



UNIVERSITAS INDONESIA

**ANALISIS KEBIJAKAN BATASAN *COST RECOVERY*
TERHADAP ALOKASI BIAYA TIDAK LANGSUNG KANTOR
PUSAT DALAM MENENTUKAN PERHITUNGAN BAGI
HASIL DAN PAJAK PENGHASILAN KONTRAKTOR
KONTRAK KERJA SAMA MINYAK DAN GAS BUMI**

SKRIPSI

Diajukan sebagai salah satu syarat untuk memperoleh gelar Sarjana

**ROBBY JAUHARI
0806396481**

**FAKULTAS ILMU SOSIAL DAN ILMU POLITIK
PROGRAM ILMU ADMINISTRASI
ILMU ADMINISTRASI FISKAL
DEPOK
JUNI 2012**



UNIVERSITAS INDONESIA

**ANALISIS KEBIJAKAN BATASAN *COST RECOVERY*
TERHADAP ALOKASI BIAYA TIDAK LANGSUNG KANTOR
PUSAT DALAM MENENTUKAN PERHITUNGAN BAGI
HASIL DAN PAJAK PENGHASILAN KONTRAKTOR
KONTRAK KERJA SAMA MINYAK DAN GAS BUMI**

SKRIPSI

ROBBY JAUHARI

0806396481

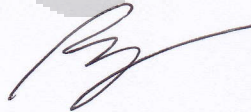
**FAKULTAS ILMU SOSIAL DAN ILMU POLITIK
PROGRAM ILMU ADMINISTRASI
DEPOK
JUNI 2012**

HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS

Nama : Robby Jauhari
NPM : 0806396481
Program Studi : Ilmu Administrasi Fiskal
Judul Skripsi : Analisis Kebijakan Batasan *Cost Recovery*
Terhadap Alokasi Biaya Tidak Langsung Kantor
Pusat Dalam Menentukan Perhitungan Bagi Hasil
Dan Pajak Penghasilan Kontraktor Kontrak Kerja
Sama Minyak Dan Gas Bumi

Menyatakan bahwa skripsi yang berjudul **Analisis Kebijakan Batasan *Cost Recovery* Terhadap Alokasi Biaya Tidak Langsung Kantor Pusat Dalam Menentukan Perhitungan Bagi Hasil Dan Pajak Penghasilan Kontraktor Kontrak Kerja Sama Minyak Dan Gas Bumi** benar-benar merupakan hasil karya pribadi dan seluruh sumber yang dikutip maupun dirujuk telah dinyatakan dengan benar.

26 Juni 2012



Robby Jauhari

0806396481

HALAMAN PENGESAHAN

Skripsi ini diajukan oleh

Nama : Robby Jauhari
NPM : 0806396481
Program Studi : Ilmu Administrasi Fiskal
Judul Skripsi : Analisis Kebijakan Batasan *Cost Recovery*
Terhadap Alokasi Biaya Tidak Langsung kantor
Pusat Dalam Menentukan Perhitungan Bagi Hasil
dan Pajak Penghasilan Kontraktor Kontrak Kerja
Sama Minyak dan Gas Bumi

Telah berhasil dipertahankan di hadapan Dewan Penguji dan diterima sebagai bagian persyaratan yang diperlukan untuk memperoleh gelar Sarjana Sosial pada Program Studi Ilmu Administrasi Fiskal, Fakultas Ilmu Sosial dan Ilmu Politik, Universitas Indonesia

DEWAN PENGUJI

Ketua Sidang : Drs. Rainingsih Hardjo., MA

Pembimbing Skripsi : Drs. Iman Santoso, M.Si

Penguji Ahli : Dr. Haula Rosdiana., M.Si

Sekretaris Sidang : Maria R. U. D., SIA

Ditetapkan di : Depok
Tanggal : 26 Juni 2012

KATA PENGANTAR

Segala puji dan syukur kehadirat Allah SWT, karena atas berkat rahmat-Nya, penulis dapat menyelesaikan skripsi yang mengangkat judul **“Analisis Kebijakan Batasan *Cost Recovery* Terhadap Alokasi Biaya Tidak Langsung Kantor Pusat Dalam Menentukan Perhitungan Bagi hasil dan Pajak Penghasilan Kontraktor Kontrak Kerja Sama Minyak dan Gas bumi”**. Penulisan skripsi ini dilakukan dalam rangka memenuhi syarat dalam memperoleh gelar Sarjana Sosial dalam bidang Ilmu Administrasi Fiskal serta menambah pengetahuan penulis dalam bidang perpajakan, khususnya dalam bidang perpajakan hulu minyak dan gas bumi.

Penulis menyadari bahwa selesainya skripsi ini tidak lepas dari bantuan, bimbingan dan dorongan dari berbagai pihak. Oleh karena itu penulis ingin menyampaikan penghargaan dan ucapan terima kasih yang tulus kepada:

1. Prof. Dr. Bambang Shergi Lhaksmono, selaku Dekan FISIP UI.
2. Prof. Dr. Irfan Ridwan Maksum M.Si, selaku Ketua Program Sarjana Reguler Departemen Ilmu Administrasi FISIP UI.
3. Dra. Inayati, M.Si, selaku Ketua Program Sarjana Reguler Ilmu Administrasi Fiskal, Departemen Ilmu Administrasi FISIP UI sekaligus Ketua Sidang Skripsi peneliti.
4. Drs. Iman Santoso, M.Si, selaku pembimbing skripsi penulis yang telah memberikan bimbingan kepada penulis sehingga penulis dapat menyelesaikan skripsi ini.
5. Para dosen Ilmu Administrasi yang telah memberikan ilmu-ilmu yang berguna dan bermanfaat selama peneliti menjalankan masa kuliah di FISIP UI.
6. Orang tua dan keluarga besar yang telah memberikan dukungan baik moril maupun materiil selama peneliti menjalankan masa kuliah dan penyusunan skripsi.
7. Bapak Erwin Andri Kusuma, yang telah meluangkan waktu untuk membimbing dan memberikan ilmu tentang *production sharing concept* kepada peneliti.

8. Bapak Herdjuno Purnomo, yang telah banyak membantu peneliti dan membimbing selama peneliti mengerjakan analisis penelitian ini.
9. Bapak Robert dan Joni Kiswanto, selaku narasumber yang telah membantu peneliti dalam memahami prinsip Alokasi Biaya Tidak Langsung Kantor Pusat ini.
10. Tika Agustina yang telah banyak sekali menyediakan waktu luangnya untuk memberikan dorongan moril dalam penyelesaian penulisan skripsi ini.
11. Hamzah, Adri Humam, Abie Rezanto dan Bobby Arindra yang telah membantu penulis dalam hal memberikan pendapat dan masukan-masukan yang sangat berguna dalam menyelesaikan skripsi ini.
12. Teman-teman seperjuangan Administrasi Fiskal FISIP UI angkatan 2008, yang telah berjuang dan berbagi dalam suka maupun duka sepanjang masa perkuliahan hingga lulus. Senang sekali bisa bersama kalian dalam empat tahun ini.

Peneliti menyadari sepenuhnya bahwa skripsi ini masih jauh dari harapan dan kesempurnaan karena masih terdapat banyak kekurangan. Oleh karena itu, peneliti memohon maaf dan dengan senang hati menerima saran dan kritik dari pihak manapun yang bersifat membangun guna memberikan masukan berharga bagi peneliti dengan diiringi doa dan ucapan terima kasih.

Depok, Juli 2012

Peneliti

**HALAMAN PERNYATAAN PERSETUJUAN PUBLIKASI
TUGAS AKHIR UNTUK KEPENTINGAN AKADEMIS**

Sebagai sivitas akademik Universitas Indonesia, saya yang bertanda tangan di bawah ini:

Nama : Robby Jauhari
NPM : 0806396481
Program Studi : Ilmu Administrasi Fiskal
Departemen : Ilmu Administrasi
Fakultas : Ilmu Sosial dan Ilmu Politik
Jenis Karya : Skripsi


Demi pengembangan ilmu pengetahuan, menyetujui untuk memberikan kepada Universitas Indonesia **Hak Bebas Royalti Noneksklusif (*Non-exclusive Royalty Free Right*)** atas karya ilmiah saya yang berjudul:

“Analisis Kebijakan Batasan *Cost recovery* terhadap Alokasi Biaya Tidak langsung Kantor Pusat Dalam Menentukan Perhitungan Bagi Hasil Dan Pajak Penghasilan Kontraktor Kontrak Kerja Sama Minyak Dan Gas Bumi” beserta perangkat yang ada (jika diperlukan). Dengan Hak Bebas Royalti Noneksklusif ini Universitas Indonesia berhak menyimpan, mengalihmedia/formatkan, mengelola dalam bentuk pangkalan data (*database*), merawat, dan memublikasikan tugas akhir saya selama tetap mencantumkan nama saya sebagai penulis/pencipta dan sebagai pemilik Hak Cipta.

Demikian pernyataan ini saya buat dengan sebenarnya.

Dibuat di : Depok
Pada Tanggal : 15 Juni 2012

Yang menyatakan



(Robby Jauhari)

ABSTRAK

Nama : Robby Jauhari
Program Studi : Ilmu Administrasi Fiskal
Judul : Analisis Kebijakan Batasan *Cost Recovery* Terhadap Alokasi Biaya Tidak Langsung Kantor Pusat Dalam Menentukan Perhitungan Bagi Hasil dan Pajak Penghasilan Kontraktor Kontrak Kerja Sama Minyak dan Gas Bumi

Volume: xii + 95 halaman + 26 buku (1976 – 2011) + 7 undang-undang + 7 artikel lain-lain + 20 lampiran + 10 tabel + 7 gambar

Skripsi ini membahas tentang formulasi kebijakan dan penerapannya dilihat dari metode penghitungan alokasi biaya tidak langsung yang dapat dijadikan pengurang beban pajak penghasilan (deduction) dan juga penghitungan bagi hasil yang diterima kontraktor kontrak kerja sama (KKKS). Penelitian ini adalah penelitian kualitatif deskriptif. Hasil penelitian menunjukkan bahwa kebijakan ini dibentuk dengan mempertimbangkan beberapa hal, yaitu: kepastian hukum, netraitas, restriktif dan juga legalitas, selain itu pula hasil penelitian menunjukkan terdapat berbagai macam metode penghitungan alokasi biaya tidak langsung kantor pusat yaitu: berdasarkan masa eksplorasi yang penghitungannya dilakukan berdasarkan masa eksplorasi secara keseluruhan dan akan dilakukan peyesuaian saat tahun terakhir masa eksplorasi tersebut bukan penghitungan per-tahun dan metode penghitungan alokasi biaya tidak langsung kantor pusat pada masa eksploitasi yang dilakukan penghitungan pertahun dan langsung dilakukan pemeriksaan dan hasil koreksi dari pemeriksaan tersebut langsung disesuaikan ditahun bersangkutan pada masa eksploitasi.

Kata kunci :

Alokasi biaya tidak langsung kantor pusat, bagi hasil, pajak penghasilan

ABSTRACT

Name : Robby Jauhari
Study Program: Fiscal Administration
Title : Analysis Policy of Limitation for Cost Recovery of Overhead Allocation in Determining the Calculation of Profit Sharing and Income Tax of Contractor's Oil and Gas

This research discusses the views of policy formulation and implementation of the method of calculating the overhead allocation can be used as tax deduction and also Profit Sharing for *kontraktor kontrak kerja sama* (KKKS). The study is a descriptive qualitative research. The results show this policy is established by considering a few things, that are: certainty, neutrality, legality and also restrictive and than the results showed too, there were various methods of calculating the overhead allocation, that are: based on the exploration period is calculated based on the exploration as a whole year in that period and will be an adjustment in the time last year exploration and the method of calculating the overhead allocation of the exploitation was calculated annually and direct examination and correction of the examination results directly adjusted in the year concerned at the time exploitation.

