

COST RECOVERY DALAM KONTRAK KERJASAMA MINYAK DAN GAS BUMI DI INDONESIA DITINJAU DARI HUKUM KONTRAK INTERNASIONAL

Shofia Shobah, Hanif Nur Widhiyanti, S.H., M.Hum

Dr. Patricia Audrey, S.H., M.Kn

Fakultas Hukum Universitas Brawijaya

Email : shofia.mfmradio@gmail.com

Abstrak

Pelaksanaan perusahaan minyak dan gas bumi (migas) di Indonesia dilaksanakan melalui kontrak kerjasama antara Pemerintah dengan Kontraktor Kontrak Kerja Sama (KKKS). Dalam UU Nomor 22 Tahun 2001 tentang Minyak dan Gas Bumi mengatur mengenai jenis kontrak kerja sama yang digunakan saat ini yaitu *Production Sharing Contract* (PSC) atau kontrak bagi hasil. Berdasarkan UU Nomor 22 Tahun 2001, minyak bumi yang dihasilkan *oil company* akan dibagi sebesar 85%:15% gas bumi sebesar 70%:30% antara Pemerintah dengan KKKS. Beberapa komponen yang mempengaruhi hasil bagi produksi migas adalah: 1) *Gross Revenue* 2) *First Tranche Petroleum*, 3) *Investment Credit* dan 4) *Cost Recovery*. salah satu yang paling penting adalah *cost recovery*. Besaran nilai *cost recovery* akan sangat berpengaruh terhadap pengurangan atau penambahan hasil bagi produksi migas. Meskipun telah diatur dalam PP Nomor 79 Tahun 2010 tentang Biaya Operasi Yang Dapat Dikembalikan dan Perlakuan Pajak Pada Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi, faktanya masih banyak ketidaktaatan terhadap pelaksanaan *cost recovery* di lapangan. Oleh karena itu diperlukan asas itikad baik (*good faith*) dari masing-masing pihak untuk mengatasi permasalahan tersebut, demi mencapai tujuan sebagaimana tertera dalam *consideration* kontrak kerjasama.

Kata Kunci : *Cost Recovery*, *Production Sharing Contract*, Kontrak Kerja Sama Minyak dan Gas Bumi

Abstract

The execution of the business of oil and gas in Indonesia is carried out through cooperation between Government and Contractor with Oil and Gas Mutual Agreement (KKKS). In Law Number 22 of 2001 concerning Oil and Gas, the type of cooperation that is currently used Production Sharing Contract (PSC) or the contract for the results. Under law number 22 in 2001, the resulting petroleum oil company will be shared by 85%: 15% and for gas 70%: 30% between the Government with the KKKS. Some components that affect the results for the production of oil and natural gas are: 1) Gross Revenue 2) First Tranche Petroleum, 3) Investment Credit and 4) Cost Recovery. one of the most important is cost recovery. One of the components that affect the result for the oil and gas production is cost recovery. Quantity value of cost recovery will be very influential towards the reduction or increase oil and gas production. Although it has been arranged in the Government Regulation Number 79 in 2010 about the Operating Cost Can Be Returned And The Tax Treatment On Business Activities Upstream Oil And Gas, the fact there is still much to disobedience against the implementation of cost recovery on the field. Therefore required the principle of good faith of each party in order to overcome these problems, in order to achieve the objectives as stated in the contract in consideration of cooperation.

Keywords: *Cost Recovery*, *Production Sharing Contract*, *Oil and Gas Mutual Agreement*

A. PENDAHULUAN

Kegiatan eksplorasi dan eksploitasi minyak dan gas bumi (migas) merupakan industri strategis bagi Bangsa Indonesia. Ketersediaan migas sebagai sumber energi menjadi salah satu faktor utama meningkatnya taraf kehidupan masyarakat suatu bangsa. Menjadi negara dengan cadangan minyak terbesar dikawasan Asia Tenggara juga menjadikan Indonesia tersohor sebagai lumbung migas yang menjanjikan, hingga menjadi tujuan investasi sektor migas di dunia. Belum lagi, industri migas menyumbang 30% APBN Indonesia, dimana sejak tahun 2009 hingga 2013 tidak pernah terjadi penurunan nilai *income* dari sektor industri migas bagi APBN.¹

