



RISK BASED MAINTENANCE (RBM) UNTUK NATURAL GAS PIPELINE PADA PERUSAHAAN X DENGAN MENGGUNAKAN METODE KOMBINASI AHP-INDEX MODEL

Darmapala* dan Moses L. Singgih
*Program Studi Magister Manajemen Teknologi
Bidang Keahlian Manajemen Industri
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Jl. Cokroaminoto 12A Surabaya
Jawa Timur, Indonesia 60264
Email: dpprie@gmail.com*

ABSTRAK

Pipa penyalur (*pipeline*) mempunyai peranan yang sangat penting dalam industri hulu minyak dan gas bumi sebagai media transportasi untuk memindahkan gas alam dari anjungan sumur produksi sampai ke konsumen. Kegagalan operasi *pipeline* akan memberikan kerugian yang besar untuk perusahaan dan konsumen. Pemeliharaan merupakan aktivitas penting untuk menjaga operasi *natural gas pipeline*. *Risk based maintenance* (RBM) merupakan metode pemeliharaan yang didasarkan pada risiko-risiko yang ada. Penilaian risiko yang dilakukan menggunakan metode kombinasi *Analytical Hierarchy Process* (AHP) dengan *Index* model. Hasil penelitian menempatkan bahwa akibat dari pihak ketiga merupakan peringkat pertama dalam penentuan tingkat risiko dari pipa penyalur gas alam dengan bobot maksimal 0,434, dilanjutkan faktor korosi (0,195) dan faktor operasi yang tidak benar (0,195). Untuk sub faktor dari pihak ketiga, tingkat aktivitas di atas permukaan pipa merupakan faktor dominan dengan nilai bobot maksimal 0,122 (28,2% dari sub faktor pada pihak ketiga). Untuk risiko relatif setiap segmen pada perusahaan X, segmen 3 (daratan) pada pipa penyalur 1 merupakan pipa penyalur dengan potensi risiko terbesar. Kegiatan pemeliharaan yang harus dilakukan untuk menurunkan tingkat risiko adalah melakukan *sub bottom profile*, *free span check* dan meningkatkan frekuensi patroli pada segmen-segmen tersebut.

Kata kunci : *risk based maintenance (RBM)*, *AHP*, *index model*, strategi pemeliharaan *pipeline*

PENDAHULUAN

Pada industri minyak dan gas bumi digunakan pipa sebagai media transportasi. Untuk industri hulu yang beroperasi di lepas pantai, pipa penyalur digunakan untuk pemindahan minyak dan gas bumi dari anjungan sumur produksi menuju anjungan proses, kemudian dari anjungan proses menuju pusat distribusi dan dari pusat distribusi menuju konsumen. Pipa penyalur (*pipeline*) ini bisa berada di lepas pantai (*offshore*) maupun di darat (*onshore*). Jumlah dan panjang pipa penyalur sangat tergantung pada luas wilayah produksi dan konsumen yang dilayani.



Kegagalan operasi pipa penyalur akan memberikan dampak yang besar, baik pada produsen maupun pada konsumen. Dampak tersebut antara lain, kerugian material karena kerusakan pipa, terhentinya operasi, terjadi pencemaran, berhentinya operasi di konsumen, citra perusahaan yang rusak dan masa pemulihan yang lama. Kegagalan operasi bisa berupa kebocoran ataupun pecahnya pipa penyalur yang disebabkan kegiatan operasi (internal) maupun lingkungan (eksternal).

Perusahaan X merupakan salah satu perusahaan kontraktor dari Badan Pelaksana Minyak dan Gas Bumi (BP Migas) yang melakukan kegiatan eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi di Jawa Timur. Perusahaan ini mempunyai beberapa pipa penyalur yang berada di lepas pantai dan di darat, yang digunakan untuk menyalurkan minyak dan gas bumi. Keberadaan pipa penyalur ini sangat vital untuk beroperasinya perusahaan.

Pipa penyalur yang berada di lepas pantai ada yang dilakukan penanaman didasar laut (*sea bed*) dan ada juga yang diletakkan saja, sedangkan didarat dilakukan penanaman didalam tanah (*underground*). Pada perusahaan X, pipa yang berada di darat digunakan untuk 2 kegiatan, yaitu merupakan bagian pipa dari anjungan proses menuju pusat distribusi dan pipa yang digunakan untuk menyalurkan gas alam ke konsumen.

