

Studi Pemilihan Jalur Pipa Penyalur Bawah Laut Untuk Minyak Mentah Pada Lapangan yang Mengalami Penurunan Permukaan Studi Kasus di Lapangan Lima

Bustanul Arifin¹⁾, Dianursanti²⁾

¹⁾Manajemen Gas, Teknik Kimia, Universitas Indonesia, Depok, Indonesia

²⁾ Teknik Kimia, Universitas Indonesia, Depok, Indonesia

Email : bustanul01@gmail.com

Abstrak. Lapangan Lima yang merupakan bagian dari Laut Jawa berupaya untuk terus mempertahankan produksi minyak salah satunya dengan cara memperbaiki fasilitas pipa penyalur. Pipa penyalur yang saat ini terpasang kondisinya sudah pernah bocor dan telah dipasang clamp untuk menutup sementara titik yang bocor. Sebagai solusi permanen akan dipasang pipa penyalur baru yang menghubungkan anjungan LLB menuju anjungan LPRO (Lima Process). Ada beberapa pilihan jalur yang bisa dipilih untuk memasang pipa penyalur. Makalah penelitian ini membahas analisis pemilihan jalur pipa penyalur dengan pertimbangan hidrolik, efek penurunan permukaan, dan keekonomian. Parameter yang digunakan adalah nilai tekanan pengiriman, total penurunan, laju penurunan, IRR, NPV, dan payback period. Dari hasil penelitian, pipa penyalur dengan jalur LLB-LPRO mempunyai tekanan pengiriman paling rendah sebesar 51 psig, dengan parameter ekonomi yang memenuhi kelayakan yaitu NPV 72,67, IRR 115,7%, dan payback period 2,55 tahun. Dari total penurunan permukaan dan laju penurunan untuk anjungan LPRO juga masih aman untuk dilewati pipeline baru, karena total penurunan belum mencapai 56,48%.

Kata kunci: pipa penyalur, penurunan permukaan.

1. Pendahuluan

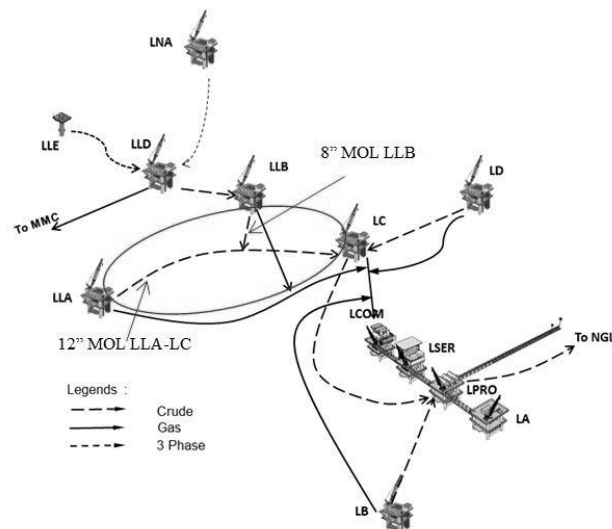
1.1 Latar Belakang

Pipa penyalur/pipeline merupakan alat transportasi yang paling ekonomis untuk menyalurkan minyak mentah, gas, dan produk turunannya jika dibandingkan dengan rel kereta api dan truk. Kelebihan penggunaan pipeline dibandingkan dengan penggunaan kereta api dan truk di antaranya : pipeline bisa mengalirkan fluida dalam jumlah besar secara terus-menerus dan teruji kehandalannya. Pipeline juga bisa dipakai dalam berbagai kondisi lingkungan yang terpencil dan tidak bersahabat, termasuk di bawah laut [1]. Di lapangan Lima yang berlokasi di Laut Jawa juga menggunakan pipeline/pipa penyalur sebagai alat untuk mengirimkan produksi minyak dan gas dari anjungan tanpa penghuni ke stasiun pengumpul, dari stasiun pengumpul ke pusat pengolahan, dan dari pusat pengolahan ke penyimpanan.

