

Rekayasa Nilai Kriteria Desain Fasilitas Produksi Gas Alam (Design Criteria Value Engineering for Natural Gas Production Facilities)

Hibrah¹, Sutrasno Katohardjono², Mohammed Ali Berawi³

¹ Program Studi Teknologi Rekayasa Bioproses Energi Terbarukan, Jurusan Teknik Kimia, Politeknik ATI Padang - Jl. Bungo Pasang Tabing, Kota Padang, Sumatera Barat 25171

² Program Studi Teknik Kimia, Fakultas Teknik, Universitas Indonesia – Jl. Margonda Raya, Depok, 16424

³ Program Studi Teknik Sipil, Fakultas Teknik, Universitas Indonesia – Jl. Margonda Raya, Depok, 16424

ARTICLE INFO

Article history

Received : 02 Agustus 2021

Revised : 12 September 2021

Accepted : 22 September 2021

DOI :

<https://doi.org/10.33366/rekabuana.v6i2.2642>

Keywords :

design criteria; natural gas; production facility; value engineering.

e-mail corresponding author :

hibrahlukman@gmail.com

ABSTRAK

Gas alam merupakan salah satu energi hidrokarbon utama di Indonesia. Pembangunan fasilitas produksinya sangat penting untuk mengakomodasi kebutuhan energi dalam negeri. Fasilitas ini meliputi produksi, jalur pemipaan, dan fasilitas pengolahan hidrokarbon secara terintegrasi. Penelitian ini menggunakan komposisi hidrokarbon dari Lapangan-X dengan rata-rata CO₂ 7.62% dan H₂S 0.06%. Alternatif desain menggunakan anjungan tetap (*fix platform*), MOPU (*Mobile Offshore Production Unit*), dan anjungan *Semi-Submersible*. Kriteria perbandingan desain adalah modal awal, nilai bersih saat ini (*NPV*), tingkat pengembalian internal (*IRR*), waktu penyelesaian pekerjaan, resiko keselamatan, dan fleksibilitas pengembangan fasilitas kedepan. Melalui metode perbandingan yang dipadankan didapatkan Opsi A adalah opsi terbaik, yang memiliki nilai kriteria desain 57%, NPV lebih tinggi \$43,537,469.58 dibanding opsi NPV terkecil, IRR 19% dan waktu pembayaran (*payout time/POT*) 5 tahun. Opsi A menggunakan anjungan tetap dengan jalur pemipaan ke arah Utara, proses separasi hidrokarbon dilakukan pada anjungan lepas pantai (*offshore*) dan pengolahannya dilakukan di darat (*onshore*).

PENERBIT

UNITRI PRESS

Jl. Telagawarna, Tlogomas-Malang, 65144, Telp/Fax: 0341-565500



This is an open access article under the **Creative Commons Attribution-ShareAlike 4.0 International License**. Any further distribution of this work must maintain attribution to the author(s) and the title of the work, journal citation and DOI. CC-BY-SA

ABSTRACT

Natural gas is one of the primary hydrocarbon energies in Indonesia. The construction of natural gas production facilities is essential to accommodate domestic energy needs. These facilities include production, pipelines, and processing facilities in an integrated manner. This study used the hydrocarbon composition of Field-X with an average of 7.62% CO₂ and 0.06% H₂S. The alternative design uses a fixed platform (fixed platform), MOPU (Mobile Offshore Production Unit), and a Semi-Submersible platform. The design comparison criteria are capital expenditure (CapEx), net present value (NPV), internal rate of return (IRR), work completion time, safety risk, and flexibility of future facility development. Through the comparison method, it is found that Option A is the best option, which has a design criterion value of 57%, a higher NPV of \$43,537,469.58 than the smallest NPV option, an IRR of 19%, and a payout time (POT) of 5 years. Option A uses a fixed platform with a pipeline to the north, the hydrocarbon separation process is carried out on an offshore platform, and the processing is carried out onshore.

Cara Mengutip : Hibrah, H., Katohardjono, S., Berawi, M. A. (2021). Rekayasa Nilai Kriteria Desain Fasilitas Produksi Gas Alam. *Reka Buana : Jurnal Ilmiah Teknik Sipil dan Teknik Kimia*, 6(2), 120-134.

doi:<https://doi.org/10.33366/rekabuana.v6i2.2642>

1. PENDAHULUAN

BP Statistical Review 2021 menyatakan bahwa konsumsi energi Indonesia turun sebesar 12% di tahun 2020 ditengah kondisi pandemi Covid-19. Konsumsi energi 31% adalah minyak bumi, 20% dari gas alam, 43% dari batu bara dan sisanya dalam bentuk energi terbarukan. Produksi energi Indonesia hanya turun sebesar -1.6%; terendah sejak tahun 1988, dimana pertumbuhan produksi energi dari gas alam berkurang sebesar 18% [1]. Produksi gas alam merupakan kedua terbesar setelah minyak bumi sehingga diperlukannya usaha yang besar untuk mendorong pertumbuhan pembangunan fasilitas produksi dan pengolahan gas alam yang ada di Indonesia.

Pada penelitian ini, lokasi cadangan gas alam berada di lepas pantai dan membutuhkan sarana transportasi untuk mengirimkan hidrokarbon dari lepas pantai ke bagian pengolahan di darat. Dengan kondisi geografis seperti ini, menyebabkan biaya transportasi, distribusi dan produksi meningkat sehingga total harga jual gas alam menjadi kurang kompetitif. Oleh karena itu diperlukan metode rekayasa nilai (*value engineering*, VE) untuk menekan biaya modal awal dan operasional dalam pembangunan fasilitas produksi dan pengolahan gas alam dari Lapangan-X ini.

a. Rekayasa nilai (VE)

VE merupakan metode yang digunakan untuk menganalisa dan meningkatkan nilai suatu produk, desain fasilitas sistem atau servis [2]. Metode ini digunakan untuk mengevaluasi beberapa opsi desain proyek sehingga didapatkan opsi desain yang terbaik berdasarkan prioritas nilai yang ditetapkan.