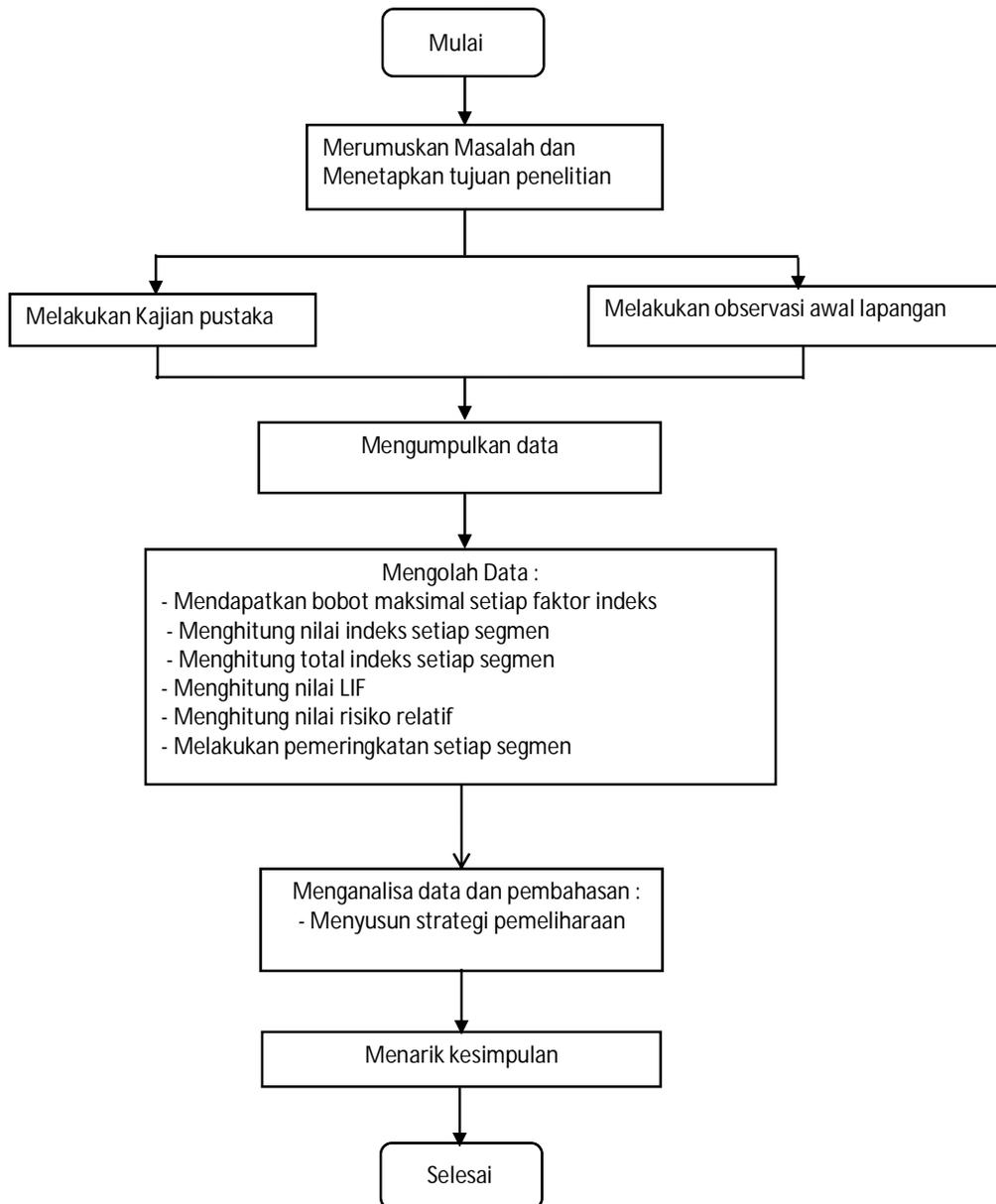
Risiko-risiko kegagalan pipa penyalur yang berada di lepas pantai akan berbeda dengan di darat. Perbedaan ini terutama disebabkan oleh kondisi lingkungan yang berbeda antara lepas pantai dan darat, serta dampak yang akan ditimbulkan terhadap lingkungan dan masyarakat jika terjadi kegagalan operasi

