

Analisis Keekonomian pada Produksi Lapangan “RF” Menggunakan Skema Production Sharing Contract (PSC) Cost Recovery

Analisis Keekonomian pada Produksi Lapangan “RF” Menggunakan Skema Production Sharing Contract (PSC) Cost Recovery

Ni Ketut Krisdayanti*, Fathul Adawiyah, Daniel Sinurat

Program Studi Teknik Perminyakan, Sekolah Tinggi Teknologi Migas Balikpapan,
Balikpapan, Indonesia

*Corresponding email : ktutkrisdayanti@gmail.com

Abstract

Reserve estimation and economic analysis are essential components in oil and gas field development to determine production feasibility. This study aims to evaluate production reserves and economic performance of the “RF” Field in the “R27” and “A10” reservoirs using the Production Sharing Contract (PSC) Cost Recovery scheme. Reserve estimation and production forecasting were conducted using Decline Curve Analysis (DCA) through MBAL software, while the economic evaluation was performed using Microsoft Excel based on the PSC Cost Recovery fiscal parameters. This study also examines factors influencing economic value and projects future cumulative production under two development scenarios. The results indicate cumulative production of 75.3255 MMSCF for the “R27” reservoir and 89.3819 MMSCF for the “A10” reservoir. The economic analysis shows a Net Present Value (NPV) of 5,276.97 MUSD and an Internal Rate of Return (IRR) of 1665.13%, with a Pay Out Time (POT) of one year. These results indicate that the development of the “RF” Field is economically feasible and suitable for continued production.

Keywords: Reserves, Decline Curve Analysis, Forecasting Production, PCS Cost Recovery, Economic

Abstrak

Perhitungan estimasi cadangan dan analisis keekonomian merupakan aspek penting dalam pengembangan lapangan minyak dan gas bumi untuk menentukan kelayakan produksi. Penelitian ini bertujuan untuk menganalisis cadangan dan keekonomian produksi Lapangan “RF” pada lapisan “R27” dan “A10” dengan menggunakan skema Production Sharing Contract (PSC) Cost Recovery. Estimasi cadangan dan peramalan produksi dilakukan melalui metode Decline Curve Analysis (DCA) menggunakan perangkat lunak MBAL, sedangkan analisis keekonomian dihitung menggunakan Microsoft Excel berdasarkan parameter fiskal PSC Cost Recovery. Penelitian ini juga mengevaluasi faktor-faktor yang memengaruhi nilai keekonomian serta memproyeksikan produksi kumulatif di masa depan melalui dua skenario pengembangan. Hasil penelitian menunjukkan produksi kumulatif sebesar 75,3255 MMSCF pada lapisan “R27” dan 89,3819 MMSCF pada lapisan “A10”. Analisis keekonomian menunjukkan nilai Net Present Value sebesar 5,276.97 MUSD dan Internal Rate of Return (IRR) sebesar 1665.13%, dengan Pay Out Time (POT) selama satu tahun. Hasil tersebut menunjukkan bahwa pengembangan Lapangan “RF” layak secara ekonomi untuk dilanjutkan.

Kata Kunci: Cadangan, Decline Curve Analysis, Peramalan Produksi, PCS Cost Recovery, Keekonomian

I. PENDAHULUAN

Kegiatan hulu minyak dan gas bumi merupakan industri dengan tingkat risiko teknis dan ekonomi yang tinggi, sehingga setiap keputusan pengembangan lapangan memerlukan analisis keekonomian yang komprehensif dan terukur. Dalam konteks tersebut, skema fiskal menjadi salah satu faktor kunci yang menentukan kelayakan investasi, terutama pada negara-negara yang menerapkan sistem kontrak bagi hasil (Rafid Endika & Annisa et al., 2025; Arifin & Hidayat, 2021). Sistem kontrak kerja sama migas di Indonesia banyak menggunakan skema Production Sharing Contract (PSC) Cost Recovery, dimana kontraktor memperoleh pengembalian biaya operasi melalui mekanisme cost recovery sebelum dilakukan pembagian hasil produksi, dimana masing-masing memiliki karakteristik fiskal dan mekanisme pengembalian biaya yang berbeda. Bagi para kontraktor PSC Cost Recovery memberikan kesempatan untuk mendapatkan pengembalian biaya operasi dan investasi melalui mekanisme *cost recovery*, sehingga skema ini dianggap relatif lebih menarik untuk lapangan dengan risiko tinggi dan kebutuhan modal besar (Rafid Endika & Edy Soesanto, 2025; Fajri, 2020; Fadly, 2022)

