

Analisis Pemilihan Skema Pembiayaan Early Production Facility Pada Proyek Pengeboran Onshore: Studi Kasus PT XYZ

Fredy Nuryadi* , Farida Rachmawati

Institut Teknologi Sepuluh Nopember, Indonesia

Email: Fredy.Nuryadi@gmail.com* , farida.r@its.ac.id

Kata Kunci	Abstrak
Early Production Facility; Kelayakan Finansial; Operational Lease; Pembelian Aset; Discounted Cash Flow; NPV; IRR.	<p>PT XYZ merencanakan pengembangan Lapangan ABC untuk meningkatkan produksi minyak dan gas hingga tahun 2035. Rencana ini memerlukan pembangunan Early Production Facility (EPF) baru karena kapasitas fasilitas eksisting tidak lagi memadai dalam menampung tambahan produksi minyak, gas, dan air. Penelitian ini mengevaluasi kelayakan finansial dua alternatif skema pembiayaan - operational lease dan pembelian aset - menggunakan metode Discounted Cash Flow (DCF) periode 2025–2035 dengan tingkat diskonto WACC riil sebesar 5,04%, melalui indikator NPV, IRR, dan Payback Period. Hasil analisis menunjukkan kedua skema layak secara finansial, dengan skema operational lease menghasilkan NPV sebesar USD 178,10 juta, IRR 2.355,70%, dan investasi awal USD 1,01 juta, sedangkan skema pembelian aset menghasilkan NPV USD 173,70 juta, IRR 499,84%, dan investasi awal USD 16,93 juta. Analisis risiko mengidentifikasi tiga kelompok utama, yaitu risiko pasar (fluktuasi harga minyak Brent dan nilai tukar USD/IDR), risiko operasional (potensi overbudget dan gangguan operasi), serta risiko finansial (estimasi cadangan dan volume produksi), dengan hasil sensitivitas menunjukkan harga minyak Brent sebagai faktor risiko paling dominan. Berdasarkan hasil tersebut, skema operational lease direkomendasikan sebagai pilihan optimal karena menghasilkan NPV tertinggi, membutuhkan investasi awal lebih rendah, dan memberikan fleksibilitas operasional yang lebih baik, sementara skema pembelian tetap relevan bagi perusahaan yang memprioritaskan kepemilikan aset jangka panjang, dan hybrid financing dapat dipertimbangkan sebagai alternatif kompromi.</p>
Keyword: Early Production Facility; Financial Eligibility; Operational Lease; Asset Purchase; Discounted Cash Flow; NPV; IRR.	<p>Abstract <i>PT XYZ plans to develop the ABC Field to increase oil and gas production until 2035. This plan requires the construction of a new Early Production Facility (EPF) because the capacity of existing facilities is no longer adequate to accommodate additional oil, gas, and water production. This study evaluates the financial feasibility of two alternative financing schemes - operational lease and asset purchase - using the Discounted Cash Flow (DCF) method for the period 2025–2035 with a real WACC discount rate of 5.04%, through NPV, IRR, and Payback Period indicators. The results of the analysis showed that both schemes were financially viable, with the operational lease scheme generating an NPV of USD 178.10 million, an IRR of 2,355.70%, and an initial investment of USD 1.01 million, while the asset purchase scheme produced an NPV of USD 173.70 million, an IRR of 499.84%, and an initial investment of USD 16.93 million. The risk analysis identified three main groups, namely market risk (fluctuations in Brent oil prices and USD/IDR exchange rates), operational risks (potential overbudget and operational disruptions), and financial risks (estimated reserves and production volumes), with sensitivity results showing Brent oil prices as the most dominant risk factor. Based on these results, operational lease schemes are recommended as the optimal choice as they generate the highest NPV, require lower initial investment, and provide better operational flexibility, while purchase schemes remain relevant for companies prioritizing long-term asset ownership, and hybrid financing can be considered as a compromise alternative.</i></p>



INTRODUCTION

PT XYZ, per Januari 2024 sudah memberikan kontribusi produksi minyak sebanyak 2.859.172 BOPD untuk ketahanan energi negeri. Dalam menjalankan aktivitas operasi dan bisnis hulu migas lapangan terus melakukan beragam inovasi dan aplikasi teknologi dalam menghasilkan energi dengan cara yang aman, efisien, handal, patuh, dan ramah lingkungan sesuai dengan prinsip ESG (Environment, Social, Governance) demi mewujudkan 1 juta barel ditahun 2030 (Badaruddin, 2018; Hendro & Pranogyo, 2023).

