

PERMASALAHAN DAN TANTANGAN PENINGKATAN INVESTASI INDUSTRI HULU MIGAS

INCREASING INVESTMENT PROBLEMS AND CHALLENGES UPSTREAM OIL AND GAS INDUSTRY

Rastri Paramita¹

Abstract

This study aims to analyse the existing condition of the current upstream oil and gas policy and provide input how can be more attractive in the future. The method used is qualitative phenomenology. The results of this study are that there are several problems that cause the slow increase in upstream oil and gas investment, including: oil and gas is still a source of state revenue, non-conducive regulations, spatial planning and licensing, lack of disclosure of geological data related to potential, and less attractive returns for contractors. This study compares fiscal terms with China, India, and Malaysia. The challenges faced by Indonesia's upstream oil and gas include fluctuations in world crude oil prices and supply-demand, geopolitical, socio-political, meeting the energy transition target towards net zero emission, the implementation of two fiscal regimes that do not support each other and the absence of asymmetric policies that match the characteristics of the work area. The recommendations are maximized fiscal terms and legal stability that can be adapted to current upstream oil and gas investment, makes the two existing fiscal regimes mutually supportive in attracting investors and can be applied differently according to the characteristics of each work area.

Keywords: *investment, fiscal terms, and upstream oil and gas*

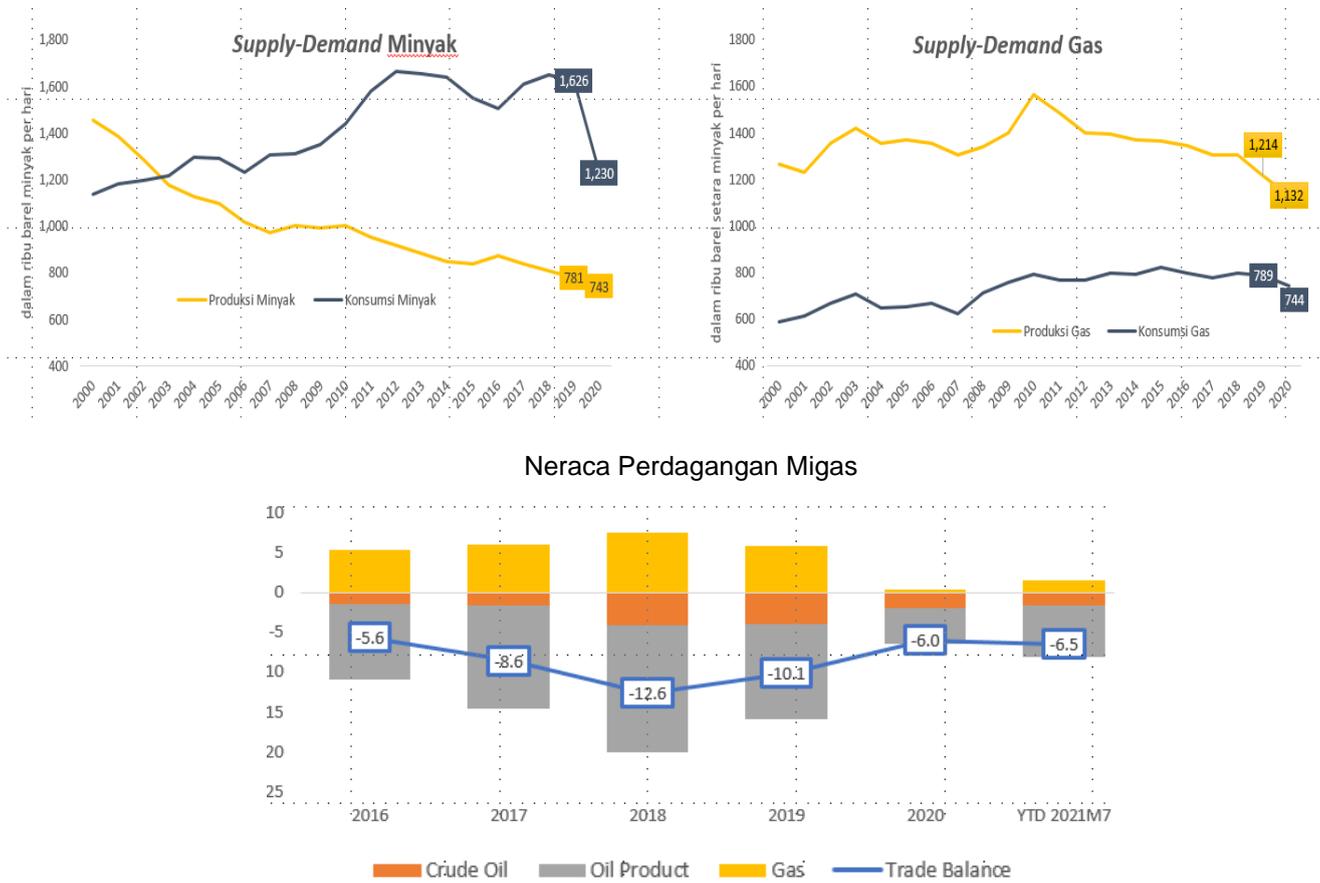
I. PENDAHULUAN

Kesenjangan *supply* dan *demand* pada komoditas minyak bumi masih cukup lebar. Kesenjangan ini sudah terjadi sebelum pandemi Covid 19 yaitu pada tahun 2019 dimana *gap* produksi telah mencapai di atas 800 ribu barel per hari. Pada tahun 2020, *demand* energi mengalami penurunan, khususnya pada minyak bumi akibat dari pandemi Covid 19. Namun arah pemulihan ekonomi diprediksi akan kembali meningkatkan permintaan energi. Sedangkan kondisi *supply* gas masih mengalami surplus, namun level produksi cenderung mengalami penurunan. Terjadinya *gap* antara *supply demand* minyak dan gas (migas) bumi berdampak pada defisit neraca migas yang signifikan serta berpotensi semakin meningkat kedepannya. Dalam jangka pendek dan menengah, peningkatan produksi migas masih menjadi pilihan mutlak bagi ketahanan energi nasional, mengingat kebutuhan volume migas masih tetap tinggi. Perkembangan

¹ Pusat Kajian Anggaran, Badan Keahlian DPR RI, Jl. Gatot Subroto, Jakarta 10270;
rastri.paramita@dpr.go.id/rastri.p26@gmail.com

penawaran dan permintaan minyak dan gas bumi beserta neraca perdagangan migas dapat dilihat dalam Gambar 1.

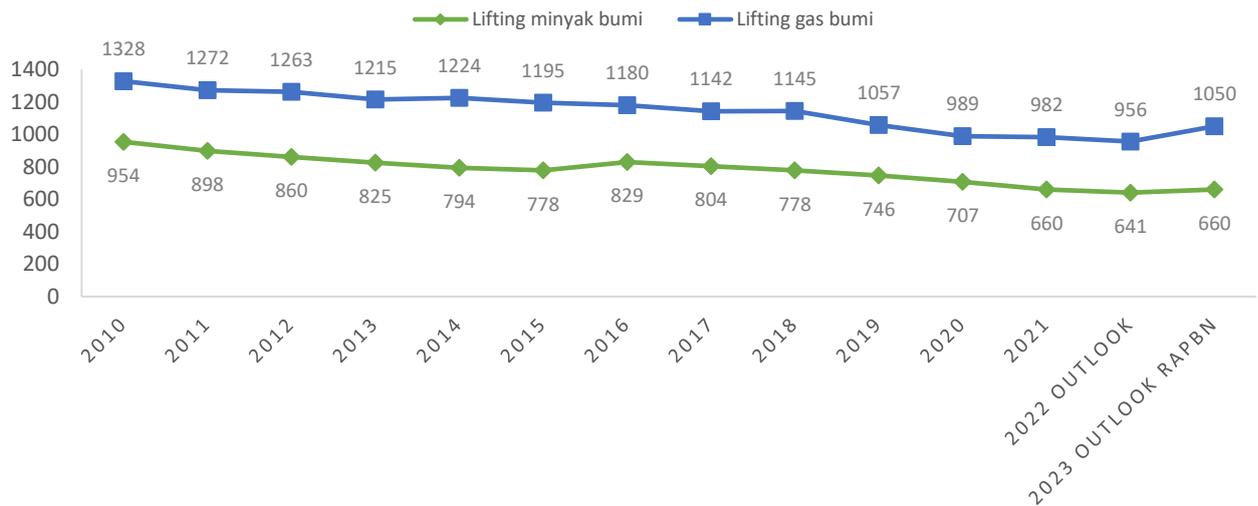
Banyak faktor yang memengaruhi perkembangan *gap* antara *supply demand* di hulu migas, antara lain: investasi sektor pertambangan hulu migas (Gawad dan Muramalla, 2013; Chen dan Linn, 2017; Azizurrofi dan Mashari, 2018; Purwoseputro et al., 2018; Effendy, 2019; Mardiana et al., 2019; Muarofah dan Falianty, 2020; Aprizal et al., 2022); *fiscal terms* (Rosdiana et al., 2015; Manungkalit dan Kaluge, 2016; Putri dan Gunarta, 2017; Suleiman et al., 2018; Pratama et al. 2020); kelembagaan (Karim, 2013; Avidson, 2015; Arindya, 2018; Dwiesta, 2018); teknologi (Syaifullah, 2019); perijinan (Sujatmoko et al., 2019); dan *law enforcement* (Castrillion, 2013; Nostalgi, 2021).



Gambar 1. Perkembangan Supply-Demand Minyak Bumi (BPOD), Gas Bumi (BOEPD) dan Neraca Perdagangan Migas Indonesia (USD Miliar) Periode 2010-2020

Sumber: Kementerian Keuangan, 2022

Permasalahan lain dalam bidang energi yaitu adanya tren menurun *lifting* migas dalam satu dekade terakhir sebagaimana tertera dalam Gambar 2. Hal ini disebabkan oleh produksi migas mengandalkan sumur-sumur tua yang mengalami penurunan alamiah, seperti blok Rokan, Duri, dan Mahakam, dan *lifting* gas bumi relatif tinggi namun terkendala rendahnya serapan pasar, termasuk pasar relatif akibat infrastruktur distribusi yang belum memadai.



