

ANALISA KEEKONOMIAN DALAM PERANCANGAN *SUBMERSIBLE RIG* DI LAUT SERAM *FIELD*

Muhammad Ghufuran^{1*}, Satria Nugeraha Ariyanto¹, Purnomosidi¹

¹Teknik Produksi Migas, Politeknik Energi dan Mineral Akamigas, Cepu, Blora, 58112

*E-mail: ghufuran1262@gmail.com

ABSTRAK

Keekonomian adalah suatu kondisi atau ukuran yang menunjukkan tingkat efisiensi dan kelayakan suatu kegiatan jika dilihat dari segi biaya dan manfaat. Dalam konteks migas, keekonomian adalah ukuran kelayakan finansial suatu kegiatan eksplorasi, eksploitasi, maupun operasi produksi minyak dan gas dengan membandingkan biaya yang dikeluarkan terhadap pendapatan yang diperoleh dari hasil produksi. Keekonomian migas menilai apakah suatu sumur, lapangan, atau proyek pengembangan dapat memberikan keuntungan yang sepadan dengan investasi dan biaya operasional yang dibutuhkan. Konsep ini mencakup analisis biaya investasi awal, biaya operasi, perawatan, serta harga jual minyak dan gas di pasar, kemudian dibandingkan dengan volume produksi yang dihasilkan. Dalam merancang rig submersible, keekonomian adalah kajian mengenai sejauh mana desain dan spesifikasi rig tersebut mampu memberikan hasil yang optimal dengan biaya investasi serta operasional yang efisien. Keekonomian di sini tidak hanya menilai murah atau mahal biaya pembuatan rig, tetapi juga mempertimbangkan keseimbangan antara biaya konstruksi, mobilisasi, perawatan, konsumsi energi, serta umur pakai rig terhadap manfaat yang dihasilkan dalam kegiatan pengeboran. Dengan kata lain, keekonomian dalam merancang *submersible rig* berfokus pada bagaimana rancangan rig dapat memenuhi kebutuhan teknis pengeboran dengan tetap menjaga efisiensi biaya, sehingga proyek pengeboran dapat dijalankan secara layak dan memberikan keuntungan finansial yang maksimal bagi perusahaan.

Kata kunci: Biaya, *Submersible rig*, Keekonomian

1. PENDAHULUAN

Industri minyak dan gas bumi memiliki peran strategis dalam memenuhi kebutuhan energi dunia sekaligus menjadi penopang perekonomian nasional. Untuk menunjang kegiatan eksplorasi dan produksi, dibutuhkan sarana pendukung berupa rig pengeboran yang sesuai dengan kondisi geologi serta lingkungan perairan tempat operasi berlangsung. Pemilihan jenis rig yang tepat sangat menentukan efisiensi biaya, keselamatan kerja, serta keberhasilan operasi pengeboran [1].

Salah satu jenis rig yang banyak digunakan pada perairan dangkal adalah rig *submersible*, yang dirancang agar mampu beroperasi stabil dengan menenggelamkan sebagian strukturnya ke dasar laut. Namun, dalam merancang sebuah rig *submersible* diperlukan pertimbangan keekonomian yang matang. Keekonomian di sini tidak hanya menyangkut besarnya biaya investasi awal, tetapi juga efisiensi operasional, *drilling plan and cost*, *Pay out Time*, serta kemampuan rig untuk beradaptasi dengan kondisi lapangan [2].

Analisis keekonomian menjadi penting agar rig yang dibangun tidak hanya memenuhi aspek teknis, tetapi juga layak secara finansial dan memberikan keuntungan maksimal dalam jangka panjang. Dengan adanya pertimbangan keekonomian, perusahaan dapat meminimalkan risiko kerugian serta memastikan pengembalian investasi yang optimal [3].

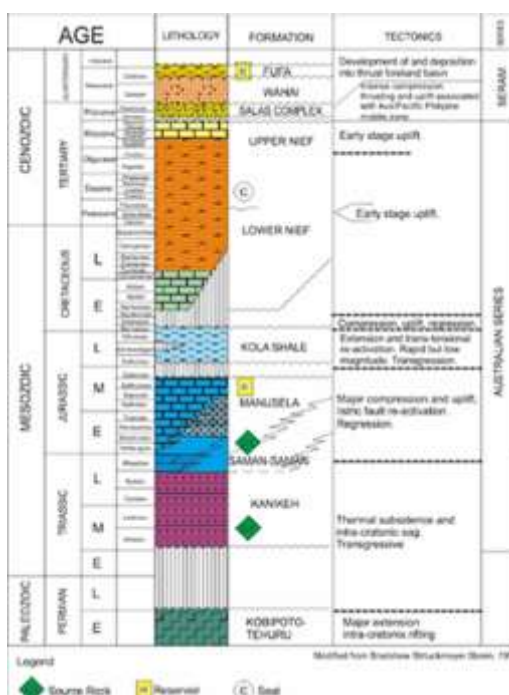
Laut Seram *Field* merupakan salah satu wilayah dengan potensi migas yang signifikan di Indonesia bagian timur. Kondisi perairan di wilayah ini relatif dangkal, sehingga rig

submersible menjadi salah satu opsi yang tepat untuk mendukung kegiatan pengeboran. Oleh karena itu, penelitian ini dilakukan untuk menganalisis keekonomian perancangan rig *submersible* di Laut Seram Field. Hasil analisis diharapkan dapat memberikan gambaran mengenai kelayakan finansial serta menjadi acuan dalam pengambilan keputusan investasi di bidang sarana penunjang pengeboran lepas Pantai [4].

2. METODE

Lokasi *Field* Seram berada di Indonesia Timur dengan koordinat lintang: $-3^{\circ}08'00.0''\text{S}$ dan bujur: $130^{\circ}70'00.0''\text{E}$. *Field* Seram merupakan lapangan lepas pantai dengan kedalaman air 1.074 meter di bawah permukaan laut. Berdasarkan data geologi dari ESDM, *Basin* Seram merupakan *basin* yang valid dan sistem minyak. Kapasitas cadangan minyak mencapai sekitar 3,3 juta *barel* dengan sumber daya minyak tipikal sekitar 7,5 miliar *barel* minyak dan sumber daya gas tipikal 15,2 juta kaki kubik gas. Cekungan Seram, lapangan lepas pantai, memiliki luas sekitar 1.230,579 kilometer persegi [5].