Key words :
Allocation overhead, profit sharing , tax income

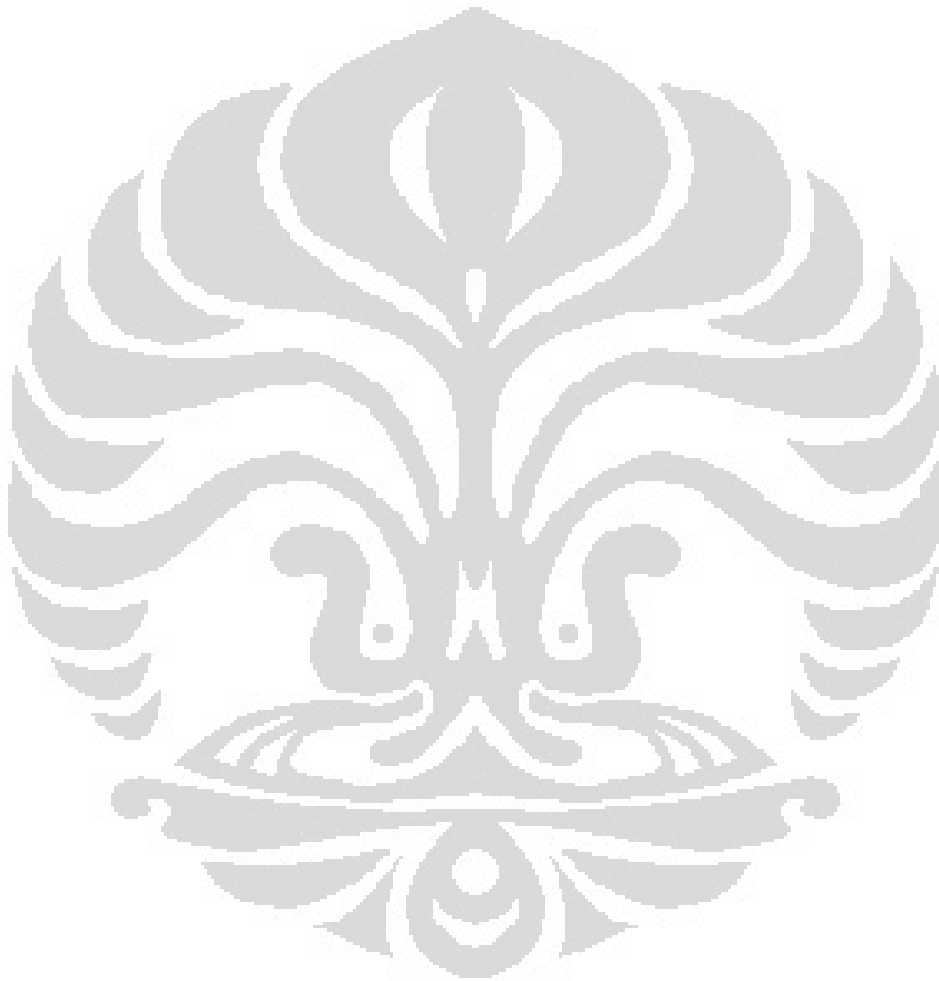
DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL	i
LEMBAR PERNYATAAN ORISINALITAS.....	ii
LEMBAR PENGESAHAN	iii
KATA PENGANTAR	iv
LEMBAR PERSETUJUAN PUBLIKASI KARYA ILMIAH	vi
ABSTRAK.....	viii
DAFTAR ISI.....	ix
DAFTAR GAMBAR.....	xi
DAFTAR TABEL.....	xii
DAFTAR LAMPIRAN.....	xiii
1. PENDAHULUAN.....	1
1.1 Latar Belakang Masalah.....	1
1.2 Pokok Permasalahan.....	5
1.3 Tujuan Penelitian	6
1.4 Signifikansi Penelitian	6
1.5 Sistematika Penulisan	7
2. TINJAUAN PUSTAKA DAN KERANGKA PEMIKIRAN	10
2.1 Tinjauan Pustaka	10
2.2 Kerangka Teori	16
2.2.1 Kebijakan Publik	16
2.2.2 Perumusan Kebijakan Dalam Siklus Kebijakan	17
2.2.3 Asas Dalam Pemungutan Pajak	21
2.2.4 Teori Pengurang Beban Pajak.....	27
2.2.5 Pengertian dan Prinsip <i>Cost Recovery</i>	31
2.2.6 Biaya dalam Kegiatan Minyak dan Gas Bumi.....	31
2.2.7 Komponen <i>Cost Recovery</i>	34
2.2.8 Metode Perlakuan Biaya dalam Industri Migas.....	34
3. METODE PENELITIAN	39
3.1 Metode Penelitian	39
3.1.1 Pendekatan Penelitian	39
3.1.2 Jenis Penelitian	40
3.1.3 Informan	42
3.1.4 Proses Penelitian.....	43
3.1.5 Penentuan Site Penelitian.....	45
3.1.6 Batasan Penelitian.....	45
4. GAMBARAN UMUM PENGUSAHAAN HULU MIGAS DAN BATASAN PENGELUARAN ALOKASI BIAYA TIDAK LANGSUNG KANTOR PUSAT DI INDONESIA.....	46
4.1 Karakteristik Usaha Hulu Migas	46
4.1.1 Ciri Khusus Kegiatan Hulu Migas di Indonesia	47

4.1.2	Jangka Waktu	48
4.2	Bentuk Perjanjian Usaha Hulu Migas.....	49
4.3	<i>Production Sharing Contract</i>	52
4.4	Perkembangan <i>Production Sharing Contract</i> di Indonesia	53
4.5	Tahapan Kegiatan Usaha Hulu Migas	61
4.6	Perhitungan Penghasilan Kena Pajak dalam Mekanisme Pembagian Hasil Minyak pada KKKS sektor Migas.....	65
4.7	Batasan Pengeluaran Alokasi Biaya Tidak Langsung Kantor Pusat yang Dapat Dikembalikan Di Indonesia.....	67
5.	ANALISIS BATASAN <i>COST RECOVERY</i> TERHADAP ALOKASI BIAYA TIDAK LANGSUNG KANTOR PUSAT	70
5.1	Dasar Pertimbangan Batasan Alokasi Biaya Tidak Langsung Kantor Pusat Kontraktor Kontrak Kerja Sama.....	70
5.2	Dasar Pertimbangan Perbedaan Perlakuan <i>Cost Recovery</i> Alokasi Biaya Tidak Langsung Kantor Pusat Pada Masa Eksplorasi dan Eksploitasi.....	77
5.3	Implikasi Batasan Pengeluaran Alokasi Biaya Tidak Langsung Kantor Pusat Pada Masa Eksplorasi dan Masa Eksploitasi.....	80
6.	SIMPULAN DAN SARAN.....	93
6.1	Simpulan	93
6.2	Saran	94
DAFTAR REFERENSI		
DAFTAR RIWAYAT HIDUP		
LAMPIRAN		

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1 <i>The Policy Cycle</i>	18
Gambar 2.2 Siklus Perumusan kebijakan.....	19
Gambar 2.3 Hierarki Perumusan kebijakan.....	20
Gambar 2.4 Skema Kerangka Pemikiran	36
Gambar 4.1 Klasifikasi Sistem Perjanjian Pertambangan Migas	51
Gambar 4.2 Struktur Bagi Hasil PSC Salah Satu KKKS	59
Gambar 5.1 Susunan Kewajiban Kontraktor Kontrak Kerja Sama dalam Menyusun Pembukuan.....	81

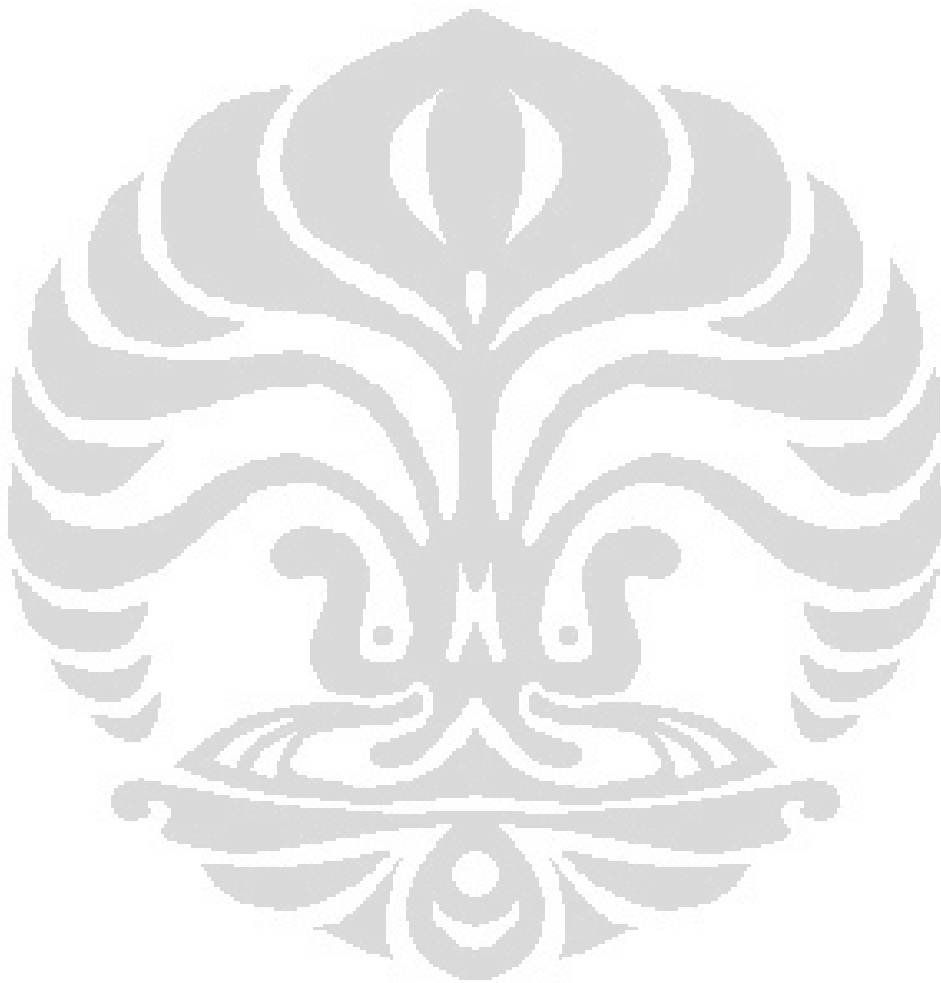


DAFTAR TABEL

Tabel 2.1 Perbandingan Antar Penelitian Dalam Tinjauan Pustaka..	12
Tabel 4.1 Pembagian Hasil Minyak Menta antara Kontraktor dengan Pemerintah.....	54
Tabel 5.1 Alokasi Biaya Tidak Langsung kantor Pusat Masa Eksplorasi periode 2012-2016	85
Tabel 5.2 Penyesuaian Pembebanan Alokasi Biaya Tidak langsung Kantor Pusat Masa eksplorasi 1.....	86
Tabel 5.3 Penyesuaian realisasi Alokasi Biaya Tidak Langsung Kantor Pusat Masa Eksplorasi 2.....	88
Tabel 5.4 Alokasi Biaya Tidak Langsung kantor Pusat masa eksplorasi Periode 2012-2016.....	88
Tabel 5.5 Alokasi Biaya Tidak Langsung kantor Pusat 1 masa eksploitasi Periode 2017-2021.....	89
Tabel 5.6 Realisasi Alokasi Biaya Tidak Langsung kantor Pusat masa eksploitasi Periode 2017-2021.....	90
Tabel 5.7 Alokasi Biaya Tidak Langsung kantor Pusat 2 masa eksploitasi Periode 2011-2016.....	91
Tabel 5.8 Alokasi Biaya Tidak Langsung kantor Pusat masa eksplorasi Periode 2017-2021.....	91

DAFTAR LAMPIRAN

Lampiran 1 Hasil Wawancara Penelitian



BAB 1

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang Masalah

Sektor pertambangan Minyak dan Gas bumi merupakan salah satu andalan Indonesia dalam membangun perekonomian Negara. Hal ini dapat dilihat dari kontribusi penerimaan Negara dari sektor minyak dan gas bumi yang tertuang di dalam Anggaran Pendapatan dan Belanja Negara (APBN) yang merupakan penyumbang penerimaan Negara kedua terbesar setelah pajak. Tercatat di dalam Undang-Undang Republik Indonesia Nomor 11 tahun 2011 tentang perubahan atas UU No. 10 tahun 2010 tentang APBN, bahwa APBN yang berjumlah Rp1.169.914.639.272.000 merupakan kontribusi penerimaan negara yang berasal dari sektor pajak sebesar Rp878.685.216.762.000 dan penerimaan negara dari sektor bukan pajak ialah sebesar Rp286.567.317.002.000 sedangkan penerimaan negara yang berasal dari hibah sebesar Rp4.662.105.508.000. Di dalam rincian penerimaan dari sektor bukan pajak yang berasal dari sumber daya alam minyak dan gas bumi ialah sebesar Rp173.167.270.000.000 atau sekitar 15% dari keseluruhan APBN 2011 menunjukkan bahwa sektor migas merupakan penyumbang kedua terbesar setelah penerimaan negara yang berasal dari pajak.