Gambar 2. Perkembangan Lifting Migas Periode 2010-2020

Sumber: SKK Migas dan Kementerian Keuangan

Dalam jangka menengah relatif (2030-2040), kebutuhan permintaan energi yang bersumber dari migas masih dibutuhkan dalam rangka transisi energi. Permasalahan yang dihadapi saat ini adalah produksi minyak mentah diperkirakan terus menurun disebabkan tambahan dari proyek sumur baru relatif tidak signifikan. Upaya peningkatan produksi dilakukan dengan peningkatan *recovery factor* lapangan eksisting, terutama menggunakan teknologi *Enhanced Oil Recovery* (EOR). Sementara untuk produksi gas bumi, relatif mengalami peningkatan dari potensi tambahan proyek yang siap *onstream* pada 2022-2025, seperti Merakes, Jambaran Tiung Biru, Tangguh Train 3, Indonesia *Deepwater Development* (IDD).

Tabel 1. Perbandingan Cadangan & Produksi Migas 2020

| NEGARA | MINYAK | | | | GAS | | | |
|--------------|---------------------------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|-------------------------------------|--------------------------|------------------------|--------------------------|
| | Cadangan terbukti (B. million barrel) | Share thd cadangan dunia | Produksi (B. barrel/day) | Share thd produksi dunia | Cadangan terbukti (B. cubic metres) | Share thd cadangan dunia | Produksi (Bcf per day) | Share thd produksi dunia |
| Venezuela | 303.8 | 17.5% | 539.8 | 0.6% | 6.3 | 3.3% | 1.8 | 0.5% |
| Saudi Arabia | 297.5 | 17.2% | 11,039.0 | 12.5% | 6.0 | 3.2% | 10.8 | 2.9% |
| Canada | 168.1 | 9.7% | 5,135.5 | 5.8% | 2.4 | 1.3% | 15.9 | 4.3% |
| Iran | 157.8 | 9.1% | 3,084.0 | 3.5% | 32.1 | 17.1% | 24.2 | 6.5% |
| Iraq | 145.0 | 8.4% | 4,113.7 | 4.7% | 3.5 | 1.9% | 1.0 | 0.3% |
| Rusia | 107.8 | 6.2% | 10,666.6 | 12.1% | 37.4 | 19.9% | 61.6 | 16.6% |
| Kuwait | 101.5 | 5.9% | 2,686.0 | 3.0% | 1.7 | 0.9% | 1.4 | 0.4% |
| UAE | 97.8 | 5.6% | 3,656.5 | 3.0% | 5.9 | 3.2% | 5.3 | 1.4% |
| US | 68.8 | 4.0% | 16,475.7 | 18.6% | 12.6 | 6.7% | 88.3 | 23.7% |
| Nigeria | 36.9 | 2.1% | 1,797.6 | 2.0% | 5.5 | 2.9% | 4.8 | 1.3% |
| China | 26.0 | 1.5% | 3,900.7 | 4.4% | 8.4 | 4.5% | 18.7 | 5.0% |
| Brazil | 12.7 | 0.7% | 3,025.6 | 3.4% | 0.3 | 0.2% | 2.3 | 0.6% |
| India | 4.5 | 0.3% | 770.7 | 0.9% | 1.3 | 0.7% | 2.3 | 0.6% |
| Vietnam | 4.4 | 0.3% | 207.1 | 0.2% | 0.6 | 0.3% | 0.8 | 0.2% |
| Malaysia | 2.7 | 0.2% | 595.8 | 0.7% | 0.9 | 0.5% | 7.1 | 1.9% |
| Indonesia | 2.4 | 0.1% | 743.0 | 0.8% | 1.3 | 0.7% | 6.1 | 1.6% |

Sumber: BP Statistical Review, 2021

Jika dilihat pada Tabel 1, cadangan terbukti minyak Indonesia masih di bawah Vietnam dan Malaysia. Meskipun *share* terhadap produksi minyak dunia Indonesia masih lebih tinggi dari Vietnam dan Malaysia. Sedangkan cadangan terbukti gas Indonesia masih lebih tinggi dibandingkan Vietnam dan Malaysia. *Share* terhadap produksi gas dunia, Indonesia masih berada di bawah Malaysia namun lebih tinggi dari Vietnam.

Permasalahan *gap* antara *demand* dan *supply* migas serta rendahnya *lifting* minyak bumi disebabkan oleh rendahnya investasi di hulu migas. Potensi cadangan cukup besar namun cadangan terbukti relatif terbatas. Terdapat 20 basin yang sedang berproduksi, 27 basin yang sudah ada penemuan (*drilled with discovery*) namun belum ada satupun yang berproduksi, 13 basin berstatus *drilled, no discovery*, dan 68 basin yang belum dilakukan pengeboran. Oleh karena itu, perlunya menarik investasi yang besar agar dapat mengubah potensi menjadi terbukti.

Untuk mengubah potensi menjadi bukti juga menghadapi beberapa tantangan, salah satunya adalah mengenai sistem perizinan berusaha di sektor hulu minyak dan gas bumi. Hal ini dijabarkan oleh Setyadi dan Yuniza (2021), yang melakukan penelitian mengenai evaluasi kesesuaian sistem perizinan berusaha terintegrasi secara elektronik terhadap sektor hulu migas baik sebelum dan setelah berlakunya UU tentang Cipta Kerja. Hasilnya adalah terdapat karakteristik yang spesifik dan berbeda pada kegiatan hulu migas dibandingkan sektor lainnya. Pada awal tahun 2020, SKK Migas membentuk *One Door Service Policy* (ODSP) untuk mengatasi ketidaksesuaian *Online Single Submission* (OSS) dengan karakteristik hulu migas. Sehingga kerumitan perizinan yang ada dalam kegiatan usaha hulu migas tidak dapat diselesaikan dengan baik.

Variabel utama yang sangat memengaruhi perkembangan hulu migas adalah kebijakan energi yang berlaku di suatu negara. Kebijakan energi inilah yang akan memengaruhi mekanisme *supply* dan *demand* energi di negara tersebut. Hal ini sebagaimana penelitian yang dilakukan oleh Si et al. (2018), dimana kebijakan energi yang berlaku di Tiongkok telah efektif dalam mengurangi konsumsi energi. Di sisi lain, terdapat konsekuensi yang tidak diinginkan dari kebijakan tersebut yang justru mendorong peningkatan konsumsi energi. Hal ini disebabkan oleh beberapa aspek, diantaranya efek *rebound*, pengurangan konsumsi energi tidak selalu menjadi tujuan utama, kebijakan energi yang diambil dapat mengurangi efektivitas kebijakan individu atau bahkan menimbulkan kerugian, timbulnya tumpang tindih kebijakan, adanya masalah koordinasi dan tujuan yang saling bertentangan di antara dan di dalam tingkat pemerintahan yang berbeda, sektor pemerintahan yang berbeda dan instansi yang berbeda sehingga membuat kebijakan energi tersebut berjalan kurang efektif, *law enforcement* dari kebijakan energi yang rendah, dan adanya pengendalian harga energi di Tiongkok oleh pemerintah.

Berdasarkan uraian di atas, maka kajian ini akan fokus menjawab pertanyaan berikut:

1. Apa saja yang menjadi permasalahan lambatnya peningkatan investasi di hulu migas Indonesia saat ini?
2. Bagaimana bentuk *fiscal term* di negara-negara lain?
3. Apa yang menjadi tantangan meningkatkan investasi di hulu migas?

Tujuan dari kajian ini adalah untuk menganalisis kondisi eksisting kebijakan hulu migas saat ini dan memberikan masukan agar investasi hulu migas dapat lebih atraktif ke depannya. Diharapkan kajian ini dapat menjadi bahan pertimbangan bagi pembuat kebijakan terutama di bidang energi.

II. TINJAUAN PUSTAKA

1. Ekonomi Energi

Ekonomi energi lahir dari sebuah studi yang diterbitkan oleh *Club of Rome* pada tahun 1972 yang ditulis oleh Dennis Meadows yang berjudul "*The Limits to Growth*". Studi ini menggunakan pendekatan dari dinamika sistem untuk memprediksi runtuhnya perekonomian dunia sebagai akibat dari menurunnya cadangan minyak dan meningkatkan emisi yang berbahaya bagi lingkungan. Hasil studi ini diperkuat dengan kejutan harga minyak di tahun 1973 dan 1979 yang tampaknya membenarkan pandangan pesimis dari Meadows. Kemudian beberapa ekonom memberikan tanggapan dengan mulai mengembangkan model baru, menekankan dampak harga pada perilaku pelaku pasar. Berdasarkan model-model ini, harga relatif minyak harus naik, merangsang proses substitusi lama sebelum dunia kehabisan minyak bumi. Oleh sebab itu, peningkatan harga minyak harus dilihat sebagai langkah menuju solusi masalah energi.

Faktanya, konsumsi minyak global mulai mengalami penurunan, seperti yang diprediksi oleh model ekonomi, diantaranya model Hudson-Jorgensen (1974, 1978). Model awal dan model yang berkembang ini memberikan peningkatan pemahaman terhadap pasar energi serta kualitas rekomendasi yang memandu kebijakan energi. Dengan jatuhnya harga minyak pada tahun 1986, perhatian beralih ke masalah lingkungan. Dari sudut pandang ekonom jelas bahwa mekanisme harga harus kembali membantu untuk menyelesaikannya. Harga energi tidak hanya mencerminkan biaya yang dihitung oleh industri energi, namun juga biaya eksternal yang terkait dengan kerusakan lingkungan disebabkan oleh produksi, pengangkutan, dan penggunaan energi. Ekonomi energi memberikan upaya yang cukup besar dalam konseptualisasi dan kualifikasi eksternalitas serta evaluasi sebagai biaya eksternal.

Dalam ekonomi pasar, fungsi harga adalah koordinasi terdesentralisasi dari penawaran dan permintaan. Pengetahuan tentang harga pasar cukup untuk koordinasi melalui pasar. Agar harga pasar dapat memainkan peran yang diinginkan, mereka harus memiliki dampak pada jumlah permintaan dan penawaran. Pada sisi penawaran, harga jual yang lebih tinggi menyebabkan penawaran agregat meningkat. Dalam jangka pendek, produsen sedang berjalan menurunkan stok dan meningkatkan utilisasi kapasitas. Sementara dalam jangka panjang, memerlukan peningkatan kapasitas produksi oleh pemain lama dan masuknya pasar oleh pendatang baru. Di sisi permintaan, harga yang lebih tinggi menyebabkan konsumsi berkurang. Kenaikan harga barang akan menaikkan biaya peluang karena pembelinya menysakan lebih sedikit pendapatan untuk dibelanjakan pada barang dan jasa lainnya. Reaksi jangka pendek dalam hal energi meliputi: menyetel nilai termostat pada tingkat yang lebih rendah dan menempuh jarak yang lebih pendek, sementara reaksi menengah dan jangka

panjang dapat membeli peralatan hemat energi, bangunan isolasi, dan mengganti bahan bakar mahal (misalnya bensin) dengan bahan bakar yang lebih murah (misalnya solar).