Mukti et al (2018) menggunakan metode ini untuk meningkatkan efisiensi proyek konstruksi untuk biaya bahan seperti beam, kolom, kawat besi, dan batu bata [3]. Sharma et al (2021) menggunakan metode rekayasa nilai untuk menyelesaikan masalah proyek rumah dengan harga terjangkau di India dengan dua studi kasus pembangunan infrastruktur di Ahmedabad pada skala kecil dan besar [4]. Hongping et al (2013) mengatakan bahwa VE dapat digunakan sebagai metode teknis untuk pengambilan keputusan dalam proyek konstruksi terutama dalam membuat konstruksi bangunan dengan harga yang terjangkau melalui analisis fungsi [5].

b. Proses Pengolahan Gas Alam

Proses pengolahan gas alam dibagi menjadi dua yaitu di bagian hulu dan hilir. Bagian hulu mengolah hidrokarbon dari lapangan sumber menjadi material multifasa yang dapat di transportasikan ke fasilitas hilir, yang mencakup proses pemisahan fasa (separasi), dehidrasi, pengolahan air, pemisahan kontaminan hingga ke peningkatan tekanan kompresi untuk proses transportasi hidrokarbon ke fasilitas hilir. Setelah ditransportasikan ke fasilitas hilir, hidrokarbon kemudian mengalami pemisahan kontaminan dan diubah menjadi produk gas alam cair menurut kriteria gas jual berdasarkan kontrak Perjanjian Jual Beli Gas (PJBG) yang sudah ditetapkan sebelumnya [6].

Proses pengolahan pertama yang dilakukan ialah separasi yaitu untuk pemisahan fasa hidrokarbon yang diambil dari sumur menjadi fasa gas dan air. Desain proses separasi ditentukan dari nilai konstanta K, tingkatan separasi dan tekanan sumur yang rendah [7]. Konstanta K menentukan kesetimbangan fasa, yang merupakan perbandingan fraksi mol fasa gas terhadap fraksi mol fasa cair.

Proses selanjutnya adalah dehidrasi untuk mengurangi kadar air sehingga dapat mencegah terjadinya korosi, kondensasi air, dan hambatan es atau hidrat gas pada pipa transportasi [8]. Kemudian dilakukan pemisahan hidrokarbon berat, pemisahan kontaminan dan peningkatan tekanan kompresi. Pada bagian hilir, proses yang paling penting adalah pembentukan kembali gas alam cair dengan proses fraksinasi. Pada proses ini dibutuhkan beberapa unit fraksinasi seperti kolom destilasi demethaniser, deethaniser, depropaniser dan debutanizer [9].

c. Kriteria Desain

Agar dapat mengakomodir peralatan yang dibutuhkan sesuai dengan alur proses yang ada maka perlu dibutuhkan analisis keekonomian dari fasilitas yang akan dibangun. Ada dua kategori struktur *platform* lepas pantai yaitu tetap (*gravity-base structure*) dan mengapung (*floating structure*) [10]. Biaya pembangunan fasilitas tetap lebih murah dibandingkan dengan anjungan mengapung. Hanya saja opsi mengapung lebih fleksibel dari sisi lokasi dan pengembangan fasilitas produksi. Biaya CapEx dan operasional untuk masing-masing jenis fasilitas produksi berbeda-beda dan dapat mempengaruhi nilai investasi secara keseluruhan.

Waktu penyelesaian proyek juga termasuk kriteria pertimbangan desain karena jika proyek diselesaikan dalam jangka waktu lama maka manfaat hasil eksplorasi juga akan lama direalisasikan. Permintaan energi merupakan hajat hidup orang banyak sehingga jangka waktu penyelesaian proyek menjadi kriteria yang dipertimbangkan dalam penelitian ini. Daekyoung et.al (2019) menyatakan ada 6 faktor penyebab penundaan dalam proyek EPC (*Engineering, Procurement, Construction*) pada umumnya yaitu pengelolaan milestone, revisi gambar, produktifitas teknik, pengelolaan antarmuka, manajemen vendor, dan manajemen kinerja [11].

Kriteria desain lainnya adalah tingkat resiko keselamatan kerja dan lingkungan. Beberapa resiko yang biasanya muncul seperti tekanan berlebih, adanya material beracun, paparan cairan *cryogenic*, kebakaran karena aliran singkat atau ledakan bahan kimia. Studi HAZID (*hazardous identification*) dilakukan untuk mengidentifikasi tingkat resiko yang mungkin terjadi pada saat pembangunan fasilitas maupun pada saat pelaksanaan operasionalnya [12].

Kriteria lainnya adalah fleksibilitas pengembangan fasilitas dengan mengestimasi adanya tambahan lapangan baru yang mungkin akan didapatkan pada tahun-tahun berikutnya. Atau kemungkinan yang lain adalah melakukan *EOR (enhanced oil recovery)* yang membutuhkan modifikasi fasilitas yang ada [13]. Jika kebutuhan modifikasi ini dapat

diantisipasi di awal proyek, maka rencana pengembangan fasilitas berikutnya akan lebih mudah dilakukan.

Dari uraian di atas, maka penelitian ini akan mengaplikasikan metoda VE pada proyek pembangunan fasilitas produksi dan pengolahan gas alam, untuk dapat mengetahui bagaimana fasilitas untuk mengolah hasil sumur Lapangan-X dan bagaimana metode VE ini diaplikasikan untuk mendapatkan opsi yang paling baik sesuai dengan kriteria keekonomian, waktu penyelesaian, keselamatan, dan fleksibilitas pengembangan.

Batasan-batasan pada studi ini antara lain data sumber hidrokarbon berasal dari lapangan gas baru, tahap desain berada pada tahap konseptual dan cakupan proses pengolahan dari lapangan sumber hingga produk jual.

