di bangun lebih muda hal ini sesuai data statistik pipeline *failure* di Energi Mega Persada (EMP) Bentu Ltd, karena hal itu maka variabel *year in service* terbagi menjadi 4 kategori berdasarkan pada umur pipeline dengan bobot faktor 10% seperti pada Tabel 2. Bobot indeks untuk *year in service* pipeline

Tabel 2. Bobot Indeks *Year in Service* [7]

Bobot Indeks		**10 %**
Umur Pipeline	**Score**	**Bobot Score**
< 5 tahun	2,5	0,25
6 – 9 tahun	5	0,5
10 – 15 tahun	7,5	0,75
> 15 tahun	10	1

Untuk variabel *number of leaks* atau jumlah leaks, yang dimaksud adalah berapa banyak pipeline tersebut mengalami kegagalan dalam hal ini kebocoran. Variabel ini mempunyai bobot indeks sebesar 20%, dan kategori yaitu tidak pernah leak, jumlah leak 1 hingga 5 kali, 6 hingga 9 kali, 10 hingga 15 kali dan lebih dari 15 kali leak seperti pada Tabel 3. Bobot indeks jumlah leaks

Tabel 3. Bobot Indeks *Number of Leaks* [7]

Bobot Indeks		**20 %**
Number of leaks	**Score**	**Bobot Score**
0	0	0
1 – 5	2,5	0,5
6 – 9	5	1
10 – 15	7,5	1,5
>15	10	2

Kemudian untuk variabel *past remediation* atau jenis perbaikan, maksudnya adalah perbaikan yang pernah dilakukan terhadap *pipeline* dan metoda perbaikan yang digunakan. Variabel ini mempunyai bobot indeks sebesar 10% dengan kategori tidak pernah ada perbaikan dalama hal ini tidak pernah kegagalan, perbaikan sectional replacement, Fabrication Clamp dan Sleeving, pada Tabel 4. Bobot indeks jenis perbaikan

Tabel 4. Bobot Indeks *Past Remediation* [8]

Bobot Indeks		**10 %**
Past Remediation	**Score**	**Bobot Score**
Never	0	0
Sectional Replacement	2,5	0,25
Fabrication Clamp	5	0,5
Sleeving	10	1

Untuk variabel *corrosion threat* maksudnya adalah faktor apa yang mempercepat terjadinya korosi di jaringan pipa *onshore* [2]. Variabel ini mempunyai bobot indeks sebesar 40% dengan kategori internal *corrosion* terbagi menjadi kandungan CO2 dengan bobot 13%, kandungan H2S dengan bobot 8%, , pH dengan 5%, kandungan air (water cut) dengan bobot 7%, dan tingkat proteksi katodik dengan bobot 7%. Tabel 5. Bobot indeks *corrosion threat* pada *pipeline*

Tabel 5. Bobot Indeks *Corrosion Threat* [8]

Bobot Indeks		**40 %**
Corrosion Threat	**Score**	**Bobot Score**
CO2	**13%**	
< 1 %	1	0,13
1 – 5 %	5	0,65
>5 %	10	1,3
H2S	**8%**	
< 1 ppm	1	0,08
1 – 5 ppm	5	0,4
>5 ppm	10	0,8
pH	**5%**	
>7	1	0,05
5 – 7	5	0,25
< 5	10	0,5
Water Cut	**7%**	
< 10%	1	0,07
10 % - ≤ 80 %	5	0,35
>80%	10	0,7
Cp Reading	**7%**	
Protective	0	0
Marginally	5	0,35
Un protected	10	0,7

Variabel *monitoring and mitigation* adalah faktor yang dilakukan untuk mengetahui tingkat korosi dan mengurangi terjadinya korosi pada pipeline [2]. Variabel *monitoring and mitigation* bobot indeksnya 20% dan kategori *corrosion rate* dengan bobot 10%, dan *pigging performance* dengan bobot 10%, tabel 6