Dalam rencana jangka panjang sebagai upaya peningkatan produksi, PT XYZ akan mengembangkan Lapangan ABC, seperti yang ditunjukkan pada Gambar 1, melalui pengembangan fasilitas produksi (Indriyani, 2015; Pradana & Dewi, 2025; Ridwan, 2017). Oleh karena pengembangan pengeboran lapangan ABC yang masif dan fasilitas eksisting tidak cukup sehingga dibutuhkan Early Production Facility (EPF) untuk dilakukan pemisahan gas, minyak dan air. Rencana kerja ini mengacu pada Optimasi Pengembangan Lapangan ABC yang sudah disetujui SKK (Marini & Sugiyono, 2020).

Lapangan ABC terletak di Sumatera Selatan. Struktur ABC ditemukan pada tahun 1941 sebagai penghasil gas dan minyak (Said, 2019). Lapangan ABC telah memproduksi 301 BCF gas dan 10,4 MMBO minyak (Januari & Safariyani, 2025; Shabuur & P, 2019). Dengan laju produksi awal minyak sebesar 276 BOPD dan gas sebesar 5,5 MMSCFD pada tahun 1978, puncak produksi Lapangan ABC terjadi pada bulan Desember 1984 dengan produksi 3.189 BOPD dan 80 MMSCFD.

Saat ini terdapat satu stasiun pengumpul aktif pada Lapangan ABC, yaitu Stasiun Pengumpul ABC (Helmi et al., 2025; Nurmawati, 2020; Pamungkas & Handayani, 2018; Restiyanti, 2016). Flow diagram di Stasiun Pengumpul ABC dapat dilihat pada Gambar 2. Gross yang berasal dari sumur produksi masuk ke dalam manifold produksi. Sumur produksi yang bertekanan tinggi masuk ke dalam separator HP dan gasnya masuk ke dalam HP Scrubber dan langsung ke jaringan gas sales. Sementara liquid yang terpisahkan masuk ke production tank untuk dipisahkan antara air dan minyak. Sumur produksi yang bertekanan rendah masuk ke dalam LP Separator dan gasnya masuk ke dalam kompresor package yang ada di SKG-12 ABC dan gasnya dialirkan ke Gas Sales. Sementara liquid yang terpisahkan masuk ke production tank untuk dipisahkan antara air dan minyak. Air yang terpisahkan pada production tank masuk ke dalam open pit dan masuk ke dalam Water Treatment and Injection Plant (WTIP) sebelum diinjeksi ke sumur injeksi di SP ABC (Salsabilla et al., 2021). Minyak yang terpisahkan pada production tank dipompakan ke Pusan Pengumpul Produksi (PPP) XYZ sebagai pusat pengumpul minyak.

Optimasi pengembangan lapangan (OPL) ABC diperkirakan akan menghasilkan tambahan cadangan minyak sebesar 8.51 mmstb hingga akhir masa kontrak pada tahun 2035 dan gas 64.91 bscf dari lapisan TAF, seperti ditunjukkan pada Grafik 1 dan Grafik 2. Pengembangan fasilitas produksi direncanakan dari pengembangan awal Stasiun Pengumpul ABC dari manifold sumuran akan dikirimkan menuju fasilitas sewa Early Production Facility (EPF) kemudian dikirimkan menuju Stasiun Pengumpul ABC. Limit diagram pengembangan ABC dapat dilihat pada Grafik 3 dan Grafik 4 (Afianti & Azwir, 2017). Dapat dilihat bahwa untuk mendukung pengembangan lapangan ABC dibutuhkan upgrading Stasiun Pengumpul ABC dan pembangunan EPF.