2. METODE PENELITIAN

Lapangan-X merupakan objek penelitian di daerah Kalimantan, Indonesia. Tahap awal adalah studi literatur dan pengumpulan data berupa komposisi gas dari Lapangan-X, data spesifikasi peralatan utama yang akan digunakan dan spesifikasi produk. Komposisi hidrokarbon dari sumber pengeboran di Lapangan-X dapat dilihat pada Tabel 1. Hidrokarbon yang digunakan mengandung CO₂ dan H₂S namun masih di bawah rentang presentase Mol yang diperbolehkan pada spesifikasi produk jual sehingga tidak memerlukan proses pengolahan lanjutan.

Tabel 1. Komposisi hidrokarbon dari sumber pengeboran

Komponen	Lapangan 1	Lapangan 2	Lapangan 3	Rata-Rata
	Mol%	Mol%	Mol%	Mol%
H ₂ S	-	0,03	0,12	0,06
CO ₂	3,26	9,90	7,80	7,62
Nitrogen	0,02	0,07	0,08	0,07
Methane	87,41	83,59	87,34	85,97
Ethane	4,11	2,72	2,52	2,93
Propane	2,74	1,48	1,06	1,57
Iso-Butane	0,47	0,29	0,33	0,34
N-Butane	0,72	0,37	0,39	0,45
Iso-Pentane	0,28	0,13	0,16	0,17
N-Pentane	0,24	0,10	0,07	0,12
Hexanes +	0,75	1,35	0,14	0,71
Total	100	100	100	100,00

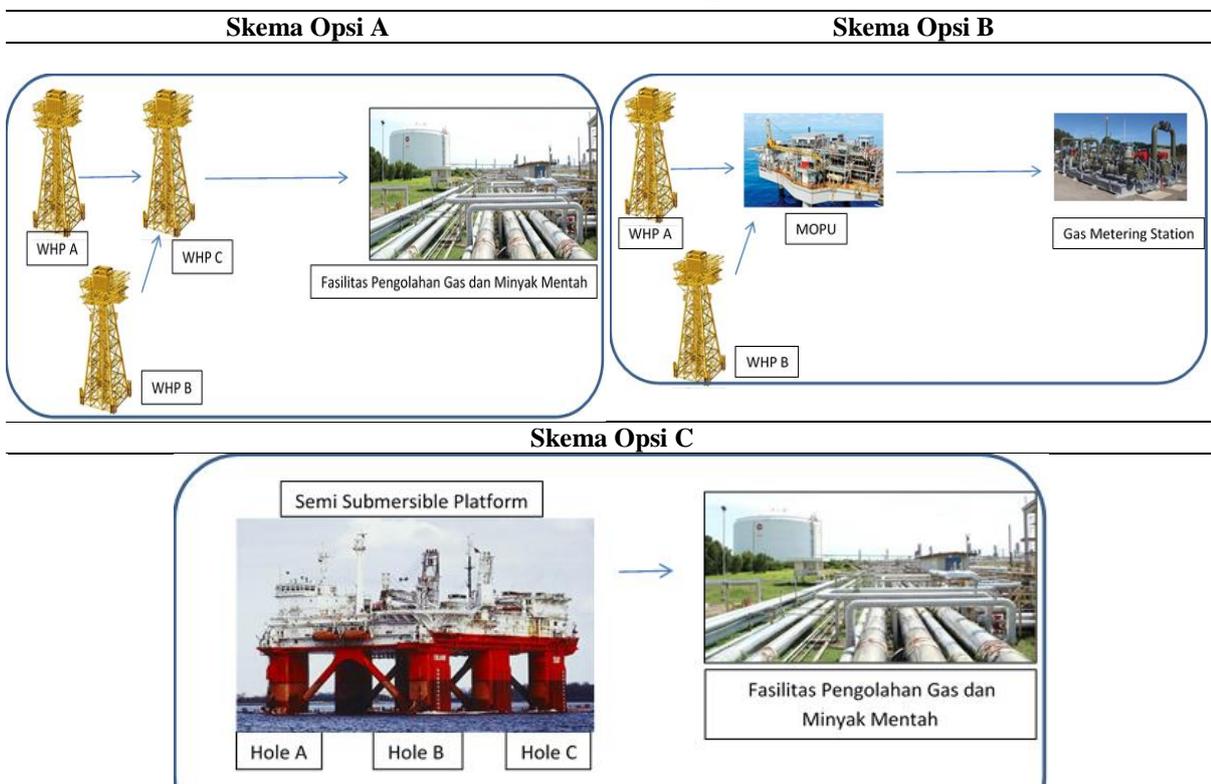
Kemudian berdasarkan perjanjian jual beli produk Lapangan-X maka komposisi hidrokarbon produk jadi telah ditentukan dan dapat dilihat pada Tabel 2. Spesifikasi ini nantinya digunakan untuk menentukan desain peralatan utama.

Tabel 2. Komposisi hidrokarbon di produk jual

Produk	Spesifikasi	Nilai
Minyak Mentah	RVP	12
	BS&W	0,02%
	Salinity	20
	API Gravity	34-40
	Sulphur	0,50%
Gas Alam	CO ₂	8%
	SG	0.6-0.8
	H ₂ S	0,1
	Water Content	20
	GHV	1000-1200
	Pressure	380-420
	Temperature	100

Berikutnya ditentukan alur proses yang dibutuhkan sebagai dasar penentuan peralatan utama pada fasilitas produksi dan pengolahan hidrokarbonnya. Ada tiga opsi desain yang dapat mengakomodir kebutuhan peralatan utama tersebut dengan skema yang dapat dilihat pada Tabel 3. Opsi A menggunakan 3 platform, opsi B menggunakan MOPU, dan opsi C menggunakan Semi Submersible Platform. Pemilihan tiga jenis fasilitas ini dilakukan dengan tujuan mempertimbangkan opsi fasilitas pengolahan yang memungkinkan untuk dilakukan di lapangan sumber energi di Indonesia.