Penerimaan negara ini terdiri dari sejumlah minyak mentah dari produksi yang menjadi bagian milik pemerintah dan sejumlah pembayaran yang menggunakan mata uang dolar Amerika Serikat (US\$) sebagai pelunasan pajak dari para kontraktor, namun di dalam APBN kedua macam penerimaan ini dinyatakan dalam satuan Rupiah dan disebut dengan penerimaan minyak. Begitu pentingnya kedudukan migas, sehingga pengaturannya pun khusus diadakan tersendiri oleh pemerintah. Industri ini memiliki kekhususan bukan hanya pada penguasaan wilayah pertambangannya saja tetapi juga pengusahanya hanya menjadi kekuasaan negara. Sebelum tahun 1960 pengaturan masalah migas masih tergabung dengan masalah pertambangan umum. Akan tetapi, sejak tahun 1960 dengan keluarnya undang-undang Nomor 44 Prp. Tahun 1960 tentang Minyak dan Gas Bumi, pengaturan masalah migas menjadi tersendiri. Pengaturan bahwa migas menjadi kekuasaan Negara disebutkan secara tegas dalam Pasal 2 Undang –

undang Nomor 44 Prp. Tahun 1960 sebagai berikut: *“segala bahan galian minyak dan gas bumi yang ada di dalam wilayah Indonesia merupakan kekayaan nasional yang dikuasai oleh negara”*.

Berdasarkan penguasaan oleh negara tersebutlah kemudian ditegaskan bahwa migas hanya diusahakan oleh perusahaan negara. Hal itu tertuang dalam Pasal 3 Ayat (2) *“Usaha pertambangan minyak dan gas bumi hanya diusahakan oleh Negara semata-mata”*. Alasan yang mendasari mengapa migas dikuasai oleh Negara dan diusahakan hanya oleh Perusahaan Negara berdasarkan dalam penjelasan umum atas Undang-undang Nomor 44 Prp. Tahun 1960 angka 3 adalah: *“Bahan galian minyak dan gas bumi bukan saja mempunyai sifat-sifat khusus, ...penting bagi hajat hidup orang banyak dan pertahanan nasionalbahwa perusahaan minyak dan gas bumi hanya dapat diselenggarakan oleh negara...”*.

Oleh karena itu, Negara mendirikan Perusahaan Negara (PN) yang khusus untuk mengusahakan pertambangan migas dengan nama PN Pertamina berdasarkan Peraturan Pemerintah Nomor 27 Tahun 1968. Peraturan Pemerintah ini kemudian diganti oleh Undang-undang Nomor 8 Tahun 1971 dan berdasarkan Undang-undang tersebut pula PN Pertamina hanya disebut Pertamina sampai sekarang. Ini merupakan landasan hukum mengapa Pertamina yang berhak atas pertambangan migas.

Berdasarkan kuasa Negara atas bahan tambang migas, ditetapkan wilayah kuasa pertambangan dari Pertamina yang diatur dalam Peraturan Pemerintah Nomor 29 Tahun 1969 tentang penyediaan wilayah kuasa pertambangan kepada Pertamina, yang terdapat di dalam pasal (1) disebutkan: *“kepada PN Pertamina ...disediakan seluruh Wilayah Kuasa Pertambangan Indonesia sepanjang mengenai pertambangan minyak dan gas bumi”*. Pasal (1) tersebut lebih diperjelas lagi dalam pasal (2) yang berbunyi: *“Wilayah Kuasa Pertambnagan termaksud pada Pasal 1 Peraturan Pemerintah ini meliputi wilayah daratan dan wilayah dasar laut serta tanah dibawahnya...”*.

Walaupun berdasarkan Pasal 11 Undang-undang Nomor 8 Tahun 1971 Pertamina sebagai pemegang kuasa pertambangan atas seluruh wilayah pertambangan migas di Indonesia, akan tetapi karena keterbatasan modal,

teknologi serta resiko yang tinggi pula maka dimungkinkan oleh undang-undang Nomor 8 Tahun 1971 pasal 12 ayat 1 yang menjelaskan bahwa perusahaan (PERTAMINA) dapat mengadakan kerjasama dengan pihak lainnya melalui *Production Sharing Contract* (PSC). Prinsip pengusahaan ini sudah sejalan dengan pengaturan dalam UUD 1945 pasal 33 ayat (3) walaupun pada penerapannya masih terdapat *dispute* atas peraturan perundangan yang mengatur segala aktivitas termasuk perpajakan atas *Production Sharing Contract*. Pengertian penguasaan negara meliputi penguasaan atas kekayaan alam. Ini berarti adalah seluruh nilainya, karena tidak dinyatakan hanya keuntungannya atau prestasi usahanya. Untuk itu, apapun yang nanti akan dikenakan atau dibebankan pada nilai kekayaan alam setelah keluar dari perut bumi dan sebelum ada pemindahan hak penguasaan maka seharusnya tunduk kepada pengaturan pasal ini (Sutadi PU: 2010, p.143).

Berlakunya Undang-Undang Nomor 22 tahun 2001 tentang Minyak dan Gas Bumi serta Peraturan Pemerintah Nomor 42 Tahun 2002 tentang Badan Pelaksana Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi, menetapkan kewenangan Pertamina tersebut telah dialihkan kepada BP MIGAS serta merubah kontraktor PSC menjadi Kontraktor Kontrtrak Kerja Sama (KKKS). Reformasi ini merupakan usaha pemerintah dalam mengefisiensikan penerimaan negara serta merangsang pertumbuhan pada industri ini.

Menurut kepala BP MIGAS R.Priyono yang peneliti kutip dari situs <http://www.bpmigas.go.id> di dalam pelaksanaannya, ketentuan perundangan migas UU No. 22/2001, atau biasa dikenal dengan UU Migas, sudah memasuki usia 10 tahun, akan tetapi pelaksanaan peraturan tersebut masih menumbuhkan berbagai masalah karena belum lengkapnya peraturan turunannya. Selain itu masih terdapatnya peraturan pendukung yang tumpang tindih dengan peraturan lembaga atau instansi pemerintah lainnya, pada satu sisi pemerintah menginginkan adanya peningkatan aktivitas di bidang investasi migas dengan memberikan kemudahan- kemudahan kepada KKKS dalam bentuk insentif/ pembagian keuntungan yang lebih menarik, di sisi lain Direktorat Jendral Pajak sedang giat melakukan intensifikasi dan ekstensifikasi penerimaan negara dari sektor pajak.

Di dalam perhitungan penghasilan kena pajak dan juga pembagian hasil minyak dan gas bumi, komponen biaya sangatlah penting karena pengenaan pajak dihitung pada penghasilan bersih yang berasal dari penghasilan kotor dikurangi biaya-biaya yang diperkenankan oleh undang-undang karena di dalam perusahaan minyak dan gas bumi terdapat istilah *uniformity principle* yang memiliki arti bahwa *cost of oil* haruslah sama dengan *cost of tax*. Ketentuan penghasilan kotor untuk badan usaha atau bentuk usaha sebagai KKKS didasarkan pada pasal 4 (2) Keputusan Menteri Keuangan Nomor 267 Tahun 1978 yang mengatur bahwa pendapatan kotor adalah nilai uang yang direalisasi oleh kontraktor dari produksi bagiannya yang terjual. Namun atas biaya, terdapat komponen penting yaitu biaya operasi yang dapat digantikan oleh pemerintah dimana atas penggantian tersebut pemerintah peroleh dari perhitungan bagi hasil minyak dan gas bumi atau yang disebut juga dengan *cost recovery*.

Bagi kontraktor yang tidak taat *cost recovery* dapat dijadikan sebagai upaya untuk menghindari pembayaran pajak (*tax avoidance*) ataupun menggelapkannya (*tax evasion*), ketidaktaatan akan aturan pajak (*noncompliance*), laporan atas pendapatan yang terlalu rendah (*missreporting*) maupun perhitungan biaya (*recoverable cost*) yang lebih tinggi. Hasil Pemeriksaan BPK-RI atas *Cost Recovery* beberapa Kontraktor Kontrak Kerja Sama untuk tahun buku 2004 dan 2005 mencerminkan masih perlunya peningkatan kontrol BP MIGAS dan Departemen ESDM pada implementasi *cost recovery*. Nilai seluruh Temuan Pemeriksaan BPK tersebut mencapai Rp14,20 Triliun, dimana sekitar Rp 1,6 triliun dari hasil temuan BPKP berasal dari pembebanan biaya kantor pusat (*home office*). Jumlah ini merupakan nilai koreksi pengurangan *cost recovery* yang direkomendasikan oleh BPK-RI untuk perhitungan bagi hasil sesuai *Production Sharing Contract*. *Cost recoverable* yang terlalu tinggi itu telah mengurangi porsi pemerintah atas bagi hasil serta pajak dari minyak dan gas bumi. Untuk mengantisipasi persoalan *cost recovery* yang timbul akibat kebijakan pemerintah yang masih belum efektif dan efisien atas aktivitas *Production Sharing Contract*, pemerintah menerbitkan PP No 79 Tahun 2010 yang disahkan sejak akhir 2010 melalui penandatanganan oleh Presiden Susilo Bambang Yudhoyono (Nur Iman Gunarba: Harian Ekonomi Neraca “Transparansi Cost Recovery Migas”).

Peraturan Pemerintah ini menetapkan tentang pengaturan *Cost Recovery* dan Pajak Penghasilan atas usaha di bidang hulu minyak dan gas bumi.

Di dalam penulisan skripsi ini peneliti hanya membatasi penelitiannya atas pembatasan *cost recovery* atas pengeluaran alokasi biaya tidak langsung kantor pusat yang tertuang di dalam PP No 79 pasal 12 ayat 2 huruf f angka (3) yang berbunyi:

“untuk pengeluaran alokasi biaya tidak langsung kantor pusat dengan syarat:

- 1. Digunakan untuk menunjang usaha atau kegiatan di Indonesia;*
- 2. Kontraktor menyerahkan laporan keuangan konsolidasi kantor pusat yang telah diaudit dan dasar pengalokasiannya; dan*
- 3. Besarannya tidak melampaui batasan yang ditetapkan dengan Peraturan Menteri Keuangan setelah mendapat pertimbangan menteri”.*

Yang kemudian diperjelas kembali oleh Peraturan Menteri Keuangan Republik Indonesia Nomor 256/PMK.011/2011 tentang batasan pengeluaran alokasi biaya tidak langsung kantor pusat yang dapat dikembalikan dalam perhitungan bagi hasil dan pajak penghasilan bagi kontraktor minyak dan gas bumi.

1.2 Pokok Permasalahan

Berdasarkan latar belakang tersebut peneliti membuat pokok permasalahan yang dapat dijabarkan lebih spesifik dalam bentuk pertanyaan-pertanyaan yang timbul akibat kebijakan batasan alokasi biaya tidak langsung kantor pusat yang dapat dikembalikan dalam perhitungan bagi hasil dan pajak penghasilan sebesar 2% seperti yang diatur di dalam Peraturan Menteri Keuangan Republik Indonesia Nomor 256/PMK.011/2011 sebagai berikut:

1. Apakah yang menjadi dasar pertimbangan pembentukan kebijakan pembatasan pengeluaran alokasi biaya tidak langsung kantor pusat yang dapat dikembalikan dalam perhitungan bagi hasil dan pajak penghasilan bagi kontraktor minyak dan gas bumi?

2. Apakah yang menjadi dasar pertimbangan perbedaan perhitungan pengeluaran alokasi biaya tidak langsung kantor pusat diantara masa eksplorasi dan masa eksploitasi yang dapat dikembalikan di dalam perhitungan bagi hasil dan pajak penghasilan bagi kontraktor minyak dan gas bumi berdasarkan Peraturan Menteri Keuangan Republik Indonesia Nomor 256/PMK.011/2011?
3. Bagaimana implikasi batasan pengeluaran alokasi biaya tidak langsung kantor pusat pada masa eksplorasi dan masa eksploitasi PT PEPC?