2. Penelitian Terdahulu

Terdapat beberapa penelitian terdahulu yang menjadi rujukan dalam penelitian ini, antara lain:

- a. Tambunan dan Togatorop (2021), judul penelitian: “Dualisme Ketentuan *Cost Recovery* Sebagai Dasar Pungutan Negara Pada Industri Hulu Migas”. Menggunakan metodologi penelitian berupa kualitatif berdasarkan data sekunder dan kebijakan hulu migas. Hasil penelitiannya, yaitu: 1) PP Nomor 79 Tahun 2010, mengatur lebih luas mengenai pembebanan biaya yang tidak boleh diperhitungkan dalam menghitung hasil untuk pajak penghasilan kontraktor dalam menentukan *cost recovery* untuk perhitungan PNPB dan pajak penghasilan. Masih menjadi pertanyaan PP ini apakah dapat berlaku mengingat *term* serta klausa dalam kontrak *production sharing contract* (PSC) telah diatur biaya yang menjadi *cost recovery*; 2) jika PP Nomor 79 Tahun 2010 tetap berlaku, maka perlakuan tersebut dianggap tidak adil dan wanprestasi terhadap kontrak yang sudah ditandatangani dimana kontrak berlaku selama 30 tahun; dan 3) perlunya koordinasi antar instansi terkait.
- b. Iskandar (2016), judul penelitian: “Determinan FDI Industri Hulu Migas di Indonesia Serta Dampaknya Periode Tahun 2003-2013”. Metodologi penelitian yang digunakan adalah kuantitatif. Menggunakan data sekunder berupa *foreign direct investment* (FDI) dan *domestic direct investment* (DDI). Pengolahan data berupa data panel tahunan (*series* dan *cross section*) yang diperoleh dari Bank Indonesia, Biro Pusat Statistik, Kementerian Keuangan, Kementerian ESDM, SKK Migas, dan Transparency International. Periode pengamatan dilakukan dari tahun 2003–2013 dengan data *cross section* sebanyak 82 wilayah kerja pertambangan alat analisis OLS. Hasil penelitiannya adalah: 1) faktor-faktor yang memengaruhi masuknya FDI pada industri hulu migas di Indonesia adalah *market size*, infrastruktur, inflasi, *openness*, teknologi, pendidikan, korupsi, ICP, cadangan migas, dan pembubaran BP Migas. Sedangkan terdapat beberapa determinan yang memiliki hubungan bertolak belakang dengan determinan pada industri lainnya berdasarkan penelitian terdahulu, misalnya *market size*, keterbukaan ekonomi, dan nilai tukar; 2) FDI dan DDI berdampak secara signifikan pada ketahanan energi nasional dengan proksi tingkat produksi migas; 3) FDI secara signifikan berdampak pada besarnya penerimaan negara, sedangkan DDI tidak berdampak pada besarnya penerimaan negara dari migas; dan 3) kebijakan FDI di hulu migas di Indonesia harus memerhatikan: *energy security*; efisiensi biaya melalui inflasi, teknologi, pendidikan, tingkat korupsi; dan jaminan pelaksanaan kontrak dari pemerintah.

III. METODOLOGI PENELITIAN

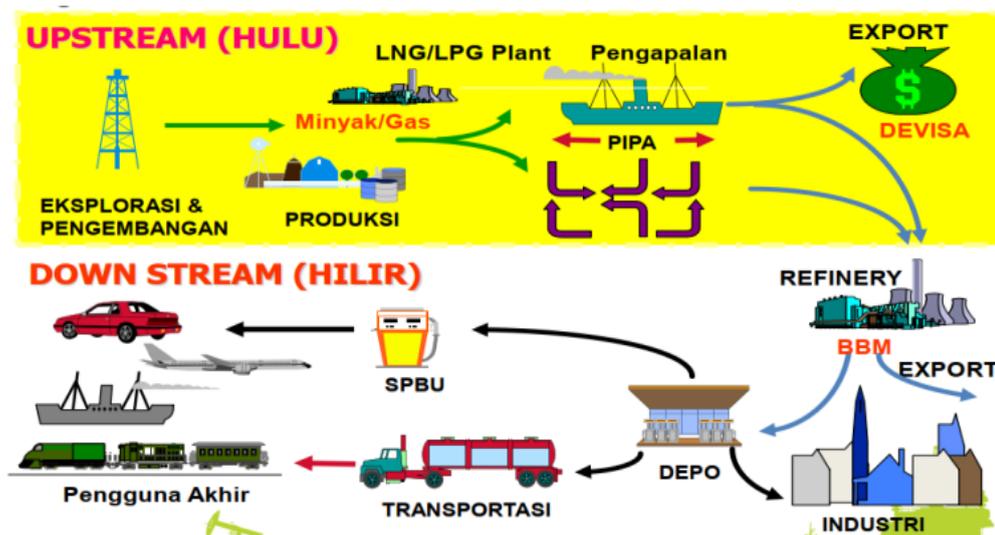
Kajian ini menggunakan metode kualitatif fenomenologi karena mencoba menjelaskan makna fenomena dari perlambatan investasi hulu migas yang terjadi di Indonesia. Metode kualitatif mampu menggambarkan objek penelitian sehingga dapat dimaknai dengan baik; dan mampu mengungkapkan makna di balik fenomena (Setiawan dan Anggito, 2018). Metode kualitatif dengan pendekatan fenomena dikembangkan oleh Heidegger (1961) (dalam Fadli, 2021) bertujuan untuk

memahami pengalaman hidup, mencari hakikat dari pengalaman agar mampu memahami pengalaman sebagaimana disadari.

Data yang mendukung penelitian ini berasal dari *focus group discussion* (FGD) yang diselenggarakan antara Badan Keahlian dengan SKK Migas dan Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral dalam rangka membahas perubahan UU tentang Minyak Dan Gas Bumi. Selain hasil FGD, data juga diperoleh dari hasil diskusi pakar dengan Direktorat Jenderal Anggaran dan Badan Kebijakan Fiskal, Kementerian Keuangan. Sumber data juga didukung dari data sekunder dari BP Statistical Review, SKK Migas, dan Kementerian Keuangan.

IV. HASIL DAN PEMBAHASAN

Kegiatan usaha hulu migas berdasarkan UU Nomor 22 Tahun 2001 adalah kegiatan usaha yang berintikan atau bertumpu pada kegiatan usaha eksplorasi dan eksploitasi. Eksplorasi merupakan kegiatan yang bertujuan memperoleh informasi terkait kondisi geologi untuk menemukan dan memperoleh perkiraan cadangan migas di wilayah kerja yang ditentukan. Sedangkan eksploitasi sendiri bermakna rangkaian kegiatan yang bertujuan untuk menghasilkan migas dari wilayah kerja yang ditentukan, yang terdiri atas pengeboran dan penyelesaian sumur, pembangunan sarana pengangkutan, penyimpanan, dan pengolahan untuk pemisahan dan pemurnian migas di lapangan serta kegiatan lain yang mendukungnya (UU Nomor 22 Tahun 2001). Berikut ini gambaran terhadap kegiatan hulu migas di Indonesia.



Gambar 3. Gambaran Umum Industri Hulu Migas Indonesia

Sumber: Kementerian Keuangan, 2022

Kegiatan usaha hulu dilakukan pada suatu wilayah kerja yang direncanakan serta disiapkan oleh Menteri dengan memerhatikan pertimbangan dari Badan Pelaksana. Kegiatan usaha hulu dilakukan oleh Badan Usaha atau Bentuk Usaha Tetap berdasarkan kontrak kerjasama dengan Badan Pelaksana. Jangka waktu kontrak kerjasama paling lama 30 tiga tahun yang terdiri atas jangka waktu eksplorasi dan jangka waktu eksploitasi. Kontrak kerja sama tersebut dapat diperpanjang paling lama 20 tahun. Jangka waktu eksplorasi yaitu 6 tahun serta dapat diperpanjang hanya satu kali paling lama 4 tahun berdasarkan permintaan dari kontraktor selama

kontraktor telah memenuhi kewajiban minimum menurut kontrak kerja sama yang persetujuannya dilakukan oleh Badan Pelaksana. Jika dalam jangka waktu eksplorasi kontraktor tidak menemukan cadangan migas yang dapat diproduksi secara komersial, maka kontraktor wajib mengembalikan seluruh wilayah kerjanya (PP Nomor 35 Tahun 2004).

Peran migas dalam perekonomian tidak hanya semata-mata sebagai pemasok energi bagi aktivitas ekonomi, namun juga berkontribusi pada penerimaan negara baik dari pajak maupun PNBP. Menurut proyeksi SKK Migas (2021), proyeksi kontribusi sektor industri migas dari minyak bumi pada tahun 2030 mencapai USD219 miliar dan proyeksi dari gas bumi mencapai USD251 miliar.

Industri migas juga berkontribusi pada penambahan aset BMN sebagaimana termaktub dalam LKPP 2020 (*audited*), industri hulu migas memiliki aset BMN sebesar Rp526,18 triliun. Aset ini terdiri dari tanah senilai Rp17,22 triliun, harta benda modal Rp481,88 triliun, harta benda inventaris senilai Rp0,13 triliun, dan material persediaan Rp26,95 triliun (LKPP, 2020).