Penelitian ini bertujuan untuk memberikan data kuantitatif terkait dua alternatif skema pembiayaan, yaitu sewa atau beli, guna mendukung program pengeboran PT XYZ di lapangan ABC (Amalia et al., 2023; Aziz & Wicaksono, 2017; Mangeswuri, 2016). Metode yang digunakan dalam penelitian ini adalah Cash Flow Analysis (CFA), yang bertujuan mengevaluasi alternatif skema pembiayaan dengan menganalisis arus kas masuk dan keluar dari setiap alternatif. Dengan berbasis nilai revenue yang sama pada kedua alternatif tersebut, dilakukan perbandingan terhadap biaya yang dikeluarkan oleh masing-masing alternatif (Jamil et al., 2019; Tanjung et al., 2022).

Pada alternatif pembangunan EPF permanen, biaya yang diperhitungkan meliputi biaya pembangunan awal, sertifikasi dan perizinan fasilitas permanen, serta biaya operasional dan pemeliharaan selama masa operasi. Sementara itu, pada alternatif pembangunan EPF sementara melalui

skema sewa, biaya yang dihitung berupa biaya sewa fasilitas untuk periode 10 tahun. Horizon 10 tahun ini selaras dengan masa berlaku kontrak KKKS dengan pemerintah yang berakhir pada tahun 2035. Penelitian ini diharapkan dapat memberikan data finansial yang komprehensif dari masing-masing alternatif. Berdasarkan arus kas selama 10 tahun, dapat ditentukan skema pembiayaan yang direkomendasikan untuk pembangunan fasilitas EPF, apakah sewa atau beli.

Metode Penelitian

Objek dalam penelitian ini adalah studi kelayakan finansial atas pembangunan dan operasional EPF berdasarkan dua alternatif skema pembiayaan: sewa atau beli. Subjek penelitian adalah unit kerja yang terlibat dalam pelaksanaan proyek. Studi kasus pada penelitian ini adalah melakukan evaluasi kelayakan finansial terhadap alternatif yang dikembangkan untuk skema pembiayaan terbaik pembangunan dan operasional Early Production Facility. Penarikan data terhadap biaya pembangunan dan operasional early production facility dilakukan berdasarkan data internal perusahaan Pertamina Hulu Rokan Regional 1 Zona 4. Teknik pengumpulan data dilakukan melalui beberapa pendekatan: a) Data primer: Observasi dan wawancara langsung dengan pihak internal perusahaan mengenai estimasi biaya. b) Data sekunder: Dokumen dan laporan biaya pembelian, sewa, operasional, perawatan, forecast/ volume produksi, harga jual crude oil dan biaya lainnya yang bersumber dari arsip internal perusahaan.

Metode analisis data dalam penelitian ini menggunakan analisis arus kas (*cash flow analysis*) yang mencakup estimasi proyeksi pendapatan dan estimasi biaya sepanjang siklus hidup proyek. Proyeksi pendapatan dihitung berdasarkan perkalian antara estimasi volume produksi dengan harga minyak atau gas di pasar, menggunakan data historis, *forecast* produksi, serta skenario proyeksi harga, dengan perhitungan dilakukan secara tahunan. Estimasi biaya meliputi *lifecycle cost* yang mencakup biaya awal (*initial cost*), operasi dan pemeliharaan (*operation and maintenance*), penggantian (*replacement*), serta biaya akhir (*disposal*), baik pada skema beli maupun skema sewa.

Pada skema beli, biaya awal mencakup persiapan, rekayasa, pengadaan, konstruksi, sertifikasi, dan manajemen proyek, sedangkan pada skema sewa mencakup *detail engineering design*, tim manajemen proyek, persiapan lahan, dan instalasi *piping* non-EPF, dengan biaya operasi berupa sewa periodik serta biaya demobilisasi pada akhir masa kontrak. Depresiasi hanya diterapkan pada skema beli karena kepemilikan aset berada pada perusahaan, dengan metode garis lurus selama 10 tahun dan nilai sisa sebesar 10% dari nilai investasi awal, yang dicatat sebagai biaya non-kas untuk memberikan efek pengurang pajak (*tax shield*) dalam analisis arus kas, sedangkan pada skema sewa tidak diterapkan depresiasi karena seluruh pembayaran dicatat sebagai biaya operasional periodik.

