

BAB II

KAJIAN PUSTAKA

2.1. Review Hasil- Hasil Penelitian Terdahulu

Penelitian ini dilakukan salah satunya sebagai upaya untuk menambah khasanah dan wawasan keilmuan dalam bidang keilmuan akuntansi. Penelitian yang peneliti lakukan ini telah banyak dilakukan oleh peneliti-peneliti sebelumnya, baik dalam cakupan dan juga pendekatan yang berbeda. Oleh karena itu, sebagai bahan kajian, perlu juga disampaikan penelitian-penelitian terdahulu.

Penelitian yang dilakukan oleh Arifin dan Arifin (2014), penelitian bertujuan untuk menganalisis secara empiris dan menguji pengaruh *cost recovery* terhadap APBN dan menganalisis secara empiris dan menguji pengaruh *cost recovery* terhadap Dana Bagi Hasil. Data penelitian adalah data sekunder yang ada di SKK MIGAS dalam rentang waktu 1984–2009. Hasil penelitian menunjukkan bahwa *cost recovery* berpengaruh terhadap pendapatan perusahaan dan *government take* pada PT Chevron Pacific Indonesia.

Penelitian yang dilakukan oleh Jauhari (2012), penelitian bertujuan untuk mengetahui batasan pengeluaran alokasi biaya tidak langsung kantor pusat yang dapat dikembalikan dalam perhitungan bagi hasil dan pajak penghasilan bagi Kontraktor KKS minyak dan gas bumi dalam kaitannya dengan pembatasan alokasi sebesar 2% pada masa eksplorasi serta masa eksploitasi PT PEPC. Metode penelitian adalah metode kualitatif deskriptif. Hasil penelitian menunjukkan bahwa kebijakan batasan *cost recovery* dibentuk untuk kepastian hukum. Selain itu, hasil penelitian juga menunjukkan terdapat berbagai macam metode perhitungan alokasi biaya tidak langsung kantor pusat.

Penelitian terdahulu yang dilakukan oleh Aini dan Rochmah (2013), penelitiannya bertujuan untuk menganalisis optimalisasi *cost recovery rate* berdasarkan biaya satuan menggunakan metode *activity based costing*. Penelitian ini menggunakan pendekatan kuantitatif deskriptif dengan desain *cross sectional study*. Populasi penelitian adalah seluruh petugas bagian Administrasi dan Keuangan RSGM FKG UA. Hasil penelitian menyimpulkan, bahwa *cost recovery*

rate di RSGM FKG UA dapat dilakukan dengan mengevaluasi perbandingan tarif pelayanan.

Penelitian selanjutnya dilakukan oleh Supriadi (2013), penelitian ini bertujuan untuk mengetahui berapa besar *cost recovery rate* dari pendapatan unit hemodialisa terhadap biaya operasional langsung tindakan hemodialisa tahun 2006, 2007, dan 2008. Metode penelitian dilakukan dengan pendekatan kualitatif bersifat operasional riset. Data yang digunakan adalah data sekunder berupa laporan bulanan selama tiga tahun (2006-2008) dari beberapa unit kerja RS ABC untuk menghitung total pendapatan dan total biaya Unit Hemodialisa. Data yang digunakan adalah data tahun 2006, 2007, dan 2008. Hasil penelitian menunjukkan bahwa selama 3 tahun *Cost Recovery Rate* masih di bawah 100%. Hal tersebut menunjukkan bahwa pendapatan yang diperoleh Unit Hemodialisa selama 3 tahun belum mampu menutupi biaya yang dikeluarkan untuk operasional unit tersebut.

Selanjutnya, penelitian yang dilakukan oleh Istichori, Wiguna, dan Masduqi (2018), penelitian tersebut bertujuan untuk memberikan kontribusi perumusan analisis penentuan besaran tarif air minum PDAM Kabupaten Lamongan yang berdasarkan *full cost recovery* sesuai dengan ketentuan Permendagri Nomor 71 tahun 2016. Metoda penelitian yang dilakukan adalah dengan pendekatan kualitatif. Adapun teknik analisa datanya dengan menggunakan simulasi penetapan skema penentuan tarif air minum pada PDAM Kabupaten Lamongan dengan berdasarkan prinsip *full cost recovery* yang perhitungannya didasarkan pada Permendagri No. 71 tahun 2016. Data penelitiannya adalah data sekunder yang diperoleh dari hasil penelusuran terhadap sejumlah *stakeholder*, diantaranya Dinas PU Cipta Karya dan tata Ruang Provinsi Jawa Timur dan PDAM Kabupaten Lamongan sendiri. Hasil penelitiannya menyimpulkan bahwa perhitungan *full cost recovery* dengan *minimum attractive rate of return* (MARR) sebesar 9,48% diperoleh nilai *Net Present Value* (NPV) > 0 dan nilai *Internal Rate of Return* (IRR) > MARR, dan PBP selama 19 tahun pada besaran tarif sebesar Rp.3.700 per meter kubik.

Selanjutnya, penelitian yang dilakukan oleh Saidu (2014), penelitian bertujuan melakukan komparasi bagi hasil dari pengeksplotasian sumber minyak bumi di Nigeria, Indonesia, Malaysia, dan Guinea yang mengadopsi sistem

Production Sharing Contract (PSC). Hasil penelitian menunjukkan bahwa PSC di Negeria adalah lebih rendah dari pada negara-negara lain. Adapun Malaysia merupakan negara yang memberikan bagi hasil yang tertinggi, diikuti Indonesia dan Guinea.

Penelitian lainnya dilakukan oleh Audrey, Ikaningtyas, dan Kurniaty (2018), penelitiannya bertujuan untuk menjelaskan aturan normatif yang berhubungan dengan *cost recovery* sebagai dasar dari bagi hasil antara pemerintah dan kontraktor KKS. Penelitian ini adalah menggunakan metode kualitatif deskriptif. Hasil penelitian menunjukkan bahwa kontraktor KKS mendapatkan bagian sekitar 28-30% dari total penerimaan setelah dikurangi *cost recovery* yang dibayarkan pemerintah kepada kontraktor KKS.

Kemudian penelitian yang dilakukan oleh Pashakolaie, *et al* (2015), penelitian bertujuan untuk melakukan kajian bagaimana fungsi biaya berubah berdasarkan *cost recovery*. Hasil penelitian menunjukkan bahwa fungsi biaya produksi minyak sangat tergantung pada situasi biaya pengembalian. Hasil penelitian juga membuktikan bahwa biaya produksi tergantung pada jumlah produksi.

Selanjutnya, penelitian yang dilakukan oleh Kurniadi (2011), tujuan dari penelitiannya adalah untuk mendapatkan gambaran secara jelas mengenai *Cost Recovery* yang diterapkan di Indonesia sehingga permasalahan yang timbul atas diterapkannya *Cost Recovery* terhadap industri migas dapat diidentifikasi secara jelas. Metode penelitian yang digunakan adalah metode kualitatif dengan pendekatan yuridis normatif, artinya penelitian dilakukan terhadap norma-norma hukum tertulis seperti peraturan perundang-undangan. Hasil penelitian membuktikan bahwa *Cost Recovery* menghilangkan penguasaan Negara terhadap minyak bumi yang dihasilkan dari perut bumi Indonesia karena dengan adanya *Cost Recovery* hal tersebut menjadi milik kontraktor yang tidak dapat diintervensi Pemerintah atas penggunaannya. Hal tersebut bertentangan dengan Pasal 33 ayat (3) UUD 1945. Dengan adanya *Cost Recovery*, pendapatan dari migas tidak sepenuhnya dimiliki oleh Negara, tetapi ada yang harus dikembalikan kepada kontraktor. Oleh karena itu, walaupun ada penerimaan yang diperoleh Negara, namun itu setelah dikurangi oleh *Cost Recovery*. Berdasarkan penelitian yang

dilakukan oleh Muhammad Kurniadi tersebut semakin membuktikan bahwa *Cost Recovery* berpengaruh terhadap Pendapatan Pemerintah (*Government Take*) dikarenakan perhitungannya harus dikurangkan dulu oleh *Cost Recovery* yang rentan dilakukan adanya permainan atau tindakan *mark up* oleh kontraktor.

Kemudian, penelitian yang dilakukan oleh Rusamseno (2015), penelitiannya bertujuan untuk mengetahui bagaimana penerimaan Negara dari sektor Migas dihitung. Selain itu perlu diketahui pula mengenai pelaksanaan ketentuan pajak di sektor ini terutama mengenai PPh Badan dari perusahaan perusahaan Migas yang beroperasi di Indonesia. Metode penelitiannya adalah metode penelitian survey dengan kajian kepustakaan. Hasil penelitian menunjukkan, bahwa Penghitungan Bagian Negara dan Bagian Kontraktor dilakukan berdasarkan bagi hasil yang ditetapkan dalam KBH (Kontrak Bagi Hasil, *PSC*) seperti 85:15 atau 80:20 untuk Minyak dan 65:35 atau 60:40 untuk Gas. Dalam Bagian Negara (*Government Take*) tersebut sudah termasuk kewajiban pajak dan pungutan lainnya yang harus dibayar kontraktor, sehingga dengan membayar bagian Negara sebesar 85% atau 80% untuk Minyak dan 65% atau 60% untuk gas, maka kontraktor bebas dari segala pajak dan pungutan lainnya yang berlaku di Indonesia. Hal tersebut tentunya, dapat menjadi celah bagi kontraktor untuk melakukan manipulatif terhadap *cost recovery*. Penerimaan negara bisa menjadi kecil apabila *cost recovery* nya meningkat. Oleh karena itu, perlu pengawasan yang ketat terhadap kegiatan eksplorasi dan produksi oleh kontraktor.