1.3 Tujuan Penelitian

Berdasarkan pokok permasalahan diatas, maka tujuan penelitian adalah untuk:

1. Untuk mengetahui dasar pertimbangan atas pembentukan kebijakan batasan pengeluaran alokasi biaya tidak langsung kantor pusat yang dapat dikembalikan dalam perhitungan bagi hasil dan pajak penghasilan bagi kontraktor minyak dan gas bumi.
2. Untuk dasar pertimbangan perbedaan perlakuan perhitungan pengeluaran alokasi biaya tidak langsung kantor pusat diantara masa eksplorasi dan masa eksploitasi yang dapat dikembalikan di dalam perhitungan bagi hasil dan pajak penghasilan bagi kontraktor minyak dan gas bumi berdasarkan Peraturan Menteri Keuangan Republik Indonesia Nomor 256/PMK.011/2011
3. Untuk mengetahui implikasi batasan pengeluaran alokasi biaya tidak langsung kantor pusat yang dapat dikembalikan dalam perhitungan bagi hasil dan pajak penghasilan bagi kontraktor minyak dan gas bumi dalam kaitannya dengan pembatasan alokasi sebesar 2% pada masa eksplorasi serta masa eksploitasi PT PEPC.

1.4 Signifikansi Penelitian

Adapun yang menjadi signifikansi dari penulisan skripsi ini adalah:

1. Secara akademis: hasil penelitian ini diharapkan agar dapat memberikan pengembangan ilmu pengetahuan perpajakan khususnya perpajakan atas PSC dibidang minyak dan gas bumi, dimana seperti yang kita ketahui pendapatan negara kedua terbesar setelah pajak ialah pendapatan dari sektor minyak dan gas bumi.
2. Secara praktis: hasil penelitian ini diharapkan agar dapat menjadi masukan atau informasi tambahan terhadap berbagai pihak khususnya para perumus kebijakan bahwa terdapat suatu pertimbangan khusus di dalam menetapkan suatu kebijakan yang mengatur peraturan khusus dibawah Undang-undang perpajakan seperti Peraturan Pemerintah dan Peraturan Menteri Keuangan, dan lainnya yang berlaku di Indonesia sebagai kebijakan untuk perusahaan yang menjalani PSC yang mencerminkan bahwa kebijakan ini berazaskan "*lex specialis*".

1.5 Sistematika Penulisan

BAB 1 PENDAHULUAN

Bab ini berisi latar belakang masalah, pokok permasalahan, tujuan dan signifikansi penelitian dan sistematika penulisan. Pada latar belakang masalah penulis menguraikan pandangan umum tentang penerimaan negara dari sektor minyak dan gas bumi serta Perubahan perundang-undangan dan peraturan lainnya yang terkait baik secara langsung maupun tidak langsung dengan perpajakan atas perusahaan minyak dan gas bumi yang ada di Indonesia, selain itu di dalam latar belakang masalah juga menjelaskan tentang permasalahan kerugian negara akibat kurang efektif dan efisiennya peraturan yang berlaku, kerugian tersebut berasal dari cost recovery yang berlebihan.

BAB 2 KERANGKA PEMIKIRAN

Pada bab ini peneliti mencoba mengaitkan masalah penetapan peraturan menteri keuangan dengan teori dan konsep formulasi kebijakan serta *tax deduction* untuk memadukan seluruh materi yang ada kaitannya dengan masalah dan cara mengungkapkan dasar - dasar teoritis, konseptual dan logis.

BAB 3 METODE PENELITIAN

Pada bab ini peneliti akan menguraikan metode penelitian yang digunakan oleh peneliti yang terdiri dari pendekatan penelitian, jenis atau tipe penelitian, metode dan strategi penelitian, narasumber/informan, proses penelitian, pembatasan penelitian dan keterbatasan penelitian yang dihadapi peneliti selama melakukan penelitian.

BAB 4 GAMBARAN UMUM PENGUSAHAAN HULU MIGAS DAN BATASAN PENGELUARAN ALOKASI BIAYA TIDAK LANGSUNG KANTOR PUSAT DI INDONESIA

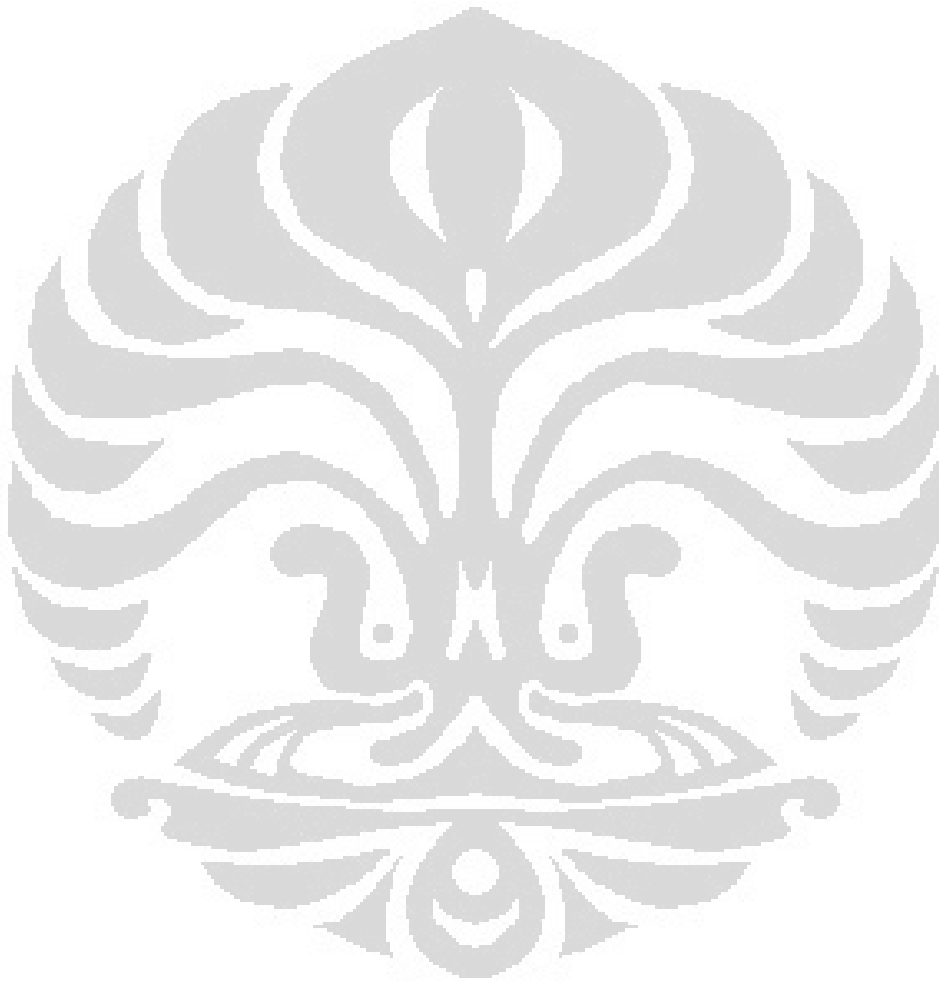
Bab ini menjelaskan seperti apa Alokasi Biaya tidak langsung kantor pusat yang telah dijalankan oleh kontraktor minyak dan bumi selama ini dalam menentukan pajak penghasilan kontraktor (dalam penelitian ini peneliti menggunakan data dari salah satu kontraktor yang menjalankan PSC), serta seperti apa mekanisme *cost recovery* atas alokasi biaya tidak langsung kantor pusat.

BAB 5 ANALISIS ATAS BATASAN *COST RECOVERY* TERHADAP ALOKASI BIAYA TIDAK LANGSUNG KANTOR PUSAT

Pada bab ini peneliti akan menjelaskan mengenai dasar-dasar penetapan kebijakan peraturan menteri keuangan yang membatasi *cost recovery* atas alokasi biaya tidak langsung kantor pusat. Selain itu peneliti juga akan membahas pengaruh alokasi biaya tidak langsung kantor pusat terhadap perhitungan bagi hasil dengan pemerintah (*equity to be split*) dan juga penghasilan kena pajak kontraktor (*taxable income*).

BAB 6 SIMPULAN DAN SARAN

Bab ini merupakan kesimpulan atas pembahasan pada bab-bab sebelumnya serta saran apa saja yang mungkin dibutuhkan bagi perusahaan untuk menghadapi permasalahan mengenai mekanisme pengalokasian biaya tidak langsung kantor pusat agar tidak terjadinya *treatment* perpajakan yang timbul akibat perbedaan *cost recovery* atas pengalokasian biaya tidak langsung kantor pusat.



BAB 2

TINJAUAN PUSATAKA DAN KERANGKA PEMIKIRAN

2.1 Tinjauan Pustaka

Salah satu karakteristik penelitian ialah kegiatan yang dilakukan haruslah berada pada konteks ilmu pengetahuan dan teori yang ada. Tinjauan pustaka dalam hal ini, akan berguna bagi pendalaman pengetahuan seutuhnya (*unifield explanation*) tentang teori atau bidang ilmu pengetahuan yang berkaitan dengan permasalahan dan juga memberi gambaran tentang apa yang telah dilakukan oleh penelirtir-peneliti lain dalam permasalahan tersebut (Castetter & Heisler: 1984, p. 39-43). Dalam penulisan skripsi ini peneliti melakukan tinjauan pustaka dari dua hasil penelitian terdahulu.

Penelitian pertama adalah penelitian oleh Oky Sigit Hartono dalam skripsinya tahun 2007 yang berjudul Analisis Pajak Penghasilan Badan Di Industri Hulu Migas Ditinjau Dari Pembebanan *Cost Recovery*. Dalam penelitian tersebut Oky melakukan pengujian atas perlakuan *lex specialis* atas *cost recovery* dalam perpajakan yang berlaku terhadap kontrak kerjasama antara Kontraktor *Production Sharing* dengan pemerintah dan meneliti kesesuaian penggunaan sistem *cost recovery* di dalam kontrak *Production Sharing* sehubungan dengan perolehan pendapatan negara. Metode yang digunakan dalam penelitian ini ialah kualitatif dengan tujuan deskriptif serta menggunakan teknik pengumpulan data studi kepustakaan serta wawancara mendalam, adapun hasil dari penelitian ini adalah perlakuan *lex specialis cost recovery* di Industri Hulu Migas tidak terlepas dari karakteristik yang membedakannya dari industri lain, selain itu bentuk pengawasan yang bisa dikatakan khusus juga membuat perlakuannya menjadi unik. Dalam hal sistem yang telah ada di industry hulu migas, ternyata sistem PSC merupakan sistem yang lebih baik diterapkan di Indonesia karena sistem *cost recovery* yang dianut oleh Indonesia sudah sejak lama digunakan oleh pemerintah sehingga membuat sistem itu sulit diubah dan juga sistem ini lebih banyak dinikmati investor.

Penelitian kedua yang dilakukan di tahun 2007, merupakan penelitian yang dilakukan oleh Hari Sugiharto dalam bentuk tesis yang berjudul “Perlakuan Pajak Penghasilan Karyawan Kontraktor *Production Sharing* Bidang Minyak dan Gas Bumi Dikaitkan Dengan Cost Recovery dan Berdasarkan Azas Keadilan. Dalam penelitian tersebut Hari menganalisis perbedaan atas pemberian tunjangan pajak bagi karyawan nasional dan karyawan ekspatriat yang menimbulkan ketidakadilan namun hal tersebut tidak melanggar undang-undang perpajakan dan migas serta merupakan salah satu cara dalam perencanaan pajak. Meskipun pada akhirnya negara dalam hal posisi penerimaan negara dari pajak mengalami kehilangan penerimaan dan pada akhirnya bertentangan dengan konsep pajak penghasilan yang dianut di Indonesia. Penelitian ini menarik suatu kesimpulan bahwa perbedaan penerapan pemberian tunjangan pajak yang dikaitkan dengan *cost recovery* membuat ketidakadilan bagi karyawan kontrak *production sharing*, baik dalam satu perusahaan maupun antar perusahaan kontraktor *production sharing*.