Cekungan Seram, lapangan lepas pantai, memiliki luas sekitar 1.230,579 kilometer persegi. Konsentrasi oksigen terlarut dilapisan permukaan (0 meter) berkisar antara 3,54 hingga 4,08 ml/l. Pada kedalaman 5 meter dan dekat dasar, konsentrasi oksigen terlarut menurun, dengan nilai tercatat antara 2,97 hingga 3,30 ml/l. Berdasarkan data metocean, Laut *Field* Seram menunjukkan tingkat salinitas sedang pada berbagai kedalaman, berkisar antara 34 hingga 35 PSU (Unit Salinitas Praktis). Tinggi gelombang termasuk dalam kategori rendah, berkisar antara 0,5 m hingga 1,25 m. Arus permukaan di Laut Seram umumnya menunjukkan arus lemah dengan kecepatan berkisar antara 0 hingga 4 m/s [6].



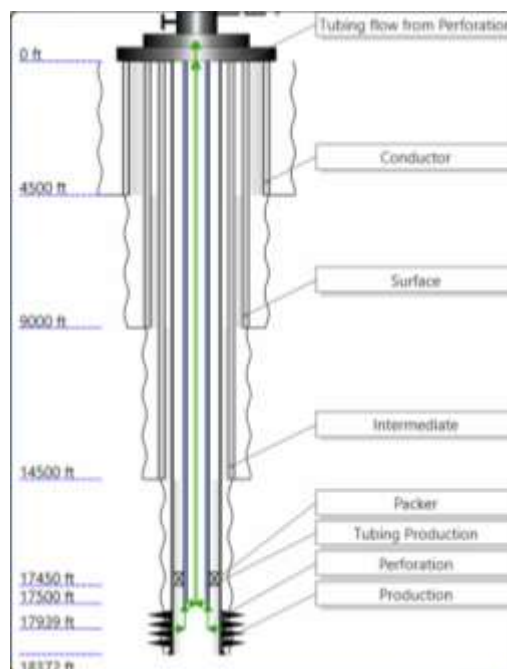
Gambar 1. Lithology Seram Basin

Stratigrafi Seram *Basin* pada Gambar 1 menunjukkan urutan batuan dari zaman Paleozoikum hingga Kenozoikum. Pada bagian paling bawah, batuan dasar terdiri dari Formasi Kobipoto–Tehuru (Permian) yang terbentuk akibat proses ekstensi dan *intra-cratonic rifting*. Selanjutnya pada periode Trias awal berkembang Formasi Kanikeh yang tersusun atas litologi

serpih dengan indikasi sebagai batuan induk (*source rock*). Lingkungan pengendapan saat itu dipengaruhi oleh *thermal subsidence* dan *intra-cratonic sag* yang bersifat transgresif. Memasuki periode Jura, terjadi pengendapan Formasi Saman-Saman yang juga berperan sebagai *source rock*. Di atasnya, terdapat Formasi Manusela yang didominasi oleh batugamping masif. Formasi ini merupakan salah satu batuan *reservoir* utama di Cekungan Seram. Secara tektonik, masa ini ditandai oleh kompresi besar, pengangkatan (*uplift*), dan reaktivasi sesar, yang menghasilkan perangkat struktural penting bagi akumulasi hidrokarbon [7].

Setelah analisis geologi dilakukan, langkah berikutnya adalah menargetkan perforasi pada kedalaman 17.939 kaki. Ukuran casing dipilih karena hal ini menentukan formasi batuan yang akan dibor, berdasarkan hasil data geologi yang menunjukkan adanya batuan pasir, tufa, dan kapur. Berdasarkan data batuan di atas, batuan pasir cenderung memiliki porositas tinggi dan dapat runtuh jika tidak terkonsolidasi. Oleh karena itu, jika formasi lemah atau tidak terkonsolidasi, diperlukan casing yang kuat dan dipasang sejak awal untuk menahan tekanan formasi [8].

Gambar 2 dan Tabel 1 menunjukkan *well trajectory* dan design casing dan bit. Tabel 2 menunjukkan estimasi waktu pengeboran sumur di Laut Seram *Field* hingga kedalaman total 18.372 ft dengan total durasi 35 hari. Tahapan pengeboran dimulai dengan kegiatan persiapan (*Preparation*), dilanjutkan dengan mobilisasi rig ke lokasi pengeboran selama 2 hari. Setelah itu dilakukan instalasi *riser system* hingga kedalaman 3.258,90 ft yang memakan waktu 3 hari. Tahap berikutnya adalah pengeboran lubang berdiameter 17-1/2 inci sekaligus pemasangan casing konduktor berdiameter 13-3/8 inci, instalasi BOP, uji tekanan, dan pekerjaan sementasi. Seluruh rangkaian ini dilakukan hingga kedalaman 4.500 ft dengan alokasi waktu 8 hari. Setelah itu, pengeboran dilanjutkan pada interval 12-1/4 inci hingga kedalaman 9.000 ft, termasuk kegiatan *round trip* dan sirkulasi lumpur pengeboran, yang memakan waktu hingga hari ke-14 [9].