Tabel 2. Perkembangan Kontribusi Pajak Industri Hulu Migas Periode 2016-2020 (Dalam Ribuan Rupiah)

| Jenis Pajak (dalam ribuan rupiah) | Tahun 2016 | Tahun 2017 | Tahun 2018 | Tahun 2019 | Tahun 2020 |
|-----------------------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| PPN | 17,127,290,499 | 11,605,575,506 | 10,437,943,258 | 10,669,103,682 | 5,684,861,155 |
| PBB | 11,236,928,910 | 8,825,542,143 | 10,897,984,720 | 10,697,952,050 | 10,498,300,372 |
| PDRD | - | 113,500,348 | 83,528,286 | 66,347,982 | 65,210,971 |
| PPh Potput | 8,297,509,349 | 14,966,060,260 | 4,914,452,121 | 23,263,569,609 | - |

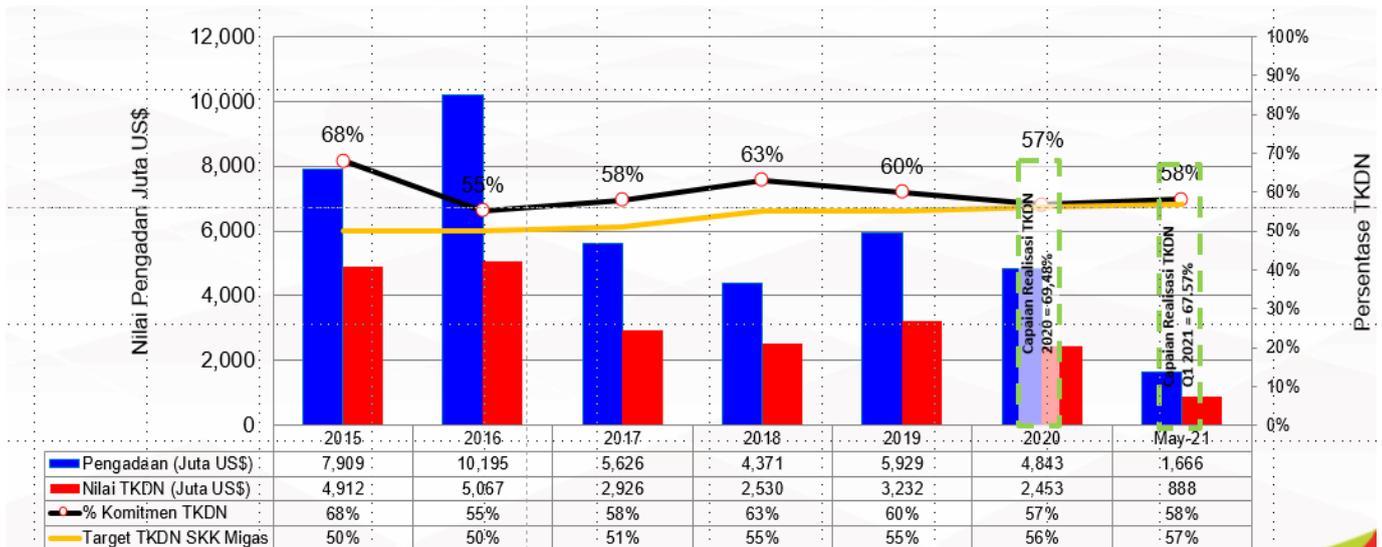
Sumber: SKK Migas, 2021

Kontribusi hulu migas lainnya berupa pajak pada penerimaan negara. Berdasarkan perkembangan kontribusi pajak industri hulu migas tahun 2016-2020, kontribusi pajak pertambahan nilai (PPN) cenderung mengalami penurunan (dapat dilihat pada Tabel 2). Meskipun di tahun 2019 kembali membaik, namun pada tahun 2020 kembali terkoreksi cukup dalam akibat pandemi Covid-19. Pada tahun 2020, hanya Pajak Bumi dan Bangunan (PBB) dan Pajak Daerah dan Retribusi Daerah (PDRD) yang tidak terkoreksi cukup dalam dibandingkan bentuk pajak lainnya.

Multiplier effect industri hulu migas pada peningkatan ekonomi nasional di tahun 2019 dapat terlihat apabila tambahan belanja sebesar Rp1 miliar di sektor migas berpotensi menghasilkan (SKK Migas, 2021):

- tambahan pendapatan masyarakat Rp0,21 miliar;
- tambahan nilai tambah sebesar Rp0,73 miliar; dan
- tambahan tenaga kerja sebesar 8 orang.

Bentuk *multiplier effect* lainnya adalah pada Juni 2021, industri hulu migas mampu mencapai tingkat komponen dalam negeri (TKDN) sebesar 58 persen. Peningkatan TKDN ini mendorong peningkatan peran perusahaan dalam negeri dan peran serta kompetensi SDM dalam negeri (sebagaimana tergambar dalam Gambar 4).



Gambar 4. Perkembangan Optimalisasi Pengadaan dan TKDN dalam Industri Hulu Migas

Sumber: SKK Migas: SI PRS dan Persetujuan Pelaksanaan Tender Per 6 Juni 2021

Terdapat dua skema kontrak kerjasama yang berlaku pada industri hulu migas Indonesia saat ini, yaitu skema pengembalian (*cost recovery*) dan skema kontrak bagi hasil (*gross split*). Berdasarkan UU Nomor 22 Tahun 2001 Pasal 1 angka 19, kontrak kerja sama adalah kontrak bagi hasil atau bentuk kerja sama lain dalam kegiatan eksplorasi dan eksploitasi yang lebih menguntungkan negara dan hasilnya dipergunakan untuk sebesar-besar kemakmuran rakyat. Jenis kontrak bagi hasil (*production sharing contract* atau *cost recovery*) dapat dianalogikan bahwa terdapat kontrak kerja antara negara sebagai pemegang sumber daya alam dengan pihak kontraktor sebagai investor. Berikut ini merupakan prinsip-prinsip dalam kontrak bagi hasil, yaitu (Priamoko, 2017):

- a. sistem pembagian berdasarkan hasil produksi;
- b. kewenangan manajemen ada pada Pertamina;
- c. semua peralatan, sarana dan fasilitas yang dibeli dan dibangun untuk operasi menjadi milik Pertamina;
- d. pembagian produk sampingan berbeda dengan pembagian produksi utama;
- e. Pertamina memegang kewenangan menentukan pengembalian biaya operasi;
- f. kontraktor menanggung resiko kerugian biaya operasi; dan
- g. kepemilikan atas mineral tetap di tangan negara hingga titik penyerahan.

Dapat dikatakan pada skema *cost recovery*, kontraktor menalangi terlebih dahulu seluruh pengeluaran belanja yang diperlukan untuk kegiatan hulu migas. Apabila investor telah mampu memproduksi secara komersial, maka seluruh biaya yang telah dikeluarkan oleh kontraktor dapat dikembalikan dari hasil produksi wilayah kerja tersebut.

Skema *gross split* lahir mengacu pada definisi kontrak bagi hasil atau bentuk kerjasama lain dalam UU Nomor 22 Tahun 2001. Frasa “bentuk kerjasama lain” inilah yang mendorong pemerintah melahirkan format baru yang disesuaikan dengan perkembangan iklim investasi sektor hulu migas di Indonesia. Sebagaimana diatur dalam Permen ESDM Nomor 8 Tahun 2017 tentang

Kontrak Bagi Hasil *Gross Split*, mendefinisikan bahwa kontrak bagi hasil *gross split* merupakan suatu kontrak bagi hasil dalam kegiatan hulu minyak dan gas bumi berdasarkan prinsip pembagian *gross* produksi tanpa mekanisme pengembalian biaya operasi. Berdasarkan PP Nomor 27 Tahun 2017, skema *gross split* dipandang lebih menguntungkan sebab tidak lagi menggunakan mekanisme *first tranche petroleum* (FTP). Produksi yang diukur setelah keluar dari titik penyerahan (*custody transfer*) akan langsung dilakukan penghitungan pembagian untuk pemerintah dan kontraktor, tanpa dikurangi biaya-biaya operasi kegiatan hulu migas yang telah dikeluarkan oleh kontraktor. Seluruh biaya yang dikeluarkan kontraktor menjadi beban dan tanggung jawab kontraktor sendiri. Berdasarkan penelitian Nostalgia (2021), skema *gross split* masih menemui beberapa kendala dalam pelaksanaannya, yaitu: berubah-ubahnya peraturan yang terlalu cepat, insentif pajak yang kurang atraktif, dan belum adanya pengaturan khusus tentang *gross split* terkait sektor lingkungan dan sektor pertanian.

Fasilitas fiskal eksisting dalam pengembangan lapangan terdiri dari fasilitas perpajakan dan Penerimaan Negara Bukan Pajak (PNBP) sebagai berikut:

Tabel 3. Perbandingan Rezim Cost Recovery dan Rezim Gross Split

| No | Rezim Cost Recovery | Rezim Gross Split |
|----|---|---|
| 1 | <p>Fasilitas Perpajakan:</p> <p>a. Tahap eksplorasi: Pembebasan pajak tidak langsung (bea masuk dan pajak dalam rangka impor, PPN, dan PBB) dilakukan secara otomatis.</p> <p>b. Tahap eksploitasi: Pembebasan pajak tidak langsung (bea masuk dan pajaka dalam rangka impor, PPN, dan PBB tubuh bumi) dapat diberikaan sepanjang belum memenuhi keekonomian proyek dari Menteri ESDM.</p> <p>Pemberian fasilitas perpajakan diberikan oleh Menteri Keuangan.</p> | <p>Fasilitas Perpajakan:</p> <p>a. Tahap eksplorasi: Pembebasan pajak tidak langsung (bea masuk dan pajak dalam rangka impor, PPN, dan PBB) dilakukan secara otomatis.</p> <p>b. Tahap eksploitasi: Pembebasan pajak tidak langsung (bea masuk dan pajaka dalam rangka impor, PPN, dan PBB) dilakukan secara otomatis.</p> <p>Pemberian fasilitas perpajakan diberikan oleh Menteri Keuangan.</p> |
| 2 | <p>Fasilitas PNBP:</p> <p>a. Besaran bagi hasil minyak dan gas bumi;</p> <p>b. Besaran dan pembagian <i>first tranche petroleum</i> (FTP);</p> <p>c. <i>Investment credit</i>;</p> <p>d. Besaran imbalan <i>domestic market obligation</i> (DMO) s.d. 100 persen; dan/atau</p> <p>e. Percepatan depresiasi.</p> <p>Pemberian fasilitas PNBP tersebut diberikan oleh Menteri ESDM.</p> | <p>Fasilitas PNBP: Diskresi <i>split</i>.</p> <p>Pemberian fasilitas PNBP tersebut diberikan oleh Menteri ESDM.</p> |

Sumber: Kementerian Keuangan, 2022

Berdasarkan kondisi hulu migas, peran migas bagi perekonomian Indonesia dan mekanisme *fiscal terms* yang eksisting terjadi di Indonesia di atas, maka permasalahan yang dihadapi hulu

migas, bagaimana bentuk *fiscal term* di beberapa negara sebagai perbandingan serta bagaimana tantangan yang dihadapi Indonesia dalam meningkatkan investasi hulu migasnya, akan dibahas lebih lanjut di sub bab berikut ini.

