

Implikasi Transisi Skema Kontrak Hulu Migas dari *Cost Recovery* ke *Gross Split* terhadap Penerimaan Fiskal Pusat dan Daerah: Studi Kasus Wilayah Kerja Rokan

Rosita Ambarwati^{1*}, Alphecca Sang Eunike Narendro Susanto¹, Davina Beta Azaria¹,
Dinda Alexa Cahyaningtyas¹, Dwi Fajar Retnoningsih¹, Ristia Dwina Maura¹

¹Politeknik Keuangan Negara STAN, Tangerang Selatan, Indonesia

Email Korespondensi: *rosita_4131230140@pknstan.ac.id

Informasi Artikel

Submitted : 08-09-2026

Accepted : 26-09-2026

Published : 30-09-2026

Keywords:

Cost Recovery, Gross Split, Fiscal Revenue, Revenue Sharing Fund, Rokan Working Area

Abstract

This study aims to analyze the implications of the change in the Production Sharing Contract scheme from cost recovery to gross split on central and regional government fiscal revenues, using the Rokan Working Area as a case study. The study employs a qualitative descriptive approach with a single case study design and uses secondary data collected through literature review and documentation. Descriptive and comparative analyses are conducted by examining oil lifting, state non-tax revenue from the oil and gas sector, oil revenue sharing funds, the contribution of the oil and gas sector to the regional economy, and revenues related to Participating Interest. The findings show that the gross split scheme provides greater flexibility in operational activities and investment, which supports efforts to maintain production in the mature Rokan Working Area. However, the transition does not directly increase fiscal revenues, as central and regional revenues remain influenced by production conditions and oil price fluctuations. The transition also shifts a greater portion of fiscal obligations to the contractor. Therefore, oil and gas revenue management requires greater data transparency, stronger coordination, and diversification of regional revenue sources to reduce the risks of volatile oil and gas revenues.

Abstrak

Penelitian ini bertujuan untuk menganalisis implikasi perubahan skema Kontrak Bagi Hasil dari *cost recovery* menjadi *gross split* terhadap penerimaan fiskal pemerintah pusat dan daerah dengan mengambil studi kasus Wilayah Kerja Rokan. Penelitian menggunakan pendekatan deskriptif kualitatif dengan desain studi kasus tunggal dan memanfaatkan data sekunder yang diperoleh melalui studi kepustakaan serta dokumentasi. Analisis dilakukan secara deskriptif dan komparatif dengan membandingkan perkembangan *lifting*, Penerimaan Negara Bukan Pajak sumber daya alam migas, Dana Bagi Hasil minyak bumi, kontribusi sektor migas terhadap perekonomian daerah, serta penerimaan yang berkaitan dengan *Participating Interest*. Hasil penelitian menunjukkan bahwa penerapan *gross split* memberikan fleksibilitas yang lebih besar dalam kegiatan operasional dan investasi sehingga dapat membantu mempertahankan produksi Wilayah Kerja Rokan yang telah memasuki tahap produksi matang. Namun, perubahan skema kontrak tidak secara langsung meningkatkan penerimaan fiskal karena penerimaan pusat dan daerah masih dipengaruhi oleh kondisi produksi dan perubahan harga minyak. Selain itu, terjadi pergeseran beban kewajiban fiskal kepada kontraktor. Oleh karena itu, pengelolaan penerimaan migas perlu didukung oleh transparansi data, koordinasi antar pemerintah, dan diversifikasi sumber pendapatan daerah untuk mengurangi risiko akibat volatilitas penerimaan migas.

Kata Kunci: *Cost Recovery, Gross Split, Penerimaan Fiskal, Dana Bagi Hasil, Wilayah Kerja Rokan*

This is an open access article under the CC-BY-SA license



1. PENDAHULUAN

Minyak dan gas bumi (migas) merupakan salah satu sumber daya alam yang memiliki posisi strategis dalam perekonomian negara. Selain menjadi sumber energi, pengelolaan migas dapat menghasilkan penerimaan negara melalui Penerimaan Negara Bukan Pajak (PNBP) SDA Migas, Penerimaan Perpajakan, Pajak Daerah dan Retribusi Daerah (PDRD), serta Dana Bagi Hasil (DBH).

Sejak tahun 1960-an, tata kelola usaha hulu migas di Indonesia dijalankan melalui skema Kontrak Bagi Hasil (*Production Sharing Contract/PSC*) dengan mekanisme *cost recovery* yang diatur dalam Peraturan Pemerintah Nomor 79 Tahun 2010, dimana Kontraktor Kontrak Kerja Sama (KKKS) dapat memulihkan biaya operasi yang dikeluarkan terlebih dahulu sebelum melakukan pembagian hasil penjualan migas antara kontraktor dan pemerintah. Namun, dalam pengimplementasian skema *cost recovery* ini, Badan Pemeriksa Keuangan (BPK) RI berulang kali menemukan adanya permasalahan penggelembungan pembebanan biaya operasi oleh KKKS yang menggerus bagian penerimaan negara (Rahman, 2018). Kementerian ESDM sebagai instansi pengelola dan pembina teknis hulu migas menerbitkan Peraturan Menteri ESDM Nomor 8 Tahun 2017 yang disempurnakan berturut turut hingga terbit Peraturan Menteri ESDM Nomor 13 Tahun 2024 tentang Kontrak Bagi Hasil *gross split*.

Transformasi ini relevan pada Wilayah Kerja (WK) Rokan, Provinsi Riau, yang sebelumnya dikelola PT Chevron Pacific Indonesia (CPI) dengan skema *cost recovery* hingga 2021. Kontrak baru dengan PT Pertamina Hulu Rokan (PHR) ditandatangani pada 9 Mei 2019 dan mulai berlaku pada 9 Agustus 2021 dengan skema *gross split*, dengan SKK Migas sebagai instansi pengawas operasional. Sebagai wajib bayar, PHR menanggung PPh Badan, PNBP Migas kepada pemerintah pusat, serta Pajak Daerah dan Retribusi Daerah (PDRD). Dalam skema *gross split*, PHR juga melakukan pengadaan secara mandiri dengan melibatkan berbagai penyedia jasa dan vendor lokal, termasuk PT Riau Petroleum Rokan sebagai mitra BUMD pemegang *Participating Interest* (PI) 10% di WK Rokan. Kepemilikan PI tersebut mengacu pada Permen ESDM Nomor 37 Tahun 2016 yang mewajibkan pemegang KKS menawarkan PI 10% kepada BUMD untuk mendorong partisipasi daerah.