Analisis keekonomian produksi migas sangat bergantung pada estimasi cadangan serta peramalan produksi yang akurat. Produksi kumulatif yang diperoleh dari proyeksi tersebut berperan langsung terhadap perhitungan arus kas proyek dan menjadi dasar utama dalam evaluasi finansial. Berbagai penelitian menunjukkan bahwa metode Decline Curve Analysis (DCA) telah digunakan secara luas dalam industri migas untuk memproyeksikan kinerja sumur dan lapangan karena kemampuannya menggambarkan pola penurunan produksi secara empiris (Simbolon et al., 2023; Abor et al., 2023). Integrasi DCA dengan pendekatan material balance melalui perangkat lunak seperti MBAL memberikan hasil estimasi yang lebih komprehensif karena menggabungkan data produksi historis dengan parameter reservoir secara fisik.

Penilaian kelayakan ekonomi pada suatu proyek hulu migas umumnya dilakukan menggunakan indikator finansial seperti Net Present Value, Internal Rate of Return, dan Pay Out Time. Ketiga indikator berfungsi untuk menilai tingkat profitabilitas, efisiensi pengembalian investasi, serta kecepatan pemulihan modal. Dalam kerangka PSC Cost Recovery, nilai indikator-indikator tersebut sangat dipengaruhi oleh struktur fiskal kontrak, yang mencakup First Tranche Petroleum (FTP), skema bagi hasil antara pemerintah dan kontraktor, ketentuan perpajakan, serta batasan biaya yang dapat direcover (Edy, 2024; Bret-Rouzaut, 2022; Abor et al., 2023). Dengan demikian, analisis keekonomian harus memperhitungkan aspek teknis dan fiskal secara terpadu agar hasil evaluasi dapat mencerminkan kondisi keekonomian proyek secara akurat dan representatif.

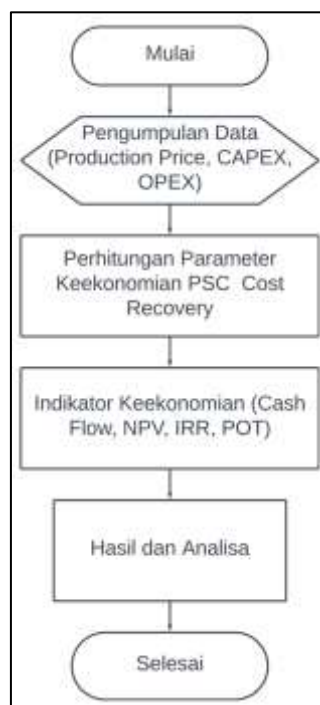
Analisis Keekonomian pada Produksi Lapangan “RF” Menggunakan Skema Production Sharing Contract (PSC) Cost Recovery

Lapangan “RF” merupakan salah satu lapangan gas yang memiliki potensi produksi utama pada lapisan R27 dan A10, dan direncanakan untuk dikembangkan menggunakan skema PSC Cost Recovery. Variasi karakteristik reservoir dan perbedaan laju penurunan produksi pada kedua lapisan tersebut memerlukan analisis yang terintegrasi antara evaluasi teknis dan finansial. Selain itu, perencanaan pengembangan lapangan juga perlu dilakukan dengan mempertimbangkan beberapa skenario produksi untuk mengetahui rentang keekonomian yang mungkin terjadi.

Dari latar belakang tersebut, penelitian ini bertujuan untuk menganalisis keekonomian pengembangan Lapangan “RF” menggunakan skema PSC Cost Recovery berdasarkan hasil estimasi cadangan dan peramalan produksi. Penelitian ini diharapkan dapat memberikan dasar pertimbangan dalam pengambilan keputusan pengembangan lapangan migas serta berkontribusi pada literatur akademik terkait kajian keekonomian migas dalam konteks fiskal Indonesia.