Tabel 2.1 Perbandingan Penelitian yang Relevan

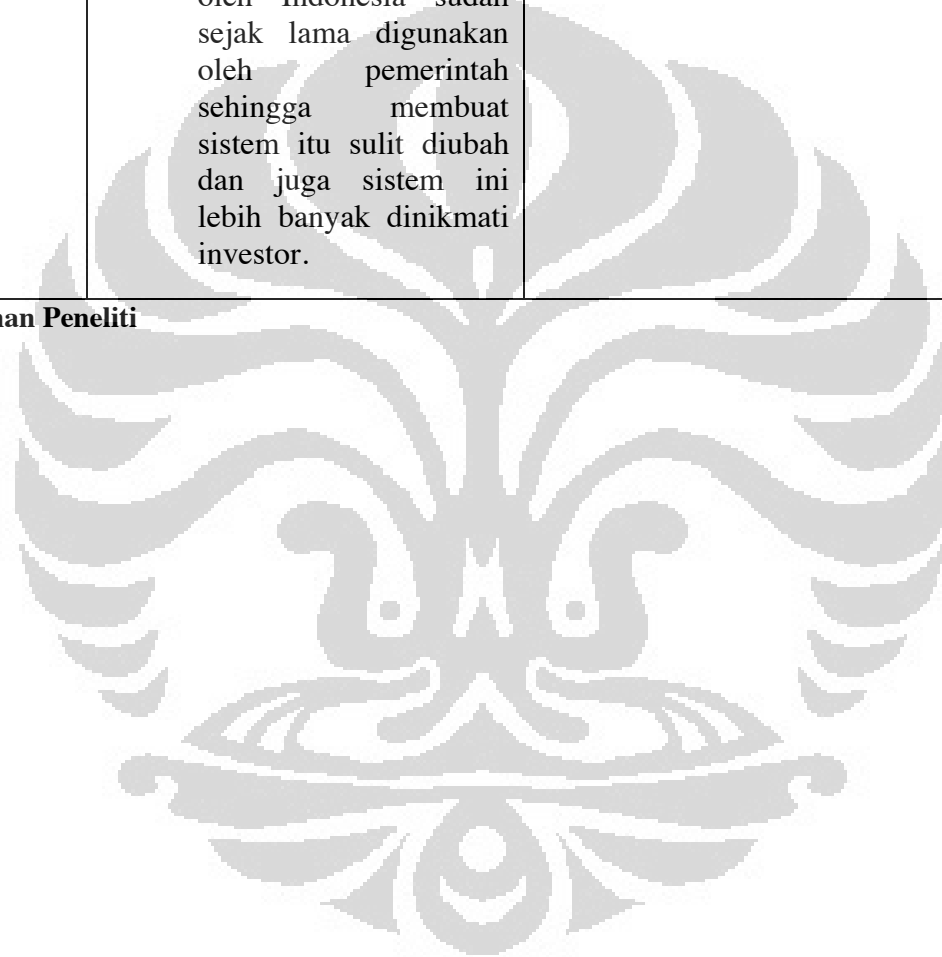
PENELITI	Oky Sigit Hartono (SKRIPSI)	Hari Sugiharto (TESIS)	Robby Jauhari (SKRIPSI)
TAHUN	2007	2007	2012
JUDUL	<i>Analisis Pajak Penghasilan Badan Di Industri Hulu Migas Ditinjau Dari Pembebanan Cost Recovery</i>	<i>Perlakuan Pajak Penghasilan Karyawan Kontraktor Production Sharing Bidang Minyak dan Gas Bumi Dikaitkan dengan Cost Recovery dan Berdasarkan Azas Keadilan</i>	<i>Analisis Penetapan Batasan Cost Recovery Terhadap Alokasi Biaya Tidak Langsung Kantor Pusat Dalam Menentukan Perhitungan Bagi Hasil Dan Pajak Penghasilan Kontraktor Kontrak Kerjasama Minyak dan Gas Bumi</i>
TUJUAN	<ol style="list-style-type: none"> 1. Mengidentifikasi dan menguraikan perlakuan <i>lex specialis</i> atas <i>cost recovery</i> dalam perpajakan yang berlaku terhadap kontrak kerjasama antara Kontraktor <i>Production Sharing</i> dengan Pemerintah. 2. Untuk meneliti dan menguraikan kesesuaian penggunaan sistem <i>cost</i> 	Menganalisis perbedaan atas pemberian tunjangan pajak bagi karyawan nasional dan karyawan ekspatriat yang menimbulkan ketidakadilan namun hal tersebut tidak melanggar undang-undang perpajakan dan migas serta merupakan salah satu cara dalam perencanaan pajak.	<ol style="list-style-type: none"> 1. Untuk mengetahui dasar pertimbangan atas pembatasan pengeluaran alokasi biaya tidak langsung kantor pusat yang dapat dikembalikan dalam perhitungan bagi hasil dan pajak penghasilan bagi kontraktor minyak dan gas bumi yang hanya sebesar 2% seperti yang dituangkan di dalam Peraturan Menteri Keuangan Republik Indonesia Nomor

	<p><i>recovery</i> di dalam Kontrak <i>Production Sharing</i> dengan perolehan penerimaan negara.</p>		<p>256/PMK.011/2011.</p> <p>2. Untuk mengetahui metode pengeluaran alokasi biaya tidak langsung kantor pusat seperti apa yang dapat disetujui oleh badan pelaksana (BP MIGAS).</p>
METODE PENELITIAN DAN TEKNIK PENGUMPULAN DATA	<p>Pendekatan kualitatif dengan tujuan deskriptif serta menggunakan teknik pengumpulan data meliputi studi kepustakaan dan wawancara mendalam</p>	<p>Metode yang digunakan dalam penelitian ini adalah metode kualitatif dan teknik pengumpulan data menggunakan Wawancara terstruktur (<i>Structured interview</i>), Dokumentasi, Penelitian Kepustakaan, dan Triangulas.</p>	<p>Pendekatan kualitatif dengan tujuan deskriptif serta menggunakan teknik pengumpulan data meliputi studi kepustakaan dan wawancara mendalam</p>
KESIMPULAN	<p>1. Perlakuan <i>lex specialis cost recovery</i> di Industri Hulu Migas tidak terlepas dari karakteristik yang membedakannya dari</p>	<p>Penelitian ini menarik suatu kesimpulan bahwa perbedaan penerapan pemberian tunjangan pajak yang dikaitkan</p>	

	<p>industry lain, selain itu bentuk pengawasan yang bisa dikatakan khusus juga membuat perlakuannya menjadi unik. Karakteristiknya antara lain PPh badan yang tidak disetorkan ke kas negara, PSC dikenakan atas PKP yang disebut dengan <i>equity to be split</i>, pembebanan <i>cost recovery</i> menggunakan prinsip <i>uniformity principle</i>, dan pengawasan yang dilakukan terhadap Industri Hulu Migas ternyata pemeriksaan atas PPh Badan itu dilakukan oleh BPKP bukan oleh DJP.</p> <p>2. Dalam hal sistem yang telah ada di industry hulu migas, ternyata sistem PSC merupakan sistem yang lebih baik diterapkan di Indonesia</p>	<p>dengan <i>cost recovery</i> membuat ketidakadilan bagi karyawan kontrak <i>production sharing</i>, baik dalam satu perusahaan maupun antar perusahaan kontraktor <i>production sharing</i>.</p>	
--	--	--	--

	<p>karena sistem <i>cost recovery</i> yang dianut oleh Indonesia sudah sejak lama digunakan oleh pemerintah sehingga membuat sistem itu sulit diubah dan juga sistem ini lebih banyak dinikmati investor.</p>	
--	---	--

Sumber: Hasil olahan Peneliti



2.2 Kerangka Teori

2.2.1 Teori Kebijakan Publik

kebijakan publik ini dapat kita artikan suatu hukum. Akan tetapi tidak hanya sekedar hukum namun kita harus memahaminya secara utuh dan benar. Ketika suatu masalah publik yang menyangkut kepentingan bersama dipandang perlu untuk diatur maka formulasi atas masalah publik tersebut menjadi kebijakan publik yang harus dilakukan dan disusun serta disepakati oleh para pejabat yang berwenang. Ciri-ciri utama kebijakan publik adalah suatu peraturan atau ketentuan yang diharapkan dapat mengatasi masalah publik. Cochran dan Malone mengemukakan: "*Public policy is the study of governments decision and actions designed to deal with matter of Public Concern* (Cochran and Malone: 2010, p. 1).

Dari pengertian diatas, maka Peraturan Menteri Keuangan. Keputusan Direktorat Jendral Pajak, Keputusan Departemen lainnya yang terkait merupakan bentuk dari *Public Policy*. Thomas R Dye seperti yang dikutip oleh Drs. Hessel Nogi S. Tangkilisan, MSi mendefinisikan kebijakan public sebagai keputusan (decision making), dimana pemerintah mempunyai wewenang untuk menggunakan keputusan otoritatif, termasuk keputusan untuk membiarkan sesuatu terjadi, demi teratasinya suatu persoalan publik. hal ini lebih terkenal dengan istilah *whatever governments choose to do or not to do* (Nogi : 2003, p.1).

Dengan mengacu pada pandangan Dye, maka keputusan - keputusan Pemerintah adalah kebijakan, namun membiarkan sesuatu tanpa ada keputusan juga merupakan kebijakan. Kebijakan publik pada dasarnya tidak permanen, tetapi harus selalu disesuaikan, karena adanya perubahan keadaan, baik masalah politik, sosial, ekonomi maupun adanya informasi yang berubah. Perubahan kebijakan publik dilakukan setelah adanya evaluasi. Perubahan dalam kebijakan publik dengan demikian adalah dinamis mengikuti perubahan yang didorong oleh perubahan lingkungan diluar maupun dari dalam organisasi publik tersebut.

2.2.2 Perumusan Kebijakan dalam Siklus Kebijakan

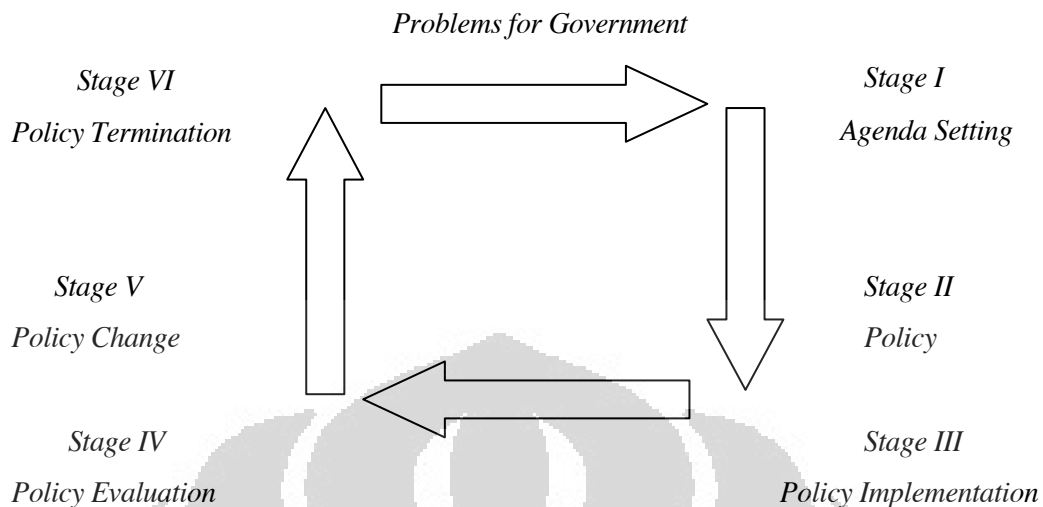
Proses pembuatan sebuah kebijakan publik melibatkan berbagai aktivitas yang kompleks. Pemahaman terhadap proses pembuatan kebijakan oleh para ahli dipandang penting dalam upaya melakukan penilaian terhadap sebuah kebijakan publik. Untuk membantu melakukan hal ini, para ahli kemudian mengembangkan sejumlah kerangka untuk memahami proses kebijakan (*policy process*) atau seringkali disebut juga sebagai siklus kebijakan (*policy cycles*).

