

BAB II

LANDASAN TEORI

2.1 Pengelolaan Industri Hulu Migas di Indonesia

Kegiatan industri migas di Indonesia dibagi menjadi dua jenis kegiatan, kegiatan hulu dan hilir. Pembagian kegiatan ini dijelaskan di Pasal 5 Undang-Undang Nomor 22 Tahun 2001 Tentang Minyak Dan Gas Bumi. Undang-undang tersebut menyatakan bahwa kegiatan usaha minyak dan gas bumi terdiri atas kegiatan usaha hulu (*upstream*) yang mencakup kegiatan eksplorasi dan eksploitasi, dan kegiatan hilir, mencakup kegiatan dari pengolahan, pengangkutan, penyimpanan, hingga niaga (Harris, 2022). Sedangkan menurut Komisi Pengawasan Persaingan Usaha (2019), kegiatan usaha hulu migas meliputi kegiatan eksplorasi, pengembangan lapangan migas, produksi/eksploitasi, *lifting* minyak bumi atau gas alam. Sementara kegiatan usaha hilir migas terdiri dari kegiatan pengolahan, transportasi, dan pemasaran.

Kegiatan eksplorasi merupakan kegiatan pertama dalam industri hulu migas. Eksplorasi migas merupakan kegiatan dengan tujuan menemukan atau membuktikan cadangan migas melalui perolehan informasi mengenai kondisi

geologi dari para ahli perminyakan dan ahli geofisika atau *geoscience* (Febianty, 2016).

Tahapan selanjutnya setelah ditemukan Cadangan Minyak Terbukti (*Proven Oil Reserves*) adalah kegiatan eksploitasi. Kegiatan eksploitasi ditujukan untuk mengeluarkan minyak mentah (*crude oil*) dari reservoir di dalam bumi ke permukaan (Purwatiningsih & Masykur, 2012). Seluruh kegiatan eksploitasi migas mencakup pengeboran (*drilling*), penyelesaian sumur, pembangunan sarana pengangkutan minyak mentah yang dihasilkan, penyimpanan dan pengolahan di lapangan termasuk pengolahan gas bumi (*natural gas*) yang diubah menjadi cair, dikenal sebagai *liquid natural gas* (LNG) (Purwatiningsih & Masykur, 2012).

Kemudian, minyak dan gas bumi merupakan sumber daya alam strategis tidak terbarukan yang dikuasai oleh negara serta merupakan komoditas vital yang menguasai hajat hidup orang banyak dan mempunyai peranan penting dalam perekonomian nasional sehingga pengelolaannya harus dapat secara maksimal memberikan kemakmuran dan kesejahteraan rakyat (Republik Indonesia, 2001). Pengelolaan kegiatan usaha hulu migas di Indonesia saat ini menjadi wewenang Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (Kementerian ESDM) dan Kementerian Keuangan (Suliantoro, 2022). Di sisi Kementerian ESDM, direktorat yang bertanggung jawab adalah Direktorat Jenderal Minyak dan Gas Bumi. Kemudian, badan pelaksana kegiatan hulu migas adalah Satuan Kerja Khusus Pelaksana Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi (SKK Migas) (Amir dkk., 2017).

Berdasarkan Peraturan Menteri ESDM Nomor 13 Tahun 2016 tentang Organisasi dan Tata Kerja Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral, Direktorat Jenderal Minyak dan Gas memiliki fungsi sebagai wakil Pemerintah dalam penandatanganan kontrak kerja sama migas dengan Kontraktor dan unit teknis meliputi perumusan kebijakan teknis (regulator), pelaksanaan urusan teknis, pembinaan dan pengawasan kegiatan Usaha Hulu Migas. Sedangkan berdasarkan Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Republik Indonesia Nomor 2 Tahun 2022 Tentang Organisasi dan Tata Kerja Satuan Kerja Khusus Pelaksana Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi, SKK Migas bertugas sebagai unit pengendalian dan pengawasan pelaksanaan Kontrak Kerja Sama Hulu Migas.

Pendirian SKK Migas selaku instansi pelaksana pengelola usaha hulu migas berdasarkan penerbitan Peraturan Presiden Nomor 9 Tahun 2013 tentang Penyelenggaraan Pengelolaan Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi. Pembentukan instansi SKK Migas dilakukan setelah BP Migas dibubarkan oleh Mahkamah Konstitusi dengan putusan nomor 36/PUU-X/2012. Pembubaran BP Migas dilakukan dengan alasan bertentangan dengan Undang-Undang Dasar 1945 (Ana, 2012).

Berdasarkan Peraturan Presiden Nomor 9 Tahun 2013 tentang Penyelenggaraan Pengelolaan Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi, SKK Migas menyelenggarakan beberapa fungsi terkait pengelolaan hulu migas, yaitu:

1. Memberikan pertimbangan kepada Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral atas kebijaksanaannya dalam hal penyiapan dan penawaran Wilayah Kerja serta Kontrak Kerja Sama;

2. Melaksanakan penandatanganan Kontrak Kerja Sama;
3. Mengkaji dan menyampaikan rencana pengembangan lapangan yang pertama kali akan diproduksi dalam suatu Wilayah Kerja kepada Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral untuk mendapatkan persetujuan;
4. Memberikan persetujuan rencana pengembangan selain sebagaimana dimaksud dalam poin sebelumnya;
5. Memberikan persetujuan rencana kerja dan anggaran;
6. Melaksanakan *monitoring* dan melaporkan kepada Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral mengenai pelaksanaan Kontrak Kerja Sama; dan
7. Menunjuk penjual minyak bumi dan/atau gas bumi bagian negara yang dapat memberikan keuntungan sebesar-besarnya bagi negara.

Pengelolaan kegiatan usaha hulu migas dilakukan pada wilayah kerja tertentu. Berdasarkan Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Republik Indonesia Nomor 35 Tahun 2021 Tentang Tata Cara Penetapan dan Penawaran Wilayah Kerja Minyak dan Gas Bumi, wilayah kerja yang dimaksud merujuk pada area atau lokasi di mana kegiatan eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi dilakukan. Pertimbangan yang dilakukan dalam menentukan wilayah kerja yang akan ditawarkan adalah prospek geologi dan persyaratan dan ketentuan fiskal wilayah kerja tersebut (Lubiantara, 2012). Hingga Januari 2023, terdapat 171 blok aktif yang dikelola oleh Kontraktor Kontrak Kerja Sama (KKKS) yang jadi wilayah kerja minyak dan gas bumi di Indonesia (SKK Migas, 2023b).

Dasar penentuan wilayah kerja diatur berdasarkan Undang-Undang Nomor 22 Tahun 2001 tentang Minyak dan Gas Bumi dan juga diikuti dengan beberapa

peraturan turunan seperti Peraturan Pemerintah Republik Indonesia Nomor 35 Tahun 2004 Tentang Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi dan Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 35 Tahun 2021 tentang Tata Cara Penetapan dan Penawaran Wilayah Kerja Minyak dan Gas Bumi. Isi peraturan-peraturan tersebut mengatur mengenai penetapan wilayah kerja dan prosedur lelang wilayah kerja.