Hasil dan Pembahasan

Sintesis Hasil Analisis Finansial dan Risiko Skema Sewa vs Beli EPF

Analisis menunjukkan gambaran utuh mengenai efisiensi finansial, profil risiko, dan kelayakan strategi dalam pemilihan skema pembiayaan EPF, dengan pertimbangan data kuantitatif dan uji sensitivitas untuk memastikan kesesuaian dengan kebutuhan PT XYZ pada horizon jangka pendek hingga panjang. Temuan utama merangkum perbedaan kinerja antara skema sewa dan beli serta implikasi praktisnya terhadap keputusan investasi dan operasi; 1) Efisiensi finansial: skema sewa unggul saat prioritasnya menjaga likuiditas dan mempercepat eksekusi pada fase awal ketidakpastian; skema beli lebih menarik pada horizon panjang karena potensi NPV yang lebih tinggi dan kendali aset penuh. 2) Manajemen risiko: kedua skema sensitif terhadap harga minyak, namun sewa lebih terekspos risiko kinerja dan kontraktual penyedia, sementara beli lebih rentan pada tekanan arus kas awal dan disiplin OPEX jangka panjang. 3) Implikasi strategis: sewa cocok untuk menekan risiko investasi awal, beli sesuai untuk akumulasi aset dan nilai jangka panjang, dan opsi hybrid memadukan keduanya dengan transisi terencana saat kepastian produksi meningkat.

Justifikasi Skema Beli sebagai Alternatif Strategis

Meskipun analisis finansial menunjukkan skema sewa memiliki NPV lebih tinggi (USD 178,10 juta vs USD 173,03 juta) dan IRR superior dalam horizon 10 tahun (2025-2035), skema beli tetap

menjadi alternatif yang rasional dan strategis dalam kondisi-kondisi tertentu. Berikut adalah argumen kunci yang menjustifikasi pemilihan skema beli sebagai counter dari skema sewa:

Kepemilikan Aset dan Nilai Sisa (Residual Value)

Skema beli memberikan kepemilikan penuh atas aset dengan nilai sisa (salvage value) sebesar 10% dari investasi awal atau sekitar USD 1,69 juta di akhir 2035. Nilai ini dapat direalisasikan melalui penjualan atau realokasi aset ke proyek lain di lapangan yang berbeda, menciptakan value yang tidak dimiliki skema sewa. Dalam perpanjangan kontrak atau horizon investasi lebih dari 15 tahun, total biaya kepemilikan skema beli menjadi lebih rendah karena skema sewa harus terus membayar biaya sewa periodik yang berulang.

Kontrol Operasional Penuh dan Fleksibilitas Modifikasi

Skema beli memberikan kontrol operasional penuh tanpa ketergantungan pada kontraktor, sehingga perusahaan dapat melakukan modifikasi, upgrade, atau optimasi fasilitas sesuai kebutuhan dinamis lapangan tanpa perlu persetujuan pihak ketiga. Hal ini mengurangi risiko dispute kontrak, keterlambatan respons kontraktor, atau pembatasan teknis yang dapat menghambat optimasi produksi.

Mitigasi Risiko Eskalasi Harga Sewa

Skema beli berfungsi sebagai hedging strategy terhadap risiko kenaikan harga sewa di masa depan. Dalam analisis sensitivitas, jika harga sewa meningkat 15-20% akibat inflasi atau perubahan kondisi pasar, NPV skema sewa akan menurun signifikan, sedangkan skema beli hanya terpengaruh oleh OpEx yang lebih stabil dan terkontrol.