Dalam menyusun suatu kebijakan, urutan perlu dilalui, dari mulai perumusan masalah, dan diakhiri dengan penghentian kebijakan. Lester dan Stewart menyusun tahapan dalam enam langkah dengan uraian masing-masing dipaparkan dalam alinea berikutnya (Lester and Stewart: 2000).

1. *Agenda Setting*
2. *Policy Formulation*
3. *Policy Implementation*
4. *Policy Evaluation*
5. *Policy Change*
6. *Policy Termination*

Pada tahap penyusunan agenda, pembuat kebijakan akan mengumpulkan masalah-masalah public yang akan dibahas oleh pemerintah. Dari masalah-masalah yang telah dikumpulkan, kemudian dianalisa agar dapat dicari solusinya serta diikuti dengan penyusunan pembuatan kebijakan. Siklus berikutnya ialah menerapkan kebijakan tersebut dalam masyarakat, dan diikuti dengan mengevaluasi. Dengan menganalisis hasil evaluasi, maka dibuatlah penyesuaian atau perubahan bagi penyempurnaan *policy*. Langkah terakhir dari siklus pembuatan kebijakan ialah mengakhiri kebijakan karena tujuan sudah tercapai. Lebih lanjut, Lester dan Stewart menggambarkan *The Policy Cycle* sebagai berikut (Lester & Stewart: 2000):

Gambar 2.1
The Policy Cycle



Sumber : James P. Lester & Joseph Stewart. (2000). Public Policy: An Evolutionary Approach. California: Wadsworth Thomson Learning

Lester dan Joseph, merumuskan 6 tahap dalam siklus pembuatan kebijakan. Langkah pertama melakukan identifikasi permasalahan Pemerintah dan menyusun agenda, kedua merumuskan kebijakan yang akan dibuat, ketiga menerapkan kebijakan yang akan diputuskan, keempat melakukan evaluasi kebijakan, kelima menyusun penyempurnaan kebijakan dan terakhir mengakhiri suatu kebijakan. Dari siklus tersebut jelas secara berurut dengan sistematis Lester bersama Stewart merumuskan bagaimana siklus pembuatan kebijakan seharusnya.

Dunn membagi siklus pembuatan kebijakan dalam lima tahap, yaitu: tahap pertama ialah tahap penyusunan agenda, tahap kedua melalui formulasi kebijakan, tahap ketiga berupa adopsi kebijakan, tahap keempat merupakan tahapan implementasi kebijakan dan tahap terakhir adalah tahap penilaian atau evaluasi kebijakan (Dunn: 1994). Kelima tahap yang menjadi urutan (hierarki) kesemuanya perlu dikelola dan dikontrol oleh pembuat yang sekaligus pelaksana kebijakan publik. Tanpa adanya kepemimpinan yang profesional dan bertanggung jawab maka bukan kesuksesan yang diperoleh melainkan kebijakan yang membawa kerugian bagi publik.

Gambar 2.2
Siklus Perumusan Kebijakan

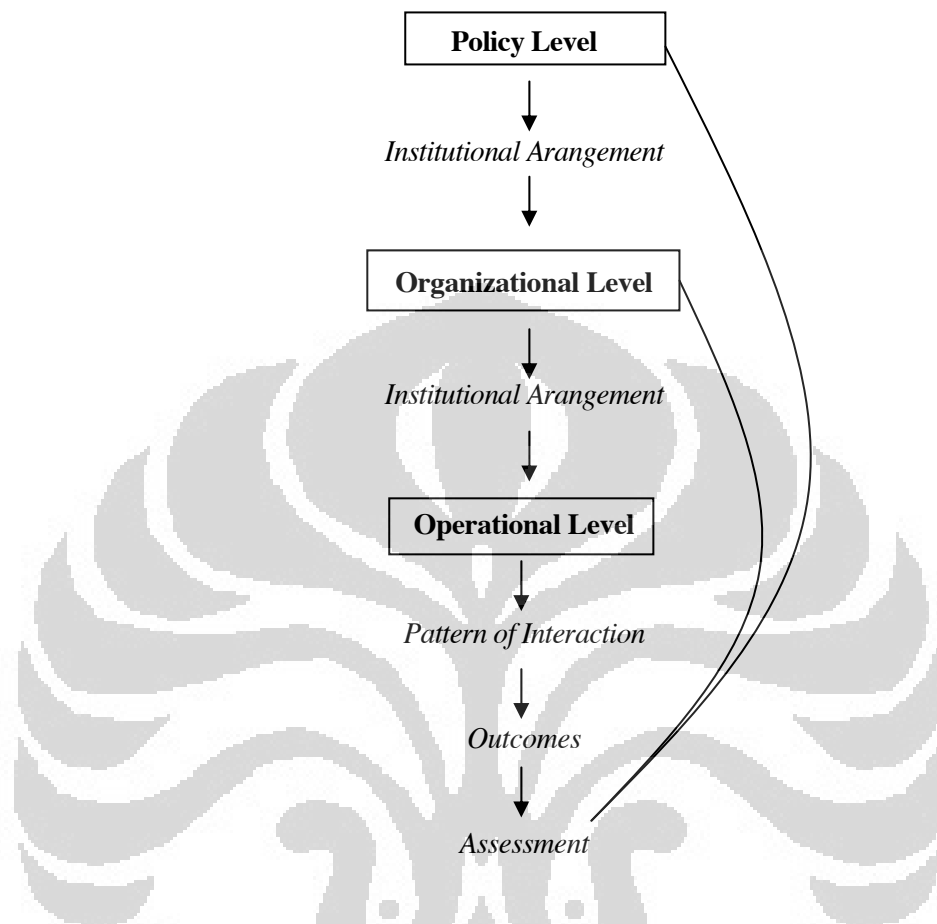


Sumber : William Dunn. (1994). Pengantar Analisis Kebijakan Publik. (Drs. Somodra Wibawa, MA, dkk, penterjemah). Yogyakarta: Gajah Mada University Press

Dunn merumuskan ada 5 tahap dalam membuat kebijakan (*public policy*) yaitu, pertama penyusunan agenda kebijakan, kedua penyusunan formula kebijakan (*sansé policy*), ketiga penerapan kebijakan (*policy implementation*), keempat proses evaluasi, kelima tahap penilaian atau evaluasi kebijakan. Dari uraian di atas peneliti lebih menyetujui pendapat dari James P. Lester dan Joseph yang menegaskan adanya pengakhiran suatu kebijakan.

Dalam proses penyusunan kebijakan dapat melibatkan tiga elemen kelembagaan dari eksekutif, legislatif, dan pihak lain yang terkait seperti Asosiasi Profesi dan Lembaga Swadaya Masyarakat. Seluruh elemen yang disebutkan di atas menjadi pemangku kepentingan (*stakeholders*) dalam kebijakan publik. Adapun Bromley mengelompokkan tiga level yang berhubungan dengan hierarki proses penyusunan *policy*, yaitu *policy level*, *organizational level* dan *operational level*. (Bromley: 1989, p. 32)

Gambar 2.3
Hierarki Penyusunan Kebijakan



Dalam *hierarchy policy level* terdapat tiga tingkatan kebijakan, level pertama berhubungan dengan batasan antara *market* dan *no market process*, level kedua berhubungan dengan *allocation of benefits* seperti *tax policy* yang mengatur *distribution of income* dan level ketiga berkaitan dengan keputusan tentang *property right* dan *economic benefit*.

Peneliti sependapat dengan *hierarchy policy level* dari Bromley, pelaksanaan *policy level* dilakukan oleh Kementerian Keuangan dalam hal ini Direktorat Jendral Pajak (penyusunan PP Nomor 79) dan juga Badan Kebijakan Fiskal (penyusunan PMK Nomor 256) yang dibantu oleh Kementerian Sumber Daya Mineral dalam penetapan batasan *cost recovery* ini sebagai perpanjangan dari Peraturan Pemerintah yang bisa diuji legalitasnya oleh Mahkamah Konstitusi, pelaksanaan *organizational level* dilakukan oleh Badan Pelaksana dalam hal ini (BP MIGAS) yang mengimplementasikan

operasionalisasi Undang-Undang, sedangkan pelaksanaan *operational level* dilakukan oleh perusahaan-perusahaan dan Kantor Pelayanan Pajak Minyak dan Gas Bumi (KPP Migas).

2.2.3 Asas-asas Dalam Pemungutan Pajak

Dalam penetapan suatu kebijakan khususnya dalam menentukan dasar pengenaan pajak atas Kontraktor Kontrak Kerjasama bidang minyak dan gas bumi diperlukan suatu prinsip agar penetapan kebijakan tersebut dapat berjalan dengan baik dan lancar. Sesuai dengan objek penelitian, hendak dilihat apakah kebijakan yang diterapkan dalam menentukan nilai pengenaan pajak di sektor minyak dan gas bumi khususnya pajak penghasilan perusahaan telah sesuai dengan prinsip dalam perpajakan. Untuk itu, akan dipaparkan mengenai teori dan konsep yang berhubungan dengan azas penetapan pemungutan pajak.

Pada hakekatnya suatu Negara tidak boleh menetapkan suatu kebijakan yang berhubungan dengan penetapan pajak secara semena-mena, karena hal ini dapat menciptakan suatu sifat penolakan dari masyarakat untuk membayar pajak. Pengenaan pajak seyogyanya tidak terlepas dari suatu sistim dalam perpajakan, baik sistim dalam penentuan objek pajak, subjek pajak, tata cara dalam pengenaan pajak, perhitungan pajak dan lain-lain dan dalam setiap perumusan kebijakan perpajakan (*tax policy*), harus selalu merujuk kepada azas-azas pemungutan pajak.

Pada abad ke-18 Adam Smith mengajarkan azas-azas dalam pemungutan pajak yang terkenal dengan nama *Four Canon Of Taxation* (Smith: 1981), yang terdiri dari:

1. *Equality*, yang dimaksud dengan equality adalah keserasian dalam pembebanan pajak. Adam Smith memberikan pembatasan sebagai berikut: *Equity* itu ada apabila pembebanan pajak itu diserasikan dengan kemampuan membayarnya (*ability to pay*) di satu pihak dengan faedah yang diterima dari pemerintah di lain pihak.
2. *Certainty*, yang dimaksud adalah keserasian di dalam pembebanan pajak itu harus ditentukan secara pasti di dalam suatu peraturan, jangan ada

kemungkinan untuk menafsirkan peraturan itu semaunya atau sehendaknya pelaksana sehingga memungkinkan terjadinya tawar-menawar.

3. *Convenience*, yang dimaksud *convenience* adalah harus diusahakan adanya cara pemungutan pajak yang menyenangkan bagi Wajib Pajak, misalnya pemungutan pajak dilakukan yang bertepatan dengan adanya kemampuan untuk membayar, pelayanan yang menyenangkan.
4. *Economy*, yang terakhir *economy* adalah ongkos pemungutan pajak itu jangan terlalu besar sehingga melebihi hasil pungutan itu.

Azas-azas ini menunjukkan bahwa pemungutan pajak yang baik haruslah yang *Neutrality effect*, yaitu pemungutan pajak yang sedemikian rupa sehingga tidak menimbulkan campur tangan pemerintah dalam kegiatan-kegiatan ekonomi. Dalam perjalanan selanjutnya muncul pengembangan teori tentang keadilan dalam perpajakan, antara lain :

Pada tahun 1896 George Schanz mengemukakan teorinya dalam karya ilmiah yang berjudul "*Der Einkommensbegriff und die Einkommensteuergesetze*" yang dimuat dalam *Finanz-Archive* yang menyatakan bahwa pembebanan beban pajak hanya dapat merata dan menghasilkan pemungutan pajak yang adil, apabila "*ability-to-pay*" dijadikan dasar untuk pengenaan pajak adalah sama untuk semua Wajib Pajak, jumlah semua tambahan kemampuan untuk membeli barang dan jasa yang diterima satu tahun pajak.

Pendapat ini diperkuat oleh Robert M.Haig dalam karya ilmiah berjudul "*The Concept of Income-Economic and Legal Aspects*" (Robert: 1959) serta didukung dan dikembangkan lagi oleh Henry Simons (Simons: 1980). Simons mengemukakan bahwa yang harus dijadikan Objek Pajak atau dasar perhitungan pajak adalah jumlah semua penghasilan neto, yaitu jumlah tambahan kemampuan untuk menguasai barang dan jasa yang diterima selama suatu jangka waktu, yang dapat dihitung sebagai objek pajak.