Penelitian ini mempunyai tujuan sebagai berikut :

- Untuk mengidentifikasi faktor-faktor penyebab kegagalan pada pipa penyalur
- Untuk mendapatkan nilai indeks pihak ketiga (*third party index*), indeks korosi (*corrosion index*), indeks design (*design index*), indeks kesalahan operasi (*incorrect operation index*) dan total indeks (*total index*)
- Untuk mendapatkan nilai *Leak Impact Factor (LIF)* sebagai tolak ukur konsekuensi dari kegagalan pipa penyalur
- Untuk memperoleh nilai risiko relatif (*relative risk score*) untuk masing-masing segmen pipa penyalur gas alam.
- Untuk mendapatkan strategi yang bisa diterapkan untuk pemeliharaan pipa penyalur di lepas pantai dan di darat

METODE

Penelitian ini menggunakan gabungan metode *Analytical Hierarchy Process (AHP)* dengan metode *index* model yang dikembangkan oleh Muhlbauer (2004). Diagram pada Gambar 1 merupakan rancangan penelitian.



Gambar 1. Diagram alir penelitian

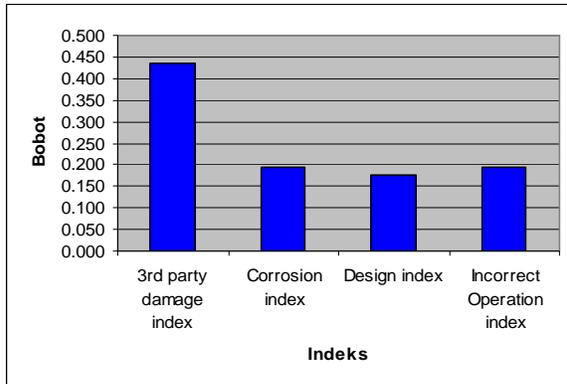
Metode AHP digunakan untuk menentukan bobot dari faktor-faktor penyebab kegagalan dari pipa penyalur, sedangkan indeks model digunakan untuk melakukan pemeringkatan risiko relatif antar segmen ataupun antar pipa penyalur dengan memperhitungkan nilai indeks setelah dikoreksi dengan konsekuensi dari kegagalan (*Leak Impact Factor*). Nilai indeks dan nilai relatif risiko dengan faktor-faktor yang mempengaruhinya akan digunakan sebagai acuan untuk penyusunan strategi pemeliharaan yang akan dilakukan.



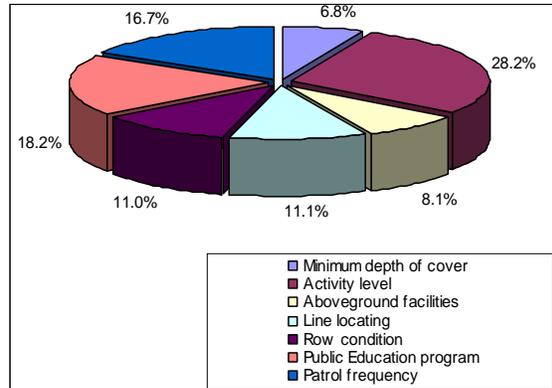
HASIL DAN DISKUSI

Responden untuk penentuan bobot dengan metode AHP terdiri dari 5 personel inti dalam kegiatan pemeliharaan pipa penyalur pada perusahaan X, yaitu *Senior Pipeline Engineer, Senior Inspection Engineer, Head of Integrity & Reliability, Technical Support Manager dan Field Operation Manager*. Kelima responden sudah terlibat dalam kegiatan pemeliharaan pipa penyalur lebih dari 8 tahun.

Hasil penelitian menunjukkan bahwa faktor pihak ketiga merupakan faktor tertinggi yang bisa menjadi penyebab kegagalan pipa penyalur, seperti pada Gambar 2 berikut ini.