1. Permasalahan lambatnya peningkatan investasi hulu migas

Investor migas mempertimbangkan keputusan investasi berdasarkan prospektivitas serta daya tarik fiskal. Berdasarkan asesmen Woodmac (Q1, 2020), Indonesia termasuk negara yang memiliki prospektivitas baik (di atas rata-rata). Namun, daya saing fiskal Indonesia masih perlu ditingkatkan untuk bisa bersaing dengan negara lain. Indeks daya tarik fiskal Indonesia 2,8 untuk *PSC Cost Recovery* dan 2,4 untuk *gross split*, dimana angka ini berada di bawah rata-rata global (3,3). Oleh karena itu, peningkatan daya tarik fiskal penting untuk segera dilakukan Indonesia agar dapat mengundang minat investor untuk berinvestasi di hulu migas Indonesia.

Pandangan Wood Mackenzie terkait kontrak bagi hasil (KBH) *gross split* Indonesia, dianggap tidak efektif dan menghalangi proyek *high-up front capital requirement*, seperti pengembangan wilayah *frontier exploration*, atau proyek yang mensyaratkan pembangunan infrastruktur baru disebabkan negara mendapatkan bagian penerimaan negara sebelum kontraktor *me-recover initial costs*, dan akhirnya memperpanjang *payback period* kontraktor. Kriteria yang tidak jelas mengenai diskresi *split* dari Kementerian ESDM serta adanya sifat regresif dari *gross split terms* menjadikan *gross split* menjadi luring populer khususnya pada saat harga minyak rendah. Dengan terbukanya opsi lain dalam *fiscal terms* bagi industri hulu migas berupa *cost recovery* merupakan langkah positif bagi kegiatan usaha hulu migas, namun perbaikan kebijakan kedepannya tetap diperlukan.

Berdasarkan pemetaan masalah sumberdaya alam migas di sektor industri hulu migas di Indonesia yang dilakukan SKK Migas (2021), diantaranya: migas masih menjadi sumber penerimaan negara; bisnis migas yang fluktuatif; pendanaan proyek migas yang semakin sulit; kekuatan nasional masih lemah; faktor *subsurface*; kompetisi dengan negara lain serta dengan sumber energi lain; regulasi, tata ruang serta perizinan yang tidak kondusif; dan hubungan pusat dan daerah.

Kedelapan permasalahan ini yang berkontribusi pada kurang berkembangnya investasi di hulu migas Indonesia saat ini. Potensi dan prospek migas saja belum menjadi daya tarik utama bagi investor hulu migas jika tidak diimbangi dengan skema *fiscal terms* yang menarik bagi investor.

Menurut kajian yang dilakukan oleh BKF (2022), terdapat beberapa kendala yang menyebabkan rendahnya minat investor untuk berinvestasi pada kegiatan usaha hulu migas di Indonesia, antara lain: 1) kurang terbukanya data geologi terkait potensi migas serta perlunya meningkatkan keandalannya; 2) birokrasi dan perijinan dalam kegiatan usaha hulu migas belum sesuai harapan investor; 3) cukup besarnya keterlibatan pemerintah dalam pengambilan keputusan investasi bagi kontraktor; 4) kurang menariknya imbal hasil bagi kontraktor dan pemerintah tidak mendesain sistem yang mendukung percepatan *payback period* bagi kontraktor tanpa mengurangi optimalisasi penerimaan negara khususnya pada rezim *gross split*; 5) *sanctity contract* yang belum optimal.

Berdasarkan kajian LPEM-UI (2020) terkait perbaikan iklim sektor hulu migas, menemukan bahwa terdapat indikasi awal bahwa: 1) terdapat indikasi awal bahwa rezim fiskal Indonesia belum cukup baik mengakomodir proyek-proyek sektor hulu migas dengan skala produksi *marginal* dengan biaya besar; 2) terdapat bukti bahwa *government share* paling konsisten memengaruhi tingkat IRR sektor hulu migas; 3) rezim fiskal *PSC Cost Recovery* di Indonesia dapat dikatakan cukup rumit dengan memasukkan instrumen seperti FTP dan DMO; 4) rezim fiskal *PSC Gross Split* di Indonesia berpotensi menyulitkan kontraktor untuk memproyeksikan profitabilitas dgn memasukkan 10 komponen variabel dan 2 komponen faktor progresif; 5) besaran *split (gross split)* yang ditentukan dengan cara lelang digunakan di beberapa negara produsen migas lainnya, seperti Brasil, India dan Meksiko, cara ini dipandang lebih sederhana dan lebih mampu memastikan tingkat profitabilitas dari para kontraktor; dan 6) hingga 2019, besaran PPh Badan industri hulu migas Indonesia masih relatif tinggi yaitu setara dengan 40 persen (25 persen PPh Badan + 20 persen BPT), dan hanya lebih rendah dari Thailand dan Vietnam.

Berdasarkan kajian di atas, Indonesia disarankan untuk memperbaiki *fiscal term* secara revolusioner ketimbang evolusioner dengan maksud untuk meningkatkan daya tarik investasi sektor hulu migas, agar mampu bersaing dengan negara-negara produsen migas lainnya. Perbaikan desain *fiscal term* sektor hulu migas diarahkan untuk memberikan keadilan manfaat antara kontraktor dan negara, dengan mengalihkan prioritas manfaat dari mengutamakan pendapatan fiskal negara ke optimalisasi manfaat migas yang mendorong ketertarikan investasi dan peningkatan kesejahteraan publik. Ketertarikan investasi di sektor hulu migas akan menjamin pendapatan fiskal negara dan kesejahteraan publik dalam jangka panjang. Untuk menjamin tingkat keuntungan yang wajar bagi kontraktor (IRR). Untuk itu, pemerintah disarankan dapat melakukan perbaikan, antara lain berupa menurunkan tingkat *split*, *branch profit tax* (BPT), memberikan insentif *tax holiday*, pemberlakuan *assume and discharges* (pajak tidak langsung DTP) hingga masa akhir kontrak, *DMO Holiday*, percepatan depresiasi, dan *Split* FTP. Terkait isu *split* kontraktor, pemerintah dapat melakukan diskresi berupa pengurangan atau penambahan *split* kontraktor dengan didasari aspek komersialitas lapangan. Sehingga kebijakan *split* dimungkinkan berbeda antara satu lapangan dengan lapangan migas lain dengan pertimbangan kondisi produksi setiap lapangan. Lapangan yang memiliki produksi kecil, maka jumlah *split*nya tidak akan dikenakan sama jumlahnya dengan lapangan yang memproduksi lebih besar. Dengan pembedaan pengenaan *split* ini, diharapkan investor migas dapat memperoleh keuntungan di tengah tingginya risiko investasi migas.

2. Bentuk *fiscal terms* di negara lain

Kegiatan usaha hulu migas Indonesia menggunakan skema kontrak bagi hasil atau *production sharing contract* (PSC). PSC berlaku pertama kali pada tahun 1966 ketika PERMINA menandatangani kontrak bagi hasil dengan *Independence Indonesian American Oil Company* (IIAPCO). Penerapan PSC merupakan pertama dalam sejarah industri migas dunia. PSC lahir dilatarbelakangi oleh negara dapat berperan lebih besar dengan memiliki kewenangan manajemen kegiatan usaha hulu migas (SKK Migas, 2014). PSC yang diterapkan di Indonesia memengaruhi bentuk *fiscal term* yang berlaku di industri hulu migas. Saat ini, Indonesia menggunakan dua jenis *fiscal terms*, yaitu *cost recovery* dan *gross split*. Meskipun Indonesia

telah memberikan kebebasan investor untuk memilih *fiscal terms* yang akan digunakan, namun daya tarik industri migas Indonesia masih kalah dibandingkan Malaysia atau Vietnam. Pada tahun 2021, SKK Migas merekomendasikan beberapa stimulus dan insentif guna mendukung iklim investasi migas Indonesia, yaitu:

- a. penundaan pencadangan biaya kegiatan pasca operasi atau *abandonment and site restoration*;
- b. penundaan atau penghapusan PPN LNG (penyerahan barang kena pajak tertentu yang bersifat strategis yang dibebaskan dari pengenaan PPN);
- c. pembebasan biaya pemanfaatan barang milik negara (BUMN) sepanjang masih digunakan untuk kegiatan usaha hulu migas;
- d. penundaan atau pengurangan hingga 100 persen atas pajak-pajak tidak langsung.
- e. Memberikan insentif hulu migas, diantaranya depresiasi dipercepat, perbaikan *split* untuk KKKS, dan DMO (*domestic market obligation*) *price* yang lebih baik (*DMO full price*);
- f. gas dapat dijual dengan harga pasar untuk semua skema di atas *take or pay* (TOP) dan DCQ (*daily contract quantity*);
- g. menghapuskan biaya pemanfaatan kilang LNG Badak USD0,22/MMBT;
- h. pembebasan *branch profit tax* (BRT), apabila reinvestasi profit (dividen) ke Indonesia; dan
- i. dukungan dari kementerian yang membina industri pendukung hulu migas (industri baja, *rig*, jasa, dan servis) bagi industri penunjang kegiatan hulu migas.

Dari kesembilan usulan tersebut, terdapat enam stimulus dan insentif yang telah disetujui, antara lain:

- a. penundaan sementara pencadangan biaya kegiatan pasca operasi atau *Abandonment and Site Restoration* (ASR);
- b. pengecualian PPN LNG melalui penerbitan PP 48/2020 tentang impor dan atau Penyerahan Barang Kena Pajak Tertentu yang Bersifat Strategis yang Dikecualikan dari Kewajiban PPN;
- c. pembebasan biaya pemanfaatan barang milik negara yang akan digunakan untuk kegiatan hulu migas;
- d. penundaan atau pengurangan hingga 100 persen pajak-pajak tidak langsung;
- e. penerapan insentif investasi, di antaranya depresiasi dipercepat, perubahan *split* dan *DMO full price*; dan
- f. penerapan volume gas yang dapat dijual dengan harga *market* untuk semua skema di atas *take or pay* dan *Daily Contract Quantity* (DCQ).