Pada masa transisi di WK Rokan, skema *gross split* ditujukan untuk memberikan kepastian penerimaan negara sekaligus memberikan fleksibilitas kepada kontraktor dalam mengelola pengadaan secara mandiri dan efisien. Namun, realisasi DBH Minyak Bumi Provinsi Riau menurun dari Rp 4,279 triliun pada 2023 menjadi Rp2,353 triliun pada 2024 (Direktorat Jenderal Perimbangan Keuangan, 2024). Selain itu, Laporan Hasil Pemeriksaan (LHP) BPK Nomor 14/LHP/XVII/05/2022 atas pengelolaan BMN dari kegiatan hulu migas tahun 2021 menemukan tujuh bidang tanah senilai sekitar Rp 26 miliar yang belum bersertifikat serta dua bidang tanah senilai Rp7,279 miliar yang sertifikatnya tidak dikuasai KESDM (Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral, 2024). Pada BMN PT PHR, pemberitaan yang mengacu pada LHP tersebut juga melaporkan 10.509 line item BMN senilai sekitar USD46,04 juta tidak ditemukan dan pencatatan BMN senilai USD3,38 juta tidak sesuai dengan kondisi sebenarnya (RiauAkses, 2023).

Penelitian terdahulu yang dilakukan oleh Jumiati dan Sismartono (2018) mengkaji perbandingan *cost recovery* dan *gross split*, tetapi masih terbatas pada analisis kuantitatif dengan kondisi lapangan hipotetis. Sementara itu, Rahman (2018) membandingkan kedua skema terhadap penerimaan negara melalui studi kasus PT Pertamina EP dan menunjukkan adanya peningkatan pendapatan negara melalui KKS skema *gross split*. Namun, kedua penelitian tersebut belum secara komprehensif menguraikan implikasi transisi aktual dari *cost recovery* ke *gross split*, khususnya terhadap PNBP, DBH, dan risiko kepatuhan PDRD. Kesenjangan tersebut menjadi fokus penelitian ini melalui studi kasus WK Rokan dengan menganalisis implikasi transformasi skema terhadap (1) PNBP sektor SDA Migas; (2) alokasi dan realisasi DBH Minyak Bumi untuk Provinsi Riau; (3) potensi risiko kepatuhan PDRD oleh KKKS dan mitra pengelola daerah; serta (4) temuan BPK terkait pengelolaan BMN selama masa transisi sebagai upaya mitigasi risiko fiskal bagi pemerintah pusat dan daerah.

2. TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Teori Rezim Fiskal Perminyakan (*Petroleum Fiscal Regime Theory*)

Petroleum Fiscal Regime Theory atau teori rezim fiskal migas merupakan sistem hukum, pajak, dan kontrak yang menentukan bagaimana pemerintah sebagai pemilik sumber daya dan perusahaan minyak atau kontraktor membagi keuntungan finansial dari produksi minyak dan gas. Menurut Chol (2024) dasar dari teori ini adalah bahwa kekayaan hidrokarbon merupakan bagian dari kedaulatan suatu negara. Oleh karena itu, pemerintah harus menyiapkan instrumen fiskal seperti royalti, pajak, bonus, dan pembagian produksi untuk mengambil bagian pada economic rent atau selisih antara nilai produksi dan biaya ekstraksi tanpa menghilangkan dorongan investasi bagi kontraktor. Di Indonesia, *Production Sharing Contract* merupakan instrumen utama dalam rezim fiskal kegiatan usaha hulu migas.

2.2 Teori Federalisme Fiskal (*Fiscal Federalism Theory*)

Menurut Agrawal et al (2024) *Fiscal Federalism Theory* atau teori federalisme fiskal merupakan kerangka analisis ekonomi yang menjelaskan pembagian fungsi, kewenangan, dan sumber daya fiskal antara berbagai tingkatan pemerintahan. Dalam buku yang ditulis oleh Tremblay (2023) menjelaskan bahwa teori ini berkembang dari pemikiran mengenai bagaimana kewenangan pemungutan penerimaan, pengalokasian belanja, dan instrumen fiskal lainnya didistribusikan antara pemerintah pusat, provinsi dan daerah. Sumber daya yang bersifat strategis dan memiliki nilai ekonomi besar, termasuk minyak dan gas bumi, pada umumnya berada dalam penguasaan pemerintah pusat. Namun, daerah tempat sumber daya tersebut berada tetap memperoleh bagian manfaat fiskal melalui mekanisme transfer. Contoh penerapan teori ini di Indonesia adalah adanya Dana Bagi Hasil.

2.3 Kontrak Bagi Hasil Migas (*Cost Recovery dan Gross Split*)

Menurut Ariyon, et al. (2023), *Production Sharing Contract* (PSC) atau Kontrak Bagi Hasil merupakan skema kerja sama hulu migas di Indonesia pengganti sistem konsesi, dengan pembagian hasil produksi antara negara dan kontraktor sesuai persentase yang disepakati. Dalam kerjasama ini sumberdaya alam tetap dikuasai oleh negara hingga titik penyerahan dan kontraktor menanggung seluruh resiko operasi usaha. Kontrak Bagi Hasil Migas terbagi menjadi dua skema yaitu *cost recovery* dan *gross split*. Pada skema *cost recovery*, hasil produksi dipakai dahulu untuk mengganti biaya operasional yang sudah dikeluarkan kontraktor, kemudian kelebihan produksi (profit) akan dibagi antara pemerintah dan kontraktor. Namun, skema ini dinilai membebani penerimaan negara karena biaya operasi meningkat dan proses persetujuan berjalan lama (Mardiana et al., 2023). Sehingga sebagai respon, pemerintah menggantikan skema *cost recovery* dengan skema *gross split* melalui Peraturan Menteri ESDM Nomor 8 Tahun 2017. Dengan metode *gross split*, hasil produksi langsung dibagi secara mentah (*gross*) antara pemerintah dan kontraktor tanpa ada penggantian biaya operasional dari negara dan meningkatkan kepastian penerimaan negara.

2.4 *Fiscal Assume and Discharge* dan non-*Assume and Discharge*

Perlakuan *fiscal assume and discharge* merupakan mekanisme dalam kontrak kerja sama hulu migas di mana kewajiban perpajakan tertentu, selain PPh migas, menjadi tanggungan pemerintah. Dalam pelaksanaannya, kewajiban tersebut meliputi pembayaran PBB Migas, *reimbursement* PPN, dan PDRD sebagai pengurang penerimaan migas bagian pemerintah. Dengan demikian, penerimaan migas yang dicatat oleh pemerintah merupakan penerimaan bersih setelah memperhitungkan kewajiban perpajakan dan kewajiban kontraktual lainnya (Biswan & Maharotun, 2023). Sebaliknya, *non-assume and discharge* merupakan perlakuan ketika pajak dan pungutan yang timbul menjadi kewajiban kontraktor sesuai ketentuan perpajakan yang berlaku dan tidak secara langsung ditanggung atau dibebaskan oleh pemerintah. Perubahan dari A&D menuju mekanisme *cost recovery* setelah berlakunya UU No. 22 Tahun 2001 dan PP No. 79 Tahun 2010 menyebabkan pajak tidak langsung yang dibayarkan kontraktor diperlakukan sebagai biaya operasi yang dapat dikembalikan, sehingga

menimbulkan tambahan beban dan ketidakpastian fiskal terutama pada tahap eksplorasi (ESDM, 2016).