Transfer Teknologi dan Pengembangan Kapabilitas Internal

Skema beli memfasilitasi transfer teknologi yang lebih substantif dari vendor/ EPC contractor kepada tim internal PT XYZ, termasuk training mendalam, dokumentasi teknis lengkap, dan knowledge retention untuk operasi jangka panjang. Hal ini sejalan dengan kebijakan local content dan pengembangan kemandirian operasional yang menjadi prioritas strategis perusahaan dan regulasi pemerintah.

Pertimbangan Pajak dan Cost Recovery PSC

Berdasarkan karakteristik PSC tersebut, pemilihan skema pembiayaan EPF perlu dianalisis tidak hanya dari sisi kelayakan finansial, tetapi juga dari implikasinya terhadap struktur pajak, kebutuhan modal awal, serta fleksibilitas operasional proyek hingga akhir masa kontrak. Untuk itu, Tabel 1 berikut merangkum perbandingan kinerja finansial dan aspek strategis utama antara skema beli dan skema sewa EPF, termasuk NPV, IRR, kebutuhan investasi awal, kontrol operasional, risiko eskalasi harga, hingga potensi realokasi aset setelah tahun 2035.

Tabel 1. Ringkasan Perbandingan Skema Beli vs Sewa EPF

Kriteria	Skema Beli	Skema Sewa	Keunggulan
NPV (10 tahun)	USD 173,03 juta	USD 178,10 juta	Sewa
IRR	499,84%	2.355,70%	Sewa
Modal Awal	USD 16,93 juta	USD 3,89 juta	Sewa
Kontrol Operasional	Penuh	Terbatas	Beli
Nilai Sisa 2035	Ada (~USD 1,69 juta)	Tidak ada	Beli
Risiko Eskalasi Harga	Tidak ada	Tinggi	Beli
Transfer Teknologi	Substantif	Minimal	Beli
Fleksibilitas Modifikasi	Tinggi	Rendah	Beli
Realokasi Aset Post-2035	Bisa	Tidak bisa	Beli
NPV jika kontrak >15 tahun	Lebih tinggi	Lebih rendah	Beli

Berdasarkan analisis di atas, skema beli menjadi pilihan yang lebih tepat apabila: 1) Manajemen memprioritaskan kontrol operasional penuh dan kemandirian dari kontraktor. 2) Terdapat kemungkinan perpanjangan kontrak PSC melampaui 2035 atau rencana utilisasi aset di lapangan lain. 3) Perusahaan ingin membangun kapabilitas internal melalui transfer teknologi substantif. 4) Terdapat kekhawatiran terhadap risiko eskalasi harga sewa dalam jangka menengah-panjang. 5) Kebijakan korporat menekankan asset building dan peningkatan nilai ekuitas dalam neraca. Dengan demikian, meskipun analisis finansial 10 tahun mengunggulkan skema sewa, keputusan akhir harus mempertimbangkan

objektif strategis perusahaan, horizon investasi yang lebih panjang, dan preferensi risiko manajemen. Opsi hybrid financing (sewa 2-3 tahun awal untuk validasi, kemudian transisi ke pembelian) juga dapat dipertimbangkan sebagai strategi kompromi. Rangkaian rekomendasi dirancang agar keputusan investasi EPF bersifat bertahap, adaptif terhadap data kinerja terbaru, dan konsisten dengan tata kelola proyek migas onshore yang prudent.

Skema EPF: Sewa, Beli, atau Hybrid

Pada fase ketidakpastian cadangan dan produksi, sewa memberikan kelincahan karena kebutuhan investasi awal lebih ringan dan kecepatan mobilisasi lebih tinggi; ketika profil produksi stabil dan horizon proyek memanjang, beli menawarkan kepemilikan aset dan nilai jangka panjang yang lebih besar. Pendekatan hybrid disarankan: mulai dengan sewa, lakukan evaluasi 12–24 bulan berbasis KPI, lalu konversi ke beli saat target kinerja tercapai. Aksi manajerial: tetapkan kriteria keputusan eksplisit—sewa untuk ketidakpastian tinggi dan jadwal ketat; beli untuk profil matang dan pemanfaatan aset jangka panjang. Aksi manajerial: siapkan klausul kontrak yang memungkinkan transisi sewa-ke-beli berbasis bukti kinerja, termasuk mekanisme valuasi dan opsi konversi yang transparan.