Lapangan Lima merupakan salah satu lapangan di area kerja Laut Jawa. Di Lima terdapat 10 anjungan tanpa penghuni yaitu LLA, LLB, LLD, LLE, LLF, LNA, LB, LC, LD dan LE, serta stasiun pengumpul yang terdiri dari 3 anjungan yaitu LPRO (Lima Process), LSER (Lima Service), dan LCOM (Lima Compressor). Penamaan anjungan berdasarkan urutan abjad mulai dari area Avsa sampai dengan Zulu. Anjungan LPRO, LSER, dan LCOM saling terhubung menggunakan jembatan. Skema jaringan ini dapat dilihat pada Gambar 1. 1. Anjungan LPRO mempunyai peranan sebagai stasiun pengumpul minyak, lokasi dari pemompaan minyak, gas suar bakar, dan alat ukur produksi minyak. Sedangkan LSER merupakan anjungan sebagai tempat akomodasi semua orang yang menginap di area Lima. Di LSER juga terdapat alat pengolah air laut menjadi air tawar, instrument compressor, dan pembangkit listrik tenaga disel. Anjungan LCOM mempunyai peranan sebagai stasiun pengumpul gas. Di LCOM terdapat kompresor yang merubah gas tekanan rendah menjadi tekanan tinggi yang akan digunakan untuk dijual ke konsumen, bahan bakar gas, dan gas lift. Selain itu juga anjungan LCOM merupakan lokasi dari alat pembangkit listrik tenaga gas dan pengukur produksi gas.

Dari Gambar 1. 1 di bawah juga dapat dilihat anjungan LLB mengalirkan produksi minyaknya ke anjungan LPRO, sebagai stasiun pengumpul minyak, melalui penyalur minyak (Main Oil Line/MOL)

Saat ini perhatian utama ditujukan pada unit pipeline 8” MOL LLB dan 12” MOL LLA-LC yang dibangun sejak tahun 1986, seperti terlihat di lingkaran warna merah pada Gambar 1. 1. Pipa tersebut menjadi titik perkumpulan produksi minyak dari anjungan LLA, LLB, LLD, dan LLE. Saat ini total produksi minyak yang mengalir melalui pipa ini kurang lebih 3.376 BOPD (7.501 BFPD). Melihat profil produksi di tahun yang akan datang dari anjungan LLB, LLD dan LLE yang maksimalnya mencapai 10.502 BOPD (12.775 BFPD) seperti terlihat pada Tabel 1 maka untuk dapat mengalirkan minyak produksi tersebut diperlukan fasilitas produksi dan pipa penyalur yang handal dari anjungan LLB.



Gambar 1. 1 Skema jaringan pipa bawah laut di area Lima

Saat ini kondisi dari pipa penyalur 8" MOL dari LLB dan pipa 12" MOL LLA-LC keduanya pernah mengalami kebocoran. Anjungan LLB lokasinya berdekatan dengan anjungan LLA, di mana di LLA sudah terpasang pipa penyalur minyak yang terhubung ke LPRO, yaitu pipa penyalur dari LLA ke LC kemudian tersambung pipa penyalur dari LC ke LPRO, namun struktur tanah tempat pondasi anjungan LLA mengalami penurunan, sehingga pipa baru mengandung resiko jika dihubungkan ke LLA akibat adanya penurunan [2].

Tabel 1. Tabel rencana pengembangan produksi di area LLB

Tahun	BOPD	BWPD	BFPD
2018	4.025	2.143	6.167
2019	5.577	1.572	7.146
2020	8.538	1.775	10.317
2021	10.502	2.263	12.775
2022	8.451	2.926	11.379
2023	6.605	3.378	9.971
2024	5.004	3.662	8.646
2025	3.877	3.836	7.701
2026	3.001	3.926	6.923
2027	2.303	3.995	6.298

Dengan demikian untuk menjaga kehandalan pengaliran minyak dari anjungan LLB diperlukan alternatif pembangunan pipa dengan jalur baru menggantikan jalur lama. Dalam penelitian ini akan dilakukan studi tentang pemilihan jalur pipa penyalur dengan pertimbangan tekanan pengiriman, penurunan permukaan, dan ekonomi, untuk memastikan bahwa jalur pipa penyalur yang dipilih tidak menyebabkan sumur-sumur minyak yang sudah ada menjadi tidak bisa berproduksi, kondisi anjungan yang dilewati pipeline baru aman dilewati, dan masih layak secara ekonomi.