II. METODE PENELITIAN

Penelitian ini menerapkan pendekatan secara kuantitatif melalui metode studi kasus pada Lapangan “RF” guna mengevaluasi keekonomian produksi menggunakan kerangka Production Sharing Contract (PSC) Cost Recovery sebagai dasar analisis. Data sekunder yang digunakan meliputi data produksi historis lapangan pada lapisan reservoir R27 dan A10, data biaya investasi dan biaya operasi, asumsi harga minyak, serta parameter fiskal yang berlaku pada sistem PSC. Seluruh data tersebut menjadi dasar dalam membangun model evaluasi teknis dan finansial.



Gambar 1. Diagram Alir

Estimasi cadangan dan peramalan produksi dilakukan menggunakan metode Decline Curve Analysis (DCA) yang diimplementasikan melalui perangkat lunak MBAL. Model DCA digunakan untuk memperoleh parameter laju awal produksi, laju penurunan, dan proyeksi produksi kumulatif yang selanjutnya menjadi dasar utama dalam penyusunan arus kas. Penelitian ini menggunakan dua skenario peramalan untuk menggambarkan variasi kemungkinan kinerja produksi lapangan di masa mendatang. Analisis keekonomian dilakukan dengan menyusun arus kas proyek menggunakan Microsoft Excel mengikuti mekanisme PSC Cost Recovery. Komponen yang dianalisis mencakup pendapatan dari produksi, mekanisme pengembalian biaya operasi (*cost recovery*), pembagian pendapatan antara pemerintah dan kontraktor, serta kewajiban pajak yang diatur dalam ketentuan fiskal. Evaluasi kelayakan ekonomi proyek dilakukan menggunakan indikator NPV, IRR, dan POT, yang merupakan ukuran standar dalam penilaian kelayakan finansial proyek hulu minyak dan gas.

III. HASIL DAN PEMBAHASAN

Lapisan A10 memiliki q_i sebesar 515.119 STB/day, decline rate 0.236016 (1/bulan), dan standar deviasi 89.3819 STB/day. Sementara itu, Lapisan R27 menunjukkan q_i yang lebih tinggi, yaitu 792.004 STB/day, dengan decline rate sebesar 0.277416 (1/bulan) dan standar deviasi 75.3255 STB/day. Perbedaan nilai q_i dan D tersebut mencerminkan variasi karakteristik produktivitas reservoir dan berpengaruh terhadap total produksi tahunan masing-masing lapisan.

Tabel 1. Parameter Peramalan Produksi

Lapisan	Initial Rate (STB/day)	Decline Rate (1/month)	Std Dev (STB/day)
A10	515.119	0.236016	89.3819
R27	792.004	0.277416	75.3255

Tabel 1 menunjukkan parameter peramalan produksi dari masing-masing lapisan reservoir. Nilai initial rate Lapisan R27 sebesar 792.004 STB/day lebih tinggi daripada Lapisan A10 (515.119 STB/day), sehingga pada awal produksi R27 memberikan kontribusi yang lebih besar. Namun nilai decline rate R27 (0.277416 per bulan) juga lebih besar dibandingkan A10 (0.236016 per bulan), yang berarti laju penurunan produksi R27 berlangsung lebih cepat. Perbedaan ini menunjukkan bahwa R27 sangat produktif pada awal produksi, tetapi kontribusinya menurun cepat, sedangkan A10 memiliki penurunan lebih lambat sehingga berpotensi mempertahankan produksi lebih stabil. Nilai standar deviasi yang relatif besar pada kedua lapisan menunjukkan bahwa terdapat variasi data historis yang perlu diperhitungkan dalam ketidakpastian prediksi produksi.

Produksi Minyak Lapangan RF

Analisis Keekonomian pada Produksi Lapangan “RF” Menggunakan Skema Production Sharing Contract (PSC) *Cost Recovery*

Perhitungan produksi tahunan Lapangan RF didasarkan pada hasil integrasi peramalan MBAL untuk masing-masing lapisan.