"the algebraic sum of (1) the market value of rights exercised in consumption and the change in the value of the store property rights between the beginning and end of the period in question". (Simon: 1980)

Nama keluarga dari tiga ahli tersebut diatas diabadikan sebagai nama dari teori yang dicetuskan dan dikembangkan oleh ketiganya, yaitu *the Schanz-Haig-Simons Theory* atau disingkat *S-H-S Concept*. Menurut Richard Good, *the S-H-S Concept* tersebut diterima oleh kebanyakan ahli sebagai “*the ideal concept of income for tax purposes*“(Goode: 1976). Mugrave dan Mugrave mengembangkan lagi *The S-H-S theory* tersebut dan mengemukakan antara lain hal-hal sebagai berikut :

...”income as an index of taxpaying capacity, should be defined broadly as total accretion to a person’s wealth. Moreover income from all sources thus defined should be treated uniformly and be combined of a progressive rate schedule cannot serve its purpose of adapting the tax to the taxpayer’s ability to pay“ (A.Mugrave: 1980).

Menurut Glenn P. Jenkins dan Gangadhar P. Shuka terdapat sembilan prinsip utama dalam suatu sistim perpajakan yang baik yaitu: (1) prinsip manfaat; (2) prinsip kemampuan membayar; (3) efisiensi dan ekonomis; (4) pertumbuhan ekonomi; (5) kecukupan penerimaan; (6) stabilitas; (7) kesederhanaan; (8) rendahnya biaya administrasi dan biaya kepatuhan; dan (9) netralitas. Atas prinsip utama dalam suatu prinsip perpajakan tersebut dapat dijabarkan sebagai berikut:

1. Prinsip Manfaat

Berdasarkan prinsip manfaat, bahwa barang dan jasa yang disediakan oleh pemerintah merupakan *public good* untuk dimanfaatkan masyarakat. Sebagai *public goods* yang dananya bersumber dari anggaran negara (APBN), sudah sepantasnya bila orang mendapatkan manfaat dari barang dan jasa yang disediakan pemerintah tersebut memberikan imbalan secara umum kepada negara yaitu berupa pajak untuk mengisi APBN.

2. Prinsip Kemampuan Membayar

Menurut prinsip ini, pendapatan negara diperoleh dari Wajib Pajak, sehingga Wajib Pajak diminta untuk menyumbang sesuai dengan kemampuannya. Selanjutnya sesuai dengan fungsi negara dalam

pengelolaan keuangan negara akan melakukan pendistribusian kembali penghasilan (*redistribution of income*) dari pajak yang terkumpul.

3. Efisiensi Perekonomian

Prinsip ini menunjukkan bahwa adanya pengenaan pajak atas barang atau jasa, akan menaikkan harga barang atau jasa tersebut sebesar penambahan prosentase tertentu terhadap harga (*ad valorem tax*), atau sejumlah uang tetap (*specific or unit tax*) kepada harga dasarnya. Adanya kenaikan harga dapat membuat distorsi antara nilai yang dibayar konsumen untuk perolehan barang (*demand price*) dengan biaya produksi (*supply price*).

4. Pertumbuhan Ekonomi

Sistem perpajakan yang baik arus dapat memacu pertumbuhan ekonomi, terutama melalui ekspansi dari tabungan dan investasi yang tinggi tingkat pengembaliannya (*return of investment, ROI*). Disamping itu sistem perpajakan juga harus dapat memberi dorongan bagi pembukaan lapangan kerja, yaitu dengan mendorong pertumbuhan secara bersaing di berbagai sektor-sektor ekonomi yang ada.

5. Kecukupan Penerimaan

Besarnya jumlah pajak yang dapat diperoleh pemerintah tergantung kepada ukuran dasar pengenaan pajak dan besarnya tarif pajak yang ditetapkan, diperkenalkannya suatu jenis pajak baru untuk diterapkan, harus layak dan memadai sebagai sumber dana untuk membiayai pengeluaran pemerintah. Dalam hal ini, jangan sampai *cost of collection* lebih besar dari perolehan pajaknya.

6. Stabilitas

Unsur stabilitas penerimaan pajak sangat penting untuk menjaga kelangsungan kebijakan fiskal. Jika penerimaan pajak fluktuatif, dapat mempengaruhi program pemerintah yang telah direncanakan dalam APBN. Pengaruh yang terjadi seperti turunnya investasi akibat pengeluaran pemerintah yang terbatas, akan membuat program pembangunan menjadi daya tarik, sebaliknya perubahan tarif dan

peraturan akan membuat sektor swasta sulit untuk menyusun rencana jangka panjangnya.

7. Kesederhanaan

Prinsip sederhana, mudah dipahami masyarakat terutama Wajib Pajak, harus diterapkan dalam administrasi, sehingga membantu peningkatan kepatuhan Wajib Pajak yang lebih baik. Sistem perpajakan yang rumit dapat membuat biaya tingkat kepatuhan (*cost of compliance*) yang tinggi bagi Wajib Pajak, juga biaya administrasi yang tinggi pada pemerintah.

8. Rendahnya Biaya Administrasi dan Biaya Kepatuhan

Tingginya biaya pengumpulan pajak (*cost of collection*) yang dikeluarkan pemerintah, akan mengurangi penerimaan bersih pajak. Sistem perpajakan yang baik harus membuat biaya administrasi dan kepatuhan yang rendah, jika biaya-biaya ini merupakan bagian terbesar dari penerimaan pajak, maka sistem pajak yang ada perlu direstrukturisasi.

9. Netralitas

Sistem perpajakan yang baik harus dapat menghilangkan terjadinya distorsi dalam perilaku konsumsi dan produksi oleh masyarakat. Untuk itu kebijakan pajak tidak boleh merubah kebijakan investasi, melainkan atau bahkan membantu menarik investor lain untuk melakukan investasi.

Menurut Mansury di dalam buku Pajak Penghasilan Lanjutan Pasca Reformasi (Mansury: 2000, p.17-18) apabila diinginkan azas keadilan di Pajak Penghasilan di Indonesia, maka perlu dipegang teguh 5 (lima) syarat keadilan horizontal dan 2 (dua) syarat keadilan vertikal, yakni:

A. Memenuhi syarat keadilan Horizontal:

1. Definisi Penghasilan: Semua tambahan kemampuan ekonomis, yaitu semua tambahan kemampuan untuk dapat menguasai barang dan jasa, dimasukkan dalam pengertian obyek Pajak atau definisi Penghasilan.

2. *Globality*: Semua tambahan kemampuan itu merupakan ukuran dari keseluruhan kemampuan membayar atau “ *the global ability-to-pay* “, oleh karena itu harus dijumlahkan menjadi satu sebagai Obyek Pajak.
3. *Nett Income*: Yang menjadi *ability to pay* adalah jumlah neto setelah dikurangi semua biaya untuk mendapatkan, menagih dan memelihara penghasilan itu, sebab penerimaan atau perolehan yang dipakai untuk mendapatkan penghasilan, tidak dapat dipakai lagi untuk kebutuhan Wajib Pajak jadi yang dipakai untuk biaya tersebut tidak merupakan tambahan kemampuan ekonomis Wajib Pajak.
4. *Personal Exemption*: Untuk Wajib Pajak orang pribadi suatu pengurangan untuk memelihara diri Wajib Pajak harus diperkenankan (untuk PPh di Indonesia, disebut PTKP).
5. *Equal Treatment for The Equals*: Jumlah seluruh penghasilan yang memenuhi definisi penghasilan, apabila jumlahnya sama, dikenakan pajak dengan tarif pajak sama, tanpa membedakan jenis-jenis penghasilan atau sumber penghasilan.

B. Memenuhi syarat Keadilan Vertikal:

1. *Unequal Treatment for The Unequals*: yang membedakan besarnya tarif adalah jumlah seluruh penghasilan atau jumlah seluruh tambahan kemampuan ekonomis, bukan karena perbedaan sumber penghasilan atau perbedaan jenis penghasilan.
2. *Progression*: Apabila jumlah penghasilan seorang Wajib Pajak lebih besar, dia harus membayar pajak lebih besar dengan menerapkan tarif pajak yang persentasinya lebih besar. (Mansury: 2000, p. 18-19)

Dari beberapa teori yang telah dikemukakan di atas, menurut hemat penulis bahwa salah satu azas pemungutan pajak yang terpenting dalam suatu sistem perpajakan adalah azas kepastian hukum (*certainty*). Hal ini dimaksudkan untuk menghindarkan kesalahpahaman antara Wajib Pajak dengan Fiskus dalam menafsirkan peraturan-peraturan perpajakan terhadap aktivitas Kontrak Bagi Hasil yang pada akhirnya akan berpengaruh pada treatment pemajakannya. Selain itu azas *certainty* sendiri dapat menciptakan suatu iklim investasi yang baik sehingga tetap akan menjaga *petroleum operation*

yang ada di Indonesia, sehingga dalam pembentukan kebijakan juga perlu memperhatikan asas netralitas.

Dalam penelitian ini peneliti ingin mendeskripsikan asas kepastian dan juga asas netralitas yang dijadikan sebagai dasar pembentukan ketetapan batasan atas *cost recovery* atas pengeluaran alokasi biaya tidak langsung kantor pusat dalam menentukan perhitungan bagi hasil dan pajak penghasilan kontraktor kontrak kerja sama minyak dan gas bumi dimana dibatasi sebesar 2%. Berkaitan dengan Undang-undang Migas tentang Perusahaan Pertambangan Minyak dan Gas Bumi, salah satu bentuk kerjasama yang diperbolehkan adalah Kontrak Production Sharing. Hal ini selaras dengan ketentuan undang-undang yang menyatakan bahwa, " Pemerintah dapat mengadakan kerjasama dengan pihak lain dalam bentuk "Kontrak Production Sharing". Apabila diterjemahkan secara bebas, maka Kontrak Production Sharing artinya sama dengan kontrak bagi hasil. Yang dimaksud dengan Kontrak Bagi Hasil adalah bentuk kerjasama antara BP MIGAS dengan Kontraktor untuk melaksanakan usaha eksplorasi dan eksploitasi minyak dan gas bumi berdasarkan prinsip pembagian hasil produksi.

Nampak bahwa yang menjadi prinsip dalam kerjasama ini adalah pembagian hasil produksi dan bukan pembagian keuntungan. Sesuai dengan prinsip KPS, kontraktor akan mendapatkan pembagian dalam bentuk natura (crude oil) sebagai hasil produksi. Dari kepentingan perpajakan hal itu merupakan penghasilan, karena Kontraktor memiliki tambahan kemampuan ekonomis berupa minyak mentah yang menjadi bagiannya.

2.2.4 Teori Pengurang Beban Pajak

Di dalam memenuhi kewajiban perpajakan atas penghasilan kita perlu mengetahui dasar pengenaan pajak yang berasal dari hasil pengurangan penghasilan bruto dengan berbagai pengurang beban pajak yang tentunya diperkenankan oleh undang-undang. Pengurang beban pajak merupakan komponen terpenting di dalam pajak penghasilan, hal ini dikarenakan apabila tidak adanya pengurang beban pajak maka sama artinya dengan mengganti pajak penghasilan dengan pajak penjualan. Pendapat ini dikemukakan oleh Chirelstein

yang penulis kutip berdasarkan buku yang berjudul Pengantar Ilmu Pajak “kebijakan dan implementasi di Indonesia” (Rosdiana dan Slamet: 2012, p. 185), yaitu:

“are deductions necessary? Couldn’t we simply have a tax on gross income and in that way dispense with niggling subject of deductions altogether? The answer, unfortunately, is no. Reducing gross income to a net figure by subtracting the taxpayer’s expenses is unavoidable step unless the income tax is to be turned into a kind of sales or excise tax on transaction by volume”.

Dalam menentukan pengurang beban pajak yang akan dipilih di dalam sistem perpajakan tidaklah mudah, hal ini dikarenakan terdapatnya faktor-faktor terkait penentuan pengurang beban pajak tersebut seperti pertimbangan politik (*interest group*) dan masalah administrasi perpajakan, seperti yang dikemukakan oleh Sommerfeld yang merupakan salah satu *fiscall economist* ” (Rosdiana dan Slamet: 2012, p. 185), yaitu:

“the income tax is levied against taxable income, a statutory and legalistic quantity determined by subtracting authorized deduction from gross income. These deduction are spawned by such diverse forces as common sense, tradition, politics, social justice, and administrative convenience, and they are as complex as the forces that created them.