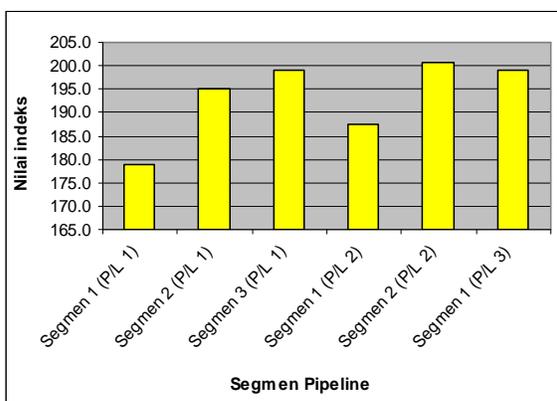
Gambar 2. Bobot setiap indeks



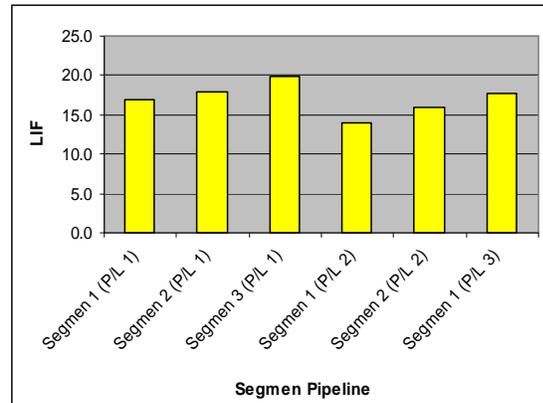
Gambar 3. Bobot pada indeks pihak ketiga

Indeks pihak ketiga mempunyai bobot sampai 43.4%, jauh diatas bobot untuk indeks korosi dan indeks operasi yang tidak benar yang hanya mempunyai bobot 19.5%. Sedangkan bobot untuk indeks korosi hanya sebesar 17.7%. Tingginya bobot untuk indeks pihak ketiga ini disebabkan tingginya potensi kegagalan akibat dari kegiatan disekitar pipa penyalur. Hal ini terlihat dari sub faktor dari indeks pihak ketiga seperti pada Gambar 3, yang menunjukkan bobot terbesar akibat aktivitas sebesar 28,2%, kemudian karena faktor pemahaman publik yang kurang terhadap keberadaan pipa akibat kurangnya program edukasi serta faktor patroli terhadap jalur pipa penyalur tersebut.

Untuk setia segmen pipa penyalur, diperoleh nilai rating indeks dan *Leak Impact Factor* (LIF) seperti pada Gambar 4 dan Gambar 5 berikut ini.



Gambar 4. Nilai indeks setiap segmen

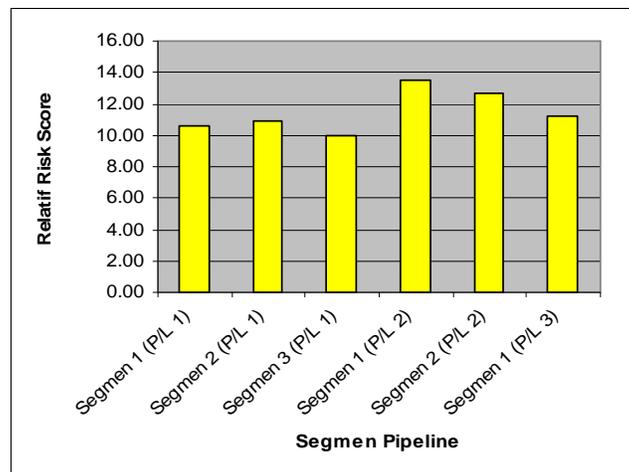


Gambar 5. Nilai LIF setiap segmen



Nilai indeks berdasarkan hasil penilaian pipa penyalur pada setiap segmen perusahaan X menunjukkan bahwa tindakan perlindungan terhadap pipa dilakukan dengan baik pada pipa-pipa di darat dan diarea jalur pelayaran & pelabuhan, yaitu segmen 2& 3 pipa penyalur 1, segmen 2 pipa penyalur 2 dan pipa penyalur 3. Tingginya nilai indeks pada segmen ini disebabkan tingginya frekuensi patroli yang dilakukan serta perlindungan dengan pemasangan rambu / tanda dan proteksi kedalaman pipa penyalur.