Tabel 2. Produksi Tahunan Lapangan RF

Tahun	Produksi R27 (MSTB)	Produksi A10 (MSTB)	Total (MSTB)
1	47,688.0	46,191.5	93,879.5
2	2,829.8	1,670.1	4,499.9

Tabel 2 menggambarkan hasil integrasi produksi tahunan berdasarkan hasil forecasting. Pada Tahun 1, total produksi mencapai 93.879,5 MSTB dengan kontribusi hampir seimbang antara A10 dan R27. Namun pada Tahun 2, produksi menurun drastis menjadi 4.499,9 MSTB. Penurunan tajam ini konsisten dengan nilai decline rate pada Tabel 1, di mana kedua lapisan mengalami penurunan produksi yang signifikan sejak awal produksi.

Data ini menunjukkan bahwa Lapangan RF berada pada fase decline kuat dan kontribusi ekonomi lapangan sangat bergantung pada produksi tahun pertama. Hal ini juga memengaruhi nilai keekonomian secara keseluruhan, mengingat pendapatan terbesar akan terjadi pada fase awal produksi.

Tabel 3. Anggaran Biaya Lapangan RF

Jenis Biaya	Unit	Nilai
Non-Capital	MUSD	3.600
Capital	MUSD	360
Oil Price	USD/bbl	82.7

Tabel 3 menunjukkan komponen biaya yang digunakan dalam model keekonomian. Nilai Capital (360 MUSD) merupakan komponen terbesar yang memengaruhi arus kas awal, sementara biaya Non-Capital (3,600 MUSD) menjadi bagian dari biaya yang dapat direcover. Harga minyak 82,7 USD/bbl menjadi dasar penghitungan seluruh pendapatan pada subbab berikutnya.

Perhitungan pada Skema PSC Cost Recovery

Tabel 4. Gross Revenue dan FTP Pada Lapangan RF

Tahun	Gross Revenue (USD)	FTP (USD)	Gross Revenue After FTP (USD)
1	7,765,533.00	388,191.73	7,375,642.92
2	372,150.00	18,607.09	353,534.64

Hasil perhitungan PSC Cost Recovery pada Tabel 4 menunjukkan bahwa pada Tahun 1 diperoleh *Gross Revenue* yang sangat besar (7.765.533 USD) dibandingkan Tahun 2 (372.150 USD). Hal ini selaras dengan data produksi yang menurun drastis. *First Tranche Petroleum* (FTP) juga mengikuti pola yang sama, karena merupakan persentase tetap dari pendapatan kotor.

Tabel 5. Pembagian Pendapatan Kontraktor dan Pemerintah pada Lapangan RF

Tahun	Taxable Share (USD)	Tax (USD)
1	1,647,602.24	2,420,551.43
2	79,024.31	116,097.44

Tabel 6. Government Take pada Lapangan RF dalam Skema PSC Cost Recovery

Tahun	FTP Pemerintah (USD)	ETS Pemerintah (USD)	Tax Payment (USD)
1	127,222.46	1,856,001.62	1,647,602.24
2	6,098.12	89,023.69	79,024.31

Tabel 5 dan Tabel 6 menunjukkan porsi pendapatan kontraktor dan pemerintah. Pada Tahun 1, *Taxable Share* dan *Tax* jauh lebih besar dibandingkan Tahun 2 karena produksi dan pendapatan pada tahun tersebut dominan. Bagian pemerintah melalui FTP, ETS, dan Pajak juga jauh lebih tinggi pada Tahun 1. Pola ini menunjukkan bahwa semua komponen fiskal sangat bergantung pada tingkat produksi, sehingga ketika produksi menurun di Tahun 2, kontribusi fiskal dari Lapangan RF juga menurun secara signifikan. Dengan demikian, hasil PSC Cost Recovery mengonfirmasi bahwa nilai keekonomian lapangan sangat dipengaruhi performa produksi awal. Semakin tinggi produksi awal, semakin besar porsi pendapatan baik bagi kontraktor maupun pemerintah.