Gambar 2. *Well Trajectory*

Tabel 1. Casing and Bit Design

Conductor	Surface	Intermediate	Production
Bit Size = 17-1/2"	Bit Size = 12-1/4"	Bit Size = 8-1/2"	Bit Size = 5-7/8"
Casing Size = 13-3/8"	Casing Size = 9-7/8"	Casing Size = 7"	Casing Size = 4-1/2"

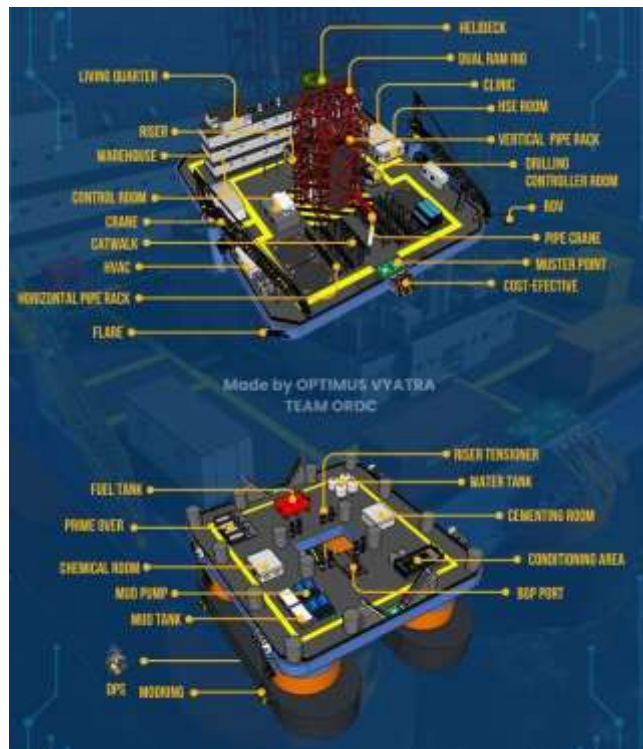
Tabel 2. Drilling Time

Drilling Time			
No	Activity	Depth(ft)	Days
1	Preparation	0	0
2	Drilling transportation to drilling location	0	2
3	Installing Riser System, BOP installation & Pressure Test	3258.90	3
4	Drilling 17-1/2" & RIH Conductor casing 13-3/8", Cementing Job	4500	8
5	Drilling 12-1/4" hole diameter, round trip, circulation	9000	14
6	RIH Surface Casing 9-7/8", Cementing Job	9000	16
7	Drilling 8-1/2" hole diameter, round trip, circulation	14500	23
8	RIH Intermediate Casing 7", Cementing Job	18372	25
9	Drilling 5-7/8" Hole diameter, round trip, circulation	18372	31
	RIH Production Casing 4-1/2", Cementing Job	18372	33
10	Completion	18372	34
11	Move Out rig	18372	35
TOTAL			35

Setelah mencapai kedalaman tersebut, dilakukan pemasangan *Surface Casing* 9-7/8 inci beserta sementasi, sehingga total waktu yang dicapai pada tahap ini adalah 16 hari. Pengeboran berikutnya dilakukan dengan ukuran lubang 8-1/2 inci hingga kedalaman 14.500 ft, disertai *round trip* dan sirkulasi, dengan waktu mencapai 23 hari. Selanjutnya dipasang *Intermediate Casing* 7 inci beserta pekerjaan sementasi, yang membawa total waktu operasi ke 25 hari. Interval terakhir adalah pengeboran lubang berdiameter 5-7/8 inci hingga kedalaman target 18.372 ft. Pekerjaan ini memerlukan waktu hingga hari ke-31. Setelah itu dilakukan pemasangan *Production Casing* 4-1/2 inci beserta sementasi, sehingga total waktu mencapai 33 hari. Dua hari terakhir dialokasikan untuk tahap *completion* (hari ke-34) dan *rig move out* (hari ke-35).

Gambar 3 merupakan susunan dari perancangan *rig submersible* bisa dilihat menggunakan *double deck*. *deck* atas (*upper deck*) dan *deck* bawah (*lower deck*). *Deck* atas memuat fasilitas operasi dan akomodasi, seperti *helideck* untuk pendaratan helikopter, *living quarter* untuk tempat tinggal kru, *clinic* dan *HSE room* untuk kesehatan dan keselamatan, serta area kontrol seperti *drilling controller room* dan *control room*. Di bagian ini juga terdapat *dual ram rig* sebagai menara utama pengeboran, *pipe rack* untuk penyimpanan pipa secara vertikal maupun horizontal, serta peralatan penunjang seperti *crane*, *catwalk*, *flare*, dan *muster point*.

Deck bawah lebih berfokus pada sistem pendukung teknis *rig*. Di sini terdapat *mud pump* dan *mud tank* untuk sirkulasi lumpur pengeboran, *fuel tank* dan *water tank* sebagai penyedia energi dan suplai air, *chemical room* untuk penanganan bahan kimia, *cementing room* untuk pekerjaan sementasi, serta *conditioning area* dan *BOP port*. Selain itu, *rig* juga dilengkapi dengan *riser tensioner* untuk menjaga kestabilan *riser*, *DPS (Dynamic Positioning System)* dan *mooring* untuk sistem penahan posisi *rig* di laut.



Gambar 3. Perancangan *Rig Submersible*

Metode penelitian ini menggunakan analisis deskriptif kuantitatif melalui pengolahan data teknis pengeboran dan perhitungan keekonomian. Langkah penelitian meliputi: (1) pengumpulan data geologi dan desain pengeboran, (2) penentuan jadwal operasi (drilling time) dan casing design, (3) perhitungan biaya pengeboran dan biaya sewa rig, serta (4) analisis keekonomian menggunakan parameter NPV, IRR, dan POT. Perhitungan dilakukan menggunakan model ekonomi berbasis spreadsheet dengan asumsi harga minyak, biaya operasi, serta kapasitas produksi yang sesuai dengan kondisi lapangan Seram.