Persetujuan tersebut telah tertuang dalam Keputusan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 199.K/HK.02/MEM.M/2021 tentang Pedoman Pemberian Insentif Kegiatan Usaha Hulu Minyak Dan Gas Bumi. Jenis-jenis insentif kegiatan usaha hulu yang diatur dalam regulasi yang menjadi kewenangan Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral, yaitu:

1. Untuk kontrak bagi hasil dengan skema *cost recovery*.
 - a. besaran bagi hasil minyak dan gas bumi.
 - b. besaran *First Tranche Petroleum* (FTP).
 - c. *investment credit*.
 - d. besaran imbalan DMO.
 - e. percepatan depresiasi.

Guna mencapai nilai keekonomian Kontraktor (*Internal Rate of Return* atau *Profitability Index*), SKK Migas dapat merekomendasikan 1 (satu) atau lebih jenis insentif tersebut di atas dengan tetap memerhatikan penerimaan negara yang paling optimal. Selain insentif yang menjadi kewenangan Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral, terdapat jenis insentif kegiatan usaha hulu yang merupakan kewenangan Kementerian Keuangan berupa Imbalan DMO *Holiday* dan insentif perpajakan serta insentif penerimaan negara bukan pajak. Dalam hal diperlukan insentif di luar kewenangan Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral, prosesnya dilakukan sesuai ketentuan peraturan perundang-undangan dengan mendasarkan pada evaluasi dan rekomendasi perhitungan keekonomian dari SKK Migas.

2. Untuk kontrak bagi hasil dengan skema *gross split*.

Jenis insentif kegiatan usaha hulu berupa besaran tambahan bagi hasil minyak dan gas bumi. Berikut ini bentuk *fiscal terms* pada sektor migas dari beberapa negara menurut Ariyati (2010) yang dapat menjadi perbandingan dengan yang dilaksanakan di Indonesia, yaitu:

Tabel 4. Perbandingan Fiscal Term di Beberapa Negara

| | Tionggok | India | Malaysia |
|----------------------|---|---|---|
| Tipe | <i>Production sharing</i> | <i>Production sharing</i> | <i>Production sharing</i> |
| Jangka Waktu | | | |
| a. Eksplorasi | 7 tahun | 7 tahun | 5 tahun |
| b. Produksi | 15 tahun | 20 tahun | 20 tahun |
| Cost Recovery | Dibatasi 50 persen dari <i>gross revenue</i> | Tidak ada pembatasan | Dibatasi berdasarkan R/C <i>ratio</i> |
| Profit Share | Bervariasi berdasarkan <i>annual gross production</i> | Bervariasi berdasarkan <i>investment multiple</i> | Bervariasi berdasarkan R/C <i>ratio</i> |
| Pajak | 33 persen | 50 persen | 45 persen |
| Lainnya | - | - | 70 persen <i>supplementary payment if price over base</i> |

Sumber: Ariyati (2010), diolah

3. Tantangan peningkatan investasi sektor hulu migas

Berdasarkan Rencana Strategis Ditjen Migas 2020-2024, tantangan industri migas nasional dari sisi eksternal dan internal, sebagai berikut:

a. Eksternal

Tantangan dari sisi eksternal dibagi menjadi dua, yaitu tantangan dari ekonomi dan politik internasional. Dari sisi ekonomi, fluktuasi harga minyak mentah dunia, nilai tukar, dan *supply demand* minyak mentah dunia masih menjadi faktor utama yang memengaruhi industri migas. Sedangkan dari sisi politik internasional, faktor sosiopolitik dan geopolitik masih mendominasi pengaruhnya terhadap perkembangan sektor migas. Faktor sosiopolitik ini mampu mendorong penyesuaian pengelolaan sektor hulu migas di negara penghasil migas, contohnya, keterlibatan pemerintah dalam mengatur pengelolaan migas akan berdampak positif jika mampu membangun iklim investasi migas yang kondusif. Adanya tuntutan peningkatan investasi sektor hulu migas di tengah pemenuhan target transisi energi menuju *net zero emission* menjadi tantangan tersendiri yang harus dihadapi pemerintah dalam meningkatkan daya tarik investasi hulu migas Indonesia. *Net zero emission* menjadi isu global yang mendorong *green economy* agar keberlanjutan pembangunan tetap terjaga.

Sedangkan geopolitik sangat besar pengaruhnya terhadap perkembangan industri migas. Hal ini disebabkan, migas adalah komoditi global yang rentan terkena *exchange rate exposure* maupun kondisi politik dari negara penghasil minyak lainnya. Seperti yang saat ini dirasakan, ketika Rusia melakukan ekspansi ke Ukraina, menyebabkan terganggunya *supply* minyak dunia. Di satu sisi, terjadi pemulihan aktivitas ekonomi pasca Covid-19 menyebabkan tingginya permintaan akan bahan bakar. Ketika *demand* yang tinggi terhadap migas tidak diiringi dengan *supply* yang tinggi juga, maka menyebabkan harga migas mencapai level di atas USD100 per barel.

Di samping sosiopolitik dan geopolitik, tantangan yang masih masuk dalam kategori eksternal industri migas yaitu tingginya persaingan antar negara dalam menarik investor di sektor migas melalui berbagai kemudahan berinvestasi maupun penawaran insentif baik fiskal maupun nonfiskal. Terdapat tiga kriteria dalam investasi sektor migas terutama hulu migas, antara lain: *prospecivity*, *fiscal term*, dan *legal stability*. *Prospecivity* (geologi) merupakan *given* dari Tuhan. Sedangkan yang dapat dimaksimalkan yaitu *fiscal term* dan *legal stability* karena merupakan hasil buatan manusia yaitu kesepakatan bersama antara DPR dengan pemerintah (SKK Migas, 2022). *Fiscal terms* dan *legal stability* menjadi bagian dari *country risk* yang harus diminimalkan agar dapat meminimalisir permintaan investor terkait insentif yang akhirnya berdampak pada penurunan potensi penerimaan negara.

b. Internal

Dari sisi internal, faktor teknis dan non teknis memiliki kontribusi besar terhadap industri migas nasional. Faktor teknis dipengaruhi oleh tiga hal, yaitu penurunan produksi migas, rendahnya tingkat keberhasilan eksplorasi migas, dan belum terintegrasinya infrastruktur migas. Penurunan produksi yang saat ini sedang dirasakan oleh Indonesia disebabkan belum ditemukannya sumber migas baru dengan kapasitas produksi yang besar. Sumur migas yang ada saat ini didominasi oleh sumur tua yang sudah mengalami penurunan produksi. Rendahnya tingkat keberhasilan eksplorasi migas menjadi faktor teknis yang

menyebabkan rendahnya kapasitas produksi migas nasional. Dibutuhkan antara lain teknologi dan data geologi yang akurat untuk mendukung peningkatan keberhasilan eksplorasi migas. Terkait belum terintegrasinya infrastruktur migas juga berkontribusi rendahnya perkembangan industri migas nasional. Contohnya pembangunan jaringan gas untuk menyalurkan gas dari sumur ke konsumen yang masih terbatas, berkontribusi pada belum optimalnya produksi gas bumi karena belum dapat memenuhi permintaan.

Sedangkan faktor non teknis dipengaruhi oleh hal-hal berikut ini yaitu: *mindset* penggunaan energi yang belum berubah, ketergantungan impor BBM/LPG, ketidakpastian peraturan perundang-undangan, *law enforcement* yang rendah, tumpang tindih lahan, dan perizinan yang kompleks (antar kementerian/lembaga maupun pusat dan daerah). Ketidakpastian peraturan perundang-undangan dan rendahnya *law enforcement* merupakan hal utama yang menjadi pertimbangan investor berinvestasi di sektor migas. Investasi di sektor migas adalah investasi jangka panjang dengan tingkat risiko tinggi. Oleh karena itu, kepastian aturan dan *law enforcement* menjadi jaminan utama kepastian dalam berinvestasi di migas. Apabila peraturan perundang-undangan kerap kali berubah dan memaksa investor melakukan *adjustment* terhadap perubahan tersebut, membuat rendahnya minat investor untuk berinvestasi terutama di hulu migas. Permasalahan lahan dalam industri migas cukup berkontribusi dalam pengembangan industri migas nasional. Hal inilah yang perlu menjadi perhatian pemerintah untuk mengambil jalan diskresi guna penyelesaian lahan untuk pengembangan industri migas namun tetap dalam koridor kelestarian lingkungan.

Terkait perijinan yang kompleks dan isu lahan, berdasarkan data SKK Migas, perizinan dan pengadaan lahan memerlukan waktu antara 30-50 persen dari seluruh waktu yang dibutuhkan guna kegiatan pengembangan sektor migas. Meskipun telah terjadi transformasi hulu migas terkait perizinan dengan lahirnya layanan *one door service policy* (ODSP) pada Januari 2020. Dari 104 izin dipangkas menjadi 6 izin migas. Terkait jangka waktu penyelesaian izin migas juga turut mengalami penurunan, dari awal 45 hari menuju 15 hari atau maksimal 25 hari selama syarat yang ditentukan dipenuhi. Namun, pengurusan izin usaha migas tidak hanya menjadi tanggung jawab Kementerian ESDM saja, namun terdapat lintas kementerian/lembaga (K/L). Hal ini yang akhirnya masalah perijinan masih memerlukan waktu yang lama untuk memulai aktivitas di sektor migas karena tiap K/L memiliki standar operasional perijinan yang berbeda. Belum terbangunnya koordinasi antar instansi penerbit perizinan yang berhubungan dengan investasi sektor migas, sehingga masih terdapat perbedaan mengenai pentingnya penyelesaian perizinan secara cepat (SKK Migas, 2022). Semakin berlarutnya masalah penyelesaian perizinan, dapat menurunkan tingkat keekonomian pengembangan proyek terutama hulu migas ke depannya (SKK Migas, 2021).

Terkait *mindset* penggunaan energi, masyarakat masih Indonesia masih sangat bergantung dengan bahan bakar fosil. Kondisi ini yang menyebabkan peningkatan permintaan akan bahan bakar fosil dari tahun ke tahun. Dikarenakan Indonesia telah menjadi net importir sejak tahun 2004, maka tingginya permintaan akan bahan bakar ini berdampak juga pada tingginya permintaan impor bahan bakar.