Indikator Keekonomian

Analisis keekonomian dilakukan dengan menggunakan discount rate sebesar 10%. Perhitungan ini dimaksudkan untuk menilai tingkat kelayakan finansial dari rencana pengembangan Lapangan RF dalam kerangka kontrak PSC Cost Recovery, sehingga dapat memberikan gambaran mengenai profitabilitas dan efisiensi investasi berdasarkan skema fiskal yang berlaku. Penilaian kelayakan ekonomi dalam penelitian ini menggunakan beberapa indikator keekonomian, yaitu Net Present Value (NPV), Internal Rate of Return (IRR), Pay Out Time (POT), dan Profit to Investment Ratio (PIR). Indikator-indikator tersebut digunakan untuk mengevaluasi investasi dari pengembangan lapangan.

Analisis Keekonomian pada Produksi Lapangan “RF” Menggunakan Skema Production Sharing Contract (PSC) Cost Recovery

Net Present Value (NPV) Merupakan selisish antara nilai sekarang dari seluruh arus kas masuk (cash outflow) selama umur proyek dengan mempertimbangkan tingkat diskontrol tertentu. Apabila nilai NPV lebih dari nol ($NPV > 0$), maka proyek tersebut dinilai layak untuk dijalankan. Internal Rate of Return (IRR) merupakan tingkat pengembalian investasi yang menyebabkan nilai NPV sama dengan nol. IRR digunakan untuk mengetahui tingkat keuntungan dari suatu proyek investasi. Suatu proyek dinyatakan layak apabila nilai IRR lebih besar dari tingkat pengembalian minimum yang diharapkan. Pay Out Time (POT) atau Payback Period merupakan waktu yang diperlukan untuk mengembalikan investasi awal melalui arus kas yang dihasilkan oleh proyek. Semakin cepat waktu pengembalian investasi, maka proyek tersebut semakin baik secara ekonomi. Profit to Investment Ratio (PIR) merupakan perbandingan antara total keuntungan bersih yang diperoleh dengan total investasi yang dikeluarkan. Nilai PIR yang lebih besar dari satu menunjukkan bahwa proyek tersebut layak secara ekonomi untuk dikembangkan.

Tabel 7. Hasil Perhitungan Indikator Keekonomia Lapangan RF

Indikator	Nilai	Satuan
Net Present Value (NPV)	5,276.97	MUSD
Internal Rate of Return (IRR)	1,665.13	%
Pay Out Time (POT)	1	Tahun

Tabel 7 menunjukkan bahwa Lapangan RF menghasilkan NPV sebesar 5.276,97 MUSD, IRR sebesar 1.665,13%, dan POT selama 1 tahun. Nilai NPV yang sangat besar mengindikasikan bahwa proyek memberikan keuntungan bersih setelah seluruh biaya terdiskonto. IRR yang mencapai angka ribuan persen menunjukkan bahwa tingkat pengembalian proyek jauh melebihi tingkat diskonto umum industri (10%), sehingga secara keuangan proyek sangat menguntungkan. POT sebesar 1 tahun memiliki makna bahwa seluruh biaya investasi dapat kembali hanya dalam satu tahun produksi. Hal ini sejalan dengan Tabel 2 yang menunjukkan bahwa produksi tahun pertama sangat besar, sehingga pendapatan pada tahun tersebut mampu menutup investasi awal.

IV. KESIMPULAN

Penelitian ini membahas analisis keekonomian pengembangan Lapangan RF dengan menggunakan *Production Sharing Contract* (PSC) Cost Recovery. Berdasarkan hasil estimasi cadangan dan peramalan produksi.