Tabel 3. Alternatif opsi desain



Selanjutnya selain pertimbangan fasilitas pengolahan hidrokarbon, jalur pemipaan juga dipertimbangkan, apakah melewati banyak lokasi perumahan atau komunitas sosial seperti pasar, sekolah, atau tempat publik lainnya. Bila jalur pemipaan berada di tepi jalan yang melewati jalan negara atau jalan provinsi maka tidak membutuhkan proses pembebasan lahan [14]. Jalur utara melewati sedikit area komunitas sosial namun jaraknya lebih jauh, sedangkan jalur selatan melewati banyak area komunitas sosial namun jaraknya lebih dekat. Jalur pemipaan utara menghabiskan minimum jarak 30.5 km dengan asumsi jarak terdekat dari titik ke titik. Sementara jalur selatan menghabiskan jarak 34.66 km. Oleh karena itu, pada penelitian ini dikombinasikanlah fasilitas produksi dan pengolahan hidrokarbon dengan jalur pemipaan seperti yang diperlihatkan di Tabel 4.

Tabel 4. Alternatif opsi desain

Deskripsi	Opsi A	Opsi B	Opsi C
Fasilitas Produksi Hidrokarbon	Fix Platform	MOPU (Mobile Offshore Production Unit)	Semi-Submersible Platform
Jalur Pemipaan	Utara	Selatan	Selatan
Fasilitas Pengolahan Hidrokarbon	Separasi Offshore, Pengolahan Onshore	Separasi dan Pengolahan Offshore	Separasi Offshore dan Pengolahan Onshore

Perhitungan resiko keselamatan kerja dan lingkungan dilakukan secara kualitatif dengan mempertimbangkan dampak (skala 1-5) dan kemungkinan (skala 1-5) [15]. Tingkat resiko dihitung dari perkalian nilai dampak terhadap kemungkinan, dengan skala resiko terendah hingga tertinggi dari angka 1 sampai 25. Jadi terdapat empat level resiko yaitu:

- Resiko rendah (1-4) : masih dapat diterima, tidak ada mitigasi yang dibutuhkan
- Resiko menengah (5-9) : masih dapat ditoleransi jika ada fungsi kontrol
- Resiko signifikan (10-16) : masih dapat ditoleransi jika ALARP (*as low as reasonably practicable*)
- Resiko tinggi (20-25) : tidak dapat ditoleransi

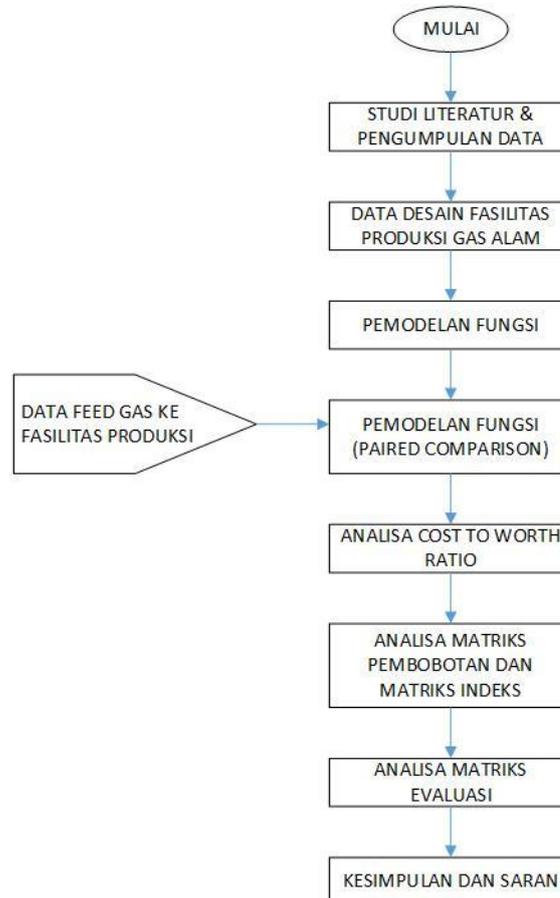
Setelah alternatif opsi desain ditentukan maka tahap selanjutnya adalah melakukan analisa rekayasa nilai melalui metode *paired comparison* dengan membandingkan masing-masing kriteria desain terhadap nilai desain pada masing-masing opsi. Berdasarkan diskusi internal dengan tim proyek pengembangan fasilitas produksi lapangan-X yang mempertimbangkan nilai keekonomian, waktu, operasional dan faktor keamanan, maka kriteria desainnya adalah :

1. Modal Awal (*Capital Expenditure / CapEx*)
2. Nilai bersih saat ini (NPV)
3. Tingkat pengembalian internal (IRR)
4. Waktu penyelesaian pekerjaan
5. Resiko keselamatan kerja dan lingkungan
6. Fleksibilitas pengembangan fasilitas

Penentuan opsi yang paling baik kemudian dilakukan dengan langkah berikut:

1. Perhitungan *Cost to Worth Ratio*
2. Pemetaan Matriks Pembobotan
3. Evaluasi Matriks Pembobotan terhadap Indeks Matriks

Secara keseluruhan, metode penelitian dapat dilihat melalui alur pada Gambar 1.