Tekanan pengiriman adalah tekanan di titik pengiriman yang dibutuhkan oleh fluida supaya bisa mengalir sampai titik penerimaan dalam pipa. Komponen yang mempengaruhi nilai tekanan pengiriman adalah penurunan tekanan akibat adanya hambatan dalam pipa seperti adanya kekasaran dinding pipa, belokan, perbedaan ukuran pipa, dan kran.

Subsidence/penurunan permukaan selain terjadi di kota-kota besar akibat pengambilan air tanah yang berlebihan juga dapat terjadi di sekitar daerah eksploitasi minyak dan gas bumi baik onshore maupun lepas pantai yang diakibatkan oleh eksploitasi yang massive terhadap sumber minyak dan gas bumi tersebut. Subsidence dapat memberikan kerusakan pada struktur platform. Lebih jauh lagi atau lebih ekstrim lagi dampak subsidence ditakutkan membuahkan human fatalities jikalau deformasi pipa sebagai efek subsidence menyebabkan ledakan, atau platform amblas dan karam karena subsidence [2].

Dalam penelitian ini parameter kelayakan ekonomi yang digunakan adalah *IRR*, *NPV*, dan *payback period*. *IRR* merupakan salah satu parameter untuk menilai tingkat keekonomisan suatu proyek. Suatu proyek dapat diterima jika nilai *IRR* lebih besar dari *discount rate* atau *Weighted Average Cost of Capital* (*WACC*) yang dipergunakan dalam perhitungan keekonomian. Pada penelitian ini *WACC* yang digunakan sebesar 10,02% sesuai dengan nilai untuk pinjaman investasi [3]. Jika terdapat lebih dari satu proyek, maka nilai *IRR* bisa memberikan gambaran mana proyek yang lebih menguntungkan. Semakin tinggi *IRR* maka semakin menarik proyek tersebut dalam memberikan keuntungan bagi investor [4].

Standar nilai *IRR* yang dipergunakan oleh Asian Development Bank sebesar 12% (ADB, 2014). Namun, pada kegiatan hulu ataupun midstream migas dimungkinkan memiliki *IRR* > 12% dikarenakan profil resiko yang tinggi. Pada penelitian ini digunakan *IRR* 15% sebagai nilai minimum *IRR* yang digunakan sebagai syarat pada feasibility study untuk melakukan eksekusi proyek pada salah satu Kontraktor Kontrak Kerja Sama (KKKS) Migas [5].

Metode *NPV* ini merupakan metode yang paling banyak digunakan dalam analisis tekno-ekonomi. Pada metode ini diperhitungkan *discount rate*, yang menunjukkan penurunan nilai pembayaran setelah periode waktu tertentu. Pada analisis tekno-ekonomi, nilai *discount rate* (*r*) biasanya diperhitungkan pada kisaran 10-15%. Perhitungan *NPV* tiap tahun dengan komponen *discount rate* dilakukan dengan persamaan (1) berikut.

$$NPV_t = \frac{NCF}{(1+r)^t} \dots\dots\dots(1)$$

Sementara *NPV* total didapatkan dari persamaan (2) sebagai berikut.

$$NPV = \sum_1^t NPV_t \dots\dots\dots(2)$$

Pengambilan keputusan dengan mempertimbangkan nilai *NPV* adalah sebagai berikut [4].

1. Jika $NPV > 0$, maka proyek dapat diterima. Investor akan mendapatkan keuntungan pada akhir usia proyek.
2. Jika $NPV < 0$, maka proyek tidak dapat diterima. Investor akan mendapatkan kerugian pada akhir usia proyek.
3. Jika $NPV = 0$, maka tidak ada keuntungan ataupun kerugian yang didapatkan oleh investor.

Payback period adalah lama waktu yang dibutuhkan untuk mengembalikan first cost dari sebuah investasi dari periodik (biasanya per tahun) dana masuk bersih yang dihasilkan oleh investasi tersebut [6]. Lama pengembalian biasanya dinyatakan dalam tahun.

Payback period digunakan untuk mengukur seberapa cepat sebuah investasi akan dikembalikan.