2.5 Penerimaan Negara Bukan Pajak SDA Migas dan Rekening Migas

Penerimaan Negara Bukan Pajak (PNBP) SDA Migas merupakan penerimaan pemerintah yang bersumber dari bagian negara atas kegiatan eksploitasi minyak bumi dan gas bumi dalam kegiatan usaha hulu migas (PMK No 64 Tahun 2026 Tentang Petunjuk Teknis Akuntansi Penerimaan Bukan Pajak dari Kegiatan Usaha Hulu Minyak Dan Gas Bumi, 2026). Penerimaan tersebut berasal dari pelaksanaan kontrak kerja sama setelah memperhitungkan berbagai kewajiban dan komponen pengurang sesuai dengan ketentuan yang berlaku.

2.6 Dana Bagi Hasil SDA Migas

DBH SDA Migas merupakan bagian dari penerimaan negara dari sektor minyak dan gas bumi yang dibagikan kepada pemerintah daerah sebagai bentuk hubungan keuangan antara pemerintah pusat dan daerah. Pembagian DBH Migas merupakan bagian dari pelaksanaan desentralisasi fiskal yang bertujuan memberikan manfaat atas pengelolaan sumber daya alam kepada daerah. Tetapi, agar tujuan tersebut tercapai Hadna (2016) menegaskan bahwa formula pembagian dana bagi hasil perlu dirancang secara proporsional dan adil bahkan hingga ke tingkat desa dan masyarakat adat dengan tetap memperhatikan kondisi serta potensi masing-masing daerah.

Tabel 1. Sintesis Literatur Utama

Penulis/Tahun	Fokus	Temuan Inti	Relevansi Untuk Artikel
Rizal et al (2025)	Membandingkan skema <i>cost recovery</i> dan <i>gross split</i> terhadap penerimaan negara di 35 Wilayah Kerja	Perubahan skema <i>cost recovery</i> menjadi <i>gross split</i> penerimaan negara secara signifikan.	Menjadi dasar argumentasi hubungan perubahan skema kontrak bagi hasil terhadap penerimaan negara.
Susanto et al (2026)	Dampak harga minyak, <i>lifting</i> , dan <i>cost recovery</i> terhadap bagi hasil antara pemerintah dan kontraktor	Harga minyak, volume <i>lifting</i> dan <i>cost recovery</i> sangat mempengaruhi bagi hasil migas. Dimana harga minyak dan volume <i>lifting</i> berbanding positif sementara <i>cost recovery</i> berbanding negatif terhadap penerimaan pemerintah	Menguatkan argumen bahwa penerimaan migas sangat dipengaruhi variabel operasional dan harga, tidak semata oleh jenis skema kontrak
Mardiana et al (2023)	Evaluasi ekonomi skema <i>gross split</i> dan <i>cost recovery</i> pada lapangan migas lepas pantai	Skema <i>gross split</i> terbukti memberikan tingkat fleksibilitas operasional yang lebih tinggi serta mampu menjaga kelayakan ekonomi pada wilayah kerja.	Menopang argumen fleksibilitas <i>gross split</i> pada lapangan matang seperti WK Rokan
Ariyon et al (2023)	Perbandingan kebijakan fiskal migas Indonesia, Malaysia, Brunei	PSC dinilai lebih menguntungkan negara berkembang dibanding sistem konsesi	Memberikan konteks historis dan komparatif skema <i>gross split</i>
Towanda et al (2024)	Implikasi UU HPP terhadap perlakuan PPN pada ekspor migas oleh KKKS <i>gross split</i>	Penetapan migas sebagai BKP pasca UU HPP menimbulkan ketidakpastian hukum karena PP 53/2017 dan PP 49/2022 tidak selaras dalam perlakuan pajak masukan pada skema <i>gross split</i>	Menjelaskan konsekuensi perpajakan yang muncul dari perubahan regulasi terkait skema <i>gross split</i>

3. METODOLOGI PENELITIAN

3.1 Tahapan Penelitian

Penelitian ini menggunakan desain studi kasus tunggal (*single case study*) dengan pendekatan deskriptif-kualitatif dan data sekunder pada WK Rokan, Provinsi Riau, yang dikelola PT Pertamina Hulu Rokan (PHR). Pemilihan objek didasarkan pada peralihan pengelolaan dari PT Chevron Pacific Indonesia (CPI) dengan skema *cost recovery* menjadi PHR dengan skema *gross split* pada Agustus 2021, sehingga memungkinkan analisis perkembangan penerimaan dan perlakuan fiskal sebelum dan setelah transisi dalam konteks yang sama.

Penelitian mencakup perkembangan *lifting*, PNBP SDA migas, DBH minyak bumi, kontribusi migas terhadap PDRB Riau, penerimaan daerah dari *Participating Interest* (PI) 10 persen, serta perubahan kewajiban fiskal kontraktor. Tahapan penelitian meliputi pengumpulan dan penelaahan data sekunder, regulasi, serta dokumen resmi; verifikasi silang antar sumber; pengelompokan data berdasarkan jenis penerimaan dan kewajiban fiskal; serta analisis perkembangan dan perbandingan perlakuan fiskal pada skema *cost recovery* dan *gross split* untuk menjaga konsistensi dan objektivitas data.

3.2 Sumber dan Teknik Pengumpulan Data

Data penelitian menggunakan data sekunder yang dikumpulkan melalui studi kepustakaan dan dokumentasi, meliputi regulasi terkait kegiatan hulu migas, kontrak bagi hasil, perpajakan, PNBP, dan DBH. Data utama mencakup *lifting* minyak, PNBP SDA migas, DBH minyak bumi, PDRB Riau, ICP, dan penerimaan daerah dari PI 10 persen, yang bersumber dari BPS, Kementerian ESDM, SKK Migas, DJPK, Pemerintah Provinsi Riau, serta dokumen resmi pemerintah.