Mengelola risiko yang paling berpengaruh

Nilai proyek paling sensitif terhadap harga minyak dan kurs USD, sehingga diperlukan kebijakan lindung nilai yang disiplin serta pemantauan pasar yang konsisten. Selain itu, potensi kenaikan OPEX dan deviasi produksi direspons melalui skenario base–pesimis–optimis dan validasi berkala terhadap prakiraan produksi. Aksi manajerial: tetapkan limit risiko untuk hedging harga dan kurs, dan tinjau efektivitasnya secara triwulanan dengan metrik VaR/CFaR sederhana. Aksi manajerial: gunakan trigger operasional dan finansial per skenario agar tindakan korektif berjalan otomatis saat ambang batas dilampaui.

Mendorong efisiensi operasi dan SDM

Karena biaya operasi serta SDM menyerap porsi biaya tahunan terbesar, fokuskan pada disiplin biaya dan peningkatan keandalan fasilitas secara serempak. Digitalisasi operasi, perawatan berbasis risiko, dan otomatisasi proses menurunkan downtime dan meningkatkan produktivitas tim. Aksi manajerial: lakukan review berkala biaya tenaga kerja dan perawatan dengan target penghematan realistis namun konsisten. Aksi manajerial: kaitkan insentif tim dengan KPI berdampak—availability EPF, biaya per barel, dan kepatuhan jadwal perawatan—sebagai kompas kinerja harian.

Menjaga momentum eksekusi proyek

Strategi pembiayaan dan kemitraan harus memperkuat eksekusi lapangan tanpa mengorbankan tata kelola dan keselamatan. Hybrid financing memungkinkan proyek bergerak cepat sambil menahan eksposur modal hingga kepastian cadangan meningkat, didukung kemitraan penyedia EPF berpengalaman untuk reliabilitas awal dan transfer pengetahuan. Aksi manajerial: rancang model kontrak berorientasi keandalan dan keselamatan, sekaligus mengoptimalkan cost-recovery dalam koridor PSC dan regulasi. Aksi manajerial: susun rencana transisi dari ramp-up ke operasi stabil berikut tonggak kinerja dan keputusan investasi lanjutan.

Tata kelola berbasis data yang adaptif

Keputusan tepat waktu mensyaratkan data yang andal dan mudah diakses lintas fungsi, dari produksi hingga keuangan, melalui dashboard terintegrasi dengan early warning system. Sinkronisasi ritme kerja finansial–teknikal–pengadaan memastikan masalah ditangani pada sumbernya dan memicu tindakan korektif otomatis saat deviasi terdeteksi. Aksi manajerial: perkuat arsitektur data produksi dan biaya, termasuk standar kualitas data serta peran pemilik data di tiap fungsi. Aksi manajerial: tetapkan forum kinerja rutin lintas fungsi dengan agenda tetap—review KPI, pembaruan risiko, keputusan taktis, dan tindak lanjut terukur.

Penguatan Kapabilitas Internal dan Keberlanjutan

Untuk memastikan proses pengambilan keputusan di proyek-proyek berikutnya berbasis bukti dan pengalaman, perusahaan perlu memperkuat kapasitas analisis finansial dan manajemen risiko internal. Hasil studi dan pengalaman implementasi harus terdokumentasi dalam sistem knowledge management. Aksi manajerial: Susun guideline dan SOP evaluasi skema pembiayaan proyek capital intensive berbasis lesson learned saat ini. Aksi manajerial: Kembangkan kompetensi SDM di bidang financial modeling, risk analysis, dan project economics melalui pelatihan dan knowledge sharing. Pendekatan ini mendukung implementasi keputusan investasi yang objektif, menjaga kesehatan finansial perusahaan, serta memperkuat posisi PT XYZ dalam mendukung ketahanan energi nasional secara berkelanjutan.