Tabel 6. Bobot Indeks *Monitoring and Mitigation*

Bobot Indeks		**20 %**
Monitoring dan Mitigation	**Score**	**Bobot Score**
Corrosion Rate	**10%**	
Low Corr. Rate	1	0,1
Medium Corr. Rate	5	0,5
High Corr. Rate	10	1
Pigging Performance	**10%**	
> 90%	1	0,1
50 – 90%	5	0,5
< 50%	10	1

Dari masing-masing parameter akan menghasilkan bobot score, kemudian di lakukan penjumlahan sehingga didapat nilai *probability of failure (Pof)*, seperti pada formula dibawah ini

Pof = Bobot score umur pipeline + bobot score number of leaks + bobot score past remediation + bobot score corrosion threat + bobot score monitoring and mitigation *(3.1)*
[8].

Parameter konsekuensi yang digunakan dalam penelitian ini antara lain safety, production impact dan enviromental impact. Untuk masing-masing parameter tersebut mempunyai beberapa variabel yang diperhitungkan

Variabel *safety* maksudnya adalah mengetahui tingkat keselamatan jika pipeline tersebut mengalami kegagalan, ini dapat dilihat *pipeline* tersebut berada di NUI atau station. Untuk variabel ini mempunyai bobot indeks sebesar 35%

dengan kategori *pipeline* berada di *manned platform* (tempat orang-orang tinggal) atau *pipeline* berada di NUI platform (tidak ada orang tinggal), karena jika pipeline itu terkoneksi dengan manned platfrom atau tempat orang tinggal selama bekerja di *onshore* maka jika terjadi kegagalan pada pipeline maka akan membahayakan para pekerja. Untuk lebih jelas ada pada Tabel 7. Bobot indeks kajian *safety* konsekuensi

Tabel 7. Bobot Indeks kajian *Safety* Konsekuensi

Bobot Indeks		**35 %**
Safety	**Score**	**Bobot Score**
NUI	2	0,7
Manned	10	3,5

Variabel loss production atau kehilangan produksi adalah sejauh mana kontribusi pipeline yang dimaksud terhadap produksi EMP Bentu Ltd secara keseluruhan. Variabel ini mempunyai bobot indeks sebesar 45% dengan kategori kehilangan produksi kurang dari 20%, kehilangan produksi sebesar 20% hingga 60%, dan kehilangan produksi sebesar lebih dari 60%, kehilangan produksi ini konteksnya adalah kehilangan gas produksi dari total produksi gas EMP Bentu Ltd. Untuk lebih jelas ada pada Tabel 8

Tabel 8. Bobot Indeks kajian *Loss Production* Konsekuensi [8]

Bobot Indeks		**45 %**
Loss Production (Total Gas Production EMP Bentu Ltd 1037,75 MMSCFD)	**Score**	**Bobot Score**
< 20 % Total Prod EMP Bentu Ltd	2,5	1,125
20 % - 60 % Total Prod EMP Bentu Ltd	5	2,25
>60 % Total Prod EMP Bentu Ltd	10	4,5

Variabel *environment* atau dampak terhadap lingkungan yaitu seberapa tingkat pencemaran atau kerusakan yang ditimbulkan oleh *pipeline* yang dimkasud jika pipeline ini mengalami kegagalan atau kebocoran. Untuk variable ini mempunyai bobot indeks sebesar 20% dengan kategori berapa jarak *pipeline* tersebut terhadap pemukiman penduduk atau penangkaran satwa, terbagi menjadi tiga yaitu jarak pipeline lebih dari 10 mile, jarak pipeline 3 hingga 10 mile, dan jarak pipeline kurang dari 3 mile dari pemukiman. Untuk lebih jelas ada pada Tabel 9. Bobot indeks kajian dampak terhadap lingkungan