Dalam kasus ini payback period dirumuskan dengan persamaan (3) [6].

$$\text{Payback period} = \frac{P}{A} \dots\dots\dots(3)$$

Di mana, A = *Net cash flow*/dana masuk bersih, \$/year
 P = *First cost*, \$

1.2 Perumusan Masalah

Potensi sumur-sumur minyak tidak dapat berproduksi, kondisi anjungan yang dilewati pipeline baru tidak aman, dan biaya pemasangan pipa bawah laut yang tinggi. Maka dari itu, permasalahan pada penelitian ini adalah jalur mana yang akan digunakan untuk pembangunan pipa bawah laut dari LLB ke LPRO dengan pertimbangan tekanan pengiriman, bagaimana kondisi anjungan yang akan dilewati, dan bagaimana kelayakan ekonominya?

1.3 Tujuan Penelitian

Tujuan penelitian ini adalah sebagai berikut:

- Mendapatkan jalur pipa yang mempunyai tekanan pengiriman paling rendah.
- Mendapatkan pilihan jalur yang aman terhadap penurunan permukaan.
- Menentukan kelayakan ekonomi terhadap jalur pipa yang dipilih.

2. Pembahasan

Dari skema terpasang sesuai Gambar 1.1 dengan ketentuan mendapatkan jalur terpendek dan menghindari sambungan bawah laut maka didapatkan tiga alternatif jalur. Jalur pertama pipa penyalur dibangun dari anjungan LLB menuju anjungan LLA, dari LLA ke anjungan LPRO menggunakan pipa penyalur terpasang, jalur ini selanjutnya dinamakan jalur LLB-LLA. Jalur kedua pipa penyalur dibangun dari anjungan LLB menuju anjungan LC, dari LC ke anjungan LPRO menggunakan pipa penyalur terpasang, jalur ini selanjutnya dinamakan jalur LLB-LC. Jalur ketiga pipa penyalur dibangun dari anjungan LLB langsung menuju anjungan LPRO, jalur ini selanjutnya dinamakan jalur LLB-LPRO.

Diameter pipa didapatkan dari standar API 14E kecepatan aliran likuid dalam pipa tidak boleh lebih besar dari 15 ft/sec, namun tidak juga terlalu kecil hingga kecepatan berada di bawah 3 ft/sec untuk mencegah fenomena sedimentasi dalam pipa penyalur. Diameter pipa bisa didapatkan menggunakan persamaan (4) [7].

$$D = \sqrt{\frac{0,012Q}{v}} \dots\dots\dots(4)$$

Di mana D = diameter pipa bagian dalam, Inch
 Q = laju alir likuid, barrel/hari
 V = kecepatan aliran, feet/sec

Didapatkan diameter dari perhitungan adalah 7,14 Inch. Pipa yang tersedia di pasaran yang mendekati dan masuk kriteria adalah 8 Inch, sehingga nominal pipe yang akan digunakan adalah 8 Inch.

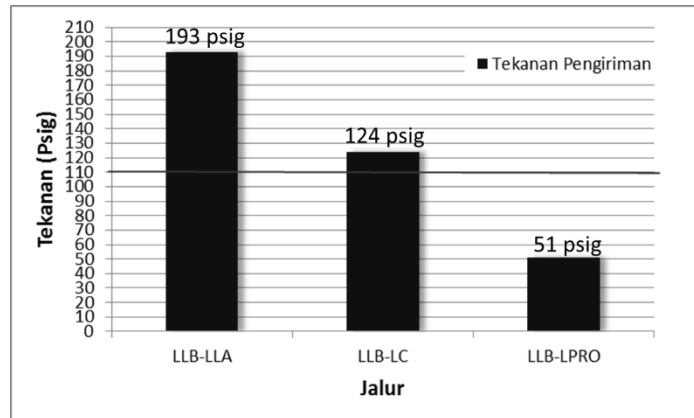
Penentuan tebal pipa didasarkan pada kriteria disain yang disebabkan adanya tekanan internal dan atau tekanan eksternal hidrostatik yang bekerja pada pipa. Merujuk ke standar ASME B31.4 ketebalan pipa bisa dihitung menggunakan persamaan (5) [8],

$$t = \frac{P_i D}{2SFE} \dots\dots\dots(5)$$

Di mana P_i = tekanan liku
 D = diameter pipa bagian luar, inch
 t = ketebalan pipa, inch
 S = specified minimum yield strength (SMYS), psi
 F = design factor = 0,72
 E = faktor sambungan pengelasan

Didapatkan tebal dinding pipa adalah 0,0710 Inch. Pipa standar yang masuk dalam tebal ini adalah pipa schedule 40 dengan tebal 0,322 Inch (ASME B31.4, 2009).