Nilai LIF seperti pada Gambar 5, menggambarkan bahwa konsekuensi dampak yang akan terjadi mempunyai nilai terbesar pada segmen 3 pipa penyalur 1, kemudian segmen 2 pipa penyalur 1 dan pipa penyalur 3. Tingginya nilai pada segmen ini dikarenakan lokasinya yang berada di daratan yang berdekatan dengan pemukiman penduduk dan industri. Khusus untuk pipa penyalur 1, adanya kandungan H₂S yang bersifat mematikan jika terhirup menjadi tambahan faktor penentu tingginya nilai konsekuensi.



Gambar 6. Nilai relatif risiko untuk setiap segmen

Nilai relatif risiko yang menunjukkan nilai perlindungan terhadap setiap segmen pipa penyalur menandakan semakin tinggi nilainya maka semakin baik perlindungan yang terjadi. Hasil pada Gambar 6 menunjukkan nilai tertinggi untuk segmen 1 dan 2 pada pipa penyalur 2. Sedangkan terendah pada segmen 3 pipa penyalur 1. Tingginya nilai perlindungan pada pipa penyalur 2 disebabkan konsekuensi risiko jika terjadi kegagalan pada jalur ini lebih kecil dibandingkan dengan pipa penyalur lainnya. Sehingga risiko terbesar terdapat pada segmen 3 pipa penyalur 1, yang merupakan wilayah pemukiman penduduk dan industri.

Strategi pemeliharaan yang dapat dilakukan berdasarkan faktor-faktor penyebab kegagalan pada pipa penyalur adalah sebagai berikut :

- Melakukan injeksi penghambat korosi secara teratur beserta pengukuran laju korosi. Jumlah penghambat korosi yang diinjeksi untuk setiap pipa penyalur menyesuaikan dengan laju korosi yang terjadi. (semua segmen)
- Melakukan pengukuran proteksi katoda (semua segmen)
- Menyiapkan program dan prosedur untuk pengoperasian pipa dengan benar (semua pipa penyalur)



- Membuat program untuk memberikan pemahaman pada publik tentang keberadaan pipa penyalur, bisa sebagai bagian dari kegiatan *Corporate Social Responsibility* (CSR) perusahaan. (semua pipa penyalur)
- Melakukan pigging secara rutin per kwartal untuk pipa penyalur 1 dan 2.
- Melakukan *free span check* dan *sub bottom profile* untuk mengetahui posisi pipa yang berada di dasar laut (segmen 1 & 2 pipa penyalur 1, segmen 1 pipa penyalur 2)
- Melakukan *inline inspection* untuk pipa penyalur 1 (semua segmen)
- Melakukan retrofit proteksi katoda (segmen 3 pipa penyalur 1 dan pipa penyalur 3)
- Meningkatkan frekuensi patroli (segmen 1 pipa penyalur 1, segmen 1 pipa penyalur 2)

KESIMPULAN

- Bobot indeks dari pihak ketiga merupakan nilai terbesar yang mempengaruhi perlindungan pipa penyalur, yaitu sebesar 43,4%, diikuti bobot indeks korosi dan pengoperasian yang tidak benar sebesar 19,5% dan bobot indeks design sebesar 17,7%
- Segmen 2 pipa penyalur 2 mempunyai nilai indeks terbesar, yaitu 200,74 diikuti segmen 3 pipa penyalur 1 dan segmen 1 pipa penyalur 3 dengan nilai sebesar 199,2.
- Segmen pipa penyalur yang mempunyai nilai terbesar adalah segmen dimana aktivitas pihak ketiga sangat tinggi.
- Segmen 3 pipa penyalur 1 mempunyai nilai LIF terbesar, yaitu 19,9 diikuti segmen 2 pipa penyalur 1 sebesar 17,9 dan segmen 1 pipa penyalur 1 sebesar 17,8.
- Segmen pipa penyalur yang mempunyai nilai LIF terbesar adalah segmen dimana aktivitas pihak ketiga sangat tinggi.
- Nilai relatif risiko terbesar terdapat pada segmen 1 pipa penyalur 2, dengan nilai 13,48 diikuti segmen 2 pipa penyalur 2 sebesar 12,62 dan yang terkecil pada segmen 3 pipa penyalur 1 sebesar 10,01
- Segmen pipa penyalur yang mempunyai risiko terbesar adalah segmen 3 pipa penyalur 1.
- Strategi pemeliharaan yang dilakukan merupakan kombinasi, dengan fokus terpisah antar segmen. Khusus untuk segmen 3 yang merupakan segmen dengan risiko terbesar, pemeliharaan yang dilakukan adalah injeksi penghambat korosi, retrofit proteksi katoda, *inline inspection* dan peningkatan frekuensi patroli.