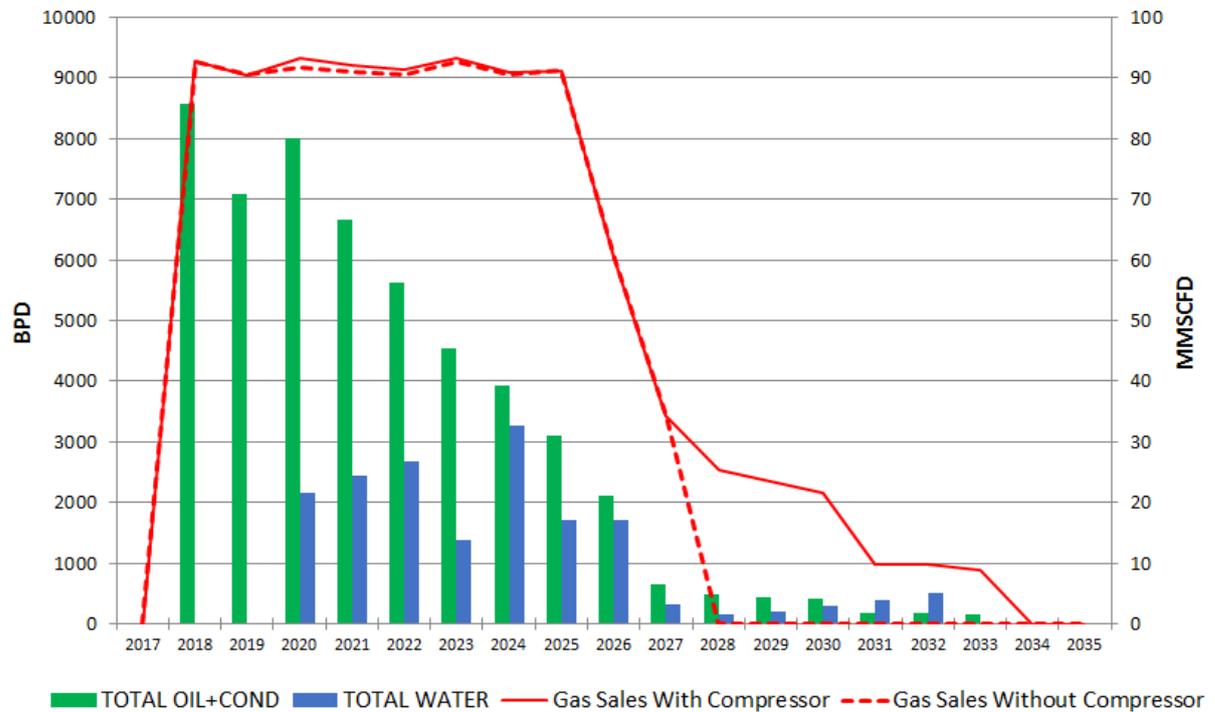
Gambar 1. Metode penelitian

3. HASIL DAN PEMBAHASAN

a. Data profil produksi hidrokarbon

Sumber hidrokarbon Lapangan-X berasal dari tiga titik pengeboran dengan rencana produksi dari dua titik pengeboran mulai berproduksi di tahun pertama dan satu titik pengeboran mulai berproduksi di tahun ketiga. Kombinasi hasil hidrokarbon dari ketiga titik pengeboran tersebut dapat dilihat pada profil produksi hidrokarbon di Gambar 2. Pada grafik ini, lapangan yang ada diperkirakan mampu memberikan hasil maksimal 14 tahun. Total gas maksimum yang dapat dihasilkan adalah 95 MMSCFD dengan total hidrokarbon sebanyak 8600 BOPD, dan air sebanyak 9000 BWPD. Pada tahun 2026 diperkirakan akan ada penurunan jumlah hasil produksi hidrokarbon yang signifikan sehingga dibutuhkan kompresor untuk meningkatkan tekanan dalam mengirimkan hidrokarbon yang dihasilkan dari fasilitas lepas pantai ke fasilitas yang ada di daratan. Kompresor ditempatkan pada

fasilitas penghubung lepas pantai dan diharapkan mampu menjaga produksi gas pada laju produksi sekitar 30 MMSCFD selama 5 tahun ke depan.



Gambar 2. Profil produksi hidrokarbon Lapangan-X

Dengan mempertimbangkan komposisi hidrokarbon sumber dan komposisi produk jual, maka unit proses utama yang dibutuhkan hanya separator 3 fasa untuk pemisahan hidrokarbon sumber menjadi fasa padat, cair dan gas. Selain separator ini, dibutuhkan juga *pig launcher*, *process utilities*, peralatan instrumentasi, dan peralatan *material handling*. *Pig launcher* ini sangat penting untuk membersihkan pipa sehingga menghambat terjadinya korosi pada pipa. *Process utilities* merupakan unit pendukung yang terdiri dari *gas scrubber* untuk memisahkan cairan dari fasa gas, *instrument gas filter* untuk melindungi peralatan instrumentasi dari kontaminan, dan *chemical injection skid* untuk mencegah korosi dan pembentukan padatan (*scale*).

b. Data kebutuhan pemipaan

Kebutuhan jenis jalur pemipaan adalah jenis transmisi yang membutuhkan ketahanan terhadap tekanan tinggi dengan tekanan produk gas sekitar 380-420 psig. Nilai *shut in tubing pressure* sebesar 4600 psig dengan maksimum *flowing tubing pressure (FTP)* 1500 psig, dan minimum FTP sebesar 200 psig. Dengan kondisi tersebut maka hidrokarbon ditransportasikan dari lapangan ditransportasikan ke fasilitas penghubung melalui pipa multifasa jenis API 5L X65. Kemudian hidrokarbon dari fasilitas penghubung dikirimkan melalui pipa gas dan cairan ke bagian pengolahan di darat (*onshore processing facilities, OPF*). Detail perhitungan jarak pemipaan dapat dilihat pada Tabel 5.

Tabel 5. Perhitungan jarak pemipaan

Rute Utara			
Titik Awal	Tujuan	Jarak (KM)	Keterangan
Lapangan 3	Lapangan 1	5,36	pipa multifasa (dalam laut)
Lapangan 2	Lapangan 1	6,48	pipa multifasa (dalam laut)
Lapangan 1	Titik Pantai Utara	14,6	pipa gas & minyak (dalam laut)
Titik Pantai Utara	OPF	4,06	pipa gas & minyak (daratan)
Total Rute		30,5	
Rute Selatan			
Titik Awal	Tujuan	Jarak (KM)	Keterangan
Lapangan 3	Lapangan 1	5,36	pipa multifasa (dalam laut)
Lapangan 2	Lapangan 1	6,48	pipa multifasa (dalam laut)
Lapangan 1	Titik Pantai Selatan	21,2	pipa gas & minyak (dalam laut)
Titik Pantai Selatan	OPF	1,62	pipa gas & minyak (daratan)
Total Rute		34,66	

c. Faktor Resiko Keselamatan Kerja dan Lingkungan

Tabel 6 menunjukkan perbandingan tingkat resiko berdasarkan perhitungan resiko keselamatan dengan metode kualitatif seperti yang telah dijelaskan pada bagian metode.