3. PEMBAHASAN

A. Drilling Cost

Drilling cost adalah persamaan yang digunakan untuk menghitung rata-rata biaya pengeboran pada setiap satuan kedalaman sumur (misalnya per kaki atau per meter). Rumus ini memperhitungkan biaya penggunaan mata bor (*bit cost*), biaya operasi rig per satuan waktu, serta total waktu yang dibutuhkan selama proses pengeboran termasuk waktu rotasi, waktu non-rotasi, dan waktu *tripping*. Dengan membagi total biaya tersebut terhadap kedalaman yang berhasil ditembus oleh mata bor, maka diperoleh besarnya biaya pengeboran per satuan kedalaman. Nilai ini penting dalam mengevaluasi efisiensi operasional, membandingkan kinerja *drill bit* yang digunakan, serta menjadi dasar dalam analisis keekonomian kegiatan pengeboran sumur minyak dan gas [10].

$$C_f = \frac{C_b + C_r (tr + tc + tt)}{\Delta D} \quad (1)$$

Tabel 3. Perhitungan *Drilling cost*

Cb	4500	\$/Bit
Cr	350	\$/Day
tr	95.8	Hour
tc	0.5	Hour
Tt	6	Hour
Mean Penetration Rate	10.05	Ft/Hour
Reservoir Depth	18372	Ft
Cost per Ft	41.86	\$/Ft
Drilling Cost	769101.7	\$
Cost + safety (10%)	846011.9	\$

Tabel 3 menyajikan hasil perhitungan biaya pengeboran dengan pendekatan *drilling cost per foot*. Parameter yang digunakan meliputi biaya mata bor (*bit cost*, Cb) sebesar 4.500 USD per bit, serta biaya operasi rig per hari (Cr) sebesar 350 USD per day. Dari sisi waktu operasi, total waktu rotasi (tr) tercatat sebesar 95,8 jam, sementara waktu non-rotasi (tc) adalah 0,5 jam, dan waktu untuk *tripping* (tt) sekitar 6 jam.

Berdasarkan data tersebut, diperoleh *mean penetration rate* atau laju penetrasi rata-rata pengeboran sebesar 10,05 ft/jam, dengan target kedalaman *reservoir* mencapai 18.372 ft. Dari hasil perhitungan, biaya pengeboran rata-rata adalah 41,86 USD per kaki. Jika dikalikan dengan total kedalaman yang dibor, maka total biaya pengeboran mencapai 769.101,7 USD.

Untuk memperhitungkan faktor risiko dan keselamatan, biaya tersebut kemudian ditambahkan cadangan sebesar 10%, sehingga total biaya pengeboran termasuk *safety* margin menjadi sekitar 846.011,9 USD. Nilai ini mencerminkan estimasi keekonomian yang lebih realistis, dengan memperhitungkan potensi ketidakpastian selama operasi pengeboran berlangsung.

B. Biaya Sewa Rig

Tabel 4 menunjukkan estimasi biaya sewa *rig* yang digunakan untuk operasi pengeboran di *Seram Field*. Jenis *rig* yang dipilih memiliki tingkat sewa harian (*rental rate per day*) sebesar 846.011,91 USD. Dengan asumsi waktu pengeboran berlangsung selama 35 hari, maka total biaya sewa *rig* dihitung dengan mengalikan tarif harian dengan jumlah hari operasi. Hasil perhitungan tersebut menghasilkan nilai *rental cost* sebesar 29.610.416,82 USD.

Apabila pengeboran dapat diselesaikan lebih cepat dari target waktu 35 hari, maka penghematan biaya sewa akan sangat signifikan. Sebaliknya, apabila terjadi keterlambatan atau gangguan teknis yang memperpanjang waktu pengeboran, maka biaya proyek bisa meningkat secara drastis. Oleh karena itu, perhitungan ini bukan hanya memberikan gambaran mengenai nilai biaya sewa, tetapi juga menjadi acuan dalam merancang strategi manajemen waktu dan operasi pengeboran yang efektif di *Seram Field*.

Tabel 4. Perhitungan Biaya Sewa Rig

<i>Type of Rig</i>	<i>Rental rate per Day</i>	<i>Drilling Time (Days)</i>	<i>Rental Cost</i>
Rig for seram field	\$ 846,011.91	35	\$ 29,610,416.82

Selain itu, tabel ini juga memperlihatkan hubungan erat antara *drilling time* dan *rental cost*. Dalam kasus ini, angka 35 hari dihitung sebagai estimasi waktu optimal berdasarkan jadwal pengeboran yang telah dirancang. Jika dibandingkan dengan potensi variasi, misalnya waktu pengeboran berkurang menjadi 30 hari, maka biaya sewa *rig* turun menjadi sekitar 25,38 juta

USD. Namun, apabila pengeboran memerlukan 40 hari, maka biaya sewa akan naik menjadi sekitar 33,84 juta USD.

Tidak hanya itu, besarnya rental cost ini juga menggambarkan bagaimana biaya rig menjadi elemen dominan dalam struktur biaya pengeboran. Pada banyak kasus, biaya rig dapat mencapai lebih dari 40–60% dari total biaya pengeboran sumur *offshore*, sehingga setiap keputusan terkait pemilihan rig, efisiensi operasional, serta strategi mitigasi *non-productive time (NPT)* akan berdampak langsung pada kelayakan ekonomi keseluruhan proyek. Dengan kata lain, tabel ini tidak hanya menyajikan angka-angka perhitungan, tetapi juga menunjukkan bahwa biaya rig adalah variabel yang paling sensitif dan paling menentukan dalam analisis keekonomian sumur di Seram Field.

C. Perhitungan Keekonomiannya

Tabel 5 menampilkan proyeksi keekonomian proyek migas di Laut Seram Field dengan horizon waktu 20 tahun produksi, dimulai dari fase investasi (pre-2025) hingga tahun 2045. Pada bagian pendapatan, terlihat bahwa volume penjualan minyak (*Sales Oil*) mencapai sekitar 22,443 juta barel dengan harga asumsi minyak 65,7 USD/BBL. Dari kombinasi keduanya, diperoleh *Gross Revenue* sebesar 1.474.962 juta USD sepanjang umur proyek. Namun, sesuai mekanisme kontrak bagi hasil, pendapatan ini terlebih dahulu dikurangi dengan *First Tranche Petroleum (FTP)* sebesar 22%, sehingga *Gross Revenue After FTP* yang dapat dibagi antara pemerintah dan kontraktor turun menjadi 703.065 juta USD.