2.2. Landasan Teori

2.2.1. *Production Sharing Contract*

Production Sharing Contract (PSC) merupakan terjemahan dari Kontrak Bagi Hasil. Menurut *Price Waterhouse Coopers* (2011), *PSC* adalah suatu metode dimana pemerintah suatu negara memfasilitasi eksploitasi hidrokarbon negaranya dengan mengambil keuntungan melalui keahlian perusahaan minyak dan gas bumi komersial (www.pwc.co.uk).

Kemudian menurut Salim (2007 : 260), kontrak bagi hasil (*Production Sharing Contract*) adalah perjanjian atau kontrak yang dibuat antara badan pelaksana dengan badan usaha dan atau bentuk usaha tetap

untuk melakukan kegiatan eksplorasi dan eksploitasi dibidang minyak dan gas bumi dengan prinsip bagi hasil.

Sementara itu, Johnson (1994:310) mendefinsikan PSC sebagai “*A contractual agreement between a contractor and a host government whereby the contractor bears all exploration costs and development and production costs in return for a stipulated of the production resulting from this effort*”. Maksud dari definsi tersebut adalah bahwa PSC merupakan kontrak persetujuan antara kontraktor dengan pemerintah, kontraktor berkewajiban menyediakan biaya eksplorasi, pengembangan, dan produksi, serta pemulihan biaya ditetapkan berdasarkan pembagian hasil produksi dan hasil usahanya.

Selanjutnya, dalam Undang-Undang No. 22 Tahun 2001 tentang minyak dan gas bumi, Pasal 1 angka (19) dinyatakan bahwa “Kontrak kerja sama adalah kontrak bagi hasil atau bentuk kontrak kerja sama lain dalam kegiatan eksplorasi dan eksploitasi yang lebih menguntungkan negara dan hasilnya dipergunakan untuk sebesar-besar kemakmuran rakyat”.

Undang-undang tersebut juga telah menggariskan bahwa pengusahaan migas dilakukan oleh KKKS berdasarkan kontrak bagi hasil. Ketentuan ini merupakan pengakuan secara legal atas kedudukan kontrak bagi hasil di Indonesia. Kontrak bagi hasil pertama kali di tandatangani antara PN Permina dengan perusahaan minyak kecil asal Amerika Serikat yaitu IIAPCO pada tanggal 16 Agustus 1966. Seiring perjalanan waktu Kontrak Bagi Hasil mengalami perubahan ketentuan untuk menyesuaikan dengan kondisi industri saat itu.

Sebelum dikeluarkannya Undang-undang No. 22 Tahun 2001, pertambangan minyak dan gas bumi mengacu pada ketentuan Undang-undang Nomor 44 Prp tahun 1960. Berdasarkan ketentuan tersebut maka Kontrak Bagi Hasil (*Production Sharing Contract*) merupakan perjanjian bagi hasil dibidang pertambangan minyak dan gas bumi, para pihaknya adalah Pertamina dan Kontraktor. Namun sejak diberlakukannya Undang-undang Nomor 22 Tahun 2001 tentang Minyak dan Gas Bumi maka para

pihaknya adalah Badan Pelaksana dengan Badan Usaha atau Badan Usaha Tetap.

Setelah berjalan selama dua belas tahun, pemerintah memandang perlu untuk merevisi kontrak bagi hasil generasi kedua, hingga lahirnya Kontrak Bagi Hasil generasi ketiga yang diimplementasikan mulai tahun 1988. Masalah yang ditemukan dalam Kontrak Bagi Hasil generasi kedua adalah tidak adanya pembatasan *cost recovery*. Hal ini menjadi masalah manakala harga minyak turun seluruh hasil produksi dapat tersedot untuk mengganti biaya operasi yang telah dikeluarkan sehingga tidak ada yang tersisa untuk dibagi.

Jika diperhatikan, perubahan dari Kontrak Bagi Hasil generasi pertama ke generasi berikutnya dibutuhkan waktu 12 tahun. Sedangkan dari generasi kedua ke generasi ketiga membutuhkan 10 tahun. Namun seiring berjalannya waktu dirasakan bahwa dinamika industri migas semakin cepat sehingga perlu diantisipasi dengan cepat. Menyadari kondisi tersebut, maka sejak berlakunya Undang-undang Nomor 22 tahun 2001,

Tiga prinsip pokok kontrak bagi hasil (*Production Sharing Contract*) berdasarkan ketentuan pasal 6 ayat 2 Undang-undang Nomor 22 tahun 2001 tentang minyak dan gas bumi, memuat persyaratan :

1. Kepemilikan sumber daya alam tetap ditangan pemerintah sampai pada titik penyerahan
2. Pengendalian manajemen operasi berada pada badan pelaksana
3. Modal dan resiko seluruhnya ditanggung Badan Usaha atau Bentuk Usaha Tetap.

Kontrak bagi hasil (*Production Sharing Contract*) berbentuk tertulis yang dibuat antara pelaksana dengan badan usaha dan atau badan usaha tetap. Kontrak bagi hasil selalu dievaluasi secara periodik terkadang kurang dari satu tahun. Jika dirasakan adanya kebutuhan untuk melakukan perubahan, maka akan dikeluarkan kontrak bagi hasil versi baru. Oleh karena itu, tidak ada lagi istilah generasi dalam kontrak bagi hasil, kontrak harus bersifat dinamis untuk menyesuaikan kebutuhan zaman dan tantangan yang terus berubah dari tahun ke tahun (Priamoko, 2017:1).

Kontrak bagi hasil di Indonesia memiliki cara tersendiri dalam mengatur pembagian hak dan kewajiban di antara para pihak. Pengaturan tersebut berakar dari filosofi perusahaan migas sebagaimana yang diamanatkan dalam Pasal 33 UUD 1945, yaitu bahwa migas adalah milik bangsa Indonesia dan hanya dipergunakan untuk sebesar-besarnya kemakmuran rakyat Indonesia. Pengaturan tersebut dituangkan dalam kontrak bagi hasil yang kemudian banyak ditiru oleh negara-negara penghasil migas lainnya.

Pada dasarnya, struktur dan prinsip-prinsip dasar *Production Sharing Contract* dirancang untuk mengatasi permasalahan adanya keterbatasan modal, keterbatasan teknologi, dan sumber daya manusia yang dihadapi oleh pemerintah, khususnya dalam menjalankan proses eksplorasi dan eksploitasi pertambangan minyak dan gas bumi. Kontrak bagi hasil tersebut dibangun berdasarkan prinsip-prinsip yang merupakan implementasi dari filosofis perusahaan migas dimaksud. Simamora (2000:60) mengemukakan prinsip-prinsip dasar Kontrak PSC di Indonesia, yaitu:

1. Manajemen berada di tangan negara

Manajemen berada di tangan negara berarti negara ikut serta dan mengawasi jalannya operasi secara aktif dengan memberikan wewenang kepada kontraktor untuk bertindak sebagai operator dan menjalankan operasi di bawah pengawasannya. Negara terlibat langsung dalam proses pengambilan keputusan yang biasanya dijalankan dengan mekanisme persetujuan. Ketentuan ini sebagai bentuk pengamalan dari UUD 1945 Pasal 33 yang mengatur tentang segala kekayaan di Indonesia dikelola oleh negara dan hasilnya dipergunakan untuk kesejahteraan warganya.

Implementasi dari konstitusi tersebut, diatur dalam Undang-Undang No. 22 Tahun 2001 dimana sebagai pemegang atau wakil negara dalam pengelolaan pertambangan adalah BP Migas (Badan Pelaksana Migas) yang sebelumnya dipegang oleh Pertamina.

2. Kontraktor menyediakan seluruh biaya dan teknologi yang dibutuhkan dalam operasi perminyakan serta menanggung biaya dan risiko operasi.

Pada umumnya, semua jenis perjanjian perusahaan pertambangan migas membebankan tanggung jawab pendanaan dan risiko pada kontraktor. Dalam kontrak sendiri, prinsip ini dituangkan dalam klausul:

Contractor shall advance all necessary funds and purchase or lease all equipment, supplies and materials required to be repurchased or leased with Foreign Exchange pursuant to the work program; furnish all technical aid, including foreign personnel, required for the performance of the Work Program, payment whereof requires Foreign Exchange; that requires payment in Foreign Exchange, including payment to foreign third parties whom perform services as a contractor.

Berdasarkan kontrak, berbagai barang dan jasa yang diperlukan kontraktor dalam rangka memperoleh cadangan minyak dan gas bumi harus disediakan oleh kontraktor yang bersangkutan. Dengan demikian, seluruh kebutuhan yang terkait dengan kegiatan operasi perusahaan migas sepenuhnya menjadi tanggung jawab kontraktor dalam pemenuhannya, dan tidak dibagi dengan negara. Justifikasi dari sudut pandang negara mengenai hal tersebut adalah suatu yang wajar dimana negara selaku pemilik atau pemegang kuasa hak pertambangan untuk tidak menanggung resiko eksplorasi karena pemberian hak perusahaan kepada kontraktor sama dengan pemberian kewenangan kepada kontraktor untuk “mengotak-atik isi perut” negara yang berkaitan dengan minyak dan gas bumi.