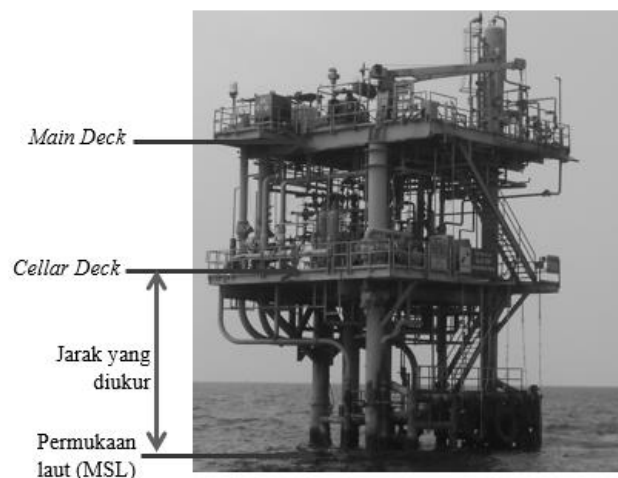
Supaya sumur-sumur di LLB tetap bisa beroperasi maka tekanan pengiriman dibatasi maksimal 110 psig berdasarkan tekanan sumur anjungan LLB paling kecil yang saat ini memproduksi. Dalam penelitian ini perhitungan tekanan pengiriman menggunakan *software* Pipesim dengan hasil seperti terlihat pada Gambar 2.



Gambar 2. Perbandingan tekanan pengiriman masing-masing jalur

Gambar 2 di atas terlihat bahwa tekanan pengiriman yang memenuhi kriteria di bawah 110 psig adalah jalur LLB-LPRO.

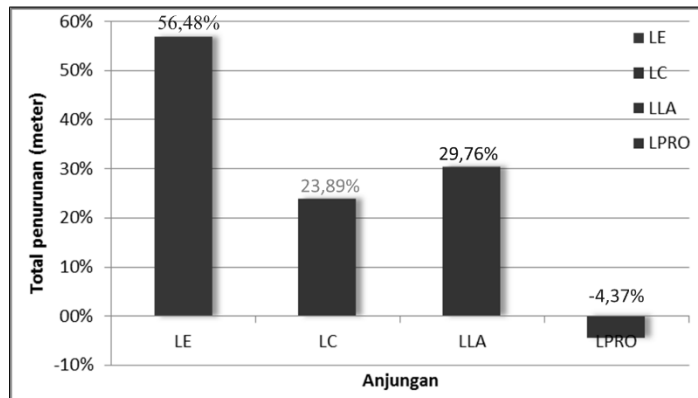
Survey penurunan permukaan dilakukan dengan cara mengukur jarak antara *Cellar Deck* dengan permukaan laut/*Main Sea Level* (MSL). Posisi *Cellar Deck* terlihat pada Gambar 3.



Gambar 3. Skema anjungan lepas pantai

Contoh anjungan di lapangan Lima yang saat ini sudah tidak diproduksi mulai tahun 2013 karena mengalami penurunan permukaan adalah anjungan LE dengan total penurunan sampai dengan tahun 2013 4,62 m (56,48%). Presentase angka penurunan ini akan digunakan sebagai acuan dalam menentukan anjungan yang mengalami penurunan akan dihentikan produksinya karena sudah tidak aman untuk fasilitas alat terpasang dan tidak aman juga untuk perpindahan personel dari kapal ke anjungan maupun sebaliknya.

Hasil pengamatan dan perhitungan penurunan permukaan terlihat pada Gambar 4.