Dokumen pemeriksaan BPK, termasuk LHP Nomor 14/LHP/XVII/05/2022, digunakan untuk memverifikasi informasi pengelolaan BMN selama transisi WK Rokan. Periode pengamatan mencakup tahun 2017–2025, dengan fokus pada transisi tahun 2021. Data sebelum dan sesudah transisi dibandingkan dengan mempertimbangkan perubahan *lifting*, harga minyak, dan kondisi produksi yang memengaruhi penerimaan fiskal.

3.3 Teknik Analisis Data

Analisis data dilakukan secara deskriptif dan komparatif untuk menggambarkan perkembangan *lifting*, PNBP SDA migas, DBH minyak bumi, kontribusi migas terhadap PDRB Riau, ICP, dan PI 10 persen. Data diverifikasi silang dengan mengutamakan sumber resmi dan LHP BPK, sementara media massa digunakan sebagai pendukung. Analisis komparatif membandingkan kewajiban fiskal pada skema *cost recovery* dan *gross split*, khususnya *assume and discharge* dan *non-assume and discharge* terkait PPN, PBB Migas, dan PDRD. Hasil dianalisis dengan mempertimbangkan *lifting*, harga minyak, kondisi produksi, dan skema kontrak. Penelitian tidak menguji kausalitas statistik dan terbatas pada data sekunder tanpa akses terhadap data internal kontraktor.

3. HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1 Transisi Skema Kontrak WK Rokan: *Cost Recovery* (CPI) ke *Gross Split* (PHR)

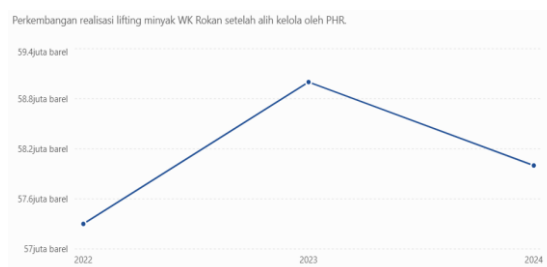
Sejak mulai berproduksi pada 1951, WK Rokan dikelola oleh PT Chevron Pacific Indonesia (CPI) melalui skema *cost recovery* selama 80 tahun, hingga kontrak tersebut berakhir pada 2021 (Kementerian ESDM, 2021). Pengelolaan wilayah kerja ini kemudian beralih kepada PT Pertamina Hulu Rokan (PHR) melalui kontrak baru ber skema *gross split* yang mulai berlaku efektif pada 9 Agustus 2021 dengan masa kontrak 20 tahun. Dalam kontrak tersebut, PHR memegang *Participating Interest* (PI) sebesar 100 persen dengan kewajiban menawarkan 10 persen di antaranya kepada Badan

Usaha Milik Daerah (Kementerian ESDM, 2021). PI merupakan instrumen fiskal yang secara konseptual berbeda dari Dana Bagi Hasil (DBH). Manfaat PI diperoleh melalui kepemilikan saham operasional dan bukan melalui mekanisme transfer antar pemerintahan (*Fiscal Federalism Theory*, Agrawal et al., 2024). Dengan demikian, transisi kontrak ini menciptakan dua jalur manfaat fiskal dengan karakteristik berbeda bagi Provinsi Riau. Peralihan ini berlangsung ketika produksi menurun dari sekitar 210 ribu BOPD (2018) menjadi 170 ribu BOPD (Januari 2021), akibat kombinasi *natural decline* pada lapangan *mature* dan keengganan CPI menambah investasi pengeboran menjelang akhir kontrak. Untuk menahan penurunan tersebut, SKK Migas menginisiasi *Head of Agreement* pada 29 September 2020 yang mendorong pengeboran 103 sumur pengembangan sebelum alih kelola (Ivoox Indonesia, 2021), sehingga sebagian efek disinsentif investasi kontraktual dapat dipulihkan lebih awal tanpa mengubah karakteristik geologis lapangan.

Berdasarkan Peraturan Menteri ESDM Nomor 8 Tahun 2017, skema *gross split* memberi PHR fleksibilitas operasional yang lebih besar, antara lain pengadaan barang dan jasa tanpa persetujuan SKK Migas per kegiatan serta persetujuan *Plan of Development* dalam waktu kurang dari satu bulan (Nostalg, 2023), sehingga keputusan investasi dapat diambil lebih cepat dibandingkan skema *cost recovery*. Kemudahan operasional ini tidak berarti sama dengan keberhasilan fiskal, sebab secara agregat penerapan *gross split* justru menekan total penerimaan negara dari sektor hulu migas (Rizal & Murwani, 2025, dalam Metly, 2022). Kinerja produksi WK Rokan pascatransisi karenanya lebih tepat dipahami sebagai hasil intensifikasi investasi yang difasilitasi fleksibilitas *gross split* dan *declining rate* alamiah akibat maturitas lapangan.

4.2 Kinerja Lifting dan Produksi WK Rokan Pascatransisi

Pada saat serah terima, produksi rata-rata WK Rokan berada pada kisaran 158,5 ribu BOPD, sementara tanpa didukung peningkatan aktivitas pengeboran produksi diperkirakan hanya mencapai sekitar 142 ribu BOPD (Tempo, 2025). Selisih sebesar 16,5 ribu BOPD antara kedua skenario ini mencerminkan dampak intensifikasi investasi pasca transisi. Realisasi *lifting* tercatat lebih dari 57,3 juta barel pada 2022, meningkat menjadi lebih dari 59 juta barel pada 2023 atau bertambah sekitar 1,7 juta barel, sejalan dengan rata-rata produksi harian sekitar 162 ribu BOPD. Pada 2024, realisasi *lifting* sedikit menurun menjadi sekitar 58 juta barel atau turun 1,7 persen, meskipun produksi akhir tahun masih di atas 160 ribu BOPD. Pola ini konsisten dengan *declining rate* yang lazim pada lapangan *mature*, dan menunjukkan bahwa lebih dari 1.539 sumur baru yang ditajak PHR hingga akhir 2024 (RM.id, 2025) hanya mampu memperlambat, bukan menghilangkan, penurunan alamiah tersebut.