DAFTAR PUSTAKA

American Petroleum Institute (2002), Risk Based Inspection API RP 580, 1st edition

Arunraj, NS dan Maiti, J (2007), Risk based Maintenance – Techniques and applications, *Journal of Hazardous Materials* no. 142, page 653-661

Brito, AJ dan Almeida AT (2008), Multi-attribute risk assessment for risk ranking of natural gas pipelines, *Journal of Reliability Engineering and System Safety* no. 94, page 187-198



Dawotola, A W, Gelder, P H A J M dan J.K. Vrijling, J K (2010), Multi Criteria Decision Analysis framework for risk management of oil and gas pipelines, *Reliability, Risk and Safety – Ale, Papazoglou & Zio (eds)*, Taylor & Francis Group, London, ISBN 978-0-415-60427-7

Fujiyama, K, Nagai S, Akikuni, Y, Fujiwara, T, Furuya, K, Matsumoto, S, Takagi, K, dan Kawabata, T (2004), Risk based inspection and maintenance system for steam turbines, *Journal of Pressure Vessel and Piping*, no. 81, page 825-835

Han, Z Y , Weng W G (2011), Comparison study on qualitative and quantitative risk assessment methods for urban natural gas pipeline network, *Journal of Hazardous Materials*, no. xxx

Henselwood, F dan Phillips G (2006), A Matrix based risk assessment approach for addressing linear hazards such as pipelines, *Journal of Loss Prevention in the Process Industries* no.19, page 433-441

Internet, <http://kamusbahasaindonesia.org/risiko> (akses pada 14 April 2011)

Jo, Y D dan Ahn B J (2005), A method of quantitative risk assessment for transmission pipeline carrying natural gas, *Journal of Hazardous Materials*, no. A123, page 1–12

Khan, FI dan Haddara, M (2004), Risk Based Maintenance (RBM) : A New Approach for Process Plant Inspection and Maintenance, *Journal of Process safety progress* vol 23, no. 4, page 252-265

Krishnasamy, L, Khan, F dan Haddara, M (2005), Development of a risk-based maintenance (RBM) strategy for a power-generating plant, *Journal of Loss Prevention in the Process Industries*, no. 18, page 69–81

Muhlbauer, WK (2004), Pipeline risk management manual, 3rd edition, Elsevier Inc. (Gulf professional publishing as an imprint of Elsevier)

Nataraj, S (2005), Analytic Hierarchy Process as a Decision Support System in the Petroleum Pipeline Industry, *Journal of Information Systems*, vol VI, no. 2, page 16-21

Ng, M F, Tummala, V.M R, Yam, R C M (2003), A risk-based maintenance management model for toll road/tunnel operations, *Journal of Construction Management and Economics*, no 21, page 495-510

Saaty, TL (1977), A Scaling Method for Priorities in Hierarchical Process, *Journal of Mathematical Psychology* no 15, page 234-281

Saaty, TL (1987), The Analytic Hierarchy Process – What it is and How it is used, *Journal of Mathl Modelling*, vol 9 no 3-5, page 161-176

ISBN : 978-602-97491-4-4



Shafiq,N dan Silvianita (2010), Prioritizing the pipeline maintenance approach using Analytical Hierarchical Process, *Journal of Praise Worthy Prize* vol 4, no. 3, page 346-352

Singh, M dan Markeset, T (2009), A Methodology for risk based inspection planning of oil and gas pipeline based on fuzzy logic framework, *Journal of Engineering Failure Analysis* no. 16, page 2098-2113