Aturan mengenai kegiatan pertambangan sumber daya alam secara umum pertama kali lahir pada era kolonialisme Belanda tahun 1899 yaitu *Indische Mijn Wet (IMW)*, dimana Pemerintah Hindia Belanda menyatakan penguasaan mereka atas mineral dan logam di Indonesia.² Setelah Indonesia merdeka diikuti dengan Pembentukan Undang-Undang Dasar Negara Republik Indonesia Tahun 1945 oleh Panitia Pembentukan Kemerdekaan Indonesia (PPKI) tanggal 18 Agustus 1945, terjadi perubahan pada banyak sektor kehidupan bernegara termasuk sistem kontrak dalam industri migas di Indonesia. Presiden Soekarno kala itu melakukan nasionalisasi aset-aset migas yang sebelumnya dikuasai asing, sekaligus mengubah bentuk kontrak perusahaan migas. Sistem konsesi yang lama diterapkan sejak tahun 1899 kemudian diubah karena tidak sesuai dengan nilai-nilai Pancasila dan UUD Tahun 1945, terutama Pasal 33 mengenai hak menguasai negara. Melalui Undang Undang Nomor 44 Tahun 1960 tentang Pertambangan Minyak dan Gas Bumi, sistem konsesi tidak lagi digunakan oleh Pemerintah, tetapi menggunakan sistem kontrak karya. Pokok pikiran yang mendasari lahirnya Undang Undang Pertambangan Minyak dan Gas Bumi ialah sebagai

¹ Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral. **Kajian Analisis Isu-Isu Sektor ESDM.** <http://prokum.esdm.go.id/Publikasi/Hasil%20Kajian/ESDM%20Analisis.pdf> diakses 12 Desember 2014

² Departement Pertambangan dan Energi. **Himpunan Peraturan Perundang-Undangan di Bidang Pertambangan.** 1991.

berikut, “*Kekuasaan negara untuk mengusahakan minyak dan gas bumi diselenggarakan oleh pemerintah dengan maksud agar prinsip pemanfaatan kekayaan alam tersebut untuk sebesar-besarnya kemakmuran rakyat dapat terlaksana.*”³”

Dengan demikian, tidak ada lagi pihak diluar Pemerintah Indonesia yang dapat memperoleh hak penyelenggara kegiatan pertambangan sekaligus pemilik tanah. Perjanjian karya mulai berlaku di Indonesia sejak tahun 1960-1971 dan mengalami perubahan besar saat jatuhnya Presiden Soekarno tahun 1965. Namun, sistem perjanjian karya ternyata tidak begitu menarik bagi kontraktor karena masih dianggap belum memenuhi keuntungan dua pihak karena keinginan Pemerintah yang begitu besar untuk melakukan nasionalisasi pada perusahaan migas kala itu. Hingga kemudian, tahun 1966 Ibnu Sutowo⁴ memperkenalkan konsep bagi hasil dalam kontrak kerjasama migas bagi kontraktor yang berniat melakukan eksploitasi dan eksplorasi migas di Indonesia. Tujuannya adalah agar Indonesia cepat belajar sehingga dapat mandiri menjadi produsen sekaligus mengelola kekayaan alam yang ada di tanah airnya sendiri.⁵

Lahirnya Undang Undang No. 8 Tahun 1971 tentang Perusahaan Pertambangan Minyak dan Gas Bumi Negara (PERTAMINA). Konsep bagi hasil ternyata berdampak baik dan berhasil menjadi daya tarik bagi investor untuk menanamkan modal mereka pada industri migas di Indonesia. Mengalami berbagai macam perkembangan dan perubahan, perjanjian bagi hasil atau disebut juga *Production Sharing Contract* tetap digunakan hingga kini dan diperkuat dalam Undang Undang No 22 Tahun 2001 dengan menggunakan istilah kontrak kerjasama.

³ Salim HS., *Op.Cit.* Hlm. 309

⁴ Ibnu Sutowo lahir di Yogyakarta, 23 September 1914 dan meninggal di Jakarta, 12 Januari 2001 (86 tahun), adalah mantan tokoh militer Indonesia sekaligus direktur PT Tambang Minyak Sumatera Utara (PT Permina). Tahun 1968, perusahaan ini digabung dengan perusahaan minyak milik negara lainnya menjadi PT Pertamina.