Hasil analisis menunjukkan bahwa lapisan utama, yaitu A10 dan R27, yang dianalisis melalui metode *decline curve exponential* menggunakan perangkat lunak MBAL. Hasil peramalan produksi menunjukkan bahwa kedua lapisan memiliki karakteristik penurunan produksi yang signifikan. Lapisan A10 memiliki initial rate sebesar 515.119 STB/day dan decline rate 0.236016 per bulan, sedangkan Lapisan R27 memiliki initial rate 792.004 STB/day dengan decline rate 0.277416 per bulan. Perbedaan nilai tersebut menunjukkan bahwa R27 memberikan kontribusi awal lebih besar tetapi mengalami penurunan yang lebih cepat dibandingkan A10. Produksi tahunan Lapangan RF didominasi oleh Tahun 1, dengan total produksi mencapai 93.879,5 MSTB.

Pada Tahun 2, produksi menurun drastis menjadi 4.499,9 MSTB. Pola penurunan ini konsisten dengan nilai decline curve yang diperoleh dan menunjukkan bahwa pendapatan terbesar lapangan berasal dari fase awal produksi. Perhitungan skema PSC Cost Recovery menunjukkan bahwa pemerintah dan kontraktor menerima porsi pendapatan yang paling besar pada Tahun 1, sejalan dengan tingginya produksi pada tahun tersebut. Gross Revenue, FTP, Contractor Take, dan Government Take pada Tahun 1 jauh lebih tinggi dibandingkan Tahun 2 karena produksi minyak mengalami penurunan tajam. Hasil evaluasi keekonomian menyatakan bahwa pengembangan Lapangan RF sangat layak secara finansial. Nilai Net Present Value (NPV) sebesar 5.276,97 MUSD berada jauh di atas batas kelayakan dan menunjukkan keuntungan bersih yang besar. Nilai Internal Rate of Return (IRR) sebesar 1.665,13% menunjukkan tingkat pengembalian investasi yang sangat tinggi. Selain itu, Pay Out Time (POT) selama 1 tahun mengindikasikan bahwa modal investasi dapat kembali dalam waktu yang sangat singkat.

V. REFERENSI

- Abor, J. Y., Karimu, A., & Brännlund, R. (2023). *The economics of the oil and gas industry: emerging markets and developing economies* (pp. 128–142). Routledge. DOI: 10.4324/9781003315056
- Arifin, K., & Hidayat, D. (2021). Cost recovery analysis in production sharing contract in upstream oil and gas industry (Study on gas upstream industries Indonesia). *Dinasti International Journal of Economics, Finance & Accounting*, 1(6), 1023–1047. <https://doi.org/10.38035/dijefa.v1i6.356>
- Bret-Rouzaut, N. (2022). Economics of oil and gas production. In M. Hafner & G. Luciani (Eds.), *The Palgrave handbook of international energy economics* (pp. 3–22). Springer International Publishing. <https://doi.org/10.1007/978-3-030-86884-0>

Analisis Keekonomian pada Produksi Lapangan “RF” Menggunakan Skema Production Sharing Contract (PSC) Cost Recovery