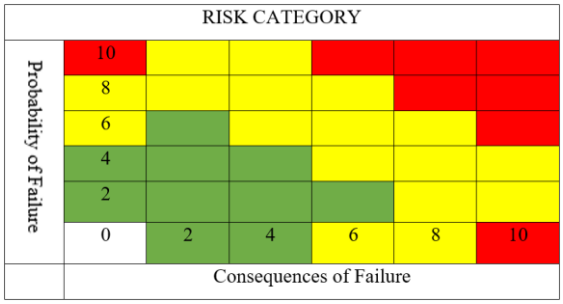
Tabel 9. Bobot Indeks kajian *Environment* Konsekuensi [8]

Bobot Indeks		**20 %**
Enviroment	**Score**	**Bobot Score**
>10 mile	2,5	0,5
3 – 10 mile	5	1
< 3 mile	10	2

Masing-masing bobot score dari konsekuensi akan dijumlahkan sehingga diketahui total score dari konsekuensi atau *consequences of failure (Cof),* seperti pada rumus dibawah ini

Cof* = *Bobot score safety* + *Bobot loss production* + *bobot score environment
(3.2) [8].

Dari total score probabilitas dan konsekuensi tersebut kemudian dikalikan sehingga diketahui nilai resiko pada *pipeline* tersebut. Kemudian akan dimasukkan ke dalam matriks model yang ada. Matrik yang akan digunakan matrik 5 x 5, dengan nilai probabilitas sebesar 1 hingga 10 dan untuk konsekuensi sebesar 1 hingga 10, matrik model yang digunakan seperti pada gambar 2 dengan nilai terendah 4 dan nilai tertinggi 100. Dari matriks model ini akan dapat diketahui tingkat resiko dari pipeline tersebut sehingga dapat dilakukan rangking tingkat resiko pada pipeline yang ada



Gambar 2. Model Matrik Resiko [9].

3. Hasil dan Pembahasan

3.1 Analisa Model Probabilitas

1. Model *Years in Service*

   Model *year in service* menitik beratkan pada umur atau lama operasi dari suatu jaringan pipa. 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%

Tabel 10. Bobot score output model *year in service* pada jaringan pipa

No	Lokasi Bentang	umur pipa beroperasi	Model Year in Service (Bobot Indeks 10%) Skenario (Umur Jaringan Pipa)	Score	Bobot Score
1	Sumur Seng 3 – Manifold	5	<5 Tahun	0	0
2	Sumur Seng 2 – Manifold	5	<5 Tahun	0	0
3	Sumur Seng 1 – Manifold	5	<5 Tahun	0	0
4	Manifold Seng – SGP	5	<5 Tahun	0	0
5	Sumur Segat 2 – Manifold 1	7	6 - 9 Tahun	5	0,5
6	Sumur Segat 6 – Manifold 1	5	<5 Tahun	0	0
7	Sumur Segat 3 – Manifold 2	7	6 - 9 Tahun	5	0,5
8	Sumur Segat 4 – Manifold 2	7	6 - 9 Tahun	5	0,5
9	Manifold 2 – Manifold 1	7	6 - 9 Tahun	5	0,5
10	Manifold 1 - SGP	7	6 - 9 Tahun	5	0,5

2. Model *Number of Leaks*

Model *number of leaks* ini menitik beratkan pada frekwensi kegagalan atau kebocoran dari suatu jaringan pipa gas 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%

Tabel 11. Bobot score output model *number of leaks* pada jaringan pipa

No	Lokasi Bentang	Model Number of Leaks (Bobot Indeks 20%)		
		Skenario (Jumlah Kegagalan)	Score	Bobot Score
1	Sumur Seng 3 – Manifold	0	0	0
2	Sumur Seng 2 – Manifold	0	0	0
3	Sumur Seng 1 – Manifold	0	0	0
4	Manifold Seng – SGP	0	0	0
5	Sumur Segat 2 – Manifold 1	0	0	0
6	Sumur Segat 6 – Manifold 1	0	0	0
7	Sumur Segat 3 – Manifold 2	0	0	0
8	Sumur Segat 4 – Manifold 2	0	0	0
9	Manifold 2 – Manifold 1	0	0	0
10	Manifold 1 - SGP	1	2,5	0,5