Di samping tantangan yang tertera dalam Rencana Strategis Ditjen Migas 2020-2024, tantangan lainnya antara lain: *pertama*, berupa transisi energi yang sedang berlangsung di Indonesia. Dalam menjalankan transisi energi ini, pemerintah memilih sektor gas bumi untuk menjembatani proses transisi dari bahan bakar fosil menuju energi yang lebih ramah lingkungan. Perluasan penggunaan gas bumi baik di industri maupun rumah tangga menghadapi tantangan yang berbeda. Dari sisi pengembangan penggunaan gas bumi bagi rumah tangga, pembangunan infrastruktur jaringan pipa gas masih belum optimal. Hal ini disebabkan antara lain kendala pembebasan lahan yang dibutuhkan untuk pembangunan jaringan pipa gas dan besarnya retribusi yang dikenakan pemerintah daerah dalam pembangunan pipa gas, sehingga menyebabkan tingginya biaya yang dibutuhkan dan berdampak pada tingginya biaya yang dikenakan ke pengguna gas. Ketika konsumsi gas bumi mengalami peningkatan, maka pemerintah akan kembali dihadapkan pada keterbatasan investasi di hulu migas. Salah satu cara yang dapat menarik investasi tersebut antara lain mengakselerasi penggunaan teknologi *Chemical (EOR)*, membuka diskusi dua arah antara pemerintah dengan pelaku usaha sehingga kebijakan yang diambil pemerintah mampu mencerminkan kebutuhan pelaku usaha dan kebutuhan akan energi.

Dan tantangan *kedua*, dua rezim fiskal yang ada saat ini berupa *cost recovery* dan *gross split* masih belum memberikan optimalisasi peningkatan investasi sektor hulu migas nasional. Hal ini disebabkan oleh kedua rezim tersebut saling berkompetisi, bukan saling melengkapi. Seyogyanya kelebihan dari masing-masing rezim fiskal tersebut dapat menjadi instrumen yang atraktif bagi investor hulu migas. Kelebihan setiap rezim fiskal dapat disesuaikan dengan karakteristik tiap wilayah kerja yang ditawarkan. Sehingga, pelaksanaan rezim fiskal antara satu wilayah kerja yang satu dengan lainnya dimungkinkan berbeda dan menyesuaikan tingkat risiko di masing-masing wilayah kerja.

V. KESIMPULAN

Hasil kajian atas permasalahan lambatnya peningkatan investasi di hulu migas Indonesia saat ini, bagaimana bentuk *fiscal term* di negara lain, dan apa saja yang menjadi tantangan dalam meningkatkan industri hulu migas, maka dapat disimpulkan sebagai berikut: *pertama*, terdapat beberapa permasalahan yang menyebabkan lambatnya peningkatan investasi hulu migas, menurut SKK Migas, diantaranya: migas masih menjadi sumber penerimaan negara, bisnis migas yang fluktuatif, pendanaan proyek migas yang semakin sulit, kekuatan nasional masih lemah, faktor *subsurface*, kompetisi dengan negara lain serta dengan sumber energi lain, regulasi, tata ruang serta perizinan yang tidak kondusif, serta hubungan pusat dan daerah. Terdapat beberapa faktor yang menyebabkan masalah ini, antara lain: kurang terbukanya data geologi terkait potensi migas serta perlunya meningkatkan keandalannya; birokrasi dan perijinan dalam kegiatan usaha hulu migas belum sesuai harapan investor; cukup besarnya keterlibatan pemerintah dalam pengambilan keputusan investasi bagi kontraktor; kurang menariknya imbal hasil bagi kontraktor dan pemerintah tidak mendesain sistem yang mendukung percepatan *payback period* bagi kontraktor tanpa mengurangi optimalisasi penerimaan negara khususnya pada rezim *gross split*; *sanctity contract* yang belum optimal; rezim fiskal Indonesia belum cukup baik mengakomodir proyek-proyek sektor hulu migas dengan skala produksi marginal dengan biaya besar; *government*

share paling konsisten memengaruhi tingkat IRR sektor hulu migas; rumitnya *PSC cost recovery* dengan memasukkan instrumen seperti FTP dan DMO; *PSC Gross Split* di Indonesia berpotensi menyulitkan kontraktor untuk memproyeksikan profitabilitas dgn memasukkan 10 komponen variabel dan 2 komponen faktor progresif; besaran *Split (Gross Split)* yang ditentukan dengan cara lelang digunakan di beberapa negara produsen migas lainnya lebih sederhana dan lebih mampu memastikan tingkat profitabilitas dari para kontraktor; dan besaran PPh Badan industri hulu migas Indonesia masih relatif tinggi yaitu setara dengan 40 persen (25 persen PPh Badan + 20 persen BPT).

Kedua, berdasarkan perbandingan *fiscal term* beberapa negara lain, jangka waktu eksplorasi Tiongkok dan India memiliki waktu yang sama, yaitu 7 tahun, sedangkan Malaysia hanya 5 tahun. Jangka waktu produksi yang antara India dan Malaysia sama-sama sebesar 20 tahun, sedangkan Tiongkok hanya selama 15 tahun. Aturan *cost recovery* antara Tiongkok, India dan Malaysia memiliki perbedaan, Tiongkok membatasi 50 persen dari *gross revenue*; India, tidak ada pembatasan, dan Malaysia dibatasi berdasarkan *R/C ratio*. Perbedaan ini juga terdapat pada *profit share*, dimana Tiongkok menetapkan bervariasi berdasarkan *annual gross production*, India bervariasi berdasarkan *investment multiple*, dan Malaysia bervariasi berdasarkan *R/C ratio*. Besaran pajak di ketiga negara juga berbeda, India mengenakan pajak paling besar yaitu 50 persen, Malaysia 45 persen, dan Tiongkok 33 persen. Sedangkan pengaturan lainnya hanya Malaysia yang mengenakan 70 persen *supplementary payment if price over based*.

Ketiga, tantangan peningkatan investasi sektor hulu migas Indonesia berdasarkan Rencana Strategis Ditjen Migas 2020-2024, adalah dari sisi eksternal berupa: ekonomi, yaitu fluktuasi harga minyak mentah dunia, nilai tukar, dan *supply-demand* minyak mentah dunia masih menjadi faktor utama yang memengaruhi industri migas. Sedangkan dari sisi politik internasional, faktor sosiopolitik dan geopolitik masih mendominasi pengaruhnya terhadap perkembangan sektor migas. Faktor sosiopolitik ini mampu mendorong penyesuaian pengelolaan sektor hulu migas di negara penghasil migas, dan adanya tuntutan peningkatan investasi sektor hulu migas di tengah pemenuhan target transisi energi menuju *net zero emission*. Sedangkan pengaruh geopolitik berupa kerentanan terkena *exchange rate exposure* maupun kondisi politik dari negara penghasil minyak lainnya. Tantangan eksternal lainnya berupa tingginya persaingan antar negara dalam menarik investor di sektor migas melalui berbagai kemudahan berinvestasi maupun penawaran insentif baik fiskal maupun non fiskal. Sedangkan dari sisi internal faktor teknis dan non teknis memiliki kontribusi besar terhadap industri migas nasional.

Di samping tantangan yang tertera dalam Rencana Strategis Ditjen Migas 2020-2024, tantangan lainnya yang cukup besar memengaruhi perkembangan investasi hulu migas Indonesia saat ini yaitu dua rezim fiskal berupa *cost recovery* dan *gross split* yang masih belum memberikan optimalisasi peningkatan investasi sektor hulu migas nasional. Pelaksanaan dua rezim ini terkesan saling bersaing dalam menarik investor di hulu migas. Tantangan lainnya adalah belum adanya kebijakan asimetris yang berlaku sesuai dengan karakteristik masing-masing wilayah kerja. Setiap wilayah kerja memiliki keunikan dan risiko yang berbeda-beda yang tidak dapat diselesaikan dengan aturan yang sama.

Berdasarkan permasalahan dan kondisi hulu migas Indonesia saat ini, terdapat beberapa rekomendasi yang dapat menjadi pertimbangan perbaikan sektor hulu migas Indonesia

kedepannya, antara lain: perlunya memaksimalkan *fiscal terms* dan *legal stability* yang dapat disesuaikan dengan kondisi pasar dan investasi hulu migas saat ini baik kondisi domestik maupun global. *Fiscal terms* dan *legal stability* menjadi bagian dari *country risk* yang harus diminimalkan agar dapat meminimalisir permintaan investor terkait insentif yang akhirnya berdampak pada penurunan potensi penerimaan negara. *Legal stability* juga terkait dengan perijinan di sektor hulu migas yang kompleks dan lintas sektor, sehingga perlu penyederhanaan yang disesuaikan dengan karakteristik sektor hulu migas. Salah satu cara yang dapat menarik investasi tersebut antara lain mengakselerasi penggunaan teknologi *Chemical* (EOR), membuka diskusi dua arah antara pemerintah dengan pelaku usaha sehingga kebijakan yang diambil pemerintah mampu mencerminkan kebutuhan pelaku usaha dan kebutuhan akan energi.

Untuk mengatasi optimalisasi rezim fiskal yang ada saat ini, seyogyanya kelebihan dari masing-masing rezim fiskal tersebut dapat menjadi instrumen yang atraktif bagi investor hulu migas. Kelebihan setiap rezim fiskal dapat disesuaikan dengan karakteristik tiap wilayah kerja yang ditawarkan. Sehingga, pelaksanaan rezim fiskal antara satu wilayah kerja yang satu dengan lainnya dimungkinkan berbeda dan menyesuaikan tingkat risiko di masing-masing wilayah kerja.

UCAPAN TERIMA KASIH

Penulis mengucapkan terima kasih kepada redaksi jurnal budget yang telah menerima naskah ini dan kepada Pusat Kajian Anggaran yang memberikan kesempatan pada penulis untuk mengembangkan diri melalui penulisan jurnal.

DAFTAR PUSTAKA

- Aprizal, Mohamad Firwan; Bambang, Juanda; Anny, Ratnawati; dan Abdul, Muin. (2022). *Indonesian Upstream oil & Gas Governance for Sustainable Innovation*. Jurnal Manajemen dan Organisasi (JMO), Vol. 13, No. 1, hal 48-60.
- Arindya, Radita. (2018). Optimalisasi Kinerja Satuan Kerja Khusus Pelaksana Kegiatan Usaha Hulu Minyak Dan Gas Bumi (SKK Migas). Jurnal Penelitian dan Karya Ilmiah Lembaga Penelitian Universitas Trisakti, Vol. 3, No. 1, hal 41-46.
- Ariyati, E.S. (2010). Analisis Ketentuan-Ketentuan Di *Production Sharing Contract* Indonesia Dalam Kaitannya Dengan Penerimaan Negara Minyak dan Gas Bumi. Tesis. Fakultas Ekonomi Program Studi Magister Akuntansi. Jakarta. Diperoleh tanggal 24-11-2022, dari Tersedia dalam <http://lib.ui.ac.id/file?file=digital/136325-T%2028275-Analisis%20ketentuanfull%20text.pdf>.
- Azizurrofi, Ahmad Abdul; dan Dian, Permatasari Mashari. (2018). *Designing Oil and Gas Exploration Strategy for The Future National Energy Sustainability Based on Statistical Analysis of Commercial Reserves and Production Cost in Indonesia*. Indonesian Journal of Energy, Vol 1, hal 66-81.
- Badan Kebijakan Fiskal. (2016). Aspek Fiskal Bisnis Hulu migas. Kementerian Keuangan.