- Danastri, T. I., Manouchehr, Alireza, & Hajeera, Shamaamah (2024). Economic work evaluation of new zone behind pipe based on PSC cost recovery and gross split contract in YL field. *Journal of Geoscience, Engineering, Environment, and Technology*, 9(2), 163–168. DOI:10.25299/jgeet.2024.9.2.15480
- Ariyon, M., Setiawan, Aldo, & Reza, Refiandi (2020). Economic feasibility study of onshore exploration oil field development using gross split contract. In *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering* (Vol. 847, No. 1, p. 012030). IOP Publishing. <https://doi.org/10.1088/1757-899X/847/1/012030>
- Darmiyati, I., Daffa, M. A., Edyzoh, D. F., Sulardi, Marlin, E., Sera Afifah, R., & Sampe, Irfan (2022). Analisis perbandingan keekonomian migas berdasarkan PSC Cost Recovery dan Gross Split pada Lapangan “AD-29”. *Jurnal Genta Mulia*, 13(2). DOI: <https://doi.org/10.61290/gm.v13i2>
- Annisa Larasati C., Rindy Putri Hapsari, & Ina M. (2025). Memahami Kebijakan Fiskal di Indonesia: Pemetaan Melalui Systematic Literature Review. *Jurnal Manajemen, Akuntansi, Ekonomi*, 4(2), 383–395. <https://doi.org/10.59066/jmae.v4i2.1520>
- Fadly, Muhammad. (2022). *Analisis perbandingan sistem kontrak PSC cost recovery dan gross split pada keekonomian Lapangan CBM X*. Universitas Islam Riau.
- Fajri, M. (2020). Analisis hukum skema kontrak gross split terhadap peningkatan investasi hulu minyak dan gas bumi. *Jurnal Hukum & Pembangunan*, 50(1), 54-70. <http://dx.doi.org/10.21143/jhp.vol50.no1.2482>
- Abor, J. Y., Karimu, A., & Brännlund, R. (Eds.). (2023). *The economics of the oil and gas industry: Emerging markets and developing economies*. Taylor & Francis.
- Jumiati, Wiwiek, & Sismartono, Danang (2018). Tantangan keekonomian kontrak bagi hasil gross split dan cost recovery: Studi kasus lapangan gas offshore di Sumatera bagian utara. *Lembaran Publikasi Minyak dan Gas Bumi (LPMGB)*, Vol. 52(2), Pages 105–112. DOI: <https://doi.org/10.29017/LPMGB.52.2.350>
- Lingard, Nicholas, Morgan, Philip, Apostolova, K., & Tan, Jeremy (2020). Cost recovery in production sharing contracts: A comparative review of Southeast Asian jurisdictions. *The Journal of World Energy Law & Business*, Vol. 13(5–6), Pages 441–456. <https://doi.org/10.1093/jwelb/jwaa033>
- Marnalom, M., Syafrinaldi, S., & Mufidi, Muhammad Fais (2024). Perbandingan pengaturan tentang production sharing contract bidang pertambangan perspektif teori keadilan. *USM Law Review*, Vol. 7(2), Pages 672–687. <https://doi.org/10.26623/julr.v7i2.8797>

- Manumayoso, B., Utami, A. D. R. K., & Gabunia, L. (2024). Oil and gas fiscal term regulations based on ecological justice. *Journal of Sustainable Development and Regulatory Issues*, 2(3), 233–263.
- Pratama, I. Y., Satiyawira, Bayu, & Yulia, P. S. (2023). Implementation of PSC cost recovery and PSC gross split contracts in the IYP field. *PETRO: Jurnal Ilmiah Teknik Perminyakan*, Vol. 12(2), Pages 80–88.
- Rafid Endika, & Soesanto, Edy. (2025). Evaluasi Ekonomi Dan Transparansi Kontrak Gross Split Dan Cost Recovery Dalam Pengelolaan Hulu Migas di Indonesia. *Konstruksi: Publikasi Ilmu Teknik, Perencanaan Tata Ruang dan Teknik Sipil*, Vol. 3(1), Pages 25–33. <https://doi.org/10.61132/konstruksi.v3i1.696>
- Sari, I., Adam, M., Isnurhadi, I., Wahyudi, T., & Widiyanti, M. (2021). Comparative analysis of upstream oil and gas contracts cost recovery scheme against gross split scheme: Case study PT Pertamina Hulu Energi Jambi Merang. *International Journal of Business, Economics & Management*, 4(2), 378–388. <https://doi.org/10.31295/ijbem.v4n2.1710>
- Simbolon, Y. F., Sulistyanto, D., & Oetomo, H. (2023). Forecasting of oil well production flow rate and reserve in “Y” field with DCA using OFM. <https://doi.org/10.31224/494785>
- Wijaya, Ernado L. (2021). Analisis keekonomian perbandingan kontrak PSC dan kontrak gross split pada pekerjaan workover stimulasi solvent di sumur Alfa dan Beta Lapangan ELW. (Doctoral dissertation, Universitas Islam Riau).
- Yulia, P. S., Sidqi, Adji N., Irham, Syamsul, Maulani, M., & Wijayanti, Putri. (2023). Comparative Study of Economic Evaluation of PSC Cost Recovery and PSC gross split scheme for expiry block: Case study Field A in Sumatera. *Journal of Earth Energy Engineering*, Vol. 12(2), Pages 85–95. <https://doi.org/10.25299/jeee.2023.12530>