3. Model *Past Remediation*

Model *past remediation* ini menitik beratkan pada metoda perbaikan yang dilakukan terhadap jaringan pipa gas ketika jaringan pipa tersebut mengalami kegagalan atau kebocoran. Keluaran model ini berupa bobot score untuk masing-masing skenario. Pada model ini mempunyai empat scenario 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 fabrication clamp dengan score 5, sedanagkan jika menggunakan metoda Sleeving, dengan score 10. Model past remediation ini mempunyai bobot indeks sebesar 10%.

Tabel 12. Bobot score output model *past remediation* pada jaringan pipa

No	Lokasi Bentang	Model Past Remediation (Bobot Indeks 10%)		
		Skenario (Metode Repair)	Score	Bobot Score
1	Sumur Seng 3 – Manifold	Never	0	0
2	Sumur Seng 2 – Manifold	Never	0	0
3	Sumur Seng 1 – Manifold	Never	0	0
4	Manifold Seng – SGP	Never	0	0
5	Sumur Segat 2 – Manifold 1	Never	0	0
6	Sumur Segat 6 – Manifold 1	Never	0	0
7	Sumur Segat 3 – Manifold 2	Never	0	0
8	Sumur Segat 4 – Manifold 2	Never	0	0
9	Manifold 2 – Manifold 1	Never	0	0
10	Manifold 1 - SGP	Sleeving	10	1

4. Model *Corrosion Threat*

Model *corrosion threat* ini menitik beratkan pada faktor penyebab kegagalan pada suatu jaringan pipa gas alam 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 5 model parameter antara lain yaitu kandungan CO2 dengan sub bobot indeks 13%, kandungan H2S dengan sub bobot indeks 8%, pH dengan sub bobot indeks 5%, kandungan air dengan sub bobot indeks 7%, serta tingkat proteksi jaringan pipa dengan sub bobot indeks sebesar 7% Model parameter kandungan CO2 mempunyai sub bobot indeks 13% 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.

Tabel 13. Bobot score output model *corrosion threat* pada jaringan pipa

No	Lokasi Bentang	Model Corrosion Threat (Bobot Indeks 40%)					
		CO2 (Sub Bobot Indeks 13%)			H2S (Sub Bobot Indeks 8%)		
		Skenario	Score	Sub Bobot Score	Skenario	Score	Sub Bobot Score
1	Sumur Seng 3 – Manifold	2,24%	5	0.65	0	1	0.08
2	Sumur Seng 2 – Manifold	2,24%	5	0.65	0	1	0.08
3	Sumur Seng 1 – Manifold	2,24%	5	0.65	0	1	0.08
4	Manifold Seng – SGP	2,24%	5	0.65	0	1	0.08
5	Sumur Segat 2 – Manifold 1	2,24%	5	0.65	0	1	0.08
6	Sumur Segat 6 – Manifold 1	2,24%	5	0.65	0	1	0.08
7	Sumur Segat 3 – Manifold 2	2,24%	5	0.65	0	1	0.08
8	Sumur Segat 4 – Manifold 2	2,24%	5	0.65	0	1	0.08
9	Manifold 2 – Manifold 1	2,24%	5	0.65	0	1	0.08
10	Manifold 1 - SGP	2,24%	5	0.65	0	1	0.08

CP Reading (Sub Bobot Indeks 7 %)			pH (Sub Bobot Indeks 5 %)		
Skenario	Score	Sub Bobot Score	Skenario	Score	Sub Bobot Score
Protective	0	0	7	5	0.25
Protective	0	0	7	5	0.25
Protective	0	0	7	5	0.25
Protective	0	0	7	5	0.25
Protective	0	0	7	5	0.25
Protective	0	0	7	5	0.25
Protective	0	0	7	5	0.25
Protective	0	0	7	5	0.25
Protective	0	0	7	5	0.25
Protective	0	0	7	5	0.25