Gambar 4. Perbandingan penurunan permukaan antaranjungan

Dari Gambar 4 dapat dilihat bahwa jika merujuk pada anjungan LE yang saat ini sudah tidak diproduksi karena mengalami penurunan permukaan sebesar 56,48%, maka baik LC, LLA, maupun LPRO masih bisa dilalui oleh pipeline baru. Hal ini karena total penurunan dari masing-masing anjungan tidak lebih dari 56,48%. Di anjungan LPRO terlihat total penurunan menghasilkan angka negatif karena anjungan LPRO sudah dilakukan proyek pengangkatan sehingga tinggi saat ini lebih tinggi dibandingkan dengan tinggi waktu anjungan LPRO dibangun.

Tabel 2. Parameter keekonomian pembangunan pipeline LLB-LPRO

Harga Jual Gas (\$/MMBTU)	6,39
Harga Jual Minyak (\$/Barrel)	78,43
NPV (\$M)	72,67
IRR (%)	115,9
<i>Payback period (tahun)</i>	2,55

Dari Tabel 2 di atas terlihat bahwa keekonomian dari proyek pembangunan pipeline dari anjungan LLB ke anjungan LPRO dikategorikan memenuhi kriteria kelayakan ekonomi. Hal itu terlihat dari parameter NPV yang positif, angka IRR di atas 15%.

3. Kesimpulan

Beberapa kesimpulan yang dapat diambil dari penelitian ini, yaitu sebagai berikut.

1. Dari segi keamanan, pilihan terhadap jalur LLB-LLA, LLB-LC, dan LLB-LPRO masih bisa dilakukan karena nilai penurunan permukaan masih di bawah 56,48%.
2. Dari segi hidrolik, pilihan jalur yang memenuhi kriteria nilai tekanan pengiriman di bawah 110 psig hanya jalur LLB-LLA.
3. Jalur LLB-LPRO dipilih karena dari segi keamanan anjungan nilai penurunan masih di bawah 56,48%, tekanan pengiriman di bawah 110 psig, dan memenuhi kriteria kelayakan ekonomi karena nilai NPV > 0 dan IRR > 15%.

Ucapan Terima Kasih

Penulis menyadari bahwa tanpa bantuan dan bimbingan dari berbagai pihak, sangatlah sulit menyelesaikan penulisan penelitian ini. Oleh karena itu, penulis mengucapkan terima kasih kepada :

1. Ibu Dianursanti yang telah menyediakan waktu, tenaga, dan pikiran untuk mengarahkan penulis dalam penyusunan penelitian ini.
2. Ibu, Bapak, Istri, dan Rafa di rumah yang selalu mendoakan, memberi semangat, dan doa atas setiap usaha penulis.

Daftar Pustaka

- [1]. Guo, B., Song, S., Chacko, J., & Ghalambor, A. (2005). *Offshore Pipeline*. GPP. Burlington. MA.
- [2]. Kelompok Keahlian Geodesi ITB. (2007). *Survey GPS untuk Pemantauan Subsidence Platform Minyak BP (2007)*. Bandung.
<https://geodesy.gd.itb.ac.id/2007/04/27/survey-gps-untuk-pemantauan-subsidence-platform-minyak-bp/>
- [3]. Bank Indonesia. (2018, April). *Statistik ekonomi keuangan Indonesia*. April 23, 2018.
https://www.bi.go.id/seki/tabel/TABEL1_26.pdf
- [4]. CFA Institute. (2013). Chapter 2: Capital budgeting. Chartered Financial Analyst Institute. December 9, 2017. Presentation.
https://www.cfainstitute.org/learning/products/publications/inv/Documents/corporate_finance_chapter2.pptx
- [5]. Anjani, B. R. (2018). *Analisa perbandingan finansial production sharing contract (PSC) cost recovery dengan PSC gross split, studi kasus pada salah satu kontraktor kerjasama SKK Migas*. Tesis. Surabaya: Institut Teknologi Sepuluh Nopember.
- [6]. Lang, Hans J. (1989). *Cost Analysis for Capital Investment Decisions*. Marcell Dekker, Inc. New York.
- [7]. API RP 14E. (1991). *Recommended Practice for Design and Installation of Offshore Products Platform Piping Systems*. Fifth Edition. American Petroleum Institute. Washington.
- [8]. ASME B31.4. (2009). *Pipeline Transportation Systems for Liquid Hydrocarbons and Other Liquids*. The American Society of Mechanical Engineers. New York.