Dengan kata lain, secara politis dapat diartikan bahwa negara sudah melepaskan sebagian kedaulatannya khususnya di bidang sumber daya migas, sehingga wajar jika kontraktor membayarnya dengan menanggung resiko dan tanggung jawab pendanaan tersebut.

3. Kontraktor akan memperoleh kembali seluruh biaya operasi (*operating cost*) setelah produksi komersial

Kontraktor akan memperoleh pengembalian atau penggantian biaya operasi apabila telah mencapai tahap produksi komersial, dalam artian telah ada minyak dan atau gas bumi yang dijual. Prinsip penggantian seluruh biaya yang dikeluarkan kontraktor sebelum menemukan cadangan minyak ini lazim disebut dengan istilah *cost recovery*.

Pada klausul standar PSC disebutkan bahwa: “*Contractor will recover all Operating Cost out of the sale proceed or other disposition of the requires quantity of Crude Oil, equal in value to such Operating Cost, which is produced and saved hereunder and used in Petroleum Operations*”.

Adanya *cost recovery* atas biaya operasi yang telah dikeluarkan oleh kontraktor dalam Kontrak PSC mengandung makna bahwa kontraktor mempunyai kewajiban untuk menalangi terlebih dahulu biaya operasi yang diperlukan, yang kemudian diganti kembali dari hasil penjualan atau dengan mengambil bagian dari minyak dan gas bumi yang dihasilkan.

Jika dalam satu tahun kalender tertentu, kontraktor tidak mendapatkan penggantian biaya operasi secara penuh karena ternyata hasil produksi atau hasil penjualan di bawah biaya operasi, maka kekurangannya akan diperhitungkan pada tahun berikutnya.

4. Pembagian hasil produksi antara negara dan kontraktor

Pembagian hasil produksi migas merupakan jumlah akhir dari hasil produksi setelah dikurangi dengan *cost recovery* dan kewajiban-kewajiban lain seperti: pemenuhan *First Tranche Petroleum* (FTP) dan kredit investasi (*investment credit*). Dari jumlah produksi tersebut akan dibagi antara negara dan kontraktor sesuai dengan persentase yang tercantum dalam kontrak. Nilai bagi hasil inilah yang menjadi keuntungan yang diperoleh kontraktor dan pemasukan dari sisi negara. Pembagian antara negara dengan kontraktor ditetapkan dalam kisaran 75% – 80% bagian Pemerintah dan 20% - 25% bagian kontraktor.

5. Kepemilikan aset ada pada negara

Prinsip ini tertuang dalam klausul Kontrak PSC, yaitu: “*Equipment purchased by Contractor pursuant to the Work Program becomes the property of Pertamina (in case of import, when landed at the Indonesian ports of import) and will be used in Petroleum Operation hereunder*”.

Prinsip ini mengandung arti bahwa seluruh barang operasi maupun peralatan yang dibeli oleh kontraktor dari dalam negeri ataupun melalui

impor akan menjadi milik negara secara otomatis setelah dibeli atau setelah tiba di wilayah pabean Indonesia. Ketentuan ini mengecualikan peralatan yang diperoleh kontraktor dengan sistem sewa karena kepemilikannya memang tidak beralih ke kontraktor. Dengan adanya ciri pokok ini, maka kontraktor dihadapkan pada dua pilihan, yaitu:

- a. Membawa alat-alat sendiri dengan konsekuensi harga beli alat-alat itu menjadi jauh lebih mahal dibandingkan dengan alat-alat itu disewanya dari pihak ketiga serta menjadi milik Pemerintah, atau
- b. Menyewa alat-alat itu dari pihak ketiga. Harga sewanya lebih murah dari pada harga beli dan alat-alat yang disewanya tersebut tidak akan menjadi milik pemerintah. Akan tetapi, dalam jangka panjang pengeluaran untuk sewa ini akan jauh lebih besar dari pada jika menggunakan alat-alat yang dibawa atau dibeli sendiri.

Oleh karena dalam Kontrak PSC peralatan yang dibeli dan dimasukkan ke Indonesia merupakan peralatan yang baru, maka adalah sesuatu yang wajar dan dengan memperhatikan prinsip lainnya dalam PSC, misalnya mengenai resiko kewajiban menyediakan dana, teknologi dan peralatan yang diperlukan jika kepemilikannya langsung beralih ke negara begitu masuk ke wilayah pabean Indonesia.

6. Kewajiban perpajakan yang dimiliki oleh kontraktor

Kewajiban perpajakan yang dimaksud di sini adalah semua jenis pajak, baik Pajak Pusat maupun pajak daerah yang oleh ketentuan hukum dikenakan atas kegiatan operasi kontraktor di suatu negara tertentu. Dari sisi PPh (Pajak Penghasilan), pengenaan PPh perusahaan berkaitan erat dengan besarnya pembagian hasil produksi antara negara dan kontraktor. Prinsipnya adalah semakin besar bagian negara maka PPh yang dikenakan atas kontraktor akan semakin kecil. Tarif PPh yang berlaku saat ini terhadap kontraktor migas adalah 44% yang terdiri dari PPh badan sebesar 24% dan *Branch Profit Tax* sebesar 20% dari hasil produksi setelah dikurangi PPh.

7. Jangka waktu *Production Sharing Contract* adalah 30 tahun

Pada dasarnya, PSC akan berlaku selama 30 tahun yang dihitung sejak tanggal berlaku efektif. Namun, masa berlaku kontrak tersebut akan sangat tergantung dari ditemukan atau tidaknya cadangan minyak dan gas bumi pada masa eksplorasi. Jika ternyata proses eksplorasi tidak membuahkan hasil, maka kontrak otomatis terputus setelah masa eksplorasi berakhir.

Sementara itu, menurut Priamoko (2017:58), prinsip-prinsip Kontrak Bagi Hasil adalah sebagai berikut:

1. Sistem pembagian berdasarkan hasil produksi;
2. Kewenangan manajemen ada pada Pertamina;
3. Semua peralatan, sarana dan fasilitas yang dibeli dan dibangun untuk operasi menjadi milik Pertamina;
4. Pembagian produk sampingan berbeda dengan pembagian produksi utama;
5. Pertamina memegang kewenangan menentukan pengembalian biaya operasi;
6. Kontraktor menanggung resiko kerugian biaya operasi;
7. Kepemilikan atas mineral tetap di tangan Negara hingga titik penyerahan.

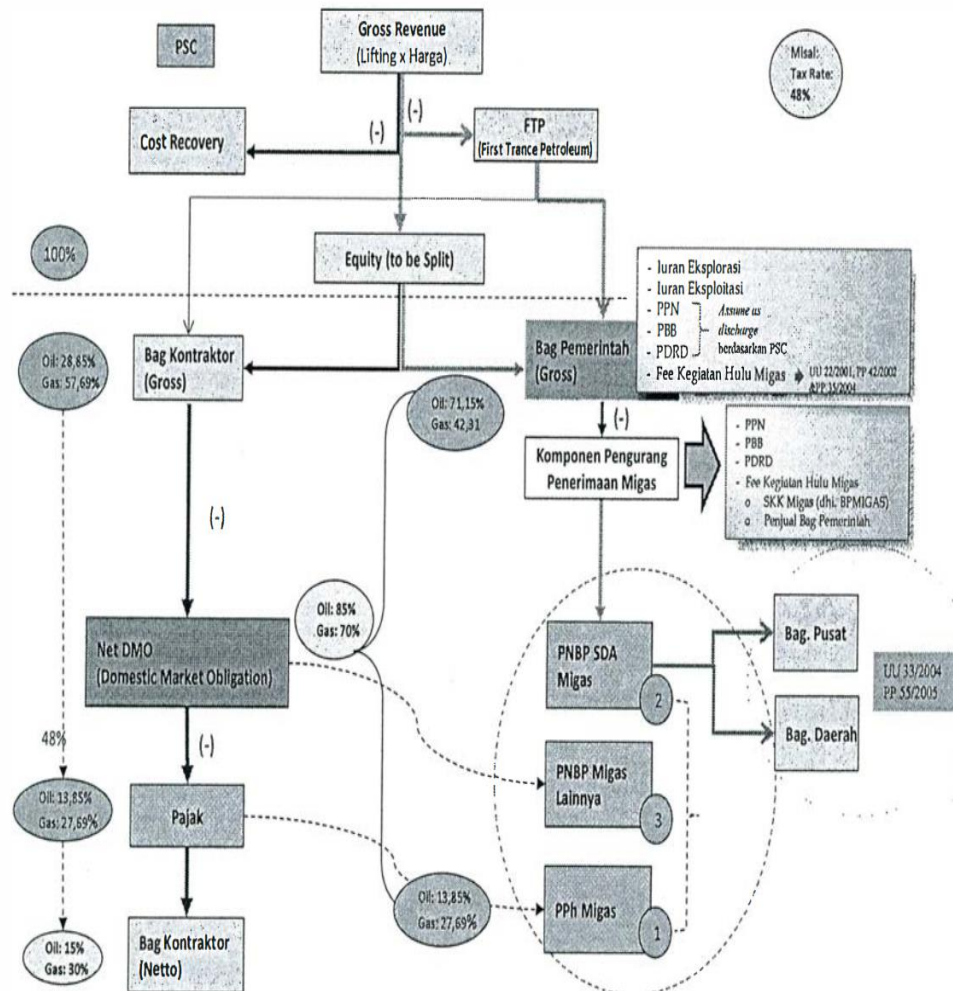
Production Sharing Contract telah mengalami 3 kali perubahan sejak awal dicetuskan oleh Ibnu Sutowo, dan saat ini memasuki generasi III. Inti dari *Production Sharing Contract* adalah sistem bagi hasil produksi minyak mentah KKKS migas. Pembagian presentase bagian minyak mentah antara Pemerintah dengan KKKS mengalami beberapa perubahan, dimana pada generasi ke IV ini, presentase bagi hasil yaitu sebagai berikut (Salim, 2007: 309) :

1. Minyak Bumi: 85% untuk Badan Pelaksana dan 15% untuk badan usaha dan/atau badan usaha tetap.
2. Gas Bumi: 70% untuk Badan Pelaksana dan 30% untuk badan usaha dan/atau badan usaha tetap.