Water Cut (Sub Bobot Indeks 7 %)			Pejumlah Model Corrosion Threat
Skenario	Score	Sub Bobot Score	Sub Bobot Score
10 % - ≤ 80 %	5	0.35	1.33
10 % - ≤ 80 %	5	0.35	1.33
10 % - ≤ 80 %	5	0.35	1.33
10 % - ≤ 80 %	5	0.35	1.33
10 % - ≤ 80 %	5	0.35	1.33
10 % - ≤ 80 %	5	0.35	1.33
10 % - ≤ 80 %	5	0.35	1.33
10 % - ≤ 80 %	5	0.35	1.33
10 % - ≤ 80 %	5	0.35	1.33
10 % - ≤ 80 %	5	0.35	1.33

5. Model *Monitoring and Mitigation*

   Model parameter ini menitik beratkan pada *monitor* dan tindakan yang dilakukan untuk mengurangi terjadinya kegagalan pada suatu jaringan pipa 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 2 model parameter antara lain yaitu tingkat laju korosi dengan sub bobot indeks 10%, dan performa pelaksanaan pigging dengan sub bobot indeks 10%..

Tabel 14. Bobot score output model *monitoring and mitigation* pada jaringan pipa

No	Lokasi Bentang	Model Monitoring dan Mitigation (Bobot Indeks 20 %)						Pejumlah Model Corrosion Threat
		Corrosion Rate (Sub Bobot Indeks 10%)			Pigging Performance (Sub Bobot Indeks 10%)			
		Skenario	Score	Sub Bobot Score	Skenario	Score	Sub Bobot Score	Sub Bobot Score
1	Sumur Seng 3 – Manifold	Low Corr. Rate	1	0.1	0%	10	1	1.1
2	Sumur Seng 2 – Manifold	Low Corr. Rate	1	0.1	0%	10	1	1.1
3	Sumur Seng 1 – Manifold	Low Corr. Rate	1	0.1	0%	10	1	1.1
4	Manifold Seng – SGP	Low Corr. Rate	1	0.1	90%	1	0.1	0.2
5	Sumur Segat 2 – Manifold 1	Low Corr. Rate	1	0.1	0%	10	1	1.1
6	Sumur Segat 6 – Manifold 1	Low Corr. Rate	1	0.1	0%	10	1	1.1
7	Sumur Segat 3 – Manifold 2	Low Corr. Rate	1	0.1	0%	10	1	1.1
8	Sumur Segat 4 – Manifold 2	Low Corr. Rate	1	0.1	0%	10	1	1.1
9	Manifold 2 – Manifold 1	Low Corr. Rate	1	0.1	90%	1	0.1	0.2
10	Manifold 1 - SGP	Medium Corr. Rate	5	0.5	90%	1	0.1	0.6

3.2 Analisa Model Konsekuensi

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*. Pada model ini mempunyai dua skenario yaitu jika jaringan pipa gas alam 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 ini, di salah satu sisinya tidak terkoneksi dengan manned platform atau tempat 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 %.

Tabel 15. Bobot score output model *safety* pada jaringan pipa

No	Lokasi Bentang	Model Safety (Bobot Indeks 35 %)		
		Skenario (Koneksi Manned/NUI Platform)	Score	Bobot Score
1	Sumur Seng 3 – Manifold	NUI	2	0.7
2	Sumur Seng 2 – Manifold	NUI	2	0.7
3	Sumur Seng 1 – Manifold	NUI	2	0.7
4	Manifold Seng – SGP	NUI	2	0.7
5	Sumur Segat 2 – Manifold 1	NUI	2	0.7
6	Sumur Segat 6 – Manifold 1	NUI	2	0.7
7	Sumur Segat 3 – Manifold 2	NUI	2	0.7
8	Sumur Segat 4 – Manifold 2	NUI	2	0.7
9	Manifold 2 – Manifold 1	NUI	2	0.7
10	Manifold 1 - SGP	NUI	2	0.7