Gambar 1. Perkembangan realisasi *lifting* WK Rokan setelah alih kelola

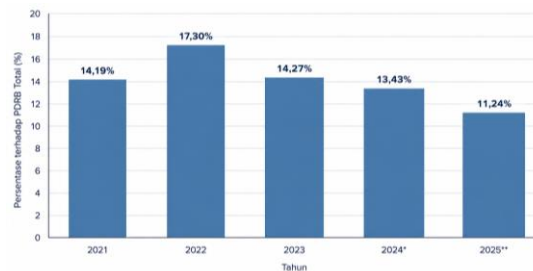
Sumber: Siaran pers Pertamina Hulu Rokan (2024, 2025)

Tingkat produksi 2024 tetap berada di atas skenario tanpa peningkatan pengeboran, menunjukkan peran investasi PHR dalam menahan laju penurunan. Namun keberhasilan mempertahankan *lifting* secara fisik ini tidak serta-merta menjamin stabilitas penerimaan fiskal Provinsi Riau, karena besaran manfaat fiskal yang mengalir ke daerah sangat bergantung pada mekanisme transfer di level nasional yang tidak selalu bergerak searah dengan kinerja produksi (*Fiscal Federalism Theory*, Agrawal et al., 2024; Tremblay, 2023), sejalan dengan temuan Rizal dan Murwani (2025) bahwa penerapan *gross split* secara agregat menekan penerimaan negara dari sektor

hulu migas. Oleh karena itu, volatilitas alokasi DBH Migas Riau (bagian 4.4) perlu dipahami sebagai fungsi interaksi *declining rate* lapangan, dinamika harga minyak dunia, dan karakteristik struktural *gross split*.

4.3 Kontribusi Sektor Minyak Bumi terhadap PDRB Provinsi Riau

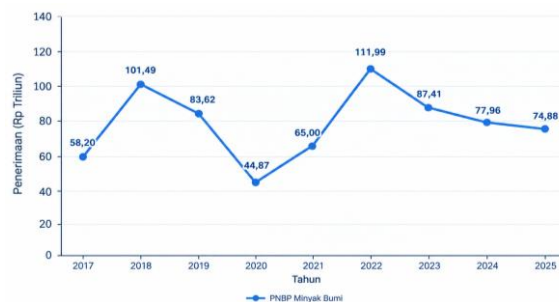
Sektor pertambangan dan penggalan secara agregat menjadi kontributor ketiga Produk Domestik Regional Bruto (PDRB) Provinsi Riau. Penurunan kontribusi subsektor migas terhadap total PDRB Provinsi Riau pasca 2022 secara fundamental dipicu oleh perpaduan faktor teknis produksi, dinamika komoditas global, serta pergeseran struktur ekonomi daerah. Dari sisi produksi hulu, sebagian besar wilayah kerja migas di Riau merupakan lapangan matang yang mengalami penurunan *lifting*. Kondisi ini diperkuat dengan normalisasi harga energi dunia dan peningkatan produksi tahun 2022 yang mencapai 17,30 persen dan kemudian terkoreksi pada tahun 2023–2025.



Gambar 2. Kontribusi sektor pertambangan minyak, gas, dan panas bumi terhadap PDRB Riau
Sumber: Badan Pusat Statistik

Peralihan pengelolaan Wilayah Kerja (WK) Rokan dari skema *cost recovery* menjadi *gross split* pada Agustus 2021 tidak memengaruhi PDRB Provinsi Riau secara langsung. Hal ini karena perubahan skema kontrak terutama berkaitan dengan mekanisme pembagian hasil antara pemerintah dan kontraktor, sedangkan PDRB didasarkan pada nilai tambah aktivitas ekonomi. Perubahan skema kontrak tetap memiliki keterkaitan tidak langsung terhadap realisasi PDRB melalui respons kontraktor migas. Penelitian mengenai WK Rokan menunjukkan bahwa penerapan skema PSC *cost recovery* dan *gross split* berpengaruh terhadap keekonomian proyek, keputusan investasi, efisiensi operasi, dan tingkat produksi migas (Yulia et al., 2023).

4.4 Kontribusi Sektor Minyak Bumi terhadap Penerimaan Negara Bukan Pajak (PNBP) dan Dana Bagi Hasil (DBH) Provinsi Riau

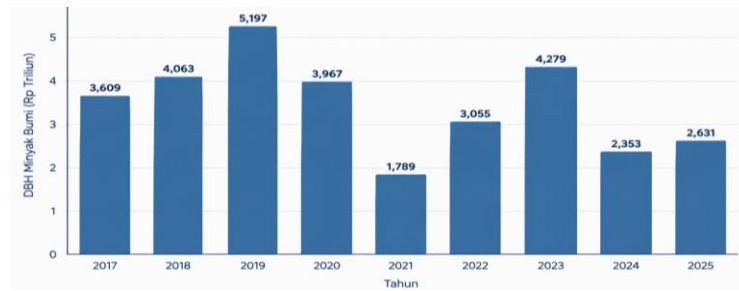


Gambar 3. Kontribusi sektor minyak bumi terhadap PNBP nasional
Sumber: LAKIN Kementerian ESDM

Realisasi PNBP dari sektor minyak bumi dipengaruhi volatilitas *Indonesian Crude Price*. PNBP minyak bumi mencapai puncaknya di angka Rp 111,99 triliun pada 2022 ketika ICP US\$ 97,03 per barel dan penurunan ICP ke level US\$ 78,43 per barel di 2023 membuat PNBP terkoreksi (Kementerian ESDM, 2024). Berdasarkan Undang-Undang Nomor 33 Tahun 2004 tentang Perimbangan Keuangan antara Pemerintah Pusat dan Pemerintahan Daerah, DBH Minyak Bumi

dibagi dengan 84,5% untuk pemerintah pusat dan 15,5% untuk pemerintah daerah. Perubahan dari *cost recovery* menjadi *gross split* tidak mengubah persentase pembagian DBH.

Realisasi DBH minyak bumi Provinsi Riau selama periode 2017–2025 mengalami fluktuasi. Penurunan DBH pada 2021 menjadi Rp1,789 triliun mencerminkan dinamika produksi selama periode transisi alih kelola Wilayah Kerja (WK) Rokan. Menjelang berakhirnya kontrak, terjadi penyesuaian aktivitas investasi, pemboran, dan pemeliharaan sumur yang turut mempercepat *natural decline*. Setelah alih kelola resmi, PT Pertamina Hulu Rokan juga menghadapi proses penyesuaian operasional dan penerapan skema kontrak *gross split*. Selain itu, terdapat tekanan *lifting* minyak yang berdampak pada PNPB migas dan alokasi DBH Minyak Bumi.



Gambar 4. Kontribusi sektor minyak bumi terhadap DBH Provinsi Riau

Sumber: Direktorat Jenderal Perimbangan Keuangan

Periode pasca transisi, DBH Minyak Bumi Riau meningkat menjadi Rp 3,055 triliun pada 2022 dan Rp 4,279 triliun pada 2023. Peningkatan tersebut sejalan dengan intensifikasi kegiatan pengeboran dan investasi PT Pertamina Hulu Rokan serta didukung oleh tingginya harga minyak dunia. Namun, DBH minyak bumi kembali turun menjadi Rp 2,353 triliun pada 2024 dan kembali meningkat pada 2025. Fluktuasi tersebut menunjukkan bahwa DBH Minyak Bumi Riau masih dipengaruhi oleh dinamika produksi dan harga minyak, sementara karakteristik Wilayah Kerja Rokan menuntut investasi dan teknologi yang semakin besar untuk mempertahankan tingkat *lifting*.