Tabel 6. Perbandingan tingkat resiko masing-masing opsi

Bahaya (<i>hazard</i>)	Resiko Opsi A	Resiko Opsi B	Resiko Opsi C
Kecelakaan transportasi	16	12	12
Benturan dengan benda atau peralatan	12	12	12
Kebakaran dan ledakan fasilitas produksi	12	12	9
Paparan dengan bahaya zat/lingkungan	9	9	9
Kecelakaan karena jatuh	8	6	6
TOTAL	57	51	48

Bahaya (*hazard*) merupakan kondisi umum yang biasanya menjadi penyebab terjadinya kecelakaan di fasilitas produksi dan pengolahan. Opsi A dan B memiliki tiga tingkat resiko signifikan, sementara Opsi B memiliki dua tingkat resiko signifikan sehingga dapat disimpulkan resikonya paling rendah. Hal ini disebabkan karena proses separasi dan pengolahan dilakukan pada satu fasilitas MOPU sehingga kegiatannya lebih terintegrasi.

d. Fleksibilitas Pengembangan Fasilitas

Diasumsikan bahwa terjadi penurunan jumlah hidrokarbon yang diproduksi pada waktu 7-9 tahun sejak produksi pertama, sehingga dibutuhkan satu tambahan kompresor untuk dapat meningkatkan tekanan gas yang akan dikirimkan dari Fasilitas Penghubung ke Fasilitas Pengolahan. Selain itu perlu dipertimbangkan juga bila kedepannya ada

penambahan jumlah titik produksi sehingga dibutuhkan modifikasi fasilitas produksi. Perubahan *loading* kru juga mungkin terjadi misalnya ada penambahan proses sehingga dibutuhkan fasilitas pendukung. Perubahan cuaca ekstrim yang menaikkan tinggi air laut lebih dari pada prediksi desain awal juga mungkin terjadi, sehingga butuh untuk penambahan ketinggian kaki. Atau bisa jadi ada perubahan standard pengolahan air dan limbah yang menyebabkan perubahan sistem peralatan pengolahan air dan limbah akhir.

Berbagai kemungkinan itu kemudian dibandingkan pada Tabel 7 untuk masing-masing opsi dengan skala 1- 5 (terburuk hingga terbaik). Nilai skor didapatkan dengan melakukan diskusi internal bersama tim proyek pengembangan Lapangan-X melalui penilaian kualitatif.

Tabel 7. Perbandingan fleksibilitas pengembangan fasilitas

NO	DESKRIPSI	OPTION A		OPTION B		OPTION C	
		3 Platform & 1 OPF	Skor	2 Platform, 1 MOPU & 1 OPF	Skor	1 Submersible Platform & 1 OPF	Skor
1	Penambahan kompresor pada 7 tahun berikutnya	Pelebaran Dek Platform	3	Ruang kosong sudah tersedia	4	Pelebaran Dek Platform	4
2	Penambahan jumlah lubang pengeboran	Modifikasi Manifold	3	Dapat pindah ke posisi optimum	4	Dapat pindah ke posisi optimum	4
3	Pengubahan loading jumlah kru operasional	Modifikasi Life Support dan Shelter	3	Spare Life Support dan Extension Shelter lebih mudah	4	Spare Life Support dan Extension Shelter lebih mudah	4
4	Penambahan peralatan keamanan	Posisi Muster Area Terbatas	3	Posisi Muster Area lebih Fleksibel	4	Posisi Muster Area lebih Fleksibel	4
5	Penguatan fondasi jika terjadi kondisi ekstrim (penambahan ketinggian air laut)	Modifikasi Struktur Platform	3	Fleksibel	5	Fleksibel	5
6	Pengubahan cara pengolahan air untuk memenuhi syarat lingkungan	Pelebaran Dek Platform	3	Ruang kosong sudah tersedia	4	Pelebaran Dek Platform	3
TOTAL SKOR			18		25		24

Opsi B memiliki fleksibilitas tinggi untuk modifikasi fondasi kedepannya jika dibandingkan dengan ajungan tetap. Begitu juga dengan fleksibilitas cara pengolahan air dan limbah untuk syarat lingkungan, Opsi B lebih baik dari A dan C karena memiliki ruang kosong yang cukup sehingga tidak perlu ada pelebaran dek pada anjungan.

e. Analisis rasio biaya dan manfaat

Tahap pertama adalah analisa perbandingan biaya terhadap manfaat (*cost to worth ratio*) dengan pemetaan fungsi utama seperti yang ditunjukkan pada Tabel 8.

Tabel 8. Pemetaan Fungsi Utama

No.	Uraian	Kata Kerja	Fungsi Kata Benda	Jenis
1	Platform lepas pantai	Mengambil	Hidrokarbon (Minyak dan Gas)	Primer
2	Jalur pipa bawah laut (dari platform lepas pantai ke fasilitas produksi di darat)	Menyalurkan	Hidrokarbon	Primer
3	Fasilitas produksi	Mengolah	Hidrokarbon	Primer
4	Jalur pipa daratan (dari fasilitas produksi ke stasiun pengukuran)	Menyalurkan	Hidrokarbon	Primer
5	Stasiun pengukuran	Mengukur	Hidrokarbon	Primer

Setelah dibuat pemetaan fungsi utama maka dilakukan perbandingan rasio biaya terhadap manfaat. Tabel 9 menunjukkan bahwa biaya yang paling tinggi adalah opsi C karena biaya membuat satu *submersible platform* cukup besar dikarenakan masih belum banyak dikerjakan sebelumnya di Indonesia. Opsi 2 memiliki biaya yang paling murah karena modal awal yang dibutuhkan hanyalah modifikasi rig saja untuk dapat menjadi MOPU, dan seterusnya dilanjutkan dengan biaya operasional.