2. Model *Loss Production*

   Model *loss production* akan dipengaruhi jumlah gas alam yang mengalir melalui jaringan pipa gas alama tersebut. Jika jaringan pipa gas alam tersebut mengalami kegagalan maka *loss production-nya* berapa besar yang dialami oleh EMP Bentu Ltd sebagai operator lapangan. Model ini membagi *loss production* menjadi tiga skenario, jika terjadi kegagalan atau kebocoran maka seberapa besar *loss production-nya*, jika jumlah kurang dari 830,2 MMSCFD maka score 2.5, jika jumlahnya *loss production-nya* berkisar antara 830,2 MMSCFD hingga 415,1 MMSCFD maka scorenya 5, dan jika *loss productio* mencapai lebih besar dari 415,1 MMSCFD 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 sumur Seng 3 ke Manifold Seng, sumur Seng 2 ke Manifold Seng, dan Manifold Seng ke SGP

Tabel 16. Bobot score output model *loss production* pada jaringan pipa

No	Lokasi Bentang	Model Loss Produktion (Bobot Indeks 45 %)		
		Skenario (Gas Flow Rate / MMSCF)	Score	Bobot Score
1	Sumur Seng 3 – Manifold	111.7586	10	4.5
2	Sumur Seng 2 – Manifold	293.6139	10	4.5
3	Sumur Seng 1 – Manifold	178.8013	10	4.5
4	Manifold Seng – SGP	584.1737	5	2.25
5	Sumur Segat 2 – Manifold 1	111.3397	10	4.5
6	Sumur Segat 6 – Manifold 1	136.9838	10	4.5
7	Sumur Segat 3 – Manifold 2	92.3045	10	4.5
8	Sumur Segat 4 – Manifold 2	112.9534	10	4.5
9	Manifold 2 – Manifold 1	205.2579	10	4.5
10	Manifold 1 - SGP	453.5814	5	2.25

3. Model *Environment*

   Model *environment* ini akan terbagi menjadi tiga skenario yaitu jika jarak antara jaringan pipa gas alam tersebut dengan 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 tersebut dengan pemukiman masyarakat atau konservasi binatang sebesar sebesar 3 hingga 10 mile maka score yang akan tampil sebesar 5, dan jika jarak antara jaringan pipa gas alam tersebut dengan pemukiman masyarakat atau konservasi binatang kurang dari 3 mile maka nilai bobot *score* yang akan tampil sebesar 10.

Tabel 17. Bobot score output model *environment* pada jaringan pipa

No	Lokasi Bentang	Model Environment (Bobot Indeks 20 %)		
		Skenario (Jarak Pipeline)	Score	Bobot Score
1	Sumur Seng 3 – Manifold	> 10 Mile	2.5	0.5
2	Sumur Seng 2 – Manifold	> 10 Mile	2.5	0.5
3	Sumur Seng 1 – Manifold	> 10 Mile	2.5	0.5
4	Manifold Seng – SGP	> 10 Mile	2.5	0.5
5	Sumur Segat 2 – Manifold 1	> 10 Mile	2.5	0.5
6	Sumur Segat 6 – Manifold 1	> 10 Mile	2.5	0.5
7	Sumur Segat 3 – Manifold 2	> 10 Mile	2.5	0.5
8	Sumur Segat 4 – Manifold 2	> 10 Mile	2.5	0.5
9	Manifold 2 – Manifold 1	> 10 Mile	2.5	0.5
10	Manifold 1 - SGP	> 10 Mile	2.5	0.5

3.3 Analisa Resiko

Analisa resiko dilakukan untuk mengetahui tingkat resiko yang terjadi pada masing-masing individual jaringan pipa gas alam yang berada di EMP Bentu Ltd. 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. 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 untuk masing – masing individual jaringan pipa gas alam.