2.2 Kontrak Kerja Sama Pengelolaan Industri Migas

Telah dijelaskan sebelumnya bahwa dalam mengelola hulu migas di negaranya, pemerintah biasanya bekerja sama dengan kontraktor swasta untuk menutupi biaya investasi yang tinggi. Namun demikian, terdapat pula negara yang sanggup mengelola industri migasnya tanpa investasi dari kontraktor. Menurut Mohamed et al. (2022), pengelolaan kegiatan usaha hulu migas dapat dilakukan melalui tiga cara, sebagai berikut:

1. Pengelolaan seluruhnya, dari tahap eksplorasi hingga produksi oleh pemerintah.
 Dalam tipe pengelolaan ini, pemerintah menggunakan anggaran negara dalam mengelola hulu migas dan tanpa menggunakan jasa perusahaan swasta. Dengan metode ini, pemerintah tidak perlu menggunakan rezim fiskal;
2. Pengelolaan seutuhnya oleh swasta; dan
3. Pengelolaan hulu migas yang melibatkan kerja sama pemerintah pemilik wilayah kerja migas dengan perusahaan migas asing.

Johnson (1994) menguraikan bahwa secara garis besar, sistem kontrak migas di dunia dapat dikelompokkan menjadi dua jenis sistem: konsesi dan kontraktual. Dalam sistem konsesi, kepemilikan suatu blok atau wilayah kerja minyak bumi atau

gas diserahkan sepenuhnya ke kontraktor melalui pemberian hak atas eksplorasi dan eksploitasi yang diberikan oleh pemerintah. Dengan sistem ini, penguasaan serta pengelolaan migas dikendalikan seutuhnya oleh kontraktor. Segala keuntungan maupun kerugian yang dialami menjadi milik kontraktor. Dalam sistem konsesi, kontraktor hanya diwajibkan untuk membayar royalti serta pajak yang telah disepakati bersama (Kardel, 2019). Bentuk pembayarannya dapat berupa *in-kind* maupun secara kas. *In-kind* merupakan bentuk pembayaran tanpa menggunakan uang. Namun bentuk pembayaran yang digunakan dalam *in-kind* berupa barang atau jasa (Merriam-Webster, 2023).

Sedangkan dalam sistem kontraktual, kepemilikan wilayah kerja migas tetap dipegang pemerintah, sementara kontraktor diberikan wewenang untuk melakukan kegiatan eksplorasi maupun eksploitasi (Lubiantara, 2012). Kontraktor kemudian diberikan bagian atas penjualan migas sesuai persentase yang telah disepakati dalam kontrak. Biasanya sistem kontraktual digunakan oleh negara berkembang yang belum memiliki teknologi mumpuni maupun dana yang cukup untuk melakukan kegiatan eksplorasi maupun eksploitasi (Dirani & Ponomarenko, 2021). Sistem kontraktual dibagi menjadi dua jenis kontrak, yaitu *Production Sharing Contract* dan *Service Contract*.

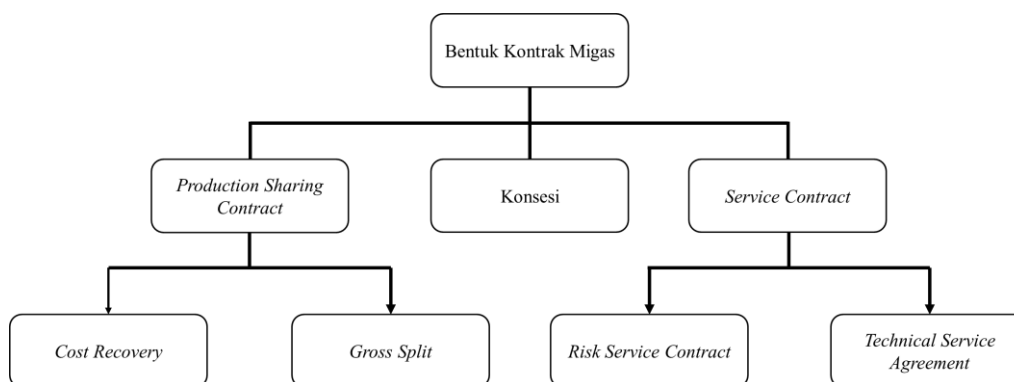
Production Sharing Contract atau PSC pertama kali dikenalkan di Indonesia di tahun 1966 dan hingga saat ini telah diadopsi oleh banyak negara penghasil migas lainnya (Johnson, 1994). Skema kontrak PSC memungkinkan pemerintah untuk terlibat dalam manajemen migas kontraktor dengan memberikan batasan *cost recovery*. *Cost recovery* merupakan biaya yang dapat dikembalikan oleh

pemerintah sesuai kesepakatan kontrak termasuk biaya kapital, biaya operasional, maupun biaya-biaya lain yang disepakati (SKK Migas, 2022). Sistem ini membuat pemerintah memiliki tanggung jawab dalam melakukan *monitoring* atas biaya yang dikeluarkan kontraktor selama masa eksplorasi maupun eksploitasi.

Sedangkan *service contract* adalah jenis kontrak yang mengacu pada kerja sama antara pemerintah dengan perusahaan yang menyediakan jasa berupa kegiatan eksplorasi, eksploitasi hingga produksi migas (Lubiantara, 2012). Dalam kontrak ini, pemerintah mempunyai kendali penuh atas pengelolaan migas. Kontraktor dalam skema kontrak ini hanya mendapatkan bayaran atas jasa yang dilakukan oleh kontraktor untuk produksi migas. Sementara itu, hasil dari produksi migas tersebut sepenuhnya dimiliki oleh pemerintah (Johnson, 1994).

Secara garis besar, bentuk kontrak migas dapat dikategorikan menjadi tiga jenis, ditunjukkan dalam gambar II.1:

Gambar II.1: Bentuk kontrak migas



Sumber: Lubiantara (2012).

2.3 Production Sharing Contract

Dalam sistem kontraktual berupa PSC, bagi hasil atas penjualan migas dari pengelolaan wilayah kerja oleh kontraktor diatur dalam kontrak kerja sama yang telah disetujui antara kontraktor dan pemerintah (SKK Migas, 2021). PSC merupakan skema kontrak kerja sama yang pertama-tama dikenalkan di tahun 1966 oleh Menteri Minyak dan Gas Bumi saat itu, Dr. Ibnu Sutowo. Pada saat itu, muncul sistem *profit-sharing* di mana dua pihak yang terlibat (Pemerintah pemilik wilayah kerja dan perusahaan minyak dan gas asing) berbagi hasil produksi minyak dan gas bumi (Anjani & Baihaqi, 2018). Indonesia menjadi pelopor penggunaan PSC dalam kontrak kerja sama pengelolaan migas. Skema kontrak kerja sama ini kemudian diadopsi oleh banyak negara, salah satunya Malaysia.

2.3.1 Production Sharing Contract Indonesia

Pasal 6 ayat (2) Undang-Undang Nomor 22 Tahun 2001 Tentang Minyak dan Gas Bumi menyatakan bahwa Kontrak Kerja Sama memuat persyaratan tentang kepemilikan sumber daya alam tetap di tangan Pemerintah sampai titik penyerahan. Dalam kontrak PSC, kontraktor diberikan waktu untuk melakukan eksplorasi selama 10 tahun, yaitu 3 tahun awal sebagai masa eksplorasi pertama, kemudian 3 tahun kedua, dan 4 tahun tambahan (SKK Migas, 2022). Selama masa kontrak, kontraktor atau KKKS diawasi oleh pemerintah melalui badan pengelola hulu migas, SKK Migas. Apabila telah lewat masa eksplorasi 10 tahun namun tidak ditemukan adanya prospek migas, maka pengelolaan wilayah kerja tersebut harus dikembalikan ke pemerintah. Tetapi apabila ternyata ditemukan potensi produksi, maka kontraktor dapat memulai tahap eksploitasi (BPK RI, 2022).