Dari sisi biaya, proyek ini menanggung sejumlah pengeluaran yang terdiri dari *capital expenditure (Capex)*, *operating expenditure (Opex)*, serta biaya *non-recoverable* lain. *Capex* dibagi menjadi dua, yakni *Capex Tangible* yang mencakup investasi peralatan fisik seperti rig dan fasilitas pendukung, serta *Capex Intangible* yang meliputi studi teknis, desain, dan engineering. Total *Capex* awal cukup besar, mencapai 45.200 juta USD untuk *tangible* dan 54.800 juta USD untuk *intangible*, disertai *sunk cost* sebesar 30.000 juta USD. Biaya operasi tahunan (*Opex*) relatif stabil di angka 35.000 juta USD per tahun, sedangkan depresiasi aset fisik berkurang secara bertahap dari 1.760 juta USD di tahun 2027 hingga mendekati nol menjelang akhir periode produksi.

Setelah biaya-biaya tersebut dikurangkan, diperoleh nilai *Cost Recovered* yang kemudian menentukan *Equity to Be Split*. Nilai inilah yang menjadi dasar pembagian pendapatan antara kontraktor dan pemerintah. Sesuai kontrak, bagian kontraktor adalah 50% sebelum pajak, namun tetap dipengaruhi oleh faktor lain seperti *FTP shareable*, *Domestic Market Obligation (DMO)*, *Export Tax (ETS)*, serta kewajiban pembayaran pajak sebesar 40%. Dengan memperhitungkan seluruh faktor ini, kontraktor menerima *Income After Tax* yang bervariasi setiap tahun, misalnya 105,633 juta USD pada fase awal produksi, kemudian stabil di kisaran 11.442 juta USD per tahun menjelang akhir umur proyek.

Bagian *Contractor Cash Flow* menunjukkan arus kas bersih setelah mempertimbangkan *Cash In* dan *Cash Out*. Pada fase awal (pre-2025 hingga 2028), arus kas bersih kontraktor negatif akibat besarnya *Capex* yang dikeluarkan. Misalnya, di tahun 2025 terjadi *cash outflow* sebesar 94.000 juta USD. Namun, seiring berjalannya waktu, arus kas mulai positif setelah biaya investasi tertutup oleh pendapatan penjualan minyak. Pada periode pertengahan, kontraktor mampu mencatat *cash inflow* stabil sekitar 46.000 juta USD per tahun, yang menggambarkan fase balik modal dan keuntungan.

Sementara itu, pemerintah juga memperoleh bagian melalui *Government Take*, yang terdiri atas *FTP*, *DMO*, pajak, serta bagi hasil lainnya. Nilainya relatif stabil, berkisar antara 33.315 juta USD hingga 35.500 juta USD per tahun. Dengan demikian, tabel ini secara keseluruhan menggambarkan bagaimana pendapatan, biaya, pembagian hasil, serta arus kas dialokasikan antara kontraktor dan pemerintah sepanjang umur proyek.

Tabel 5. Parameter Keekonomian

Parameter Keekonomian		
<i>NPV@22% Kontraktor</i>	\$2,819	MUSD
<i>IRR@22% Kontraktor</i>	1.62%	%
<i>POT</i>	5.71	Tahun

Tabel 5 menampilkan hasil analisis parameter keekonomian yang digunakan untuk menilai kelayakan investasi pada perancangan rig submersible di Laut Seram Field. Parameter utama yang dianalisis meliputi *Net Present Value (NPV)*, *Internal Rate of Return (IRR)*, dan *Pay Out Time (POT)*, yang masing-masing memberikan gambaran mengenai profitabilitas dan efisiensi pengembalian investasi dari proyek yang dirancang. Hasil perhitungan menunjukkan bahwa nilai NPV pada tingkat diskonto 22% untuk kontraktor adalah sebesar 2,819 juta USD. Nilai positif ini menandakan bahwa proyek masih memberikan keuntungan bersih setelah memperhitungkan seluruh biaya investasi dan operasional selama umur proyek. Semakin besar nilai NPV, semakin tinggi pula potensi profitabilitas yang diperoleh, sehingga hasil ini mengindikasikan bahwa proyek rig submersible tersebut masih layak untuk dijalankan secara finansial.

Selanjutnya, nilai IRR sebesar 1,62% menggambarkan tingkat pengembalian internal proyek dibandingkan dengan tingkat diskonto yang digunakan. Meskipun nilai IRR ini relatif kecil dibandingkan standar keekonomian industri migas pada umumnya (sekitar 10–15%), proyek tetap dapat dipertimbangkan karena faktor-faktor pendukung lain seperti stabilitas operasi, efisiensi desain rig, dan potensi peningkatan harga minyak di masa depan.

Parameter terakhir yaitu *Pay Out Time (POT)* menunjukkan nilai sebesar 5,71 tahun, yang berarti waktu yang dibutuhkan untuk menutup kembali seluruh biaya investasi dari arus kas bersih proyek adalah sekitar 5 tahun 8 bulan. Nilai ini tergolong efisien untuk proyek lepas pantai berskala menengah seperti di Laut Seram Field, menunjukkan bahwa investasi mampu kembali dalam jangka waktu yang wajar sebelum akhir umur proyek.

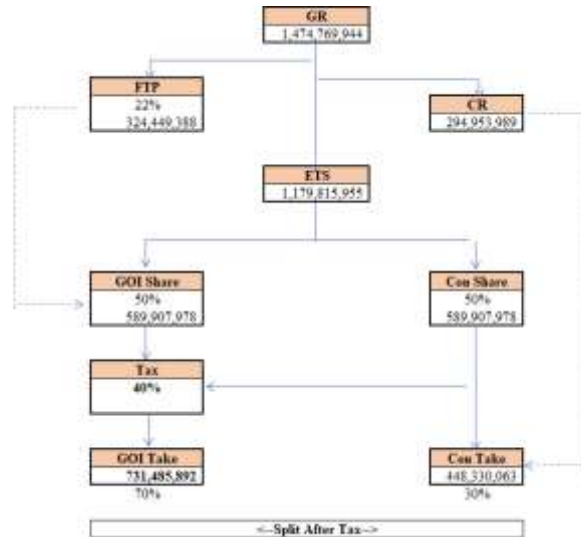
Secara keseluruhan, hasil analisis keekonomian ini memperlihatkan bahwa perancangan *rig submersible* di Laut Seram Field layak secara ekonomi, dengan nilai NPV positif, IRR yang meskipun rendah namun tetap menunjukkan profitabilitas, serta waktu pengembalian modal yang tergolong realistis. Kombinasi ketiga parameter ini menjadi dasar penting dalam pengambilan keputusan investasi dan menunjukkan bahwa proyek tersebut memiliki potensi finansial yang dapat diterima oleh pihak kontraktor maupun pemerintah.