Besaran prosentase *government take* dengan KKKS juga diatur dalam PMK Nomor 124 Tahun 2016 tentang petunjuk teknis akuntansi penerimaan negara bukan pajak dari kegiatan usaha hulu minyak dan gas

bumi, bagian penjelasannya yang digambarkan dalam suatu skema pembagian bagi hasil sistem *PSC (Production Sharing Contract)*, yaitu:

Gambar 2.1
Skema Pembagian Hasil Produksi Sistem *PSC*



Berdasarkan skema pada Gambar 2.1 di atas, bagian pemerintah setelah dikurangi *cost recovery* adalah mendapatkan bagian 85% untuk hasil produksi minyak bumi dan 70% untuk gas bumi. Sementara itu, bagian untuk KKKS adalah 15% untuk hasil produksi minyak bumi dan 30% untuk gas bumi.

Secara umum, *PSC* berjangka waktu 30 tahun dan dapat diperpanjang hingga 20 tahun kemudian. Awalnya kontraktor akan memulai masa eksplorasi yang secara kontrak berjangka waktu 6 tahun dan dapat

diperpanjang lagi 4 tahun atas permintaan kontraktor, apabila dirasa bahwa persyaratan-persyaratan minimum dari sebuah penemuan minyak dan gas belum ditemui. Namun apabila setelah 10 tahun belum juga didapatkan, maka kontrak kerjasama harus dihentikan (Wibowo, 2017 : 89).

Apabila eksplorasi telah menemukan hasil, maka kontraktor akan masuk ke fase pengembangan (*development*). Kontraktor akan mengajukan *Plan of Development* atas lahan yang akan dikembangkan. Jangka waktu pengembangan adalah 5 tahun sejak berakhirnya masa eksplorasi (Bindemann, 1999 : 85).

PSC diusahakan boleh oleh lebih dari satu entitas, oleh perusahaan afiliasi maupun non-afiliasi. Suatu blok atau area kontrak bisa saja dimiliki oleh beberapa entitas. Hal ini dikenal dengan istilah *ring fencing* yang disebabkan kondisi karena *reservoir* yang tersimpan ternyata beririsan di permukaan bumi (secara area kontrak). Dalam hal ini, suatu area kontrak akan tetap diperlakukan sebagai suatu kontrak yang berdiri sendiri, tidak akan ada konsolidasi atas pendapatan, biaya, maupun pajaknya (Crystal, 2012:23).

Menurut Sunley (2002:5), *ring fencing* didefinisikan sebagai, “... *limitation on consolidation of income and deductions for tax purposes across different activities, or different projects, undertaken by the same taxpayer*”. Maksud dari pengertian tersebut adalah jika ada sebuah perusahaan pertambangan yang beroperasi di dua atau lebih Wilayah Kerja, maka perusahaan tersebut akan dibebankan pajak PPh di masing-masing wilayah. Oleh karena itu, maka perusahaan diwajibkan memiliki NPWP di masing-masing Wilayah Kerja, walaupun kepemilikannya sama.

Tujuan dari *ring fencing* adalah :

1. Mencegah kontraktor yang memiliki lebih dari satu wilayah kerja pertambangan melakukan pengalihan biaya atau kerugian wilayah yang tidak menghasilkan ke wilayah kerja yang menghasilkan (kompensasi horizontal) yang akan menyebabkan kerugian di pihak pemerintah karena berkurangnya jumlah PPh yang seharusnya dibayarkan wilayah kerja yang menghasilkan.

2. Mencegah terjadinya diskriminasi antara kontraktor yang memiliki lebih dari satu wilayah kerja dengan kontraktor yang hanya memiliki satu wilayah kerja.

Berdasarkan uraian di atas, maka dapat disimpulkan bahwa yang dimaksud dengan *Production Sharing Contract* (PSC) adalah bentuk persetujuan atau kontrak bagi hasil antara pemerintah dan kontraktor yang pembagiannya dihitung berdasarkan pembagian produksi real, bukan pada pembagian pendapatan usaha atau pembagian keuntungan.

2.2.2. Cost Recovery

Cost recovery menurut Boyle (2012:2) adalah “... *is concerned with recouping a portion of or all costs associated with a particular service provided by the local authority to the public*”. Berdasarkan pengertian tersebut, *cost recovery* pada dasarnya adalah suatu yang dikembalikan oleh pemerintah kepada masyarakat atau perusahaan karena adanya suatu kegiatan atau layanan tertentu. Kegiatan atau layanan tersebut berkaitan erat dengan biaya.

Senada dengan hal itu, Ashong (2010:2) mengemukakan, bahwa *cost recovery* adalah “... *a portion of production to IOC [International Oil Companies atau Kontraktor, Pen] in order to recover costs the incur in the process*”. Berdasarkan pengertian Ashong tersebut, *cost recovery* dianggap sebagai bentuk pengakuan dari pemerintah atas biaya yang sudah dikeluarkan oleh KKKS sebagai akibat dilakukannya proses eksplorasi.

Kemudian Crystel (2012:26) mendefinisikan *cost recovery* sebagai jumlah biaya yang terjadi dari aktivitas eksplorasi sampai dengan produksi yang dapat dikembalikan atau dibebankan dalam perhitungan bagi hasil pada periode tertentu. Lebih lanjut, Crystel membagi *cost recovery* menjadi dua, yaitu: *non-tangible cost* (biaya eksplorasi, pengembangan, dan produksi), dan *tangible cost* (depresiasi dari biaya tahun yang berjalan maupun tahun sebelumnya) .

Sementara itu, *cost recovery* dalam kegiatan usaha eksplorasi migas adalah besaran biaya pengurang dari keseluruhan pendapatan dari kegiatan

eksplorasi tersebut melalui sistem bagi hasil. Sistem bagi hasil antara pemerintah dengan KKKS terjadi setelah sebelumnya dikurangi dengan *Cost Recovery*. *Cost Recovery* adalah pengembalian biaya eksplorasi dan eksploitasi migas dari pemerintah kepada KKKS. *Cost recovery* tersebut dibayarkan dalam bentuk produksi migas, yang dinilai dengan *Weighted Average Price (WAP)*, yaitu harga rata-rata tertimbang dihitung berdasarkan nilai *lifting* selama satu tahun dibagi dengan jumlah satuan *lifting* selama periode yang sama (Nasir, 2014: 78).

Dapat juga dikatakan, bahwa *Cost Recovery* adalah biaya yang dibayarkan Pemerintah kepada kontraktor sebagai penggantian biaya produksi dan investasi selama proses eksplorasi, eksploitasi, dan pengembangan blok migas yang tengah dikerjakan di wilayah suatu negara (Satrio, 2012). Jadi, setelah setelah produksi minyak mulai berjalan, sebagian hasilnya menjadi jatah kontraktor sebagai ganti biaya yang telah dikeluarkan selama proses eksplorasi (Hormat, 2010). Sehingga, selama proses eksplorasi pada sumur atau wilayah yang dianggap masih produktif, investor bisa menerapkan *improved oil recovery*, yaitu upaya untuk meningkatkan hasil produksi migas.

Menurut Partowidagdo (2009: 168), upaya tersebut akan selalu disertai dengan *cost recovery* karena termasuk dalam biaya produksi. Besarnya *Cost Recovery* yang dibayarkan oleh Pemerintah akan secara langsung berdampak pada jumlah penerimaan negara dari sektor migas (Nurdianty, 2014).

Cost Recovery merupakan bagian yang penting dari kontrak migas, karena Negara sebagai pemilik tanah dan penyelenggara kegiatan pertambangan dan dapat memberikan kuasa pertambangan pada KKKS. Industri migas memiliki karakteristik tersendiri dibandingkan dengan industri lainnya, karena industri migas adalah industri padat modal, padat teknologi, padat resiko, dan membutuhkan eksplorasi dan eksploitasi terus menerus. Karena industri migas terkenal dengan padat resiko, oleh karena itu pemerintah harus cermat mengatur fiskal negara agar investor mau melakukan kegiatan eksplorasi dan eksploitasi, khususnya pada kawasan yang

resikonya relatif tinggi, baik dari resiko geologis maupun resiko geografis. Sehingga, dengan pengaturan sistem fiskal yang baik dan penawaran investasi yang menarik, akan semakin banyak pula investor yang bersedia melakukan kerjasama dalam industri migas di Indonesia.