Tabel 9. Perbandingan biaya dan nilai dari masing-masing opsi

No	Uraian	Kata Kerja	Fungsi Kata Benda	Jenis	Cost (\$ M)	Worth 1 (\$ M)	Worth 2 (\$ M)	Worth 3 (\$ M)
1	Fasilitas Produksi Lapangan 1	Mengeksplorasi	Hidrokarbon	Primer	30,37	30,37	30,37	127,24
2	Fasilitas Produksi Lapangan 2	Mengeksplorasi	Hidrokarbon	Primer	42,35	42,35	15,00	
3	Fasilitas Produksi Lapangan 3	Mengeksplorasi	Hidrokarbon	Primer	32,09	32,09	32,09	
4	Pemipaan	Mentransportasikan	Hidrokarbon	Primer	167,00	167,00	167,00	167,00
5	Fasilitas Pengolahan (Darat)	Mengolah	Hidrokarbon	Primer	45,00	45,00	45,00	45,00
6	Kompresor (Rencana)	Menambah tekanan	Hidrokarbon	Primer	35,00	35,00	35,00	35,00
TOTAL					351,80	351,80	324,46	374,24

Semakin besar nilai rasio biaya terhadap manfaat maka semakin baik suatu opsi tersebut. Sehingga jika dilihat dari analisa *cost to worth ratio* maka Opsi B adalah paling baik diantara opsi yang lainnya.

f. Kriteria Desain dan Indeks Pembobotan

Bobot kriteria desain dibuat berdasarkan seberapa besar satu kriteria lebih dominan terhadap kriteria lainnya. Skala dibuat dari 1 ke 3, dimana 1 nilai kurang berpengaruh dan 3 merupakan nilai sangat berpengaruh. Tingkat prioritas ini dibuat berdasarkan prioritas pengembangan proyek Lapangan-X dimana kriteria keekonomian (NPV dan IRR) memegang peranan penting dalam keberlangsungan operasional. Presentase pembobotan didapatkan dengan membandingkan nilai skor masing-masing kriteria dengan total skor pembobotan. Keseluruhan bobot kriteria dapat dilihat di Tabel 10 berikut.

Tabel 10. Bobot kriteria desain

	B	C	D	E	F	SKOR	PERSENTASE	DESKRIPSI
A	B3	C3	A1	A1	A1	3	12%	A = CapEx (Modal Awal)
	B	B1	B2	B2	B2	10	38%	B = NPV
		C	C2	C2	C2	9	35%	C = IRR
			D	D2	F1	2	8%	D = Lama Waktu Proyek (Hari)
				E	E1	1	4%	E = Resiko Lingkungan
					F	1	4%	F = Fleksibilitas Pengembangan
TOTAL						26	100%	

Sebagai contoh, baris yang pertama menunjukkan bahwa dalam kriteria yang ada nilai NPV (kriteria B) dan IRR (kriteria C) memegang pengaruh yang 3 kali lebih penting dibandingkan kriteria CapEx (A) karena faktor keekonomian sangat penting bagi keberlangsungan operasional, sedangkan kriteria D,E, dan F memiliki prioritas kurang dari kriteria A. Total skor kriteria A adalah 3 didapatkan dari penjumlahan total skor yang ada pada matriks, yaitu 3 skor A1 di baris pertama. Total skor C adalah 9 didapatkan dari skor C yang ada di baris pertama dan skor C yang ada di baris ke dua.

Nilai bobot kriteria dijadikan faktor pengali masing-masing indeks pembobotan pada perhitungan metode *paired comparison*. Indeks pembobotan didapatkan dengan membandingkan masing-masing kriteria per opsi yang ada sesuai dengan rangkuman hasil perhitungan data primer pada Tabel 11.

Tabel 11. Rangkuman data primer

NO	KRITERIA DESAIN	OPSI A	OPSI B	OPSI C
1	CapEx (Modal Awal)	\$ 351.804.171,49	\$ 324.457.585,61	\$ 374.240.637,75
2	NPV	\$47.625.654,13	\$4.088.184,55	\$7.721.537,88
3	IRR	19%	7%	12%
4	Lama Waktu Proyek (Hari)	2594	2234	1694
5	Resiko Lingkungan	57	51	48
6	Fleksibilitas Pengembangan	18	25	24

Tahap selanjutnya setelah menghitung indeks dan pembobotan dari masing-masing kriteria, dengan kriteria pertama adalah CapEx yang indeksnya dapat dilihat pada Tabel 12.

Tabel 12. Indeks CapEx

	B	C	Skor	Persentase	Deskripsi
A	B3	A2	2	29%	Opsi A = 3 <i>Fix platform</i> dan 1 OPF
	B	B2	5	71%	Opsi B = 2 <i>Fix platform</i> , 1 MOPU dan 1 OPF
		C	0	0%	Opsi C = 1 <i>Submersible platform</i> dan 1 OPF
TOTAL			7	100%	

Perhitungan indeks pembobotan untuk 4 kriteria lainnya dilakukan dengan cara yang sama sehingga didapatkan rangkuman indeks pembobotan per masing-masing kriteria pada Tabel 13.

Tabel 13. Rangkuman indeks kriteria

Kriteria	Opsi A	Opsi B	Opsi C
CapEx (Modal Awal)	29%	71%	0%
NPV	71%	0%	29%
IRR	75%	0%	25%
Lama Waktu Proyek	0%	29%	71%
Resiko Lingkungan	0%	33%	67%
Fleksibilitas Pengembangan	0%	50%	50%

Setelah masing-masing indeks ditentukan untuk setiap kriteria maka nilai tersebut dipetakan ke dalam satu matriks evaluasi yang dapat dilihat pada Tabel 14. Nilai kriteria desain merupakan perkalian dari bobot dengan nilai masing-masing indeks kriteria. Misalnya nilai CapEx pada opsi A didapatkan 3% dari 29% (indeks) dan 12% (bobot).