D. Diagram *Production Sharing Contract (PSC)*

Gambar 4 menggambarkan alur pembagian pendapatan antara Pemerintah Indonesia (GOI) dan pihak kontraktor (Con) dalam suatu proyek, dimulai dari total pendapatan kotor (GR) sebesar Rp. 1,474,769,944. Dari jumlah ini, sebagian dialokasikan untuk FTP (*First Tranche Petroleum*) sebesar 22% atau Rp. 324,449,388, yang menjadi bagian langsung pemerintah. Selain itu, terdapat *Cost Recovery (CR)* sebesar Rp. 294,953,989, yaitu biaya yang dikembalikan kepada kontraktor untuk menutupi pengeluaran operasional yang telah dikeluarkan selama pelaksanaan proyek. Setelah dikurangi FTP dan CR, tersisa *Entitlement to Split (ETS)* sebesar Rp. 1,179,815,955, yang kemudian menjadi dasar pembagian antara pemerintah dan kontraktor.

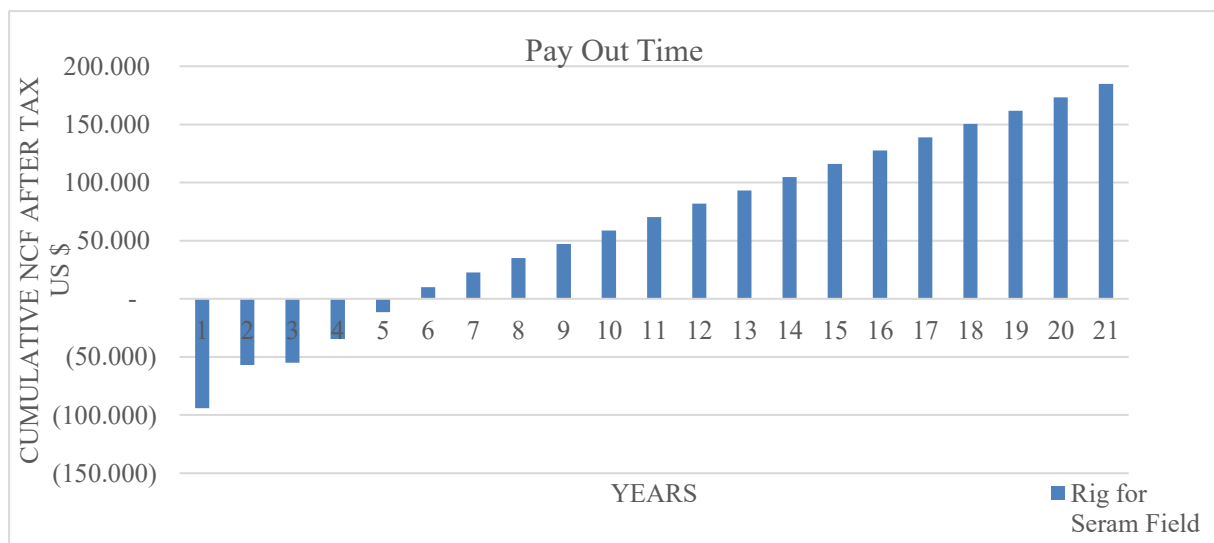
Selanjutnya, nilai ETS dibagi dua secara proporsional, masing-masing 50% untuk pemerintah (GOI Share) dan kontraktor (Con Share), dengan nilai masing-masing sebesar Rp. 589,907,978. Namun, sebelum pembagian akhir ditetapkan, bagian kontraktor dikenakan pajak sebesar 40%, yang menambah penerimaan negara. Setelah pajak diterapkan, bagian akhir yang

diterima pemerintah meningkat menjadi Rp. 731,485,892 atau sekitar 70% dari total pendapatan bersih, sementara bagian kontraktor berkurang menjadi Rp. 448,330,063 atau 30%. Dengan demikian, diagram ini menunjukkan bahwa melalui mekanisme pembagian hasil dan pajak, pemerintah memperoleh bagian yang lebih besar dari pendapatan bersih proyek, mencerminkan kebijakan fiskal yang menekankan keuntungan negara sebagai prioritas utama.



Gambar 4. *Production Sharing Contract*

E. Pay Out Time (POT)



Grafik 6. *Pay Out Time*

Gambar 6 menunjukkan hubungan antara waktu produksi dengan nilai *Cumulative Net Cash Flow (NCF) After Tax* pada proyek perancangan rig di Seram Field. Pada awal periode, khususnya tahun pertama hingga tahun keempat, nilai *NCF* kumulatif masih berada pada posisi negatif. Hal ini mencerminkan bahwa investasi awal yang besar, terutama untuk biaya sewa rig dan aktivitas pengeboran, belum mampu ditutupi oleh pendapatan yang dihasilkan. Kondisi ini

umum terjadi dalam proyek migas, di mana biaya modal (*capital expenditure*) dan biaya operasional di tahap awal sangat tinggi sehingga arus kas perusahaan mengalami defisit.

Memasuki tahun kelima, grafik mulai menunjukkan pergeseran penting, yaitu titik *Pay Out Time (POT)*. Pada periode ini, arus kas kumulatif berubah dari negatif ke positif, yang menandakan bahwa investasi awal mulai tertutupi oleh pendapatan bersih setelah pajak yang diperoleh dari produksi. Dengan kata lain, tahun kelima merupakan periode *break even point* di mana proyek tidak lagi menanggung kerugian dan mulai memberikan keuntungan bagi kontraktor maupun pemerintah.