Selanjutnya, dalam tahap eksploitasi, setelah hasil produksi atau *lifting* berhasil terjual, pendapatan kotor atau *gross revenue* dari penjualan tersebut kemudian dibagi antara kontraktor dan SKK Migas (SKK Migas, 2021). Persentase pembagian ini tergantung kesepakatan kontrak kerja sama antara keduanya. Namun, Undang-Undang Nomor 22 Tahun 2001 tentang Minyak dan Gas Bumi memberikan batasan persentase yaitu kontraktor wajib menyerahkan hasil produksi maksimal 25 persen bagian untuk memenuhi kebutuhan dalam negeri. Skema PSC yang dijalankan oleh pemerintah Indonesia saat ini adalah PSC dengan mekanisme pengembalian biaya (*PSC Cost Recovery*) dan PSC dengan mekanisme tanpa pengembalian biaya operasi (*PSC Gross Split*).

2.3.1.1 *PSC Cost Recovery*

Kontrak Bagi Hasil *Cost Recovery* atau *PSC Cost Recovery* adalah suatu bentuk kontrak kerja sama dalam kegiatan usaha hulu Migas berdasarkan prinsip pembagian *gross* produksi dengan mekanisme pengembalian biaya operasi (*cost recovery*) (Republik Indonesia, 2017).

Cost Recovery adalah biaya operasi yang dikeluarkan terlebih dahulu oleh kontraktor untuk melaksanakan kegiatan eksplorasi, eksploitasi, dan produksi Migas yang kemudian dikembalikan oleh pemerintah (SKK Migas, 2021). Biaya operasi yang telah dikeluarkan oleh kontraktor tersebut akan dikembalikan dari hasil produksi migas pada suatu wilayah kerja bersangkutan dalam bentuk hasil produksi migas (SKK Migas, 2021). *Cost Recovery* merupakan konsekuensi dari prinsip pemerintah tidak boleh mengeluarkan investasi dan menanggung risiko (UU No. 22 Tahun 2001). Penggantian biaya operasi tersebut diatur lebih lanjut dalam

kontrak bagi hasil (SKK Migas, 2022). Landasan hukum pengaturan *cost recovery* adalah Pasal 56 Peraturan Pemerintah Republik Indonesia Nomor 35 Tahun 2004 tentang Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi yang kemudian diubah berdasarkan Peraturan Pemerintah Republik Indonesia Nomor 34 Tahun 2005 tentang Perubahan Atas Peraturan Pemerintah Nomor 35 Tahun 2004 tentang Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi. Kemudian, jenis-jenis biaya yang dapat dikembalikan kepada kontraktor diatur dalam 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.

Pengembalian biaya operasi (*cost recovery*) tersebut dilakukan menurut Pasal 8 ayat (1) 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, besaran minimum bagian negara dari suatu wilayah kerja yang dikaitkan dengan *lifting* ditetapkan oleh Menteri dalam persetujuan rencana pengembangan lapangan. Rencana pengembangan lapangan (*plan of development* (POD)) juga memuat penetapan wilayah kerja yang telah melakukan produksi komersial sesuai ketetapan Menteri.

Dalam skema PSC *Cost Recovery*, bagi hasil baru dilakukan apabila masih ada selisih positif antara *gross revenue* atau hasil penjualan produksi migas dengan biaya pokok atau *cost recovery* dan *first tranche petroleum* (FTP). FTP merupakan potongan pertama dari hasil produksi migas yang dijadikan sebagai jaminan bagian

pemerintah (SKK Migas, 2022). Menurut SKK Migas (2022), besaran FTP antara 5% hingga 20%. Selisih antara *gross revenue* dengan FTP kemudian disebut sebagai *equity to be split* (ETBS) (SKK Migas, 2022).

Di dalam bagi hasil dari produksi migas dengan skema PSC tersebut kemudian terdapat hak milik SKK Migas dan kontraktor yang disebut juga dengan *entitlement*. *Entitlement* merupakan hak yang dimiliki SKK Migas atau KKKS migas atas produksi yang terjual pada suatu periode (SKK Migas, 2021). Periode perhitungan *entitlement* per Wilayah Kerja atau PSC adalah Januari–Desember, sehingga *actual entitlement* atau hak dari bagi hasil yang bersifat final baru dapat diketahui setelah melewati akhir tahun atau ketika kegiatan produksi pada tahun berjalan telah selesai dilakukan (SKK Migas, 2022).

Untuk mengetahui perhitungan hak KKKS dan SKK Migas dalam tahun berjalan, secara ketentuan dilakukan perhitungan yang disebut *provisional entitlement* (SKK Migas, 2022). Perhitungan *provisional entitlement* dilakukan secara bulanan untuk minyak bumi dan secara kuartalan atau triwulanan untuk gas bumi. Nantinya, perhitungan *provisional entitlement* ini digunakan sebagai parameter dalam membagi *lifting* bagian KKKS dan SKK Migas untuk menentukan status sementara *over/under lifting* antara KKKS dan SKK Migas. Menurut SKK Migas (2022), kondisi *over/under lifting* merupakan kondisi di mana terdapat selisih antara *lifting* aktual dengan *lifting* yang seharusnya didapat antara KKKS dengan SKK Migas sesuai dengan perjanjian yang tertera di WP&B (*Work Plan & Budget* atau rencana kerja dan anggaran). Selain itu, *provisional entitlement* juga digunakan sebagai dasar penyusunan laporan pengiriman minyak dan gas bumi

yang tertuang dalam laporan A0 (SKK Migas, 2023c). Jika terjadi *over/under lifting* pada saat perhitungan *final entitlement*, kekurangan atau kelebihan *lifting* tersebut akan diselesaikan melalui *cash settlement* di tahun berikutnya setelah melalui verifikasi oleh SKK Migas (SKK Migas, 2022).

Pada akhir tahun kemudian akan dilakukan perhitungan *entitlement* yang bersifat final untuk pemerintah dan kontraktor berdasarkan realisasi *lifting*, *cost recovery* atau biaya yang dapat dibebankan, dan ICP (*Indonesia Crude Price*) (SKK Migas, 2022). Komponen utama dalam perhitungan *entitlement* adalah *lifting*, ICP, dan besaran *cost recovery*. Ketiga komponen ini paling berpengaruh dalam menentukan besaran *entitlement* baik untuk *provisional* maupun *final entitlement* (SKK Migas, 2022). Menurut Tambunan & Togatorop (2021) dalam proses perencanaan penerimaan negara dari sektor migas, tiga faktor ini juga menjadi elemen penting dalam penentuan asumsi dasar ekonomi makro bidang migas.