⁵ Widjajono Partowidagdo, **Migas dan Energi di Indonesia: Permasalahan dan Analisis Kebijakan**, Bandung Development Studies Foundation, Bandung, 2009, Hlm 193

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 Pemerintah dengan Kontraktor Kontrak Kerjasama (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:⁶

a. Minyak Bumi: 85% untuk Badan Pelaksana dan 15% untuk badan usaha dan/atau badan usaha tetap.

b. Gas Bumi: 70% untuk Badan Pelaksana dan 30% untuk badan usaha dan/atau badan usaha tetap.

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 Kontraktor Kontrak Kerja Sama (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.⁷ 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.⁸ Jadi, setelah setelah produksi minyak mulai berjalan, sebagian hasilnya menjadi jatah kontraktor sebagai ganti biaya yang telah dikeluarkan selama proses eksplorasi.⁹ Sehingga, selama proses eksplorasi pada sumur atau wilayah yang dianggap masih produktif, investor bisa

⁶ Salim HS, *Op.Cit.* Hlm 323

⁷ Abdul Nasir, **Sejarah Sistem Fiskal Migas Indonesia**, Grasindo Jakarta, 2014, Hlm 78

⁸ Nordin Satrio. **Sekilas Tentang Cost Recovery Dalam Industri Migas**. 20 Oktober 2012. Diakses dari <http://kompas.com/sekilas-tentang-cost-recovery-dalam-industri-migas>, 18 Agustus 2013.

⁹ George DR Horat, **Petaka Negeri Minyak**, 15 April 2010, Diakses dari <http://www.ntzine.com/opini/54-petaka-negeri-minyak?start=3> 23 Oktober 2014

menerapkan *improved oil recovery*, yaitu upaya untuk meningkatkan hasil produksi migas. Upaya tersebut akan selalu disertai dengan *cost recovery* karena termasuk dalam biaya produksi.¹⁰ Besarnya *Cost Recovery* yang dibayarkan oleh Pemerintah akan secara langsung berdampak pada jumlah penerimaan negara dari sektor migas.¹¹

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 (*high cost*), padat teknologi (*high technology*), padat resiko (*high risk*) 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 diatas tanah miliknya, dimana kuasa pertambangannya diserahkan kepada KKKS. *Cost Recovery* juga mencegah adanya dorongan perusahaan migas untuk mengakuisisi wilayah produksi migas seakan-akan memiliki hak milik diatasnya, karena biaya talangan untuk produksi migas telah diganti melalui *Cost Recovery*.

¹⁰ Widjajono Partowidagdo, *Op. Cit.*, Hlm 168

¹¹ Savira Nurdyanti, **Industri Migas**, 02 Agustus 2014, Diakses dari http://www.temppointeraktif.com/hg/perbankan_keuangan/2010/04/06/brk.20100406-238268.id.html. 06 November 2014.

Kontrak kerjasama antara Pemerintah dengan KKKS dapat dikategorikan sebagai kontrak bisnis internasional apabila Pihak Kedua yaitu kontraktor merupakan badan hukum asing.

Apabila dihubungkan dengan kerangka kontrak internasional, *Cost Recovery* sejatinya merupakan bagian dari hak dan kewajiban para pihak yang dimasukkan dalam perjanjian utama atau *consideration*.¹² *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; *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.*¹³”

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

¹² Afifah Kusumadara, **Kontrak Bisnis Internasional**, Sinar Grafika Jakarta, 2013. Hlm 20

¹³ AM Putut Prabantoro, **Migas The Untold Story**, PT Gramedia Jakarta, 2014. Hlm 79

kembali dalam Peraturan Pemerintah Nomor 79 Tahun 2010, menjadi 24 *items* yang disebutkan dalam Pasal 13.¹⁴

Sayangnya pengawasan mengenai pelaksanaan pembayaran *Cost Recovery* masih sangatlah lemah. SKK Migas dalam hal ini yang ditunjuk menggantikan BP Migas setelah dinyatakan inkonstitusional oleh Mahkamah Konstitusi¹⁵ tahun 2013 lalu, belum menjalankan fungsi pengawasan secara maksimal. Sehingga kerap kali terjadi penggelembungan dana *Cost Recovery* oleh KKKS dengan cara pengikut sertaan *negative list cost recovery*.¹⁶ Ketidaktaatan (*incompliance*) seperti ini, jelas sangat merugikan negara terutama karena berdampak langsung pada penerimaan negara dari sektor migas. Oleh sebab itu diperlukan adanya asas itikad baik (*good faith*) dari para pihak agar tujuan dari kontrak yang telah dibuat dapat dicapai secara maksimal.