Tabel 2. Komparasi *cost recovery* dan *gross split*

Komponen	<i>Cost Recovery</i>	<i>Gross Split</i>
Dasar perhitungan	Gross Revenue – FTP – <i>Cost recovery</i> = Equity to be split (dibagi antara pemerintah dan kontraktor)	Pendapatan kotor × % split
Pemerintah: KKKS	85%: 15%	57%: 43% (base split)
Penanggung biaya	Pemerintah melalui <i>cost recovery</i>	Kontraktor
Penetapan bagian Pemerintah	Memerlukan verifikasi <i>recoverable cost</i>	Berdasarkan <i>lifting</i> tanpa verifikasi biaya

Perbedaan skema kontrak migas antara *cost recovery* dan *gross split* menunjukkan bahwa kedua skema memiliki karakteristik yang berbeda dalam memberikan kepastian atas penerimaan negara. Pada skema *cost recovery*, biaya operasi yang dapat dipulihkan dikurangkan terlebih dahulu dari pendapatan kotor sebelum *equity to be split* dibagi antara pemerintah dan kontraktor. *Gross split* tidak memberikan mekanisme penggantian biaya operasi oleh pemerintah karena ditanggung kontraktor. Perbedaan tersebut mengubah struktur risiko dan insentif kegiatan hulu migas yang secara tidak langsung dapat memengaruhi investasi, produksi, dan *lifting* migas.

Selain melalui mekanisme transfer Dana Bagi Hasil (DBH), Provinsi Riau memperoleh manfaat fiskal langsung melalui pengelolaan hak partisipasi sebesar 10 persen pada WK Rokan (Tambunan & Togatorop, 2021). Pengelolaan hak partisipasi ini diamanatkan kepada PT Riau Petroleum Rokan guna meningkatkan pendapatan asli daerah. Berdasarkan data PPID Riau kepemilikan PI 10 persen mampu menyumbang pendapatan dengan total dividen kumulatif mencapai Rp3,5 triliun sepanjang periode Agustus 2021 hingga Oktober 2023. Kinerja penerimaan daerah dari *Participating Interest* (PI) 10 persen menunjukkan tingkat volatilitas yang cukup tinggi, yang tercermin dari penurunan dividen menjadi Rp499 miliar pada 2024. Penurunan tersebut menunjukkan bahwa penerimaan dari

PI 10 persen dipengaruhi oleh dinamika operasional kegiatan hulu migas dan *Indonesian Crude Price* (ICP).

Dalam perspektif *Fiscal Federalism Theory*, DBH merupakan instrumen transfer antarpemerintah yang berperan dalam mendukung kapasitas fiskal daerah (Oates, 1972). Fluktuasi DBH Riau selama 2021–2025 menunjukkan bahwa penerimaan daerah dari sektor migas rentan terhadap perubahan produksi, *lifting*, dan harga minyak. Sejalan dengan *Second-Generation Fiscal Federalism*, kondisi ini menegaskan pentingnya desain transfer yang tetap memberikan insentif bagi daerah untuk memperkuat sumber penerimaan yang berkelanjutan (Oates, 2005). Dengan demikian, perubahan DBH tidak dipengaruhi banyak faktor dan penting untuk mendiversifikasi PAD dalam rangka meningkatkan kemandirian fiskal dan kesejahteraan daerah.

4.5 Komparasi Beban Fiskal Kontraktual Skema *Cost Recovery* dan *Gross Split* di Wilayah Kerja Rokan

Skema kontrak bagi hasil berbasis *cost recovery*, WK Rokan beroperasi dengan prinsip *assume and discharge*. Melalui mekanisme tersebut, kewajiban pajak tidak langsung, seperti PBB Migas, PPN, dan Pajak Daerah dan Retribusi Daerah (PDRD), ditanggung (*assumed*) dan di lunasi (*discharged*) oleh pemerintah (Wibowo, 2019). Skema ini tidak hanya menempatkan risiko volatilitas fiskal, tetapi juga kompleksitas administratif dan regulasi dalam proses rekonsiliasi dan audit yang melibatkan Direktorat Jenderal Pajak, SKK Migas, serta BPKP, khususnya dalam menentukan biaya yang dapat dipulihkan.

Pemberlakuan kontrak bagi hasil *gross split* pada masa transisi pengelolaan WK Rokan oleh Pertamina Hulu Rokan menggunakan *non-assume and discharge*. Pertamina Hulu Rokan menanggung beban pajak tidak langsung. Penerapan rezim *non-assume and discharge* pada WK Rokan menunjukkan perubahan fiskal melalui peningkatan transparansi dan kepastian estimasi pendapatan negara serta berkurangnya kompleksitas fiskal dari skema *cost recovery* (Aprianto & Wibowo, 2024). Penelitian Yulia et al. (2023) pada Field A di WK Rokan menunjukkan bahwa *gross split* menghasilkan keekonomian proyek yang lebih tinggi dibandingkan *cost recovery*, yang berpotensi mendukung keberlanjutan investasi dan produksi. Skema kontrak hulu migas di WK Rokan menunjukkan bahwa *gross split* relatif lebih menguntungkan pemerintah.

Tabel 3. Komparasi Perlakuan Kewajiban Fiskal KKKS pada *cost recovery* dan *gross split*

Pos Kewajiban Fiskal	<i>Cost Recovery</i>	<i>Gross Split</i>
PPh Badan (non-A&D)	Ditanggung kontraktor dari <i>Equity to be Split</i>	Ditanggung kontraktor dari porsi <i>split</i> .
Bea Masuk & PPN (A&D)	<i>Cost recoverable</i> ; eksplorasi dibebaskan, eksploitasi bebas bersyarat keekonomian	Ditanggung kontraktor; eksplorasi & eksploitasi mendapat pembebasan
PBB Migas (A&D)	Berpotensi <i>cost recoverable</i> ; eksplorasi dibebaskan, eksploitasi bebas bersyarat keekonomian	Ditanggung kontraktor; eksplorasi & eksploitasi mendapat pembebasan
PDRD (A&D)	<i>cost recoverable</i>	Ditanggung kontraktor

4.6 Disparitas Beban Pajak Daerah Berdasarkan Skema *Cost Recovery* dan *Gross Split*

Peraturan Daerah menunjukkan bahwa tarif dan objek Pajak Daerah dan Retribusi Daerah (PDRD) tidak berubah akibat pergantian skema kontrak. Namun, perubahan skema dapat memengaruhi *economic tax incidence*, yaitu pihak yang pada akhirnya menanggung beban pajak, meskipun kewajiban pajaknya tetap sama. Pergeseran beban tersebut berpotensi menekan *margin* KKKS pada WK Rokan yang telah memasuki tahap *mature*, sehingga menimbulkan risiko keterlambatan pembayaran PDRD. Seiring penurunan produksi migas, biaya produksi cenderung

meningkat sehingga *margin* KKKS semakin tertekan, sementara kewajiban pajak tetap harus dipenuhi. Kondisi ini sejalan dengan Baihaqi Ashar dan Fachru Nofrian (2026) yang menemukan bahwa peningkatan pajak kontraktor berpengaruh terhadap penurunan produksi minyak bumi di Indonesia, sedangkan penurunan pajak kontraktor berkaitan dengan peningkatan produksi.