ICP adalah patokan harga minyak mentah Indonesia yang ditetapkan melalui Keputusan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral setiap bulan (Sukono dkk., 2020). Berdasarkan Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 29 Tahun 2021 tentang Tata Cara Penetapan Metodologi, Formula Harga, dan Harga Minyak Mentah Indonesia, 2021, penetapan formula harga minyak mentah Indonesia ditentukan menggunakan:

1. Metode *Benchmarking*
2. Metode Indeksasi
3. Metode Lelang

Menurut peraturan tersebut, penetapan formula harga minyak mentah Indonesia dilimpahkan ke Tim Harga yang dibentuk oleh Menteri ESDM yang dipimpin oleh Direktur Jenderal dengan anggota perwakilan dari Kementerian ESDM, Kementerian Keuangan, Badan Pengawas Keuangan dan Pembangunan, SKK Migas, dan BPMA. Selain memberikan usulan penetapan formula harga minyak mentah Indonesia, Tim Harga juga melakukan evaluasi terhadap formula harga minyak mentah Indonesia berdasarkan rekomendasi dari SKK Migas atau BPMA secara berkala paling lama setiap 2 tahun sesuai dengan periode uji mutu atau sewaktu-waktu apabila dibutuhkan.

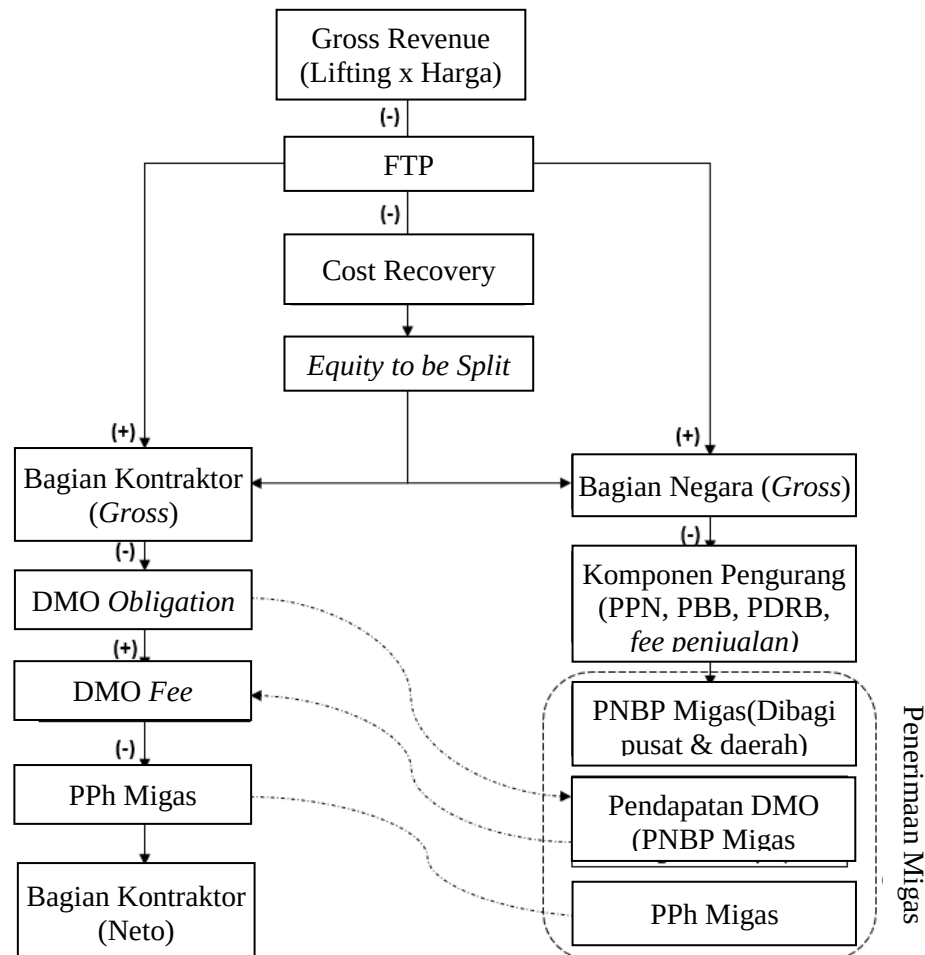
ICP dibagi berdasarkan jenis minyak mentah utama Indonesia dan dihitung dari rata-rata harga minyak mentah utama Indonesia yang dipublikasikan secara Internasional dan ICP jenis minyak lainnya, yaitu 48 jenis minyak dengan harga yang berbeda, yang ditentukan berdasarkan nilai dari minyak tersebut relatif terhadap 8 jenis minyak mentah utama Indonesia atau produk turunannya dengan indeks tertentu (Kementerian ESDM, 2018).

Berdasarkan Peraturan Pemerintah nomor 27 Tahun 2017, dalam skema PSC Cost Recovery, perhitungan bagi hasil antara pemerintah dan KKKS secara umum dihitung berdasarkan komponen dengan urutan sebagai berikut:

1. First Tranche Petroleum;
2. *Cost recoverable*, yang terdiri dari:
 - a. *Investment credit*, jika ada;
 - b. Pengembalian biaya operasi/*cost recovery*;
3. *Equity share*;

4. Penyerahan *domestic market obligation* (DMO); dan *domestic market obligation fee* (DMO Fee).

Gambar II.2: Skema *PSC Cost Recovery*



Sumber: PP 27 Tahun 2017.

Alur bagi hasil pada *PSC Cost Recovery* dijelaskan melalui gambar II.2. Pertama, kontraktor menalangi terlebih dahulu seluruh pengeluaran belanja (*expenditures*) yang diperlukan untuk kegiatan hulu Migas. Apabila dipastikan berproduksi secara komersial, maka seluruh biaya yang telah dikeluarkan oleh kontraktor dapat dikembalikan (di-*cost recovery*) dari hasil produksi wilayah kerja tersebut.

First Tranche Petroleum (FTP) adalah sejumlah tertentu minyak mentah atau gas bumi yang diproduksi dari suatu wilayah kerja dalam satu tahun, yang dapat diambil dan diterima oleh SKK Migas dan/atau kontraktor setiap tahun, sebelum dikurangi pengembalian biaya operasi dan penanganan produksi (Kementerian ESDM, 2021b).

Equity to be Split adalah hasil produksi yang tersedia untuk dibagi (*lifting*) antara SKK Migas dan kontraktor setelah dikurangi FTP, insentif investasi/*investment credit* (jika ada), dan pengembalian biaya operasi (SKK Migas, 2021).

Investment Credit merupakan sejenis *reimburse* kepada kontraktor yang telah mengeluarkan biaya kapital terhadap fasilitas produksi. Kredit tersebut dapat diakui di tahun pertama produksi dengan jumlah 17 persen hingga 55 persen dari total biaya (Abidin, 2015).

Domestic Market Obligation (DMO) merupakan kewajiban kontraktor untuk menyerahkan 25% dari minyak mentah bagian kontraktor kepada pemerintah Indonesia dalam rangka pemenuhan kebutuhan BBM dalam negeri (Abidin, 2015).