Hasil keluaran model dari resiko menunjukkan bahwa dari 10 jaringan pipa gas alam di EMP Bentu Ltd menghasilkan kategori *"Low"* dengan jumlah 2 jaringan pipa, kategori *"Medium"* berjumlah 8 jaringan pipa, dan dengan kategori *"High"* berjumlah 0 jaringan pipa. Jika dilihat jumlah semua pipa di kategori *"Low"* dan *"Medium" ,* karena selain kondisi jaringan pipa gas alam dalam keadaan baik EMP Bentu Ltd sering melakukan perawatan rutin dan inspeksi di setiap bulanannya. Selain itu pipa – pipa yang ada di EMP Bentu Ltd dalam keadaan masih baru dan di buat pada tahun 2010 dan 2012. Menyebabkan *pipeline* yang ada di EMP Bentu Ltd berada di kategori "*Low*" dan *"Medium",* Untuk lebih jelasnya dapat dilihat pada Tabel 4.13. Pada lampiran 9 dapat dilihat hasil keluaran model dari integrity management system pada jaringan pipa gas alam di EMP Bentu Ltd.

Setelah diketahui kategori untuk masing-masing individual jaringan pipa gas alam di EMP Bentu Ltd maka akan di rangking sesuai dengan metodologi penelitian yang telah dijelas kan di metode.

Dari pengambilan data dan penelitian yang sudah dilakukkan, berikut beberapa rekomendasi yang wajib dilakukkan agar pipeline berjalan dengan baik dan sesuai dengan standar, yaitu :

1. Melakukkan perawatan pipa dengan cara *pigging* secara regular dan berdasarkan kondisi, jika *pressure drop* sepanjang pipa telah melebihi batas normal.
2. Melakukkan internal *corrosion monitoring* dengan *corrosion coupon.*
3. Melakukkan inspeksi dengan menggunakkan UT *Thickness* secara berkala per 6 bulan di lokasi yang sama .
4. Melakukkan identifikasi dan *remapping* jalur pipa dan kedalaman tanam pipa .
5. Melakukkan penimbunan pada pipa yang kedalamannya tidak memenuhi standar (minimal 1 Meter).
6. Memberikan *external protection* pada jalur pipa yang menjadi akses masyarakat dan perusahaan lain.
7. Melakukkan ROW patrol secara rutin terutama pada jalur pipa trunkline SGP – BGP

Tabel 18. *Rsisk* kategori pada jaringan pipa gas

No	Lokasi Bentang	Ukuran			Tahun di buat dan Mulai digunakan	Risk Kategori
		Diameter Luar (mm)	Ketebalan (mm)	Panjang (m)		
1	Sumur Seng 3 – Manifold	168,28	7,02	1500	2012 / 2013	MEDIUM
2	Sumur Seng 2 – Manifold	168,28	7,10	2800	2012 / 2013	MEDIUM
3	Sumur Seng 1 – Manifold	168,28	7,11	100	2012 / 2013	MEDIUM
4	Manifold Seng – SGP	273,05	9,24	11.055	2012 / 2013	LOW
5	Sumur Segat 2 – Manifold 1	101,6	5,5	685	2010 / 2011	MEDIUM
6	Sumur Segat 6 – Manifold 1	168,28	7,11	4500	2012 / 2013	MEDIUM
7	Sumur Segat 3 – Manifold 2	152,4	6,6	1800	2010 / 2011	MEDIUM
8	Sumur Segat 4 – Manifold 2	152,4	6,6	2200	2010 / 2011	MEDIUM
9	Manifold 2 – Manifold 1	203,2	7,81	7000	2010 / 2011	MEDIUM
10	Manifold 1 - SGP	323,85	7,38	7000	2010 / 2011	LOW