Kedua, risiko sengketa objek dan dasar pengenaan PBB Migas. Berdasarkan PMK 131/PMK.03/2017, PBB Migas dikenakan atas bumi dan/atau bangunan yang digunakan untuk kegiatan usaha pertambangan migas. Sengketa dapat terjadi akibat perbedaan data antara penetapan Wilayah Kerja oleh SKK Migas dan objek dalam SPOP yang ditetapkan DJP. Selain itu, perbedaan perhitungan NJOP tubuh bumi dengan pendekatan pendapatan (*income approach*), terutama dalam menentukan nilai bersih minyak bumi, kurs USD/IDR, dan ICP, dapat menyebabkan perbedaan DPP antara perhitungan Wajib Pajak dan penetapan DJP dalam SPPT.

Ketiga, volatilitas penerimaan daerah menunjukkan bahwa APBD Provinsi Riau masih bergantung pada DB H Migas, sehingga rentan terhadap fluktuasi harga minyak mentah Indonesia (ICP) dan realisasi *lifting*. Peralihan pengelolaan WK Rokan dari PT Chevron Pacific Indonesia ke PT Pertamina Hulu Rokan juga menghadapi tantangan teknis yang memengaruhi capaian *lifting* dan penerimaan daerah. Kondisi ini penting karena sektor pertambangan memberikan kontribusi besar terhadap PDRB Riau, sehingga perubahan pada sektor migas dapat berdampak terhadap kemampuan keuangan daerah (BPS Provinsi Riau, 2025).

Setelah penerapan *gross split*, *lifting* WK Rokan relatif terjaga, yaitu lebih dari 57,3 juta barel pada 2022, meningkat menjadi lebih dari 59 juta barel pada 2023, kemudian sekitar 58 juta barel pada 2024. Namun, DBH Migas Riau menurun dari sekitar Rp3,2 triliun pada 2023 menjadi Rp2,3 triliun pada 2024. Penurunan tersebut tidak dapat langsung dikaitkan dengan penerapan *gross split* karena juga dipengaruhi ICP, produksi, dan komponen perhitungan PNBP Migas (Kementerian Keuangan, 2023). Selain itu, keterbatasan akses dan ketidaksesuaian data antara KKKS, pemerintah pusat, dan pemerintah daerah dapat menghambat validasi *lifting* dan perhitungan DBH. Oleh karena itu, transparansi informasi, ketepatan perhitungan, dan efektivitas penyaluran DBH menjadi penting (Hendry Dikson, 2024).

4.7 Rekomendasi Sinkronisasi Regulasi Fiskal pada Sektor Hulu Migas antara Kementerian Keuangan dan Kementerian ESDM

Berdasarkan hasil analisis, diperlukan sinkronisasi regulasi antara Kementerian Keuangan dan Kementerian ESDM agar transisi ke skema *gross split* tidak menimbulkan ketidakpastian fiskal. Peraturan ESDM Nomor 13 Tahun 2024 menegaskan bahwa skema *gross split* tidak mengembalikan biaya operasional, sehingga perlu kejelasan hubungan antara regulasi kontrak, PNBP, perpajakan, dan penerimaan daerah. Adapun rekomendasi kebijakan yang dapat dilakukan adalah: 1) Harmonisasi regulasi dan pelaporan Kementerian Keuangan dan Kementerian ESDM perlu menyelaraskan definisi, basis data, dan mekanisme pelaporan PBB Migas, PDRD, PNBP, dan *gross split* untuk mencegah perbedaan interpretasi mengenai objek pajak, dasar pengenaan, dan kewajiban fiskal KKKS. Hal ini penting karena perubahan rezim fiskal dapat memengaruhi distribusi risiko dan penerimaan antara pemerintah dan kontraktor (Rizal & Murwani, 2025). 2) Integrasi sistem dan data Pemerintah perlu memperkuat integrasi data antara SKK Migas, Kementerian Keuangan, dan pemerintah daerah, terutama terkait *lifting*, PNBP, dan parameter perhitungan DBH. Integrasi ini dapat meningkatkan transparansi, mempercepat rekonsiliasi, serta mendukung perencanaan APBD berdasarkan data yang konsisten dan terverifikasi. 3) Diversifikasi sumber penerimaan daerah Pemerintah Provinsi Riau dan daerah penghasil perlu mengurangi ketergantungan pada DBH Migas dengan mengoptimalkan PAD melalui pajak dan retribusi daerah nonmigas. Langkah ini sejalan dengan UU Nomor 1 Tahun 2022 yang memberikan ruang bagi daerah untuk meningkatkan penerimaan pajak. Diversifikasi penting karena penerimaan migas Riau berfluktuasi dan menghadapi risiko penurunan produksi pada wilayah kerja yang memasuki tahap produksi lanjut.

4. KESIMPULAN

Perubahan skema *cost recovery* menjadi *gross split* di WK Rokan mengubah pola pengelolaan dan pembagian beban fiskal. *Gross split* memberi fleksibilitas lebih besar bagi kontraktor, tetapi belum dapat dikaitkan langsung dengan peningkatan penerimaan karena tetap dipengaruhi *lifting*, harga minyak, dan kondisi produksi. Di sisi lain, kewajiban fiskal kontraktor meningkat, sementara DBH dan PI daerah masih berfluktuasi. Kondisi ini menunjukkan perlunya koordinasi dan keterbukaan data antara pemerintah dan kontraktor, serta diversifikasi PAD Riau agar tidak terlalu bergantung pada DBH migas. Penelitian selanjutnya dapat menggunakan data internal kontraktor dan membandingkan beberapa wilayah kerja untuk memperoleh gambaran yang lebih luas mengenai dampak perubahan skema kontrak terhadap penerimaan pusat dan daerah.