Sehingga, tujuan utama dari *Cost Recovery* adalah negara mengganti seluruh biaya produksi eksplorasi dan eksploitasi migas di atas tanah miliknya, dimana kuasa pertambangannya diserahkan kepada KKKS. *Cost Recovery* juga mencegah adanya dorongan perusahaan migas untuk mengakusisi wilayah produksi migas seakan-akan memiliki hak milik di atasnya, karena biaya talangan untuk produksi migas telah diganti melalui *Cost Recovery*.

Apabila dihubungkan dengan kerangka kontrak internasional, *Cost Recovery* sejatinya merupakan bagian dari hak dan kewajiban para pihak yang dimasukkan dalam perjanjian utama atau *consideration* (Kusumadara, 2013:20). *Consideration* memuat hal-hal pokok yang menjadi inti dari perjanjian. Contoh penyebutan mekanisme pelaksanaan pembayaran *Cost Recovery* pada salah satu pasal kontrak kerjasama, dinyatakan dengan (Prabantoro, 2014: 79):

Contractor will recover operating costs out of the sales proceed or other disposition of the required the quantity of Petroleum equal value to such operating costs, which is produced and saved hereunder and not used in petroleum operations in the manner in sub-section 6.1.2 below. The operating costs shall be available as a deduction for the purposes of contractor's tax filing and calculating contracto's taxable income.

Di dalam pembuatan kontrak bisnis internasional, haruslah jeli melihat dan mempertimbangkan setiap poin perjanjian, terutama pada *consideration* hak dan kewajiban, agar dapat memenuhi tujuan dari pembuatan kontrak itu sendiri. Ketelitian dalam pembuatan poin-poin hak dan kewajiban akan meminimalisasi adanya penyimpangan pada praktiknya, sehingga tidak ada salah satu pihak yang dirugikan karena hak nya tidak terpenuhi dengan baik. Dalam *production sharing contract*, klasifikasi biaya yang dapat atau tidak dapat dikembalikan melalui *cost recovery* tidak diatur secara tegas. Sampai keluaran Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya

Mineral Nomor 22 Tahun 2008 mengenai jenis-jenis biaya kegiatan usaha hulu migas yang tidak dapat dikembalikan kepada kontraktor kontrak kerja sama, sebanyak 17 jenis biaya *negative list cost recovery*. Aturan mengenai *negative list cost recovery* kemudian diatur kembali dalam Peraturan Pemerintah Nomor 79 Tahun 2010, menjadi 24 *items* yang disebutkan dalam Pasal 13 (Nasir, 2014: 252).

Dalam PP No 79 Tahun 2010 telah disebutkan mengenai jenis-jenis biaya yang dapat dimasukkan dalam *cost recovery list*. Secara garis besar, ada 3 jenis biaya dengan perinciannya masing-masing, yaitu:

1. Biaya Non Kapital/*Current Year Non Capital Cost*

Biaya non kapital adalah biaya-biaya operasi yang terjadi sehubungan dengan operasi tahun berjalan. Sifat biaya non kapital tidak terbatas sepanjang diperlukan untuk aktivitas operasi produksi migas (Utomo, 2014). *Current Year Non Capital Cost* dalam *Production Sharing Kangean Energy Indonesia* dikatakan sebagai biaya yang berhubungan dengan operasi tahun sekarang. Selain biaya hanya berkaitan dengan operasi saat ini, biaya survei dan biaya yang tidak berwujud pengeboran eksplorasi dan pembangunan sumur.

2. Biaya Kapital/*Current Year's Depreciation For Capital Costs*

Biaya kapital adalah pengeluaran untuk biaya-biaya yang secara umum mempunyai masa manfaat.

3. Depresiasi.

Depresiasi adalah alokasi sistematis jumlah yang dapat disusutkan dari suatu aset selama umur manfaatnya dan akan dihitung mulai tahun kalender di mana aset ditempatkan ke dalam layanan setahun penuh. Metode yang digunakan untuk menghitung depresiasi setiap tahun diperbolehkan untuk biaya modal awal adalah metode depresiasi saldo menurun. Perhitungan seperti tahun diperbolehkan pemulihan biaya modal harus didasarkan pada biaya modal aset individu di awal tahun seperti yang dikalikan dengan faktor depresiasi.

Dilihat dari sejarah panjang pengaturan perusahaan migas di Indonesia, pengaturan mengenai *cost recovery* mengalami tiga kali

perubahan sejak pemberlakuan PSC tahun 1960 hingga saat ini. Dimulai dari pembatasan nilai *cost recovery* maksimal 40 persen dari hasil produksi, kemudian diubah melalui *new terms* PSC generasi kedua menjadi tidak ada batasan jumlah *cost recovery*, artinya akan ada pengembalian biaya sebesar 100 persen selama proses produksi migas. Kebijakan ini kemudian menjadi kerugian bagi negara ketika dihadapkan dengan tidak maksimalnya proses produksi migas, terutama pada sumur tua, sehingga hasil bagi migas antara Pemerintah dengan kontraktor menjadi nol. Belum lagi dengan naiknya harga minyak dunia dibawah USD 10/bbl yang semakin memparah kondisi sektor migas saat itu. Akhirnya regulasi baru pun digulirkan melalui PSC generasi ketiga.

Pembatasan *cost recovery* yang sempat digulirkan Pemerintah kemudian diganti menjadi ada batasan didalamnya. Pembatasan itu diwujudkan dalam bentuk *First Tranche Petroleum* (FTP) sebesar 20 persen dari total produksi migas sebagai jaminan Pemerintah mendapatkan hasil produksi migas sebelum dilakukan bagi hasil. Pembatasan *cost recovery* dapat memberikan dua implikasi pada industri migas tanah air (Indomigas, 2014). *Pertama*, pembatasan *cost recovery* secara tepat akan menjadi lebih efektif dan efisien dari hal penerimaan negara. *Kedua*, pembatasan *cost recovery* dapat menjadi faktor penghalang berkembangnya investasi pada sektor migas sehingga cenderung stagnan.

Menurut Abdullah (2014), ada empat pertimbangan yang dapat dijadikan dasar pembatasan *cost recovery*, yaitu:

1. Pembatasan *cost recovery* untuk menghindari investasi yang tidak perlu.
2. Pembatasan *cost recovery* akan memaksa kontraktor patuh pada *good engineering practice*.
3. Pembatasan ini juga ditujukan untuk menegakkan wibawa BP Migas yang selama ini hanya dianggap gertak sambal, tidak memberi sanksi pada pelanggaran yang dilakukan kontraktor. Contohnya adalah realisasi biaya *cost recovery* yang sering melebihi penghitungan awal.

4. Pembatasan *cost recovery* akan membuat kontraktor berpikir dua kali untuk memasukkan biaya-biaya yang masuk biaya produksi, sehingga tidak sembarangan menempatkan biaya.

Pembatasan *cost recovery* sebagaimana disebutkan di atas, dikarenakan adanya aspek positif dan juga negatif yang terkandung dalam sistem *cost recovery*. Ashong (2010:11) mengemukakan aspek-aspek positif dari pelaksanaan *cost recovery*, yaitu:

1. Resiko eksplorasi minyak dan gas bumi menjadi pertanggung KKKs. Pemerintah baru akan mendapatkan manfaat ketika eksplorasi yang dilakukan berhasil.
2. Biaya pemulihan yang diberikan kepada KKKs harus sesuai dengan kontrak yang disepakati dan peraturan perundang-undangan yang ditetapkan oleh Pemerintah. Selain dari itu, tidak ada dimasukkan dalam bagian *cost recovery*.
3. Pembatasan *cost recovery* dirancang untuk memastikan Pemerintah mendapatkan bagian keuntungan segera setelah produksi dimulai. KKKs dilarang terlambat dalam memberikan bagian pendapatan kepada Pemerintah.
4. Pembatasan *cost recovery* bertujuan melindungi Pemerintah dari pembiayaan yang harus dikembalikan kepada KKKs dikarenakan tindakan pemborosan atau pembiayaan yang tidak semestinya.

Selain aspek positif di atas, *cost recovery* juga memiliki dampak negatif. Ashong (2010:11-12) mengemukakan beberapa dampak negatif dari pelaksanaan *cost recovery*, yaitu KKKs sering memasukan variabel-variabel biaya yang tidak termasuk dalam kesepakatan dan diijinkan oleh Peraturan Perundang-undangan dengan tujuan mendapatkan keuntungan dari penambahan *cost recovery*. Dengan kata lain, KKKs berusaha mendapatkan keuntungan dari kelebihan *cost recovery*. Hal lain dampak negatifnya adalah *cost recovery* rentan dengan adanya ketidakstabilan harga minyak dunia. KKKs berusaha mengambil keuntungan, yaitu dengan cara memperbesar *cost recovery* mencapai batas maksimal, sehingga kerugian akibat ketidakstabilan harga minyak dunia dapat tertutupi dari kelebihan *cost*

recovery. Untuk itu, Pemerintah harus memiliki lembaga yang kuat dan kredible melakukan audit terhadap rancangan *cost recovery* yang diajukan oleh KKKS.