- Badan Kebijakan Fiskal. (2022). Bahan Paparan Reformasi Iklim Investasi Pada industri Migas. FGD Naskah Akademis RUU Migas Kementerian Keuangan dan BKF dengan Pusat Perancangan Peraturan Perundang-Undangan.
- BP. (2021). *Statistical Review of World Energy 70th Edition*.
- Castrillion, Carmen Otero Garcia. (2013). *Reflections on the Law Applicable to International Oil Contracts*. Journal of World Energy Law and Business, Vol. 6 No. 2, hal 129.
- Chen, Fan; dan Scott, C. Linn. (2017). *Investment and Operating Choice: Oil and Natural Gas Future Prices and Drilling Activity*. Energy Economics, Vol. 66, hal 54-68.
- Davidson, Jamie S. (2015). *The Demise of Indonesia's Upstream oil and Gas Regulatory Agency: An Alternative Perspective*. Contemporary Southeast Asia, Vol. 27, No. 1, hal 9-33.
- Direktorat Jenderal Minyak Dan Gas Bumi, Kementerian ESDM. (2022, Juli 7). Waktu Pengurusan Izin Migas Turun Jadi 15 Hari. Diperoleh tanggal 27-9-2022, dari <https://www.esdm.go.id/id/berita-unit/direktorat-jenderal-minyak-dan-gas-bumi/waktu-pengurusan-izin-migas-turun-jadi-15-hari>.
- Dwiesta, Afghania. (2018). *Indonesia's Upstream Petroleum Governance Reform: Which Model Is Constitutional Enough?* Indonesia Law Review, Vol 8, No. 3 hal 277-302.
- Effendy, N. (2019). Dampak Investasi Sektor Pertambangan Hulu Migas Terhadap Nilai Tambah Bruto Penyerapan Tenaga Kerja Dan Impor Content di Indonesia. Jurnal Manajemen Strategi dan Aplikasi Bisnis, vol 2, No.2, hlm.145-154. LPMP Imperium.
- Fadli, Muhammad Rijal. (2021). Memahami Desain Metode Penelitian Kualitatif. Humanika, Vol 21, No. 1, hal 33-54.
- Gawad, Gaber Mohamed Abdel; dan Venkata Sai Srinivasa Rao Muramalla. (2013). *Foreign Direct Investment (FDI) and its Effects on oil, Gas and Refinery Production and Their Exports: An Applied Study*. Journal of Economics and Sustainable Development, Vol. 4, No. 1, hal 21-35.
- Heidegger, Martin. (1961). *An Introduction to Metaphysics* (asli: *Einf hrung in die Metaphysik*, translate by Ralph Manheim). Anchor Book.
- Husla, Ridha; dan R.s. Trijana, Kartoatmodjo. (2019). *Assessing Indonesia's Upstream Petroleum Fiscal Regimes Choices*. International Journal of Scientific & technology Research, Vol. 8, Issue 11, hal 2439-2444.
- Iskandar, Yudi et al., (2016). Jurnal Aplikasi Bisnis dan Manajemen, Vol 2, No. 1, hlm 53-63. Institut Pertanian Bogor.
- Karim, Mirza. (2013). *A Controversial Decision of the Constitutional Court on the Indonesia Oil and Gas Law*. Journal of World Energy Law and Business, Vo. 6, No. 3, hal 260-263.
- Kementerian Keuangan. (2022). Bahan Paparan Pengelolaan PNBPN Minyak Dan Gas Bumi. FGD Naskah Akademis RUU Migas Kementerian Keuangan dan BKF dengan Pusat Perancangan Peraturan Perundang-Undangan.

Keputusan Menteri Energi Dan Sumber Daya Mineral Republik Indonesia Nomor: 199.K/Hk.02/Mem.M/2021 tentang Pedoman Pemberian Insentif Kegiatan Usaha Hulu Minyak Dan Gas Bumi.

Laporan Keuangan Pemerintah Pemerintah 2020.

Manungkalit, Rosetti Fabiola; dan David Kaluge. (2016). Analisis Variabel-Variabel Yang Memengaruhi Sistem Fiskal Migas (Studi Di PT. Chevron Pacific Indonesia). Jurnal Ilmiah Mahasiswa FEB Universitas Brawijaya, Vol. 5, No. 2, hal 1-12.

Muarofah, Siti; dan Telisa, Aulia Falianty. (2020). *The Investment of Upstream Oil and Gas in Indonesia*. Journal of Economics and Policy, Vol. 13, No. 1, hal 203-217.

Nostalgia, Bunga. (2021). Kepastian Hukum Pengelolaan Sektor Migas Dengan kontrak Bagi Hasil Split Yang Bersifat Lintas Sektor Dan implementasinya Terhadap Pertumbuhan Investasi Di Sektor Hulu Migas. Jurnal Dharmasiswa, Vol 1, No. 1, hlm 69-85.

Nugroho Eko Priamoko. (2017). Kontrak Bagi Hasil Migas Aspek Hukum dan Posisi Berimbang Para Pihak. Yogyakarta: Genta Publishing.

Peraturan Pemerintah Nomor 27 Tahun 2017 tentang Perubahan Atas Peraturan Pemerintah Nomor 79 Tahun 2010 Tentang Biaya Operasi Yang Dapat Dikembalikan Dan Perlakuan Pajak Penghasilan Di Bidang Usaha Hulu Minyak Dan Gas Bumi.

Permen ESDM Nomor 8 Tahun 2017 tentang Kontrak Bagi Hasil Gross Split.

Pratama, Yuan Ananda; Syamsul Irham; Andry, Prima; dan Djunaedi, Agus Wibowo. (2020). *Effect of Investment in Contract Extension on PSC Cost Recovery and Gross Split*. International Journal of Scientific & Technology Research, Vol. 9, Issue 2, hal 533-537.

Priamoko, Nugroho Eko. (2017). Kontrak Bagi Hasil Migas-Aspek Hukum dan Posisi Berimbang Para pihak. Genta Publishing, Yogyakarta.

Purwoseputro, Aji; Ariella, Elysia; Brigita, Mahardika; Dona, Agung Nugraha; dan Steve, Sebastian. (2018). Determinan Perubahan Jumlah Tenaga Kerja Di Perusahaan hulu Migas Indonesia. Indonesia Business Review, Vol. 1, No. 2, hal 222-238.

Putri, Fariza Aulia; dan I Ketut Gunarta. (2017). *Valuating Indonesian Upstream Oil Management Scenario Through System Dynamics Modelling*. Jurnal Teknik ITS, Vol. 6, No. 2, hal 284-289.

Rosdiana, Haula; Inayati, Inayati; dan Machfud, Sidik. (2015). *Indonesia Property Tax Policy on oil and Gas Upstream Business Activities to Promote National Energy Security: Quo Vadis*. Procedia Environmental Sciences, Vol28, hal 341-351.

Setiawan, J., dan Anggito, A. (2018). Metodologi penelitian kualitatif. CV Jejak Publisher.

Setyadi, Didik Sasono; dan Mailinda Eka Yuniza. (2021). Perizinan Berusaha Di Sektor Hulu Minyak Dan Gas Bumi: Evaluasi Sistem Terintegrasi Secara Eletronik. Jurnal Ius Constituendum, Vol. 6, No. 2 hal 381-406.

- Si, Shuyang; Mingjie, Lyu; C, Y, Cynthia, Lin Lawel; dan Song, Chen. (2018). *The Effects of Energy-Related Policies on Energy Consumption in China*. Energy Economics, Elsevier, Vol. 76 hal 202-227.
- SKK Migas. (2021). Bahan Paparan Masukan SKK Migas untuk RUU Migas. Workshop SKK Migas dengan Badan Keahlian DPR RI.
- SKK Migas. (2022, April 14). Skk Migas Pastikan Indonesia Masih Memiliki Peluang Investasi Hulu Migas Yang Besar. SKK Migas. Diperoleh tanggal 27-9-2022, dari <https://www.skkmigas.go.id/berita/skk-migas-pastikan-indonesia-masih-memiliki-peluang-investasi-hulu-migas-yang-besar>.
- SKK Migas. (2022, April 19). Hulu Migas Membutuhkan Penyederhanaan Dan Percepatan Perizinan Peraturan Turunan UU Cipta Kerja Sektor Hulu Migas Menjadi-Harapan. Diperoleh tanggal 27-9-2022, dari <https://www.skkmigas.go.id/berita/hulu-migas-membutuhkan-penyederhanaan-and-percepatan-perizinan-peraturan-turunan-uu-cipta-kerja-sektor-hulu-migas-menjadi-harapan>.
- Sujatmoko, Emanuel; Mailinda, Eka Yuniza; Deendarlianto, Tutuko, Ariadji; Rina, Mardiana; Indrawati; Franky, Butar Butar. (2019). *The Simplification of Upstream Oil and Gas Business License in Indonesia*. Research, Society and Development, Vol. 9, No. 2, hal 1-16.
- Suleiman, Moses Baidu, Jesse; Godiya, Wafinzida; dan Jacob, Titus. (2018). *Oil and Gas Management: Issues and Prospects*. IOSR Journal of Economics and Finance (IOSR-JEF), Vol. 9, Issue 4, hal 84-92.
- Syaifullah, Khalid Istiqlal. (2019). *The Use of Big Data in The Oil and Gas Upstream Industry: A Comparison Between Norway And Indonesia*. Indonesian Journal of Energy, Vol 2, No. 1, hal 14-28.
- Tambunan, M.R.U.D. (2021). Dualisme Ketentuan *Cost Recovery* Sebagai Dasar Pungutan Negara Pada Industri Hulu Migas. *VeJ* Vo. 7, No. 1, hlm 56-90. Universitas Parahyangan.
- UU Nomor 22 Tahun 2001 tentang Minyak Dan Gas Bumi.