Tabel 14. Matriks evaluasi

Kriteria	Bobot	Opsi A	Opsi B	Opsi C
CapEx (Modal Awal)	12%	3%	8%	0%
NPV	38%	27%	0%	11%
IRR	35%	26%	0%	9%
Lama Waktu Proyek	8%	0%	2%	5%
Resiko Lingkungan	4%	0%	1%	3%
Fleksibilitas Pengembangan	4%	0%	2%	2%
Total	100%	57%	14%	30%

Opsi A adalah opsi yang paling baik karena persentase kriteria NPV dan IRR mendapatkan skor yang lebih tinggi dibandingkan opsi B dan C. Jadi walaupun secara waktu pelaksanaan proyek lebih lama, resiko lingkungan lebih tinggi, dan memiliki fleksibilitas pengembangan yang rendah, faktor keekonomian opsi A paling baik diantara ketiga opsi tersebut.

Tahap penelitian berikutnya bisa dikembangkan dengan menambahkan teknologi baru yang diharapkan dapat mengurangi biaya produksi atau inovasi peralatan dengan kualitas yang lebih baik dan harga yang kompetitif.

4. KESIMPULAN

1. Dari analisis *cost breakdown* didapatkan biaya investasi awal cukup besar sehingga untuk memastikan bahwa investasi itu dapat kembali maka diambil perbandingan beberapa tipe fasilitas produksi untuk diaplikasikan pada profil hidrokarbon Lapangan-X.
2. Terdapat 3 opsi alternatif yang dimunculkan sebagai perbandingan untuk melihat berapa besar pengaruh perubahan tipe fasilitas produksi terhadap keseluruhan profit bersih (NPV) dan laju pengembalian modal (IRR), serta faktor kriteria desain lainnya seperti keselamatan kerja, lingkungan dan fleksibilitas pengembangan fasilitas produksi.
3. Opsi A memiliki nilai kriteria desain yang paling tinggi yaitu 57% dengan NPV lebih tinggi \$43,537,469.58 dibanding opsi NPV terkecil, IRR 19% dan waktu pembayaran investasi (POT) selama 5 tahun.

5. DAFTAR PUSTAKA

- [1] B. P. S. Review and W. E. June, "BP Statistical Review of World Energy," no. June, pp. 2020–2021, 2015.
- [2] M. A. Berawi, I. Albalushi, F. Usman, and A. Alnuaimi, "Achieving Efficiency by Unlocking Innovation in System Design and Engineering Value Engineering Advisory System in Construction Projects (VEAS)," *Value World*, vol. 37, no. 1, 2014, [Online]. Available: http://www.enhancingideas.org/valueworld/Value_World_Spring_2014.pdf.
- [3] M. Weni Harini and M. Widyarti, "Implementation of Value Engineering for Construction Efficiency," *Asian J. Appl. Sci.*, vol. 6, no. 2, pp. 2321–0893, 2018, [Online]. Available: www.ajouronline.com.
- [4] P. Sharma and R. Srikonda, "Application of Value Engineering in Affordable Housing in India," *Int. J. Eng. Technol. Manag. Res.*, vol. 8, no. 2, pp. 29–40, 2021, doi: 10.29121/ijetmr.v8.i2.2021.865.
- [5] H. Wang and X. Li, "Journal of Chemical and Pharmaceutical Research , 2013 , 5 (12): 714-720 Research Article The application of value engineering in project decision-making," vol. 5, no. 12, pp. 714–720, 2013.
- [6] R. A. Cook and F. J. Davey, *Hydrocarbon exploration and potential*. 1990.
- [7] M. Joko Pamungkas, Ir., "Pengantar Teknik Perminyakan, buku I," 2004.
- [8] V. Two, *Maurice Stewart-Surface Production Operations_ Vol 2_ Design of Gas-Handling Systems and Facilities, Third Edition-Gulf Professional Publishing*

(2014). .

- [9] M. Ismail, “Proses Pemurnian Gas Bumi Sebagai Bahan Baku Kilang Mini Purification Process Of Natural Gas (Studi Kasus Ladang Marginal Cikarang-Area Operasi Barat Ep Pertamina),” *M.P.I*, vol. 8, pp. 25–38, 2014.
- [10] B. Gerwick, “Construction of Marine and Offshore Structures, Second Edition,” *Constr. Mar. Offshore Struct. Second Ed.*, 1999, doi: 10.1201/9781420049602.
- [11] D. Yi, E. B. Lee, and J. Ahn, “Onshore oil and gas design schedule management process through time-impact simulations analyses,” *Sustain.*, vol. 11, no. 6, pp. 1–19, 2019, doi: 10.3390/su11061613.
- [12] K. Kim, H. Kang, and Y. Kim, “Risk assessment for natural gas hydrate carriers: A hazard identification (HAZID) study,” *Energies*, vol. 8, no. 4, pp. 3142–3164, 2015, doi: 10.3390/en8043142.
- [13] V. Alvarado and E. Manrique, *Enhanced oil recovery field planning and development strategies*. 2010.
- [14] Kementerian ESDM, “Pembangunan Jaringan Gas Bumi untuk Rumah Tangga,” *Direktorat Jenderal Miny. Dan Gas Bumi Kementeri. ESDM Republik Indones.*, pp. 1–140, 2014, [Online]. Available: <http://migas.esdm.go.id/uploads/buku-jargas-isi.pdf>.
- [15] N. Hyatt, *Guidelines for Process Hazards Analysis (PHA, HAZOP), Hazards Identification, and Risk Analysis*. 2003.