Oleh karena itu, sebagai upaya untuk melindungi penerimaan dan menghindarkan kerugian negara, serta memberikan landasan hukum yang jelas, Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral kemudian mengeluarkan Peraturan Menteri Nomor 22 Tahun 2008 tentang Jenis-jenis Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi Yang Tidak Dapat Dikembalikan Kepada Kontraktor Kontrak Kerja Sama. Peraturan menteri ini berisi 17 poin *negative list cost recovery*. Penerapan biaya-biaya yang dapat di *cost recovery* diatur kembali setelah dikeluarkannya Peraturan Pemerintah Nomor 79 Tahun 2010 tentang Biaya Operasi Yang Dapat Dikembalikan dan Perlakuan Pajak Penghasilan di Bidang Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi (PP 79 tahun 2010). Ketidaktaatan seperti ini, jelas sangat merugikan negara terutama karena berdampak langsung pada penerimaan negara dari sektor migas. Oleh sebab itu diperlukan adanya asas itikad baik dari para pihak.

Berdasarkan uraian di atas, maka yang dimaksud dengan *cost recovery* adalah biaya operasi yang dikeluarkan oleh KKKS untuk memproduksi migas, biaya tersebut dapat diklaim KKKS agar diganti oleh negara.

2.2.3. Net Contractor Share

Sebelum membahas mengenai penerimaan kontraktor migas, perlu dijelaskan terlebih dahulu istilah penerimaan perusahaan. Penerimaan disebut juga dengan istilah pendapatan perusahaan. Dalam konsep akuntansi, penerimaan diartikan juga sebagai pendapatan yang dalam berbagai standar akuntansi dan pelaporan keuangan sangat jelas diuraikan arti dan maksudnya.

Menurut PSAK 23 yang diterbitkan tahun 2010, diartikan bahwa pendapatan adalah arus masuk bruto dari manfaat ekonomi yang timbul dari aktivitas normal entitas selama suatu periode jika arus masuk tersebut mengakibatkan kenaikan ekuitas yang tidak berasal dari kontribusi penanaman modal (Crystel, 2012:16).

Selanjutnya Kieso *et al* (2011:955) menyatakan, bahwa “*gross inflow of economic benefits during the period arising in the ordinary activities of an entity when those inflows result in increases in equity, other than increases relating to contributing from equity participants*”. Dari pengertian tersebut dapat diartikan bahwa pendapatan merupakan arus masuk kotor dari adanya manfaat secara ekonomis yang muncul sebagai akibat adanya aktivitas usaha dalam kurun waktu atau periode tertentu, namun bukan kegiatan penanaman modal.

Sementara itu, menurut standar internasional, pendapatan yang diistilahkan dengan “*Revenue*” diartikan sebagai “... *are inflows or other enhancements of assets of an entity or settlements of its liabilities (or a combination of both) from delivering or producing good, rendering services, or other activities that constitute the entity’s ongoing major or central operations*”. Menurut pengertian tersebut dapat diartikan bahwa pendapatan memiliki arus manfaat ekonomis, pendapatan juga bukan berasal dari modal, dan diperhitungkan menggunakan nilai yang wajar (SFAC 6, 2006).

Dalam PSAK No. 23 (Ikatan Akuntansi Indonesia, 2010:23.2) disebutkan bahwa pendapatan adalah arus kas masuk *bruto* dari manfaat ekonomi yang timbul dari aktivitas normal perusahaan selama suatu periode bila arus masuk tersebut mengakibatkan kenaikan ekuitas yang tidak berasal dari kontribusi penanaman modal.

Sementara itu, pendapatan dalam kegiatan pertambangan migas dihitung melalui jumlah minyak mentah (*crude oil*) dengan ICP (*Indonesia Crude Price*, harga minyak mentah Indonesia) atau gas bumi dikalikan dengan harga kontrak yang berlaku. Dalam kegiatan eksplorasi migas, pendapatan diperoleh oleh pihak KKKS dan Pemerintah dalam bentuk *Government Share (Take)*.

Sampai dengan akhir tahun 2017 terdapat 88 WK Eksplorasi Migas Konvensional Aktif yang terdiri dari 79 WK yang berumur lebih dari 3 tahun dan tidak sedang dalam proses terminasi, sehingga dapat diukur pemenuhan komitmen pasti-nya. Dari 79 WK tersebut, 37 WK telah memenuhi seluruh komitmen pasti dan 42 WK belum memenuhi komitmen pasti.

Setiap tahunnya, SKK Migas melakukan penilaian terhadap KKKS WK Eksplorasi yang telah memasuki kontrak tahun ke-3 dan setelahnya (di luar WK proses terminasi), dimana penilaian dilakukan berdasarkan kriteria yang mencakup penilaian minimum dan penilaian pembuktian eksplorasi. Peningkatan kegiatan eksplorasi dalam rangka menemukan cadangan migas yang baru merupakan hal yang sangat penting dan akan berdampak positif bagi prospek pengembangan sektor hulu migas di masa mendatang, serta menjaga ketersediaan energi untuk generasi mendatang.

Tantangan terkini lainnya yang dihadapi adalah prospek cadangan migas di Indonesia saat ini lebih banyak berada di kawasan timur, terutama di laut dalam. Hal ini menyebabkan secara teknis lebih sulit ditemukan cadangan migas yang baru, serta membutuhkan biaya yang tidak sedikit. Oleh karena itu, perlu adanya insentif yang menarik agar investor mau berinvestasi dalam kegiatan eksplorasi, utamanya di wilayah timur Indonesia dan di area laut dalam. Dukungan infrastruktur yang bagus juga diperlukan untuk membantu kelancaran kegiatan mengingat lokasi eksplorasi berada di daerah terpencil. SKK Migas terus memberikan pemahaman kepada para *stakeholder* tentang pentingnya kegiatan eksplorasi karena tanpa eksplorasi, cadangan baru untuk minyak maupun gas tidak bisa ditemukan.

Segala pembiayaan proses eksplorasi dan produksi migas ditanggung oleh Kontraktor KKS. Hasil produksi migas nantinya dikurangi oleh besaran *cost recovery* yang disampaikan oleh Kontraktor KKS. *Cost recovery* yang diajukan tersebut dilakukan audit untuk ditetapkan sebagai biaya yang dikembalikan kepada Kontraktor KKS untuk kegiatan eksplorasi pada cadangan minyak baru. Hasil dari pendapatan tersebut menjadi bagian pemerintah dan kontraktor KKS itu sendiri. Proporsi yang diterima oleh Kontraktor KKS adalah sebesar lebih kurang 28%, dan itu merupakan pendapatan perusahaan yang disebut dengan istilah *contractor share* (Ananda, dkk., 2017). Hasil yang diterima tersebut disebut dengan istilah *net contractor share*.

Pihak KKKS dalam menetapkan pendapatannya harus didasarkan dengan perhitungan yang jelas, karena pengakuan atas pendapatan yang

diperolehnya menjadi acuan terhadap kinerja keuangannya. Pada umumnya, perusahaan migas dalam pengakuan pendapatannya menggunakan metode *entitlement* atau *proportionate*. Gallun (2008:139) menyatakan, bahwa dengan menggunakan metode tersebut, setiap kontraktor mengakui pendapatannya berdasarkan besaran kepemilikan dari produksi migas selama satu periode, tanpa memperhatikan siapa yang sebenarnya melakukan penjualan dan menerima uang dari hasil penjualan gas tersebut.

Sementara itu, Rosenfeld (2003:216) menyatakan, bahwa dengan menggunakan metode *entitlement* tersebut, maka entitas mengakui pendapatannya berdasarkan besaran volume dari penjualan yang sesuai dengan porsi kepemilikannya.

Kedua belah pihak yaitu Negara dan KKKS akan secara proporsional membagi keuntungan dan juga membagi resiko yang dapat dideteksi melalui perjanjian kontraktual (Pongsiri, 2004:67). Menurut Swiech (2009:87), bagian kepemilikan mitra bisnis dapat ditentukan dengan melihat kepemilikan modal, dan dapat diaplikasikan dalam porsi kepemilikan pendapatan.

PSAK 64 ED Tahun 2011 tentang Eksplorasi Sumber Daya Mineral menetapkan pelaporan keuangan atas eksplorasi dan evaluasi sumber daya mineral. Aset eksplorasi dan evaluasi diukur pada biaya perolehan dan setelah pengakuan awal entitas akan menerapkan salah satu model, model biaya atau model reevaluasi atas pengakuan aset eksplorasi dan evaluasi yang dimiliki.

Berdasarkan uraian di atas, maka dapat disimpulkan bahwa yang dimaksud dengan penerimaan bersih kontraktor atau *net contractor share* adalah bagian dari equity to be split yang menjadi milik kontraktor setelah dipotong pajak untuk pemerintah.

2.2.4. Government Take

Dalam rangka mewujudkan tata kelola pemerintahan yang baik, yaitu mengacu pada penerapan prinsip *good governance*, pemerintah harus melakukan reformasi di bidang pengelolaan/manajemen keuangan negara (Rusmana, dkk., 2012:2). Berkaitan dengan kegiatan pertambangan migas di

Indonesia dikenal istilah penerimaan negara atau *government take*. Beberapa ahli dalam bidang pertambangan mencoba mengemukakan beberapa definisi dari *government take* sesuai dengan pandangan dan pemahaman mereka terkait dengan sistem *Production Sharing Contract (PSC)* yang berlaku di Indonesia.

Penerimaan negara adalah segala bentuk penerimaan baik penerimaan uang negara atau penerimaan pemerintah, yakni meliputi pajak, retribusi, keuntungan perusahaan negara, denda, sumbangan masyarakat, dan lain-lain (Syamsi, 2014:85). Selanjutnya, Mardiasmo (2011:1) mengatakan bahwa penerimaan negara atau penerimaan pemerintah adalah berasal dari pajak maupun non-pajak. Penerimaan non pajak dalam istilah akuntansi pemerintahan disebut Penerimaan Negara Bukan Pajak (PNBP).