DAFTAR PUSTAKA

- Agrawal, D. R., Brueckner, J. K., & Brühlhart, M. (2024). Fiscal Federalism In The Twenty-First Century. *Annual Review of Economics*, 16, 429–454. <https://doi.org/10.1146/annurev-economics-081623-020713>
- Aprianto, J., & Wibowo, P. (2024). Government Accounting Policy of Oil and Gas Revenue After Implementation *Gross Split* Contract: Quo Vadis? *Journal of Law, Administration, and Social Science*, 4(2), 186–201. <https://doi.org/10.54957/jolas.v4i2.760>
- Ariyon, M., Sukendi, S., Manda Putra, R., Kausarian, H., & Santika, B. (2023). Comparison Of Oil And Gas Fiscal Policies In Southeast Asian Countries: Indonesia, Malaysia And Brunei Darussalam. *BIO Web of Conferences*, 70. <https://doi.org/10.1051/bioconf/20237006007>
- Badan Pusat Statistik Provinsi Riau Tahun 2020-2025
- Baihaqi Ashar, & Fachru Nofrian. (2026). Analisis Perlambatan Produksi Minyak Bumi di Indonesia. *Bappenas Working Papers*, 9(2), 414–429. <https://doi.org/10.47266/bwp.v9i2.430>
- Biswan, A. T., & Maharotun, A. I. (2023). Makna Asas Neto Penerimaan Migas Sebagai Pengecualian Dalam Praktik Akuntansi Pemerintahan Berbasis Akrua. *Substansi: Sumber Artikel Akuntansi Auditing dan Keuangan Vokasi*, 6(2). <https://doi.org/10.35837/subs.v6i2.1584>
- Chol, J. D. (2024). Politics of Economic Rents and Petroleum Resources Taxation in Oil and Gas Industry. *International Journal of Research and Review*, 11(11), 409–428. <https://doi.org/10.52403/ijrr.20241139>
- Dikson, H., Yosinus., Fauzi, L.M. (2024). Peran Pemerintah Daerah Dalam Perimbangan Keuangan Dana Bagi Hasil Sumber Daya Minyak dan Gas Berdasarkan Undang-Undang Nomor 33 Tahun 2004 di Provinsi Riau. *Jurnal Prinsip*, 1(1), 522–525. <https://doi.org/10.36859/prinsip.v1i1.2949>
- Hadna, A. H. (2016). Formulating an Oil and Gas Revenue Sharing Fund Based on Rights Based Approach. *BISNIS & BIROKRASI: Jurnal Ilmu Administrasi dan Organisasi*, 23(1), 16. <https://doi.org/10.20476/jbb.v23i1.7452>
- Jumiati, W., & Sismartono, D. (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*, 52(2), 105–112. <https://doi.org/10.29017/LPMGB.52.2.350>
- Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral. (2024). *Laporan Kinerja Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral 2024*. Kementerian ESDM
- Mardiana, D. A., Lumi, A., Erwanto, E., Selvi, S., Ihsan, A., & Fadillah, R. A. (2023). Evaluation of Offshore Project Development under Two Fiscal Regime in Indonesia. *International Journal of Energy Economics and Policy*, 13(6), 28–35. <https://doi.org/10.32479/ijeep.14890>
- Peraturan Menteri Keuangan No. 64 Tahun 2023 Tentang Petunjuk Teknis Akuntansi Penerimaan Bukan Pajak dari Kegiatan Usaha Hulu Minyak Dan Gas.
- Puspita AR, M. Analysis Of *Cost Recovery* In The Same Employment Contract Management Of Oil And Gas (A Case Study Of PT. Pertamina EP).

- Rizal, M. N., & Murwani, S. (2025). Analysis of The Impact of *Gross Split Production Sharing Contracts* in The Upstream Oil and Gas Sector on State Revenue. *Indonesian Treasury Review*, 10(1), 24–38. <https://doi.org/10.33105/itrev.v10i1.1006>
- Rulandari, N., Rusli, B., Mirna, R., Nurmantu, S.(2018). Valuation of *Production Sharing Contract Cost Recovery* vs *Gross Split* in Earth Oil and Gas Cooperation Contracts in Indonesia and The Aspect of Public Service Valuation of *Production Sharing Contract Cost Recovery* vs *Gross Split* in Earth Oil and Gas Coope. *Journal of Physics: Conference Series*, 1114(1), 2–6. <https://doi.org/10.1088/1742-6596/1114/1/012132>
- Sidqi, A.N., Irham, S., & Yulia, P.S. (2023). Evaluasi Perbandingan Keekonomian 30 Sumur Skema PSC Cost Recovery dan *Gross Split* Lapangan A. *PETRO: Jurnal Ilmiah Teknik Perminyakan*, 11(4), 191–195. <https://doi.org/10.25105/petro.v11i4.14391>
- Susanto, D., Saputra, A. H., & Sommeng, A. N. (2026). Profit Share Dynamics In Oil And Gas Industry: Assessing The Effects of Oil Price, Production Volume, And *Cost Recovery* On Government and Contractor Entitlement. *Applied Chemical Engineering*, 9(1), 1–10. <https://doi.org/10.59429/ace.v9i1.5890>
- Tambunan, M. R. U. D., & Togatorop, G. (2021). Dualisme Ketentuan *Cost Recovery* sebagai Dasar Pungutan Negara Pada Industri Hulu Migas. *Veritas et Justitia*, 7(1), 62–67. <https://doi.org/10.25123/vej.v7i1.3740>
- Towanda, I. G., & Rosdiana, H. (2024). Analisis Implikasi Kebijakan Minyak Mentah dan Gas Bumi sebagai Barang Kena Pajak Pasca Berlakunya Undang-Undang Nomor 7 Tahun 2021 pada Kegiatan Ekspor Migas oleh KKKS *Gross Split*. *Jurnal Ilmiah Indonesia*, 9(10). <http://dx.doi.org/10.36418/syntax-literate.v9i10.2548-1398>
- Tremblay, J. F. (2023). *The Forum of Federations Handbook of Fiscal Federalism*. In *The Forum of Federations Handbook of Fiscal Federalism*. <https://doi.org/10.1007/978-3-030-97258-5>
- Wibowo, P. (2019). Menuju Kebijakan Akuntansi Yang Paripurna: Studi Kasus Penerimaan Negara Bukan Pajak Sektor Hulu Migas. *Jurnal Manajemen dan Keuangan Publik*, 2(1), 69–72. <https://doi.org/10.31000/bvaj.v3i1.1943>
- Yulia, P. S., Sidqi, A. N., Irham, S., Maulani, M., & Wijayanti, P. (2023). The Synergetic Economic Evaluation of PSC *Cost Recovery* and *Gross Split* Schemes on Field A. *Journal of Earth Energy Engineering*, 12(2), 87–93. <https://doi.org/10.25299/jeee.2023.12530>