B. MASALAH

1. Komponen apa sajakah yang seharusnya dimasukkan dalam *cost recovery* kontrak kerja sama minyak dan gas bumi di Indonesia?
2. Bagaimanakah kesesuaian pengaturan *cost recovery* dalam kontrak kerjasama minyak dan gas bumi ditinjau dari pemenuhan hak dan kewajiban yang tercantum dalam *Consideration* sesuai hukum kontrak internasional?

C. PEMBAHASAN

1. Komponen *Cost Recovery* dalam Kontrak Kerjasama Migas di Indonesia

a. Pembatasan *Cost Recovery* Dalam *Production Sharing Contract* di Indonesia

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

¹⁴ Abdul Nasir, *Op.Cit.* Hlm 252.

¹⁵ Hukum Online, **Pembubaran BP Migas**, 27 Desember 2012, Diakses dari <http://www.hukumonline.com/berita/baca/lt50dc065cd9fb7/pembubaran-bp-migas> 29 Desember 2014.

¹⁶ AM Putut Prabantoro. *Op.Cit.* Hlm 55

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 US\$ 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.¹⁷ *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.

Ada empat pertimbangan yang dapat dijadikan dasar pembatasan *cost recovery*¹⁸

1. Pembatasan *cost recovery* untuk menghindari investasi yang tidak perlu.

¹⁷ Indomigas, **Perlukah Cost Recovery Dibatasi?**, 17 November 2014, Diakses dari <http://www.indomigas.com/perlukah-sost-recovery-dibatasi/>, tanggal 24 Februari 2015

¹⁸ Iqbal Alan Abdullah. **Bukan Pembatasan Cost Recovery, Tapi...** 14 Januari 2014 www.BisnisIndonesia.com diakses pada tanggal 24 Februari 2015

2. Pembatasan *cost recovery* akan memaksa kontraktor patuh pada *good engineering practice*.¹⁹ Keputusan investasi yang tidak patuh pada aturan tersebut, resikonya ditanggung sendiri oleh kontraktor dan tidak boleh dibebankan pada *cost recovery*.
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.

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 79/2010).

¹⁹ *Good Engineering Practices* adalah prinsip dan norma perusahaan yang sesuai dengan regulasi teknis. (Meta Dharmawangsa, dkk)

b. Komponen Biaya Yang Dapat Dikategorikan Sebagai *Cost Recovery*

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.

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.²⁰

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, seperti yang dijelaskan dalam poin 2,3 dan 4 di bawah akan digolongkan sebagai biaya bebas-modal.

a) Operasi

Tenaga kerja, bahan dan layanan yang digunakan dalam waktu operasional sumur minyak, produksi fasilitas operasi lapangan minyak, pemulihan operasi sekunder, penanganan pemeliharaan transportasi dan pengiriman hasil operasi, operasi gas transportasi dan pengiriman, pengolahan secara keseluruhan dan utilitas gas, dan kegiatan operating lainnya, termasuk perbaikan dan pemeliharaan dan pemasaran.

b) Kantor, Layanan Dan Umum Administration

Layanan Umum termasuk layanan teknis dan terkait, material Jasa, transportasi, Penyewaan alat berat teknik dan specialized, Penyewaan tempat

²⁰ Sutadi Pudjo Utomo, *Op.Cit.*

dan Rental lainnya dari layanan dan properti, biaya personil, hubungan masyarakat, dan biaya lainnya di luar negeri.

c) Produksi Pengeboran

Bahan tenaga kerja dan layanan yang digunakan dalam pengeboran sumur dengan objek menembus *reservoir* (cadangan minyak dan gas bumi) terbukti, termasuk pengeboran sumur serta *redrilling*, pendalaman atau *recompleting wells*, dan akses jalan yang mengarah langsung ke sumur.

d) Pengeboran Eksplorasi

Tenaga kerja, bahan dan layanan yang digunakan dalam pengeboran sumur dengan menemukan objek terbukti minyak dan gas, dan akses jalan yang mengarah langsung ke sumur.

e) Survei

Tenaga kerja, bahan dan jasa digunakan di udara, geologis, topografi, survei geofisika dan seismik, dan inti lubang pengeboran.

f) Lain Eksplorasi Pengeluaran

Fasilitas tambahan atau sementara dalam kehidupan satu tahun atau kurang digunakan dalam eksplorasi dan dibeli dan informasi geologi geophysical.