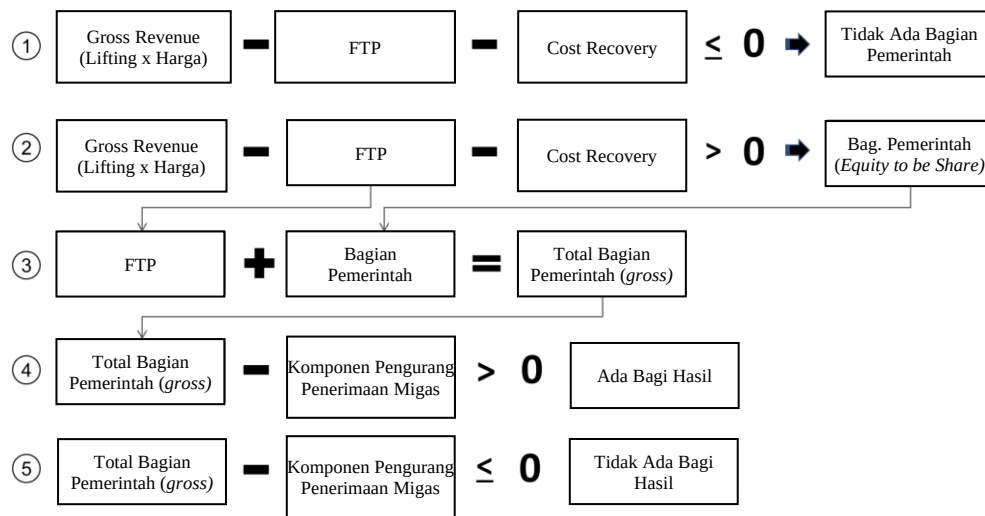
DMO Obligation merupakan kewajiban Kontraktor Kontrak Kerja Sama untuk menyerahkan sebagian minyak bumi dan kondensat dari bagiannya kepada negara dalam rangka penyediaan minyak dan kondensat untuk memenuhi kebutuhan dalam negeri yang besarnya diatur di dalam Kontrak Kerja Sama (Lubiantara, 2012). Formula untuk menentukan besaran volume DMO:

$$25\% \times \text{Persentase Hak Kontraktor} \times \text{Total Lifting}$$

DMO *Fee* merupakan nilai penyerahan minyak dan kondensat DMO berdasarkan harga sebagaimana diatur dalam Kontrak Kerja Sama (SKK Migas, 2023c). Negara berkewajiban membayar DMO *Fee* kepada kontraktor atas penyerahan DMO dari kontraktor. Besaran DMO *Fee* yaitu

$$\text{DMO} = \text{DMO Volume} \times \text{Harga DMO Berlaku (sesuai PSC)}.$$

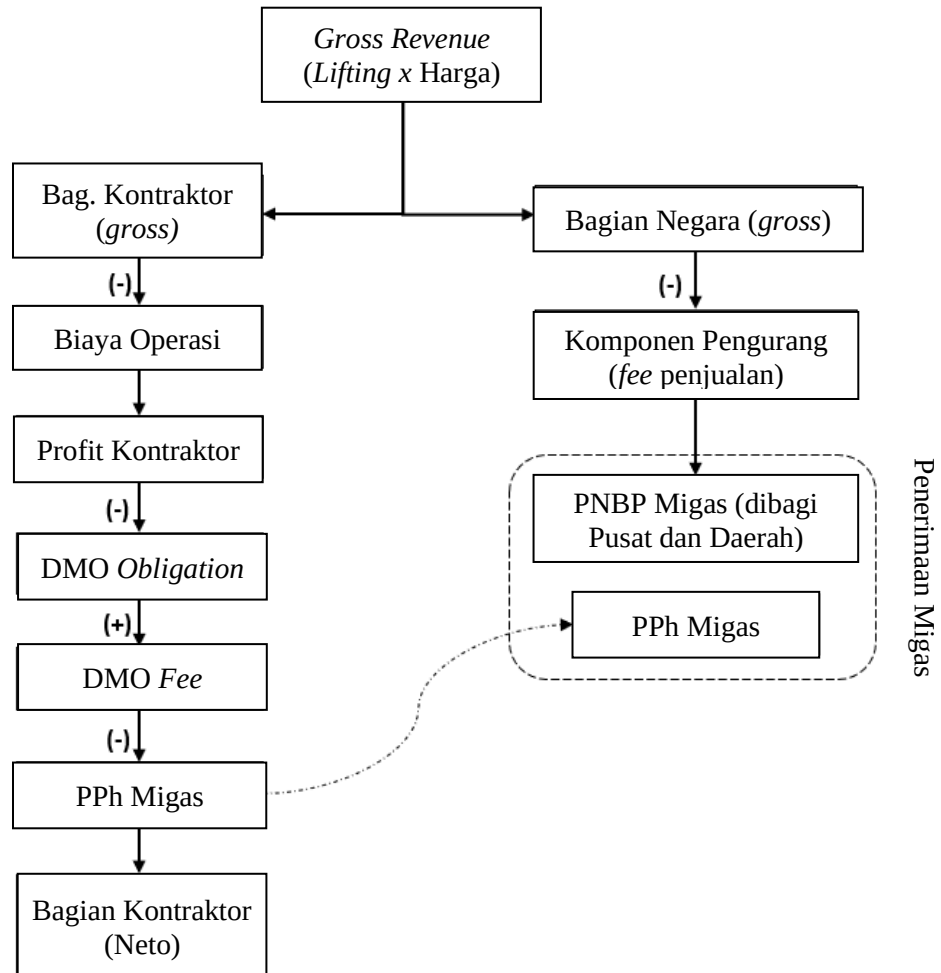
Berdasarkan Gambar II.2, diketahui bahwa perhitungan bagi hasil dimulai dari total penjualan *lifting* dalam satu masa yang disebut *gross revenue*. Kemudian atas *gross revenue* tersebut dikurangi FTP dengan besaran tertentu sesuai kesepakatan. *Gross revenue* setelah dikurangi FTP dan *cost recovery* menjadi *equity to be split* atau ETBS. Lalu, dari ETBS dibagi menjadi bagian kontraktor (*gross*) dan bagian negara (*gross*). Sebelum menjadi bagian milik pemerintah neto dan bagian kontraktor neto, diperhitungkan terlebih dahulu DMO dan PPh migas dari kontraktor yang mengurangi bagian kontraktor dan menambah bagian pemerintah, dan *cost recovery* yang menambah bagian kontraktor dan mengurangi bagian pemerintah. Perhitungan bagian pemerintah maupun bagian kontraktor digambarkan dalam gambar II.3:

Gambar II.3: Aturan praktis *Equity to be share* terhadap bagi hasil migas

Sumber: Diolah penulis.

2.3.1.2 PSC *Gross Split*

Kontrak Bagi Hasil *Gross Split* atau PSC *Gross Split* adalah suatu bentuk kontrak kerja sama dalam kegiatan usaha hulu migas berdasarkan prinsip pembagian *gross production* tanpa mekanisme pengembalian biaya operasi (Kementerian ESDM, 2017). Jika dalam perhitungan bagi hasil dengan skema PSC *Cost Recovery* bagian pemerintah dihitung berdasarkan pengurangan *total lifting* dengan komponen pengurang seperti FTP dan *cost recovery*, maka dalam skema PSC *Gross Split*, bagi hasil dilakukan langsung setelah diperoleh angka *gross production*-nya (Widyanita, 2017). Perhitungan bagi hasil dengan *gross split* dihitung tanpa pertimbangan *cost recovery* dan ditetapkan sebesar 57 persen milik pemerintah dan 43 persen milik kontraktor untuk minyak bumi dan 52 persen dan 48 persen untuk gas bumi (Giranza & Bergmann, 2018). Mekanisme perhitungan PSC *Gross Split* ditunjukkan gambar II.4:

Gambar II.4: Mekanisme perhitungan *Gross Split*

Sumber: Republik Indonesia (2017).