Setelah melewati titik *POT*, tren grafik menunjukkan peningkatan yang konsisten hingga tahun ke-21. Peningkatan kumulatif NCF ini mengindikasikan bahwa proyek memiliki kelayakan ekonomi jangka panjang, dengan keuntungan bersih yang terus bertambah seiring berjalannya waktu produksi. Pada akhir periode analisis, nilai NCF kumulatif mencapai kisaran lebih dari USD 180.000 ribu, yang memperlihatkan bahwa investasi di Seram *Field* tidak hanya mampu menutup biaya awal, tetapi juga menghasilkan profit yang signifikan.

Dengan demikian, grafik ini memperkuat hasil perhitungan keekonomian sebelumnya bahwa proyek pengeboran menggunakan rig di Seram *Field* layak dijalankan. Proyek ini menunjukkan *pay out time* yang relatif cepat (sekitar 5 tahun) dan tren keuntungan yang stabil, sehingga secara finansial dapat dianggap sebagai investasi yang menarik baik bagi kontraktor maupun pemerintah melalui mekanisme bagi hasil.

F. Economical Analysis

Tabel 6. Proyeksi Produksi dan Gross Revenue selama 20 tahun

<i>Estimated Oil Reserve :</i>	3,401,942 tonnes (metric)	24936234.86	Barrel
<i>Capacity</i>	250,000	BOPD	
<i>Production Max :</i>	3,416	BOPD	
<i>Exploration per day :</i>	3000	3,074.00	BOPD
<i>Life time of the project :</i>	20 Year	365.00	days
<i>Oil Price :</i>	65.72 US\$/MMBBL	65.72	/oil price
<i>Gross revenues :</i>	\$ 73,738,497.20	/ Year	
<i>Gross revenues :</i>	\$ 1,474,769,944.00	/ 20 Year	

Tabel 6 menggambarkan estimasi cadangan minyak dan potensi pendapatan kotor (*gross revenue*) yang dapat dihasilkan dari pengembangan proyek migas di Seram *Field*. Berdasarkan data, total cadangan minyak yang teridentifikasi mencapai sekitar 3.401.942 metrik ton atau setara dengan 24.936.234,86 barel. Dengan kapasitas produksi harian sebesar 250.000 barel per hari (*BOPD*), lapangan ini dirancang untuk mampu berproduksi dengan tingkat maksimum sekitar 3.416 *BOPD*, sementara target eksplorasi yang direncanakan per hari mencapai 3.074 *BOPD*. Angka ini menunjukkan kapasitas yang cukup signifikan untuk mendukung keekonomian proyek dalam jangka panjang.

Dari sisi umur proyek, estimasi masa produksi diproyeksikan berlangsung selama 20 tahun atau sekitar 365 hari operasi per tahun. Dengan asumsi harga minyak stabil pada kisaran 65,72 *USD per barrel*, maka pendapatan kotor tahunan yang dihasilkan dari produksi ini diperkirakan sebesar 73.738.497,20 *USD* per tahun. Jika dihitung secara kumulatif selama 20 tahun masa operasi, total pendapatan kotor yang diperoleh mencapai sekitar 1.474.769.944 *USD*, sebagaimana ditunjukkan pada bagian akhir tabel.

Informasi ini menjadi dasar penting dalam analisis keekonomian, karena proyeksi pendapatan kotor memberikan gambaran awal mengenai potensi keuntungan finansial dari proyek. Nilai pendapatan yang besar ini nantinya akan dikurangi oleh biaya modal, biaya operasional, serta kewajiban fiskal lainnya sebelum menghasilkan *net cash flow*. Dengan demikian, tabel ini tidak hanya menyajikan estimasi kapasitas produksi dan pendapatan, tetapi juga berfungsi sebagai pijakan utama dalam menilai kelayakan investasi *rig submersible* di Seram Field.

Tabel 7. Perhitungan *Income After Tax Kontraktor dan Government Take*

<i>Development Cost</i>	\$ 29,495,398.88
<i>Depreciation</i>	\$ 117,981,595.52
<i>Operating Cost</i>	\$ 147,476,994.40
<i>Remain Result</i>	\$ 1,179,815,955.20
<i>Corporate Income 22%</i>	\$ 259,559,510.14
<i>Special Tax 40%</i>	\$ 471,926,382.08
<i>Remain Result</i>	\$ 448,330,062.98
<i>Contractor Income After Tax</i>	\$ 448,330,062.98
<i>Government Take</i>	\$ 731,485,892.22

Tabel 7 menyajikan perincian lengkap terkait aspek keuangan proyek keekonomian laut seram, mulai dari biaya awal hingga pajak dan pendapatan bersih kontraktor. Pertama-tama, terdapat tiga komponen utama dalam struktur biaya: biaya pengembangan sebesar \$29.495.398,88, depresiasi senilai \$117.981.595,52, serta biaya operasional mencapai \$147.476.994,40. Setelah pengurangan biaya-biaya tersebut, diperoleh hasil sisa (*Remain Result*) sebesar \$1.179.815.955,20 yang menjadi dasar perhitungan pajak berikutnya.

Selanjutnya, laba sebelum pajak ini dikenai dua jenis pajak utama, yaitu pajak penghasilan badan sebesar 22% (*Corporate Income 22%*) yang menghasilkan beban pajak sebesar \$259.559.510,14, serta pajak khusus sebesar 40% (*Special Tax 40%*) dengan beban pajak senilai \$471.926.382,08. Setelah seluruh kewajiban pajak terpenuhi, hasil bersih yang diterima kontraktor (*Contractor Income After Tax*) mencapai \$448.330.062,98.

Selain itu, jumlah keseluruhan penerimaan pemerintah (*Government Take*), yang merupakan akumulasi kedua pajak tersebut, tercatat sebesar \$731.485.892,22. Struktur keuangan seperti ini memperlihatkan transformasi arus kas dari pendapatan bruto proyek menuju pendapatan bersih setelah pajak, sekaligus mengungkapkan besarnya kontribusi sektor tersebut terhadap penerimaan negara.