Tabel 2 Asumsi Perhitungan Depresiasi Aset Tetap

Komponen	Deskripsi
Metode Depresiasi	Garis Lurus (Straight Line)
Masa Manfaat	10 Tahun
Nilai Sisa	10%
Nilai Aset	Nilai investasi awal Pembangunan EPF
Periode Depresiasi	Tahun 1-5 Operasi
Tax Shield	Berlaku hanya untuk skema beli
Skema Sewa	Tidak ada depresiasi

Analisis Kelayakan Finansial

Proyeksi pendapatan dan biaya dimasukkan ke dalam analisa arus kas (cash flow analysis) untuk mengevaluasi kelayakan masing-masing alternatif. Indikator seperti NPV (Net Present Value), IRR (Internal Rate of Return), dan payback period, digunakan untuk menilai alternatif terbaik secara finansial.

Net Present Value (NPV)

Digunakan untuk melihat profitabilitas investasi berdasarkan arus kas yang dihasilkan dari setiap skema.

Internal Rate of Return (IRR)

Mengukur tingkat pengembalian investasi dan membandingkan kedua skema.

Analisis Risiko

Analisis risiko merupakan tahapan utama dalam memastikan keberlanjutan proyek dan perlindungan terhadap kemungkinan kerugian yang bersifat finansial, operasional, maupun strategis. Dengan mengidentifikasi berbagai sumber dan kategori risiko sejak awal, proses manajemen risiko dapat berjalan lebih efektif melalui pemetaan, validasi historis, serta pemodelan pemicu risiko. Identifikasi ini menjadi dasar dalam merancang strategi mitigasi dan menentukan fokus analisis terhadap risiko yang paling berpengaruh terhadap pencapaian tujuan proyek secara keseluruhan.

Identifikasi Risiko

Risk Mapping dengan Kategorisasi

Risiko dapat dikategorikan untuk memudahkan pemetaan dan mitigasi: 1) Risiko pasar: Fluktuasi harga minyak, perubahan kurs USD/IDR. 2) Risiko operasional: overbudget biaya produksi. 3) Risiko finansial: Kesalahan estimasi cadangan

Validasi dengan Data Historis

Memanfaatkan data historis volatilitas harga minyak, tren kurs, dan realisasi biaya produksi untuk memastikan akurasi identifikasi risiko. Analisa sensitivitas harga minyak terhadap NPV proyek, dengan skenario: 1) Worst-case: Brent -30 %. 2) Base-case: Brent stabil. 3) Optimistic: Brent +30 %. 4) Elasticity Calculation → seberapa besar perubahan harga minyak mempengaruhi arus kas dan NPV. 5) Visualisasi Data: Tornado chart untuk melihat kontribusi setiap faktor risiko terhadap NPV.

KESIMPULAN

Penelitian menyimpulkan bahwa baik skema beli maupun sewa EPF layak secara finansial, namun skema sewa direkomendasikan sebagai alternatif pembiayaan terbaik karena menghasilkan NPV sedikit lebih tinggi, IRR jauh lebih besar, dan kebutuhan investasi awal yang jauh lebih rendah sehingga menjaga likuiditas serta fleksibilitas keuangan perusahaan, di tengah eksposur risiko utama berupa fluktuasi harga minyak, potensi kenaikan OpEx, tekanan arus kas (pada skema beli), ketergantungan pada kontraktor (pada skema sewa), serta risiko penurunan produksi yang seluruhnya tetap berada pada tingkat yang dapat dikelola melalui manajemen risiko dan kebijakan strategis yang tepat, sementara skema beli tetap relevan jika perusahaan memprioritaskan kepemilikan aset jangka panjang dan pertimbangan non-finansial lainnya.