Dasar hukum yang melandasi penggunaan *PSC Gross Split* di Indonesia adalah Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 08 Tahun 2017 tentang Kontrak Bagi Hasil *Gross Split* yang telah diperbarui terakhir melalui Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Republik Indonesia Nomor 12 Tahun 2020 tentang Perubahan Ketiga Atas Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 08 Tahun 2017 tentang Kontrak Bagi Hasil *Gross Split*.

Berdasarkan peraturan tersebut, *split* yang menjadi dasar bagi hasil antara pemerintah dan kontraktor adalah 57%:43% untuk minyak bumi dan 52%:48%

untuk gas alam. *Split* antara pemerintah dan kontraktor dapat berubah sesuai dengan *variable split* dan *progressive split*. *Variable split* merupakan penyesuaian bagi hasil berdasarkan karakteristik lapangan migas, seperti status lapangan, lokasi lapangan, kedalaman reservoir, ketersediaan infrastruktur pendukung, jenis reservoir, kandungan CO₂ (%), kandungan H₂S (ppm), berat jenis minyak bumi, tingkat komponen dalam negeri, dan tahapan produksi. Sedangkan komponen *progressive split* terdiri dari harga minyak bumi, dan jumlah kumulatif produksi migas (Kementerian ESDM, 2017). Detail mengenai besaran koreksi dari masing-masing komponen *variable split* dan *progressive split* ditunjukkan pada lampiran 2 dan 3. Nilai akhir dari koreksi ini disebut dengan *final split*. *final split* atau *split* akhir dapat ditunjukkan dengan persamaan:

$$\text{Final Split} = \text{Base Split} \pm \text{Variable Split} \pm \text{Progressive Split}.$$

2.3.2 Production Sharing Contract di Malaysia

2.3.2.1 Gambaran Umum Pengelolaan Migas Malaysia

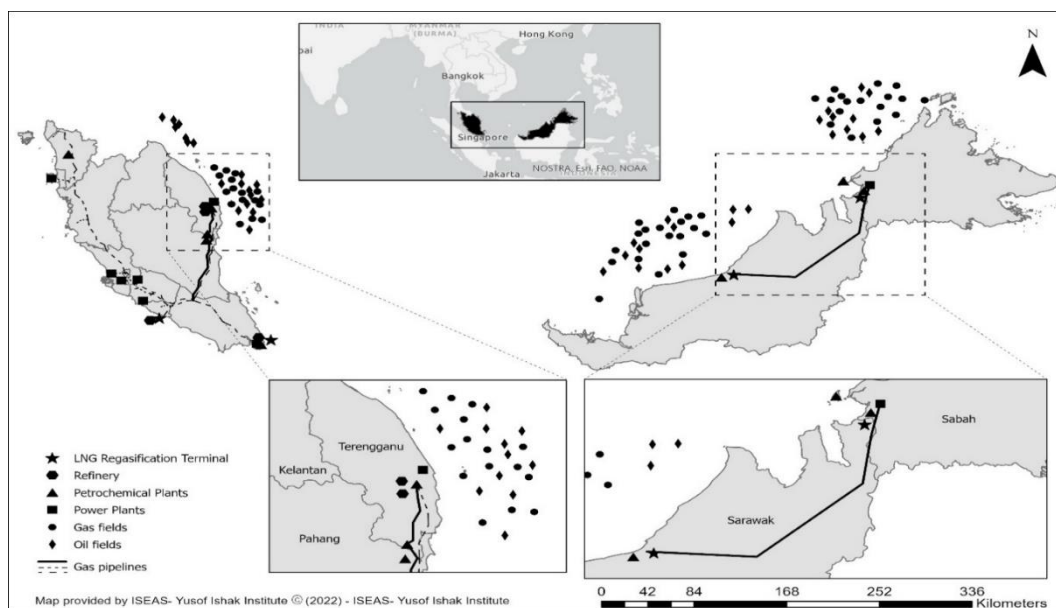
Pengelolaan migas di Malaysia telah dimulai sejak 1910 ketika sumur minyak bumi pertama ditemukan oleh Shell. Namun, pada saat itu produksinya masih terbatas karena keterbatasan seperti lokasi yang terletak di lepas pantai sehingga saat itu industri migas di Malaysia tidak begitu menguntungkan. Kemudian, setelah *Continental Shelf Act* diresmikan tahun 1966, pengelolaan migas di Malaysia mulai berjalan setelah skema konsesi diberlakukan untuk perusahaan asing yang hendak berinvestasi di sektor migas Malaysia (Bhattacharya & Hutchinson, 2022).

Setelah krisis migas tahun 1970an, sistem kontrak migas Malaysia mengalami perubahan. Di tahun 1974, Malaysia mengesahkan *Petroleum Development Act*

(PDA) yang mengatur pelaksanaan dan menjadi landasan hukum pengelolaan migas di Malaysia (Manohara & Juwana, 2022). Kemudian, di tahun yang sama berdiri perusahaan minyak bumi Malaysia. Petroliam Nasional Berhad (Petronas) (Bruce, 1981). Petronas memiliki wewenang atas kepemilikan, eksplorasi, dan eksploitasi migas di Malaysia. Di tahun itu pula skema PSC digunakan dalam kontrak kerja sama dengan kontraktor (Manohara & Juwana, 2022).

Bertahun-tahun kemudian. Sektor migas telah memberikan dampak yang signifikan terhadap ekonomi dan keuangan nasional (Bhattacharya & Hutchinson, 2022). Di tahun 1990 misalnya, ekspor bahan bakar dan produk turunannya mencapai US\$5,4 miliar dan berkontribusi terhadap 18,3 persen total ekspor Malaysia. Di tahun 2019, nilai eksportnya mencapai US\$34.5 miliar dan berkontribusi sebesar 14,5 persen (WITS, n.d.). Peningkatan sektor migas di negara ini juga berdampak pada peningkatan infrastruktur seperti pembangunan Petronas Tower. Kesuksesan sektor migas Malaysia juga berdampak pada perusahaan milik negara, Petronas, yang pada 2021 masuk ke dalam daftar Fortune Global 500 (Bhattacharya & Hutchinson, 2022).

Gambar II.5: Sebaran Wilayah Kerja Migas Malaysia



Sumber: Bhattacharya & Hutchinson (2022).

Per 1 Januari 2018, cadangan minyak terbukti Malaysia menyentuh angka 18,5 BOE. Sedangkan tingkat produksi minyak bumi di tahun 2017 mencapai 1794 kboe/d, meningkat 2,1 persen dari tahun sebelumnya. Per Desember 2018, terdapat 98 PSC dan 3 RSC (*Risk Service Contract*) di Malaysia. Lebih dari 41 perusahaan internasional telah berinvestasi di Malaysia, dan lebih dari RM500 miliar telah diinvestasikan industri hulu migas dari 1975 hingga 2017 (Petronas, n.d.).

Sektor migas di Malaysia memberikan dampak yang cukup tinggi bagi penerimaan negara. Berdasarkan *economic report* yang dikeluarkan Menteri Keuangan Malaysia, total pendapatan migas tahun 2020 mencapai RM50,9 miliar, lebih tinggi dari pendapatan tahun 2015 sebesar RM43,69 miliar.