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

Biaya kapital adalah pengeluaran untuk biaya-biaya yang secara umum mempunyai masa manfaat. Klasifikasi biaya modal dijelaskan pada spesifikasi berikutspezifikasi berikut:

a) Konstruksi, Utilitas dan Auxilarries

Lokakarya, Fasilitas listrik dan air, gudang, pelabuhan kargo, dan bidang jalan kecuali jalan akses yang disebutkan dalam poin nomor 3 dan 4 di atas.

b) Pembangunan Perumahan Dan Kesejahteraan

Perumahan, Fasilitas rekreasi dan properti nyata lainnya sebagai penunjang kesejahteraan pegawai industri migas.

c) Fasilitas Produksi

Platform lepas pantai (termasuk biaya atau tenaga kerja, bahan bakar, dan pengangkutan persediaan untuk *offsite* fabrikasi maupun instalasi *onsite platform*, dan biaya konstruksi lainnya dalam mendirikan *platform* dan menginstal jaringan pipa bawah laut), mengkondisikan peralatan, mengangkat peralatan, bawah permukaan produksi tabung, batang pengisap hasil produksi, pompa, garis-garis alur, pengiriman baris dan fasilitas penyimpanan. Biaya minyak dermaga dan pelabuhan, perawatan peralatan, pemulihan sistem sekunder dan tersier, sistem uap.

d) Movable/Pergerakan Tanah

Permukaan dan bawah permukaan pengeboran dan produksi alat-alat, peralatan dan instrumen, tongkang, peralatan otomotif, pesawat, peralatan konstruksi, perabot dan peralatan kantor, dan peralatan *miscellaneous*.

3. Depresiasi-Depreciation

Depresiasi akan dihitung mulai tahun kalender di mana aset ditempatkan ke dalam layanan dengan depresiasi setahun penuh diperbolehkan untuk awal tahun kalender. 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

sebagai berikut. Biaya-biaya lain yang dapat dimasukkan kedalam biaya operasi meliputi:

- a) Alokasi *Overhead* adalah biaya umum administrasi yang dikeluarkan oleh perusahaan selain *cost direct changes* yang berkaitan dengan operasinya di Indonesia. Sistem alokasinya berdasarkan studi dan diterapkan setiap tahun.²¹
- b) *Non Capital Inventory* adalah biaya yang timbul setelah pengadaan barang yang dilakukan oleh perusahaan atau kontraktor *landed* di pelabuhan impor, biaya tersebut termasuk biaya operasi.²²
- c) *Interest Recovery* adalah biaya bunga dari pinjaman yang berasal dari afiliasi, induk perusahaan dan pihak ketiga. Jumlah bunga yang dibebankan tidak boleh melebihi bunga yang saat itu berlaku.
- d) Asuransi, biaya asuransi adalah biaya yang dikeluarkan untuk memberikan perlindungan jiwa kepada seluruh *employees* yang bekerja pada *oil company*. Biaya asuransi termasuk biaya operasi yang dapat di-*recovery*.
- e) Biaya untuk memindahkan gas dari titik pengumpulan ke titik penyerahan
- f) Biaya kegiatan pasca kegiatan hulu migas.