Menurut Markus (2015:493), Penerimaan Negara Bukan Pajak (PNBP) adalah seluruh penerimaan pemerintah pusat yang tidak berasal dari penerimaan pajak. Adapun Undang-Undang Nomor 17 Tahun 2003 menjelaskan bahwa Penerimaan Negara Bukan Pajak (PNBP) adalah semua penerimaan yang diterima oleh negara dalam bentuk penerimaan dari sumber daya alam, bagian pemerintah atas laba badan usaha milik negara, serta penerimaan negara bukan pajak lainnya.

Ditinjau dari perspektif pendapatan negara, sektor hulu migas memiliki beberapa atribut penting. *Pertama*, potensi pendapatan negara dari kegiatan usaha hulu migas berbasis kontrak yang disepakati oleh pemerintah dan KKKS. *Kedua*, sumber pendapatan negara utamanya berasal dari uang hasil penjualan lifting migas bagian negara. *Ketiga*, pemerintah berhak atas jenis pendapatan negara *non-lifting* sepanjang disepakati dalam kontrak, seperti pendapatan dalam bentuk bonus atau komitmen pasti. *Keempat*, dengan adanya kebijakan desentralisasi fiskal, pendapatan negara dari lifting migas juga menjadi sumber pendapatan pemerintah daerah dalam bentuk dana bagi hasil (Wibowo, 2017:103).

PNBP Migas didefinisikan sebagai penerimaan dari hasil penjualan lifting minyak bumi dan gas alam bagian negara (LKPP, 2016).

Sedangkan Peraturan Menteri Keuangan (PMK) Nomor 124/PMK.02/2016 tentang Petunjuk Teknis Akuntansi PNBP dari Kegiatan Usaha Hulu Migas mendefinisikan PNBP Migas sebagai PNBP yang dikelola oleh Bendahara Umum Negara yang meliputi :

1. PNBP Sumber Daya Alam Migas (PNBP SDA Migas), yakni PNBP yang dihasilkan dari penerimaan negara atas hasil eksploitasi sumber daya alam migas setelah memperhitungkan kewajiban pemerintah atas kegiatan usaha hulu migas sesuai kontrak dan ketentuan peraturan perundang-undangan. PNBP SDA Migas terdiri atas pendapatan minyak bumi dan pendapatan gas bumi;
2. PNBP Migas lainnya, yakni PNBP yang dihasilkan dari penerimaan bagian negara yang terkait dengan kegiatan usaha hulu migas sesuai dengan Kontrak Kerja Sama migas selain dari hasil eksploitasi SDA Migas. PNBP lainnya terdiri atas pendapatan minyak mentah DMO (*Domestic Market Obligation*); pendapatan denda, bunga, dan penalti terkait kegiatan usaha hulu migas; dan pendapatan lainnya dari kegiatan usaha hulu migas seperti *signature bonuse* dan sebagainya.

Seiring dengan tren penurunan PNBP Migas dari tahun ke tahun, kontribusi PNBP Migas terhadap total PNBP maupun terhadap total penerimaan negara dalam APBN juga semakin menurun. Kinerja pencapaian PNBP Migas berbanding lurus dengan kinerja pencapaian PNBP dan penerimaan negara secara keseluruhan dalam APBN. Kinerja PNBP Migas sangat mempengaruhi pola PNBP dan realisasi penerimaan negara secara keseluruhan dalam anggaran negara. Dengan kata lain, PNBP Migas sangat mempengaruhi kinerja PNBP dan penerimaan negara secara keseluruhan. Variabel PNBP seperti volume minyak siap jual (*lifting*) dan harga minyak mentah (ICP) juga menjadi indikator makroekonomi dalam APBN.

Penerimaan negara dari kegiatan usaha hulu migas merupakan penerimaan yang bersumber dari pelaksanaan Kontrak Kerja Sama (KKS), dimana terdapat prinsip dan ketentuan yang melandasi timbulnya hak dan kewajiban antara kontraktor dan pemerintah sehingga menghasilkan sumber-

sumber penerimaan negara. Adapun penerimaan negara bersih (*net revenue*), yaitu penerimaan yang benar-benar menjadi hak negara adalah penerimaan kotor setelah dikurangi kewajiban-kewajiban kontraktual. Setelah dikurangi faktor-faktor pengurang inilah, baru penerimaan negara migas menjadi dana yang siap dibagikan dan disebut dengan Dana Bagi Hasil.

Penerimaan negara dalam sektor migas sangat tergantung dari kegiatan hulu migas itu sendiri. Sebagaimana diketahui, bahwa kegiatan usaha hulu migas merupakan industri strategis di tanah air yang sarat dengan risiko kegagalan bisnis. Dalam hal ini, Pudyantoro (2013:67) menjelaskan, bahwa yang dapat dipastikan dari kegiatan hulu migas adalah ketidakpastian menemukan cadangan yang berdampak pada proses kegiatan usaha. Semakin tinggi tingkat ketidakpastian, semakin tinggi pula probabilitas investor mendapatkan hasil nihil. Terlebih, cadangan migas di tanah air lebih banyak berlokasi di laut dalam sehingga untuk penemuan cadangan migas menuntut biaya yang sangat mahal.

Kegiatan eksplorasi migas sangat membutuhkan biaya yang besar dan itupun belum tentu berhasil. Skema PSC merupakan salah satu mekanisme yang dalam satu hal pemerintah memperoleh keuntungan dikarenakan tidak perlunya membebani kegiatan eksplorasi (ada atau tidak adanya sumber migas) kedalam APBN. Semuanya menjadi tanggungan pihak investor (KKKS). Selain itu, melalui skema PSC, pemerintah tetap memiliki kendali atas kegiatan eksplorasi yang dilakukan (Wibowo, 2017:88).

Penerimaan Pemerintah (*government take*) adalah pendapatan yang diperoleh dari penyisihan bagian hasil *lifting* migas yang proporsinya kurang lebih 72% dari pendapatan atau penerimaan setelah dikurangi *cost recovery* (Arifin dan Arifin, 2014).

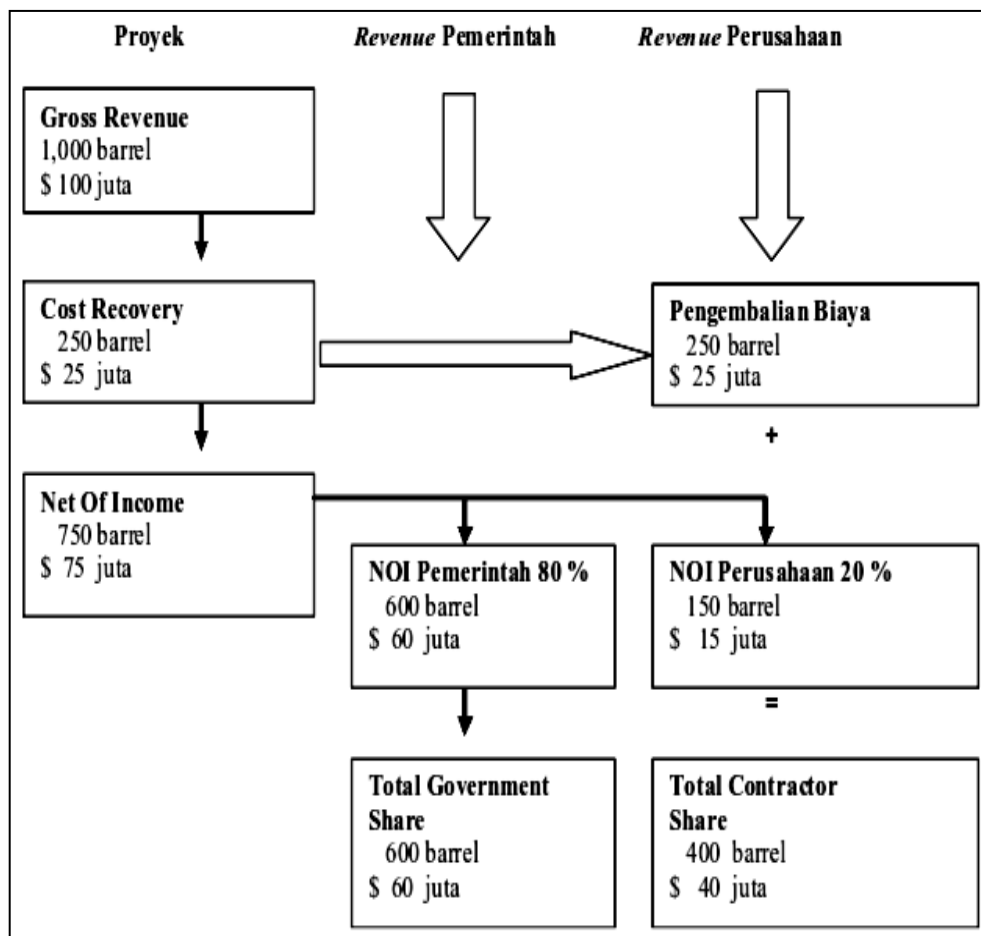
Penekanan *cost recovery* adalah kunci untuk meningkatkan pendapatan negara. Namun, faktanya *cost recovery* tersebut selalu meningkat setiap tahunnya. Peningkatan tersebut tidaklah menjadi beban bagi perusahaan, karena berapa pun *cost recovery*-nya adalah biaya yang harus dikurangkan dari pendapatan total. Selain itu, tidak adanya insentif terhadap

kontraktor yang dapat menekan *cost recovery* menjadikan mereka tidak perlu memperhatikan efisiensi dalam pembiayaan produksi.