4. Simpulan

Berdasarkan hasil pengujian maka dapat disimpulkan hasil penelitian ini adalah,

1. Pemodelan pipeline integrity management system telah dilakukan terhadap 10 jaringan pipa gas alam di Energi Mega Persada (EMP) Bentu Ltd diketahui pipeline di kategori "Low" dan "Medium" dimana Medium 2 jaringan dan Low sebanyak 8 jaringan pipa
2. Gas alam yang ada di Energi Mega Persada (EMP) Bentu Ltd merupakan jenis Sweet Gas, yang mana gas ini tidak mengandung Hidrogen Sulfida (H2S).
3. Melakukkan perawatan pipa dengan cara pigging secara regular dan berdasarkan kondisi, jika pressure drop sepanjang pipa telah melebihi batas normal.
4. Melakukkan internal corrosion monitoring dengan corrosion coupon.
5. Memberikan external protection pada jalur pipa yang menjadi akses masyarakat dan perusahaan lain.
6. Melakukkan inspeksi dengan menggunakkan UT Thickness secara berkala per 6 bulan di lokasi yang sama .
7. Risk kategori pada jaringan pipa gas dari data yang di dapat sebagai berikut:

Tabel 18. *Risk* kategori pada jaringan pipa gas

No	Lokasi Bentang	Ukuran			Tahun di buat dan Mulai digunakan	Risk Kategori
		Diameter Luar (mm)	Ketebalan (mm)	Panjang (m)		
1	Sumur Seng 3 – Manifold	168,28	7,02	1500	2012 / 2013	MEDIUM
2	Sumur Seng 2 – Manifold	168,28	7,10	2800	2012 / 2013	MEDIUM
3	Sumur Seng 1 – Manifold	168,28	7,11	100	2012 / 2013	MEDIUM
4	Manifold Seng – SGP	273,05	9,24	11.055	2012 / 2013	LOW
5	Sumur Segat 2 – Manifold 1	101,6	5,5	685	2010 / 2011	MEDIUM
6	Sumur Segat 6 – Manifold 1	168,28	7,11	4500	2012 / 2013	MEDIUM
7	Sumur Segat 3 – Manifold 2	152,4	6,6	1800	2010 / 2011	MEDIUM
8	Sumur Segat 4 – Manifold 2	152,4	6,6	2200	2010 / 2011	MEDIUM
9	Manifold 2 – Manifold 1	203,2	7,81	7000	2010 / 2011	MEDIUM
10	Manifold 1 - SGP	323,85	7,38	7000	2010 / 2011	LOW

Bisa dilihat dari data yang di dapat, *pipeline* yang di miliki Energi Mega Persada (EMP) Bentu Ltd berada di kategori *"Low"* dan *"Medium"* , ini sangat menguntungkan karna kinerja pipa bisa jauh lebih maksimal lagi

5. Daftar Pustaka

[1] Peraturan Presiden nomor 5. 2006. Kebijakan Energi Nasional. Jakarta. Presiden Republik Indonesia

[2] Iskandar, Dedy. 2008. *Permodelan Integity Management System pada Jaringan Pipa Transmisi Gas Alam di Offshore North West Java.* Jakarta. Universitas Indonesia.

[3] API RP 581. 2008. *Risk Based Inspection Technolog.* American Petroleum Institute

[4] API RP 580. 2009. *Risk Based Inspection.* American Petroleum Institute

[5] W.Kent Muhlbauer. 2004. Pipeline Risk Management Manual. Gulf Profesional Publishing

[6] PT. Energi Mega Persada Bentu Ltd. 2017. *Site Visit* Ditjend Migas Dalam Rangka Pelaksanaan Re-Skpp *Electrical* Sgp Emp Bentu *Limited.* Pekanbaru. EMP Bentu Ltd

[7] Java Velosi. 2008. Corrosion Assessment Methodology Integrity Management Contract

[8] Lloyd's Register, 2005, Pipeline Corrosion and integrity management statement pipeline corrosion and integrity project.

[9] API RP 581. 2008. *Risk Based Inspection Technolog.* American Petroleum Institute

[10] ASME B31.8. 2004. *Gas Transmission and Distribution Piping Systems.* American Standard Mechanical Engineering