²¹ Ashong, M. **Cost Recovery in Production Sharing Contract: Opportunity for Striking it Rich or Just Another Risk Not For Worth Bearing?** US, University of Dundee, 2013, Hlm 98

²² Sutadi Pudjo Utomo, *Op.Ci*, Hlm 65

2. Penerapan Asas *Good Faith* (Itikad Baik) Sesuai *Consideration* Dalam Pelaksanaan *Cost Recovery* di Indonesia

Sesuai dengan sistematika manajemen dalam PSC, sistem audit sangat diperlukan untuk dilaksanakan mengingat manajemen pelaksanaan produksi migas berada di tangan Pemerintah. Audit dilakukan setahun sekali setelah adanya koordinasi antara SKK Migas dengan KKKS dalam rapat koordinasi (rakor).²³ Dari hasil audit pula nantinya dapat diketahui kesesuaian nilai *cost recovery* antara tertulis di kontrak dengan kenyataan di lapangan. KKKS tidak boleh menolak diadakannya audit karena bersinggungan langsung dengan penerimaan negara. Selain itu, menaati ketentuan audit juga sebagai wujud pelaksanaan *good faith* sesuai *consideration* kontrak bisnis yang telah dibuat.

Dalam praktiknya, *cost recovery* yang seharusnya menjadi momentum sistem *reimbursement* Pemerintah terhadap biaya produksi migas, justru menjadi pengembalian disertai penambahan keuntungan. Gambaran mengenai praktek-praktek yang tidak *fair* dalam *cost recovery* dapat dijumpai pada laporan hasil pemeriksaan Badan pengawas Keuangan dan Pembangunan (BPKP) periode 2000-2005 yang mengaudit *cost recovery* dari 152 PSC senilai Rp 122,684 triliun. Rinciannya 47 KKKS yang sudah produksi, 89 KKKS yang belum, proses reliquid 8 KKKS dan 8 KKKS baru.²⁴

Tabel 1 Ketidaktaatan Nilai *Cost Recovery* Periode 2000-2005

NO	URAIAN	NILAI (Juta Rupiah)
1	Perseroan (PPs) dan Pajak Bunga Deviden Royalti (PBDR)	6.242.643
2	Investment Credit	2.476.859
3	Kelebihan Pembebanan Biaya Home Office	1.626.175
4	Pembebanan Tunjangan Pajak	860.240
5	Pembebanan Expatriate Tanpa Izin Kerja	495.708
6	Pembebanan Biaya Tanpa Approval BP Migas	470.641
7	Depresiasi Aset Yang Belum <i>Placed Into Service</i> (PIS) dan <i>overlifting</i>	462.933
8	Pengadaan Barang Jasa Tidak Sesuai Ketentuan	409.901

²³ Finance Department, Kangean Energy Indonesia Ltd. **Mekanisme *Post-Audit* Dalam Kontrak Kerja Sama**. Jakarta, 10 Maret 2015.

²⁴ TIF. **BPKP: Ada Indikasi Penyimpangan *Cost Recovery* Sebesar 18 Triliun**. 24 Januari 2007. Diakses dari <http://m.hukumonline.com/berita/baca/hol16094/bpkp--ada-indikasi-penyimpangan-icost-recoveryi-sebesar-18-triliun> 29 Maret 2014

9	Biaya yang Tidak Berkaitan Dengan PSC	204.913
10	Pembebanan Legal/Consultant/Audit Fee	163.621

Sumber: Data BPKP Tahun 2000-2005

Indikasi kecurangan pelaksanaan *cost recovery* selalu terjadi dalam kontrak kerjasama perusahaan migas di Indonesia. Dilatarbelakangi oleh hal itu pulalah, SKK Migas menerbitkan PTK Penangguhan Pembebanan Biaya Operasi pada PSC mengenai ketidaksesuaian *cost recovery*. PTK ini menjadi landasan bagi SKK Migas, BPK RI, dan Auditor Pemerintah (Badan Pengawasan Keuangan Pembangunan (BPKP)&Ditjen Pajak)²⁵ untuk menanggung biaya operasi yang dibayarkan (*reimburst*) oleh Pemerintah kepada KKKS apabila nilainya tidak sesuai dengan kontrak. Pada dasarnya, *post audit* yang dilakukan SKK Migas, BPKP&Ditjen Pajak dan BPK RI adalah pemeriksaan atau penelaahan pada temuan yang menyangkut ketidak taatan (*incompliance*) terhadap:

- a. Ketentuan pada kontrak kerjasama (*Production Sharing Contract*)
- b. Ketentuan pada peraturan perundang-undangan
- c. Pedoman Tata Kerja (PTK) BPMIGAS dan SKKMIGAS
- d. Persetujuan dan kebijakan BPMIGAS dan SKKMIGAS