Terdapat argumen yang mengatakan bahwa tidak mungkin kontraktor melakukan *overcharged* untuk *cost recovery*, karena tentunya hal tersebut akan merugikan pihak kontraktor sendiri. Karena bagian keuntungan mereka sebenarnya berasal dari penghasilan bersih juga, yang sudah dipotong oleh *cost recovery*. Argumen tersebut hanya benar, jika *cost recovery* menjadi beban kontraktor sendiri atau *cost recovery* tidak mencapai 100%, bahkan untuk daerah marjinal 120% pun. Kalau komponen *cost recovery* hanya mencapai 0-99%, maka masih ada insentif bagi kontraktor untuk mengurangi biayanya. Sementara itu, apabila *cost recovery* 100% atau 120%, dimana biaya eksplorasi dan eksploitasi hampir mendekati 0, maka insentif untuk penekanan biaya tidak ada sama sekali. Karena besar kecilnya *cost recovery* tidak mempengaruhi *revenue* PSC, bahkan Kontrak Bagi Hasil bisa “menitipkan” biaya untuk di-*recovery*-kan (Sobirin, 2006:299).

Skema bagi hasil antara pemerintah dan kontraktor umumnya menggunakan model Kontrak Kerja Sama berupa Kontrak Bagi Hasil atau PSC (*Production Sharing Contract*). Secara umum skema fiskal dari model PSC dijabarkan pada gambar di bawah ini.

Gambar 2.2
Simulasi Perhitungan Bagi Hasil Migas



Sumber: Arifin dan Arifin (2014)

Prinsip dan ketentuan tersebut sebagaimana diatur dalam PMK Nomor 124/PMK.02/2016 yang antara lain dinyatakan bahwa penerimaan negara dari kegiatan hulu migas bersumber dari kegiatan eksplorasi dan eksploitasi hulu migas yang telah mencapai tahap produksi. Dimana hasil produksi yang siap dijual atau bersifat komersial setelah dikurangi biaya untuk *cost recovery*, akan dibagikan antara kontraktor dan pemerintah berdasarkan pola bagi hasil yang telah ditetapkan dalam Kontrak Kerja Sama. Dengan demikian dapat dikatakan bahwa *lifting* dan *cost recovery* merupakan dua variabel yang sangat prinsip dan penting dalam perhitungan penerimaan negara dari sektor hulu migas.

Lifting minyak dipengaruhi oleh berbagai faktor. Secara alami, faktor geologis, teknis dan kemampuan teknologi yang digunakan dalam

kegiatan produksi (eksploitasi) sangat mempengaruhi besarnya volume produksi yang mampu dihasilkan oleh sebuah sumur, termasuk besarnya investasi dan biaya yang dikeluarkan untuk meningkatkan dan mempertahankan produksi. Pada sumur-sumur tua, produksi sangat dipengaruhi oleh bagaimana penggunaan teknologi seperti EOR (*Enhance Oil Recovery*) yang mampu mendorong produksi sebuah sumur minyak, namun tentunya diperlukan investasi yang tidak sedikit, yang mana investasi tersebut akan berkonsekuensi pada meningkatnya biaya *cost recovery*.

Dalam skema PSC di Indonesia, pemerintah dapat memaksimalkan *government takes* dan ketertarikan investor dengan membuat *government takes* yang lebih rendah pada lapangan yang sulit dalam pengembangan dan lebih tinggi pada lapangan yang relatif mudah dikembangkan termasuk dalam hal eksplorasi.

Berdasarkan uraian di atas, maka dapat disimpulkan bahwa yang dimaksud dengan penerimaan negara atau *government take* adalah bagian penerimaan *equity to be split* yang menjadi milik pemerintah (negara). Penerimaan *equity to be split* itu sendiri adalah bagian dari penerimaan hasil penjualan migas setelah disisihkan untuk biaya *cost recovery*.

2.3. Hubungan antar Variabel

Dalam pengaturan industri hulu (*upstream*) minyak dan gas (migas), Indonesia menggunakan sistem bagi hasil melalui kontrak bagi hasil atau *Production Sharing Contract* (PSC). PSC adalah perjanjian antara pihak perusahaan migas atau Kontraktor Kontrak Kerja Sama (KKKS) dengan pemerintah atau *Government of Indonesia* (GOI). PSC berisikan hak dan kewajiban yang harus dilaksanakan oleh kedua belah pihak. PSC juga berisikan nilai atau jumlah yang didapat oleh kedua belah pihak. Sistem PSC membagi keuntungan berdasarkan sistem proporsional perjanjian.

Kontrak bagi hasil berisikan materi bahwa GOI harus menanggung biaya yang dikeluarkan Kontraktor KKS dalam kegiatan eksplorasi dan eksploitasi berdasarkan aturan yang ada. Akan tetapi, sistem penggantian oleh negara atau *cost recovery* bukan berarti negara mengeluarkan uang untuk mengganti atau diberikan

kepada KKKS sebagai pengganti biaya yang dikeluarkan KKKS. Dengan kata lain, *cost recovery* adalah pengakuan beban biaya yang dilaporkan kepada pemerintah melalui SKK Migas oleh Kontraktor KKS. Pelaporan keuangan atau saldo yang dimintakan *cost recovery* kepada Negara dilakukan melalui pelaporan keuangan yang disebut *financial quarterly report* (FQR). FQR memuat seluruh biaya yang dikeluarkan oleh Kontraktor KKS dari tahap pencarian sampai tahap produksi tahun berjalan.

Biaya-biaya yang dilaporkan oleh Kontraktor KKS kepada pemerintah diaudit oleh lembaga negara seperti SKK Migas, BPK, BPKP, dan Ditjen Pajak dengan tujuan masing-masing instansi. Oleh karena itu, secara tidak langsung bahwa FQR tersebut telah diaudit (*audited*).

Metode audit atau pemeriksaan terhadap biaya yang dilaporkan dalam FQR dengan audit keuangan perusahaan secara umum memiliki esensi mendasar yang berbeda. Audit dalam FQR tidak mengenal materialitas atau jumlah minimum yang dijadikan dasar temuan audit. Dalam audit biaya dalam FQR yang dimintakan *cost recovery*, biaya sekecil apapun bahkan USD 1 sekalipun jika tidak memenuhi ketentuan akan dijadikan temuan yang direkomendasikan untuk dikoreksi oleh Kontraktor KKS.

Hasil dari penetapan *cost recovery* tersebut menjadi faktor pengurang dari total penerimaan produksi migas. Hasil dari pengurangan tersebut kemudian dibagi antara pemerintah dengan pihak Kontraktor KKS dengan ketentuan proporsional. Besaran yang diperoleh pemerintah adalah lebih kurang 72%, sedangkan bagian Kontraktor KKS adalah sebesar lebih kurang 28%. Berdasarkan hal tersebut, maka dapat diduga bahwa terdapat hubungan antara *cost recovery* dengan *government take* dan *net contractor share*.

2.4. Pengembangan Hipotesis

Berdasarkan rumusan masalah yang telah dikemukakan sebelumnya dan uraian dari hubungan antar variabel, maka pada hipotesis pada penelitian ini dapat dinyatakan sebagai berikut:

H1 : Terdapat pengaruh *cost recovery* terhadap *net contractor share* pada SKK MIGAS Periode 2008-2018.

- H2 : Terdapat pengaruh *cost recovery* terhadap *government take* pada SKK MIGAS Periode 2008-2018.
- H3 : Terdapat pengaruh *net contractor share* terhadap *government take* pada SKK MIGAS Periode 2008-2018
- H4 : Terdapat pengaruh tidak langsung *cost recovery* terhadap *government take* melalui *net contractor share* pada SKK MIGAS Periode 2008-2018

2.5. Kerangka Konseptual Penelitian

Untuk mempertahankan keekonomian sumber daya alam di suatu negara, sebelum dilakukan penandatanganan kontrak (*petroleum contracts*) hasil negosiasi terlebih dahulu pemerintah berkonsultasi dengan akuntan negara dan analis keuangan atau penasihat keuangan untuk meminta pendapatnya yang berhubungan dengan terminologi yang berhubungan dengan nilai keekonomian suatu lahan atau wilayah kerja pertambangan.

Ilmu pengetahuan tentang *petroleum engineering* selalu lebih maju dalam analisa dan desain dibandingkan dengan pengetahuan lainnya. Salah satu aspek kunci yang tidak pernah ditinggalkan adalah standar terminologi dengan sistem analisis fiskal. Kadangkala orang menggunakan istilah "*government take*" untuk mengidentifikasi komponen pendapatan bukan keuntungan. Dari analisa satu per satu komponen pendapatan tidak mempunyai arti yang besar. Fenomena ini diambil dengan menggunakan parameter seperti *reservoir (Reservoir-Engineering)* dan *Contract (Science of Petroleum Fiscal System Analysis)*.

Dari fenomena di atas dapat dibuat suatu kerangka atau model penelitian sebagaimana Gambar 2.3 berikut:

Gambar 2.3
Kerangka Pemikiran