4. SIMPULAN

Dari aspek teknis, *rig submersible* terbukti menjadi pilihan yang sesuai untuk kondisi perairan Laut Seram yang dangkal dan relatif tenang. *Desain double deck* yang mencakup *upper deck* (operasional dan akomodasi) serta *lower deck* (sistem pendukung teknis) mampu mem-

berikan efisiensi ruang, kemudahan perawatan, dan kestabilan operasi selama proses pengeboran berlangsung. Dari aspek waktu operasi, total waktu pengeboran mencapai 35 hari untuk kedalaman sumur 18.372 ft. Jadwal kerja mencakup tahapan mulai dari mobilisasi rig, instalasi sistem riser, pengeboran tiap interval lubang, pemasangan casing, hingga tahap completion. Estimasi waktu ini menunjukkan efisiensi yang realistis untuk pengeboran laut dangkal.

Dari aspek biaya pengeboran, hasil perhitungan menunjukkan rata-rata *drilling cost* sebesar 41,86 USD/ft, dengan total biaya pengeboran 846.011,9 USD setelah ditambah cadangan risiko 10%. Nilai ini menunjukkan bahwa biaya operasi masih dalam batas wajar untuk proyek lepas pantai dengan kedalaman menengah. Dari aspek biaya sewa rig, dengan tarif sewa harian 846.011,91 USD dan durasi operasi 35 hari, diperoleh total *rental cost* sebesar 29,61 juta USD. Biaya rig menjadi komponen terbesar dalam struktur biaya proyek, mencapai lebih dari 50% dari total pengeluaran pengeboran, sehingga efisiensi waktu operasi sangat berpengaruh terhadap total keekonomian proyek. Dari aspek keekonomian proyek secara keseluruhan, perhitungan menunjukkan nilai NPV sebesar 2,819 juta USD dan IRR 1,62% pada tingkat diskonto 22%. Meskipun margin keuntungannya kecil, proyek tetap menunjukkan nilai NPV positif dan POT sekitar 5,7 tahun, yang berarti investasi dapat kembali dalam jangka menengah.

Dari sisi pembagian hasil (*PSC*), total *Gross Revenue* selama 20 tahun mencapai 1,47 miliar USD, dengan bagian pemerintah (*Government Take*) sebesar 731,48 juta USD (39,07%) dan kontraktor (*Contractor Take*) sebesar 448,33 juta USD (sekitar 30%) setelah pajak. Skema ini mencerminkan bahwa pemerintah memperoleh porsi dominan sesuai prinsip *Production Sharing Contract* di Indonesia. Analisis arus kas (*Cash Flow*) menunjukkan bahwa proyek mulai memberikan keuntungan bersih pada tahun ke-5, sesuai titik *Pay Out Time (POT)*. Setelah titik balik modal tersebut, tren keuntungan terus meningkat secara stabil hingga akhir masa produksi 20 tahun, yang membuktikan kelayakan proyek secara jangka panjang. Secara keseluruhan, proyek perancangan rig *submersible* di Laut Seram Field dinilai layak secara teknis dan cukup menguntungkan secara finansial, meskipun tingkat pengembaliannya relatif rendah. Faktor harga minyak dan efisiensi waktu operasi menjadi variabel paling berpengaruh terhadap keberhasilan keekonomian proyek ini.

5. DAFTAR PUSTAKA

- [1] Economides, M. J., Watters, L. T., & Dunn-Norman, S. "Petroleum Well Construction". John Wiley & Sons. 1998.
- [2] Grace, R. D. "Modern Drilling Technology". Gulf Professional Publishing. 2017.
- [3] Kementerian ESDM Republik Indonesia. "Laporan Statistik Energi Indonesia". Jakarta: Direktorat Jenderal Minyak dan Gas Bumi. 2022.
- [4] Lake, L. W. "Petroleum Engineering Handbook (2nd ed.)". Society of Petroleum Engineers (SPE). 2017.
- [5] Adlan, Q., Kesumajana, A.H.P., dan Syaripudin, E.A. (2016b): Impacts of fold- thrust belt forming on hydrocarbon occurrence in Seram Trough: Outer Banda Arc foreland system, Proceedings Indonesian Petroleum Association, 40th Annual Convention and Exhibition, Jakarta. 2016.
- [6] Adlan, R., Susilo, A., Wahyudiono, J., Salimudin, B., Gibran, A.K., dan Wiratmoko, E.S. "Petroleum system potential of Lofin and Banggoi area, Seram Island", Proceedings Indonesian Petroleum Association, 42nd Annual Convention and Exhibition, Jakarta. 2018.
- [7] Wahyudiono, J., Susilo, A., Adlan, R., Salimudin, B., Gibran, A.K., dan Wiratmoko, E.S. "Integrated field mapping, organic geochemistry, and subsurface geological interpretation of Kanikeh Formation as potential source rock in Seram Island", Proceedings Indonesian Petroleum Association, 42nd Annual Convention and Exhibition, Jakarta. 2018.

- [8] Liu, X., Shi, Z., & Fan, S. "Natural parameter method accurately calculates well bore trajectory". Oil & Gas Journal. 1997.
- [9] Hasan, Khalid Hazem & Hussien, Hassan A. H. Abdul. "Optimization of Drilling Parameters with Aid of Real Time Data for Buzargan Oil Field". IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, 579(1), 012003. 2019.
- [10] Al Kindi, M., Al-Lawati, M., & Al-Azri, N. "Estimating Drilling Cost and Duration Using Copulas Dependencies Models". The Journal of Engineering Research [TJER], 14(1), 1-9. 2017.

Daftar Simbol

Cf = Drilling cost per foot (\$/ft) → biaya pengeboran untuk setiap satuan kedalaman sumur.

Cb = Cost of bit (\$/bit) → biaya penggunaan mata bor (drill bit).

Cr = Fixed operating cost (\$/ft) → biaya operasi tetap per satuan kedalaman (misalnya biaya rig, kru, bahan bakar).

tr = Total rotating time (jam) → waktu pengeboran aktif saat bit berputar.

tc = Total non-rotating time (jam) → waktu ketika operasi berhenti tapi rig tetap beroperasi (misalnya sirkulasi lumpur).

tt = Total trip time (jam) → waktu yang diperlukan untuk round trip (menaikkan dan menurunkan pipa bor).

ΔD = Footage drilled with bit (ft/bit) → kedalaman sumur yang berhasil dibor oleh satu bit.