Tabel 2 Perbedaan Fokus Bidang *Post Audit*/Pemeriksaan

Perbedaan	SKK Migas	BPK RI	BPKP	Ditjen Pajak
Fokus Audit	Hasil Bagi Untuk Negara	Melakukan Pemeriksaan Khusus	Menghitung Pajak Perseroan (PPs) dan Pajak Bunga Dividen Royalti (PBDR)	Menghitung pajak-pajak diluar PPs dan PBDR yang Harus Dibayarkan

Proses pengauditan bertujuan untuk meneliti terjadinya kecurangan atau tidak pada nilai *cost recovery* KKKS kepada Pemerintah. Apabila terbukti terjadi ketidaktaatan KKKS, maka PTK Penangguhan Pembebanan Biaya Operasi akan dilaksanakan. Penangguhan biaya operasi dilakukan paling lama 90 hari dengan maksimal 3 kali perundingan antara KKKS dengan tim audit, baik SKK Migas, BPK RI, BPKP maupun Ditjen Pajak. Hasil akhir dari

²⁵ Auditor Pemerintah adalah instansi Pemerintah yang berhak melakukan audit terhadap pembukuan dan rekening (*books and account*) KKKS sesuai PSC.

penanggungan biaya produksi dapat berujung pada pengurangan nilai *cost recovery* yang tidak dibenarkan dalam aturan perundang-undangan.

D. PENUTUP

1. Kesimpulan

- a. Komponen yang seharusnya dimasukkan dalam *cost recovery* kontrak kerjasama minyak dan gas bumi di Indonesia adalah:
 - 1) Biaya Non Kapital; yaitu biaya operasi pada tahun berjalan, meliputi biaya operasi, administrasi, produksi pengeboran, eksplorasi, survei dan eksplorasi pengeluaran,
 - 2) Biaya Kapital; yaitu biaya-biaya yang memiliki manfaat, meliputi: pembangunan konstruksi, perumahan dan kesejahteraan, fasilitas produksi dan biaya teknis lapangan untuk menghindari penghentian produksi migas.
 - 3) Depresiasi; yaitu biaya-biaya operasi diluar biaya kapital dan non kapital, meliputi: alokasi *overhead*, *non capital inventory*, *interest recovery*, asuransi, biaya pemindahan gas dari *custody point*, dan biaya kegiatan pasca kegiatan hulu migas.
- b. Seharusnya pengaturan mengenai komponen *cost recovery* dalam PSC sesuai dengan aturan yang telah tercantum dalam PP Nomor 79 Tahun 2010. Ketidaksesuaian muncul ketika hasil audit SKK Migas, BPK RI, maupun BPKP dan Ditjen Pajak menemukan ketidaktaatan (*incompliance*) berupa penerapan *negative list cost recovery*, sehingga merugikan negara. Hal yang dapat diterapkan apabila terjadi ketidaksesuaian komponen *cost recovery* adalah penanggungan pembebanan biaya operasi melalui PTK Penanggungan Pembebanan Biaya Operasi. Jangka waktu penanggungan selama 90 hari dan perundingan maksimal 3 kali, nantinya akan memberi keputusan final apakah terjadi pengurangan nilai *cost recovery* atau tidak.

2. Saran

- a. Saran yang dapat penulis berikan mengenai komponen biaya *cost recovery* kepada SKK Migas dan dinas terkait adalah memperkuat pengawasan terhadap transaksi nilai *cost recovery* dimana komponennya harus sesuai dengan PP Nomor 79 Tahun 2010 agar tidak merugikan negara. Selain itu diperlukan kemungkinan pemberian sanksi kepada KKKS apabila terbukti melanggar kesepakatan kerjasama berturut-turut selama beberapa kali. Sanksi dimaksudkan untuk memberi efek jera dan memberikan kepastian hukum kepada kedua belah pihak yang terikat kontrak.
- b. Saran bagi KKKS adalah dengan sepenuhnya menjalankan asas *good faith* dalam melaksanakan kegiatan perusahaan migas di Indonesia, yaitu dengan tidak memasukkan *negative list cost recovery* yang telah diatur dalam PP Nomor 79 Tahun 2010. Dengan demikian, bagia hasil yang didapat oleh Pemerintah maupun KKKS benar-benar *fair* dan tidak hanya menguntungkan salah satu pihak saja.