Tabel II.1: Pendapatan Migas Malaysia dari tahun 2000-2020 (dalam juta RM)

Jenis Penerimaan	2000	2005	2010	2015	2020
<i>Petroleum Income Tax</i> (PIT)	66.010	14.566	18.713	11.559	20.800
Royalti	1.763	3.293	4.900	5.142	4.300
Bea Ekspor	996	2.029	1.745	989	800
Dividen Petronas	4.100	11.000	30.000	26.000	25.000
Total Pendapatan Migas	72.869	30.888	55.358	43.690	50.900

Sumber: Kementerian Keuangan Malaysia (2020, sebagaimana dikutip dalam
Bhattacharya & Hutchinson, 2022).

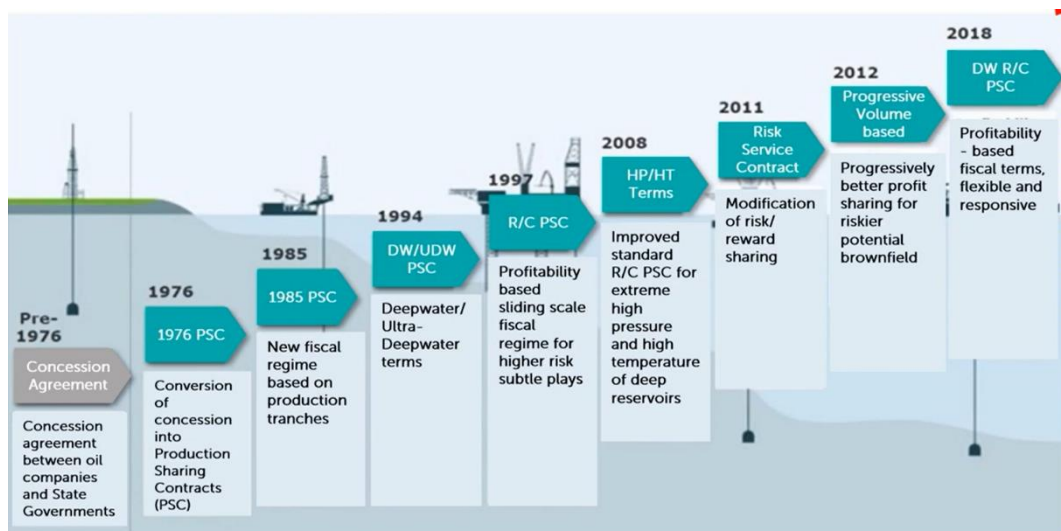
Telah dijelaskan sebelumnya bahwa berdasarkan PDA tahun 1974, Petronas menjadi perusahaan yang berwenang dalam pengelolaan migas di Malaysia. Kini, Petronas telah membentuk unit khusus selaku pelaksana kegiatan hulu migas nasional yang bernama *Malaysia Petroleum Management* atau MPM. Tugas MPM berupa manajemen migas di Malaysia termasuk melakukan promosi terhadap investasi untuk eksplorasi dan memfasilitasi kegiatan pengembangan dan produksi (Manohara & Juwana, 2022; Petronas, n.d.-a).

Dalam penggunaan skema kontrak, Malaysia secara terbuka mengakui bahwa negara tersebut mengadopsi sistem PSC dari Indonesia dengan melakukan beberapa perubahan (Layungasri, 2010). Selain PSC, sistem fiskal lain yang digunakan Malaysia adalah RSC atau *Risk Service Contract*. Skema RSC memberikan wewenang dari seluruh kegiatan eksplorasi dan eksploitasi suatu wilayah kerja ke kontraktor dan sebagai gantinya, kontraktor membayar biaya tertentu sesuai perjanjian kontrak ke pemerintah Malaysia (Manohara & Juwana, 2022).

PSC Malaysia berlandaskan *The Petroleum Development Act and Petroleum Regulation* tahun 1974. Ketika PDA diamandemen di tahun 1975, PSC Malaysia pun mengalami perubahan untuk penyesuaian terhadap amandemen tersebut di tahun 1977 (Machmud, 2000).

Selanjutnya, di tahun 1985 Malaysia kembali melakukan perubahan atas sistem PSC-nya, dengan penambahan PSC untuk area laut dalam (*deepwater*) dengan kedalaman 200m hingga 1000m dan area dengan kedalaman di atas 1000m. Selain itu, Malaysia juga melakukan penambahan atas durasi kontrak PSC (Layungasri, 2010).

Gambar II.6: Perubahan sistem fiskal PSC Malaysia



Sumber: (Petronas, 2021b).

Kini, pelaksanaan pengelolaan migas Malaysia diatur dalam *Petroleum Development Act* yang disahkan tahun 1974 dan terakhir diamandemen tahun 1991, dan *Gas Supply Act* yang disahkan tahun 1993 dan diamandemen tahun 2016. Sedangkan kebijakan fiskal dan hal teknis terkait kontrak kerja sama migas dikomunikasikan antar Petronas dengan kontraktor dengan pengawasan langsung

oleh Perdana Menteri (Manohara & Juwana, 2022). Saat ini, Malaysia menganut empat jenis PSC yang berbeda berdasarkan jenis wilayah kerja yang ditawarkan dalam kontrak. Keempat PSC tersebut adalah:

1. PSC *Late Life Asset* (LLA);
2. PSC *Small Field Asset* (SFA);
3. PSC *The Shallow Water Enhanced Profitability Terms* (EPT); dan
4. PSC *Deepwater R/C*.

2.3.2.2 PSC *Late Life Asset* (LLA)

PSC LLA pertama dikenalkan pada tahun 2021. PSC LLA ini merupakan skema kontrak yang disimplifikasi untuk kontrak wilayah kerja yang bersifat tua berdasarkan ketentuan migas Malaysia. Skema PSC LLA tidak mempertimbangkan *cost recovery*, *supplementary payment*, dan biaya lainnya yang dapat mengurangi bagian kontraktor (Petronas, 2021c).

Menurut Petronas, bagi hasil dengan skema ini dihitung berdasarkan pembagian *gross production* yang terdiri dari kewajiban 10% royalti atau *cash payment* ke pemerintah, persentase *gross production* terhadap komitmen *Abandonment Cost* yang disetujui sebelumnya, dan sisanya merupakan bagian kontraktor. *Abandonment cost* merupakan biaya yang harus dikeluarkan dalam rangka meninggalkan lapangan migas yang sudah tidak produktif lagi.

Tabel II.2: Perhitungan Bagi Hasil Skema PSC LLA

<i>Gross Revenue</i>	100%
<i>Cash Payment</i>	-10%
Persentase <i>Abandonment cost</i>	Y%
<i>Share</i> bagian kontraktor	100 – 10% - Y%

Sumber: Petronas (2021c).

2.3.2.3 PSC *Small Field Asset* (SFA)

Kemudian, PSC SFA merupakan PSC yang sama-sama dikenalkan pada tahun 2021 seperti PSC LLA. Bedanya, skema PSC ini diberlakukan untuk lapangan migas berukuran kecil (Petronas, 2021a). Secara perhitungan bagi hasil, skemanya hampir sama seperti PSC LLA, yaitu total *gross revenue* dikurangi *cash payment* untuk pemerintah sebesar 10%. Perbedaannya adalah persentase bagi hasil antara kontraktor dan pemerintah dibahas di awal pembahasan kontrak dan seluruh biaya yang muncul akibat eksplorasi maupun eksploitasi diperhitungkan sebagai komponen bagi hasil milik kontraktor.