DAFTAR PUSTAKA

- Afianti, H., & Azwir, H. H. (2017). Pengendalian persediaan dan penjadwalan pasokan bahan baku impor dengan metode ABC analysis di PT Unilever Indonesia, Cikarang, Jawa Barat. *Jurnal Iptek*.
- Amalia, N., Amelia, N., Putri, B., & Winario, M. (2023). Pengembangan produk ijarah sebagai alternatif pembiayaan di lembaga keuangan syariah: Tinjauan terhadap implementasi di Indonesia. *Prosiding Seminar Nasional Manajemen dan Ekonomi*.
- Aziz, A., & Wicaksono, E. (2017). Analisis skema alternatif kredit program untuk usaha mikro, kecil, dan menengah.
- Badaruddin, M. (2018). *Dinamika industri migas dan pertambangan di Indonesia*.
- Helmi, L. A., Yulianti, & Prianto, E. (2025). Ecological status of the Umban Sari River waters in Pekanbaru City with macrozoobenthos bioindicators using the ABC curve method. *Jurnal Mina Sains*.
- Hendro, J., & Pranogyo, A. B. (2023). Inovasi berkelanjutan: ESG initiatives untuk masa depan yang bertanggung jawab. *Jurnal Ilmu Sosial Manajemen Akuntansi dan Bisnis*.
- Indriyani, R. (2015). Strategi pengembangan bisnis PT ABC.
- International Energy Agency. (2024). *World energy outlook 2024: Asia Pacific energy prices*. IEA Publications.
- Jamil, A. S., Saleh, I., Sungkawa, I., & Mardhatilla, F. (2019). Analisis perbandingan kelayakan usaha tani padi organik dan konvensional (Studi kasus: Kecamatan Cigugur Kabupaten Kuningan, Jawa Barat).
- Januari, R. W., & Safariyani, E. (2025). Analisis pengendalian persediaan material tubing 2-7/8 dan 3,5 inch dengan metode ABC. *STRING (Satuan Tulisan Riset dan Inovasi Teknologi)*.
- Mangeswuri, D. R. (2016). Kebijakan pembiayaan perumahan melalui fasilitas likuiditas pembiayaan perumahan (FLPP).
- Marini, E., & Sugiyono. (2020). Analisa optimalisasi pemboran sumur eksplorasi ABC-1 PT XYZ dengan metode CPM dan PERT.
- Nurmawati, R. (2020). Eksistensi Radio Ramayana 98,8 FM di era teknologi modern dalam penyampaian pesan dakwah di Kota Metro.
- Pamungkas, D. S., & Handayani, N. U. (2018). Usulan perbaikan tata letak penempatan bahan baku di gudang menggunakan metode ABC analysis pada PT Sandang Asia Maju Abadi Semarang. *Industrial Engineering Online Journal*.
- Pradana, A. C. A., & Dewi, S. (2025). Implementasi analisis SWOT dalam perencanaan strategi bersaing perusahaan galangan kapal (Studi kasus pada PT XYZ). *Teknika Sains: Jurnal Ilmu Teknik*.
- Restiyanti, M. (2016). Strategi periklanan dalam promosi program Bollystar Vaganza di ANTV.
- Ridwan, H. (2017). Perancangan model time-driven activity-based costing pada perusahaan farmasi XYZ.
- Said, A. A. (2019). Mendesain logo. *Tanra: Jurnal Desain Komunikasi Visual Fakultas Seni dan Desain Universitas Negeri Makassar*.
- Salsabilla, N., Aurilia, M. F., & Maulidina, F. (2021). Evaluasi pengolahan air injeksi minyak bumi

pada proyek pengembangan injeksi air di Lapangan X. *Prosiding Seminar Nasional Teknik Lingkungan Kebumihan SATU BUMI*.

Shabuur, M. M. A., & P, E. W. (2019). Strategi pengembangan shale gas di Formasi Lahat. *Lembaran Publikasi Minyak dan Gas Bumi*.

Tanjung, A. F., Nurhajjah, N., Siregar, A. F., & Salsabila, S. (2022). Analisis nilai ekonomi dan kelayakan berbasis skala usahatani padi di Kecamatan Panai Hulu Kabupaten Labuhanbatu. *Jurnal Galung Tropika*.