2.3.2.4 The Shallow Water Enhanced Profitability Terms (EPT) PSC

PSC EPT merupakan skema PSC yang menggantikan skema PSC *standard revenue over cost* (R/C) tahun 1997 untuk kontrak eksplorasi laut dangkal (Petronas, 2021b). Skema ini merupakan bentuk simplifikasi dari PSC sebelumnya dengan menggunakan batas *cost recovery* yang tetap, *profit sharing* yang linear, tanpa *supplementary payment* dan tanpa batas minimal produksi (*Threshold Volume*/THV). Persentase bagi hasil antara kontraktor dan pemerintah diatur berdasarkan *Profitability Index* atau Indeks Profitabilitas (PI) dengan persamaan:

$$\text{Profitability Index} = \frac{\text{Bagi Hasil Kontraktor Kumulatif}}{\text{Cost Recoverable Kumulatif}}$$

Bagi Hasil Kontraktor Kumulatif merupakan gabungan penghasilan serta *cost recovery* dari kontraktor dan *cost recoverable* kumulatif merupakan keseluruhan biaya yang dapat dikembalikan. Setelah ditemukan angka PI maka dapat ditentukan persentase bagi hasilnya. Persentase bagi hasil tersebut ditunjukkan tabel II.3:

Tabel II.3: Persentase Bagi Hasil Skema PSC EPT

Indeks Profitabilitas	<i>Cost Ceiling</i>	Bagi Hasil Kontraktor
$0,0 \leq PI \leq 1,5$	70%	90%
$1,5 \leq PI \leq 2,5$		Sesuai formula
$PI > 2,5$		30%

Sumber: Diolah dari laman Petronas (2021b).

Cost Ceiling yang dimaksud pada tabel II.3 merupakan batasan biaya yang dapat dikembalikan kepada kontraktor (Petronas, 2021b). Setiap tahun, biaya yang dapat dikembalikan tersebut adalah 70 persen dari *gross revenue* tahun itu. Untuk PI di antara 1,5 dan 2,5, perhitungan persentase bagi hasilnya adalah sebagai berikut:

$$\text{Persentase bagi hasil kontraktor} = 1.8 - 0.6 \times PI$$

Kemudian, persentase bagi hasil pemerintah merupakan hasil pengurangan 100% dikurangi persentase bagi hasil milik kontraktor.

2.3.2.5 PSC *Deepwater* R/C

Skema PSC untuk lapangan laut dalam (*Deepwater* R/C) Malaysia pertama dikenalkan di tahun 1993 (Layungasri, 2010). Suatu lapangan masuk dalam kategori laut dalam apabila memiliki kedalaman lebih dari 1500m. R/C dalam nama sistem PSC ini merujuk ke pembagian antara penghasilan kontraktor kumulatif dengan biaya kumulatif (*Revenue per Cost*). Bagi hasil dalam PSC ini dibagi

berdasarkan Indeks R/C dan berdasarkan kemampuan produksi lapangan migas itu (Petronas, 2022).

Tabel II.4: Persentase Bagi Hasil Minyak Bumi PSC *Deepwater R/C*

Indeks R/C	<i>Cost ceiling</i>	Di atas THV Bagi hasil Kontraktor	Di bawah THV Bagi hasil Kontraktor
$0,0 \leq R/C \leq 1,0$	80%	80%	60%
$1,0 \leq R/C \leq 1,4$	80%	70%	50%
$1,4 \leq R/C \leq 2,0$	70%	60%	40%
$2,0 \leq R/C \leq 2,5$	70%	50%	40%
$2,5 \leq R/C \leq 3,0$	60%	50%	40%
$R/C > 3,0$	60%	50%	40%

Sumber: Data diolah dari Petronas (2022).

Tabel II.5: Persentase Bagi Hasil Gas Alam PSC *Deepwater R/C*

Indeks R/C	<i>Cost ceiling</i>	Di atas THV Bagi hasil Kontraktor	Di bawah THV Bagi hasil Kontraktor
$0,0 \leq R/C \leq 1,0$	80%	80%	60%
$1,0 \leq R/C \leq 1,4$	80%	80%	60%
$1,4 \leq R/C \leq 2,0$	70%	70%	50%
$2,0 \leq R/C \leq 2,5$	70%	60%	40%
$2,5 \leq R/C \leq 3,0$	60%	50%	40%
$R/C > 3,0$	60%	50%	40%

Sumber: Data diolah dari Petronas (2022).

Perhitungan bagi hasil antara pemerintah dan kontraktor secara garis besar sama dengan PSC Malaysia yang lain, yaitu *gross revenue* dikurangi *cash payment* 10 persen dan *cost recovery*. Selisih tersebut kemudian jadi dasar perhitungan bagi hasil antara kontraktor dan pemerintah.

2.4 Penelitian Terdahulu

Terdapat beberapa penelitian yang lebih dahulu meneliti perbandingan antara PSC Indonesia dan Malaysia, atau sejenisnya. Dharmadji & Parlindungan (2002), melakukan penelitian terhadap tingkat kompetitif rezim fiskal di Asia Pasifik,

khususnya di Australia, China, India, Indonesia dan Malaysia. Hasilnya rezim fiskal Australia secara umum paling menarik dari sisi ekonomi. Sedangkan perbandingan Indonesia dan Malaysia menunjukkan bahwa Malaysia lebih baik dari segi keekonomisan dibanding Indonesia. Kemudian Layungasri (2010) melakukan studi komparasi antara PSC Indonesia dan Malaysia. Hasilnya, PSC Indonesia dinilai lebih fleksibel dibanding PSC Malaysia. Tingkat fleksibilitas ini dinilai lebih akomodatif bagi kontraktor yang ingin berinvestasi. Namun, disebutkan apabila dilihat dari sisi non ekonomis, Malaysia lebih unggul dari Indonesia.

Selanjutnya Saidu (2014), melakukan penelitian berupa analisis komparatif PSC di beberapa negara berkembang. Negara yang dibandingkan adalah Malaysia, Indonesia, Nigeria, dan Guinea Ekuatorial. Hasilnya, jika dihitung dengan asumsi kondisi lapangan yang sama, skema PSC Malaysia akan memberikan hasil paling tinggi bagi pemerintah. Bagian pemerintah yang didapat berdasarkan PSC Malaysia pada penelitian ini lebih tinggi dibandingkan PSC negara lain.

Kemudian, Abidin (2015) melakukan penelitian yang membandingkan NPV antara PSC Indonesia dan Malaysia dengan dua contoh kasus, yaitu lapangan atau wilayah kerja migas besar dan marginal. Hasilnya, untuk wilayah kerja besar, Indonesia memiliki NPV lebih besar, tetapi untuk wilayah kerja marginal, PSC Malaysia menawarkan NPV yang lebih tinggi.

Selanjutnya, Ooi et al. (2021) membandingkan tingkat kompetitif dari termin fiskal kontrak migas dari negara-negara di Asia Tenggara. Hasil dari penelitian tersebut adalah termin fiskal EPT yang dikenalkan Malaysia di tahun 2021 menjadi termin fiskal paling kompetitif dalam hal pemberian *return* ke investor. Kemudian,

termin fiskal Malaysia juga disebut menunjukkan kemajuan terbaik dalam hal meningkatkan tingkat kompetitifnya dibanding termin fiskal negara lain di Asia Tenggara.