Pengurang beban pajak itu sendiri terdiri dari beragam nama dan bentuk seperti *adjustment, deductions, exemption, allowances, credits*. Selain itu Brian J. Arnold dan Michael J. McIntyre dalam bukunya yang berjudul *International Tax Primer* mengemukakan terdapat 3 (tiga) *relies mechanisms* atau mekanisme keleluasaan yang diberikan suatu negara kepada Wajib pajaknya (Arnold and McIntyre: 1995, p. 37), yaitu:

1. *Deduction method. The residence country allows its taxpayers to claim a deduction for taxes, including income taxes, paid to a foreign government in respect of foreign-source income*
2. *Exemption method. The residence country provides its taxpayers with an exemption for foreign-source income.*
3. *Credit method. The residence country provides its tax payees with a credit against taxes otherwise payable for income taxes paid to a foreign*

country. In some instances, the credit extends to income taxes paid to foreign subnational government.

Dari berbagai jenis, kategori maupun tujuan terdapat berbagai justifikasi yang berbeda dalam menentukan pengurang beban pajak yang akan dipakai dalam perhitungan penghasilan kena pajak tersebut. Berikut akan dibahas secara mendalam tentang justifikasi pengurang beban pajak yang paling banyak digunakan di dalam sistem perpajakan di seluruh dunia, yaitu pengurangan yang diperbolehkan (*deduction*).

1. Pengurangan yang Diperbolehkan (*Deduction*)

Di dalam sistem pajak penghasilan tidak semua pengeluaran yang diperkenankan sebagai pengurang mengikuti konsep akuntansi. Dengan demikian maka dalam sistem pajak penghasilan, konsep *deduction* lebih luas artinya dari sekedar biaya (*expenses*) yang berhubungan langsung dengan mendapatkan, menagih dan memelihara, sebagaimana dikemukakan oleh Sommerfield (Rosdiana dan Slamet: 2012, p. 186):

“as a general proposition, most of the items that would fall into the account’s classification called “expenses” are also “deductions” for tax purpose; in addition, however, the code provides for many other deductions in the calculation of taxable income. Thus, the term “deduction” is much broader, more generic and legalistic term than the term ‘expenses’. This is especially true for the individual tax payer...

Lebih lanjut lagi, Sommerfeld membagi pengurang yang diperbolehkan menjadi tiga kategori:

- 1) Biaya-biaya yang terkait dengan kegiatan bisnis dan perdagangan, termasuk biaya-biaya yang berkaitan dengan usaha yang dikeluarkan oleh pengusaha (*deductions applicable to atrade or business, including business-related expenses of an employee*);
- 2) Biaya-biaya yang bukan termasuk biaya mendapatkan, menagih dan memelihara penghasilan yang terkait dengan perolehan penghasilan di luar usaha (*“nonbusiness” deduction related to production of “nonbusiness” income*);

- 3) Pengurangan yang murni sepenuhnya diperuntukan bagi Wajib Pajak Orang Pribadi (*purely personal deductions specifically provided for individual tax payers*).

Apa pun kategori atau tujuan dari *deductible expenses* tersebut, pada prinsipnya, perpajakan tidak membatasi pengeluaran-pengeluaran yang akan dilakukan Wajib Pajak untuk mendapatkan atau memperoleh penghasilan. Namun dalam rangka keperluan perpajakan maka perlu ada suatu pengaturan khusus mengenai biaya-biaya yang diperbolehkan untuk dijadikan pengurang penghasilan netto, adalah:

- 1) Biaya-biaya tersebut harus mempunyai hubungan langsung dengan penghasilan yang diterima atau diperoleh Wajib Pajak, atau yang dikenal di Indonesia dengan istilah biaya 3 M (Mendapatkan, Menagih dan Memelihara penghasilan). Dengan demikian, pengeluaran yang sifatnya pribadi tidak dapat dijadikan sebagai *deductible expenses* seperti yang dikemukakan oleh Chirlestein:

“Personal consumption expenses must obviously be treated as non-deductible on the whole; if they were allowed, the individual tax base could be eliminated through expenditures on personal living items and the notion of a tax on economic gain would have been abandoned.”

- 2) Pajak mengutamakan prinsip *substance over form*. Dengan kata lain tidak menjadi masalah istilah atau nama biaya tersebut, selama pada hakikatnya biaya tersebut dikeluarkan untuk memperoleh penghasilan maka boleh dijadikan *deductible expenses*.

Selain biaya yang memang benar-benar berhubungan dengan biaya 3 M (mendapat, menagih dan memelihara), di beberapa negara terdapat ketentuan yang mengatur biaya-biaya tertentu yang dianggap kurang berhubungan dengan biaya 3 M tetapi dibolehkan menjadi *deduction* karena pertimbangan-pertimbangan tertentu (umumnya dalam rangka fungsi *regulerend*), seperti biaya kesehatan, biaya bunga kredit perumahan rakyat dan biaya pendidikan, dalam penelitian yang penulis lakukan terhadap perusahaan kontrak bagi hasil bidang minyak dan gas

bumi terdapat biaya-biaya seperti biaya bonus kompensasi dan bonus produksi yang dapat dikurangkan dari penghasilan bruto.

2.2.5 Pengertian dan Prinsip *Cost Recovery*

Secara umum *cost recovery* merupakan biaya pemulihan atas pengeluaran yang telah dilakukan oleh kontraktor sehubungan dengan penambangan migas. Seperti telah dijelaskan di muka bahwa penambangan migas memerlukan investasi yang padat modal. Dengan demikian merupakan kondisi yang wajar apabila kontraktor sebelum melakukan investasinya mempersoalkan sampai sejauh mana status biaya yang di keluarkan di muka apabila kontraktor berhasil menemukan cadangan minyak atau yang lebih dikenal dengan istilah *commercial deposits*.

Biaya yang terdapat dalam usaha penambangan minyak dan gas bumi di bagi dalam beberapa kategori sesuai dengan tahapan kegiatan yang dimulai dari eksplorasi (*Explorations*), pengembangan (*Development*), eksploitasi atau produksi (*Exploitation or Production*), dan pemasaran (*Marketing*). Sebelum menjelaskan tahapan kegiatan tersebut peneliti terlebih dahulu ingin menjabarkan prinsip-prinsip yang digunakan dalam *cost recovery*:

- a. *Successful principle* : Seluruh pengeluaran kontraktor akan diakui oleh pemerintah apabila secara nyata kontraktor berhasil menemukan cadangan migas dan layak untuk dieksploitasi dalam kegiatan komersial.
- b. *Zero Balance Principle* : Kontraktor berhak untuk memperoleh kembali semua biaya yang telah dikeluarkan dalam usaha eksploitasi maupun eksplorasi migas.
- c. *Ring Fence Policy Principle* : Biaya yang boleh direcover adalah murni sebatas biaya di wilayah kerja yang bersangkutan sehingga kontraktor harus membuat badan hukum sendiri (*separate entity*) disetiap wilayah kerja dan tidak boleh mengkonsolidasikan biaya antara wilayah kerja.

2.2.6 Biaya-biaya Dalam Kegiatan Migas

Dalam industri Migas terdapat empat komponen biaya-biaya utama yang umumnya terjadi pada perusahaan perminyakan dalam pelaksanaan kegiatan eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi serta panas bumi

(Haryono: 2003, p. 38-39).

Keempat biaya utama tersebut adalah :

A. Biaya Akuisisi (*acquisition cost*)

Biaya akuisisi meliputi biaya-biaya yang terjadi sehubungan dengan usaha perusahaan untuk memperoleh hak atas property (biaya untuk melakukan industry minyak dan gas bumi pada suatu kawasan) sampai dengan kontrak dan siap untuk melakukan kegiatan/operasi penambangan, termasuk signature bonus dan educational bonus.

B. *Exploration Costs*

Yang dimaksud dengan *Exploration Cost* adalah biaya-biaya yang terjadi dalam usaha untuk mengeksplorasi yaitu mengebor sumur-sumur eksplorasi guna mencari minyak dan gas bumi. Dengan demikian kegiatan eksplorasi meliputi, *surface geological surveys and subsurface mapping* (biaya pemetaan tanah), *geophysical surveys based on such techniques as gravimetry and seismography, and the interpretation of aerial photographs* (penginderaan foto udara). Menurut Pernyataan Standar Akuntansi Keuangan (PSAK) Nomor 29, dijelaskan bahwa biaya eksplorasi dapat diperlakukan dengan menggunakan baik metode *Full Cost (FC)* maupun *Succesfull Efforts (SE)*. Dalam metode Full Cost semua biaya dikapitalisasi sebagai bagian dari asset minyak dan gas bumi di dalam suatu negara sebagai pusat biaya Sedangkan menurut *Succesful Efforts*, semua biaya diperlakukan sebagai beban pada periode akuntansi yang bersangkutan, kecuali biaya-biaya yang telah dialokasikan kepada sumur eksplorasi yang mempunyai cadangan terbukti. Tanah yang bernilai ekonomis, biaya pemboran sumur eksplotasi, baik tak berwujud maupun yang berwujud akan dikapitalisasi bila ditemukan cadangan terbukti dan menjadi beban apabila cadangan tidak ditemukan.

C. *Development Cost*

Biaya-biaya pengembangan adalah biaya-biaya yang terjadi dalam kaitannya dengan kegiatan-kegiatan pada tahap penentuan lokasi

pengeboran dan pengembangan perencanaan yang baik, biaya yang tergabung dalam golongan ini dipisahkan menjadi dua kelompok yaitu :

(1). *Intangible drilling and development cost*.

(2). *Equipment cost*.

Sementara itu biaya *intangible drilling and development* terdiri dari biaya penempatan situs bor lalu, mempersiapkan pengeboran sampai dengan biaya pemasangan situs bor. Sedangkan *equipment cost* itu sendiri adalah biaya *installing well equipment are shipped*. Biaya pengembangan ini akan diperlakukan untuk dikapitalisasi sebagai bagian dari asset minyak dan gas bumi yang meliputi asset sesuai sumur dan peralatan sumur.

D. *Production Cost*

Biaya-biaya produksi adalah biaya-biaya yang berhubungan dengan kegiatan mengangkat (*lifting oil and gas*) keatas permukaan tanah yang terdiri dari beban pengurusan tahap pertama, tahap kedua dan tahap ketiga kemudian biaya pengumpulan dalam tangki penimbunan, pemisahan antara minyak dan gas bumi, pengolahan (*treating*) dan yang terakhir biaya penyimpanan untuk siap dipasarkan.

Dalam format *production sharing contract* biaya pemulihan mendapat perhatian yang sangat penting sehingga menjadi bahan atau permasalahan yang dinegosiasikan oleh kedua belah pihak dalam membuat perjanjian. Pengertian *operating cost* menurut *production sharing contract section* adalah :

” *Operating costs means expenditures made and obligations incurred in carrying out Petroleum Operations here under determined in accordance with the Accounting Procedure attached here to and made a part here of.*” (Porter: 1965)

Berdasarkan pengertian tersebut nampak bahwa yang dimaksud dengan biaya operasi pada prinsipnya merupakan pengeluaran yang terjadi dalam operasi perminyakan yang dapat diterima oleh prosedur akuntansi yang diterima umum. Biaya pemulihan ini untuk masing-masing negara

berbeda perlakuannya sesuai dengan kesepakatan dan ketentuan dari negara yang bersangkutan. Dalam beberapa literatur disebutkan *cost operating* dengan istilah *cost oil*. Apabila ditelaah lebih lanjut, maka dapat disimpulkan bahwa *cost oil* yang terjadi sejak tahap eksplorasi hingga produksi yang direimburse oleh Kontraktor kepada Pemerintah.

2.2.7 Komponen Cost Recovery

Berdasarkan financial status report summary yang sekarang bernama *Financial Quarter Report* (FQR) yang disampaikan oleh seluruh Kontraktor *production sharing* kepada BP Migas. Pada umumnya cost recovery tersebut terdiri dari dua jenis biaya yaitu *capital costs* dan *non capital costs expenditures* (Porter: 1988).

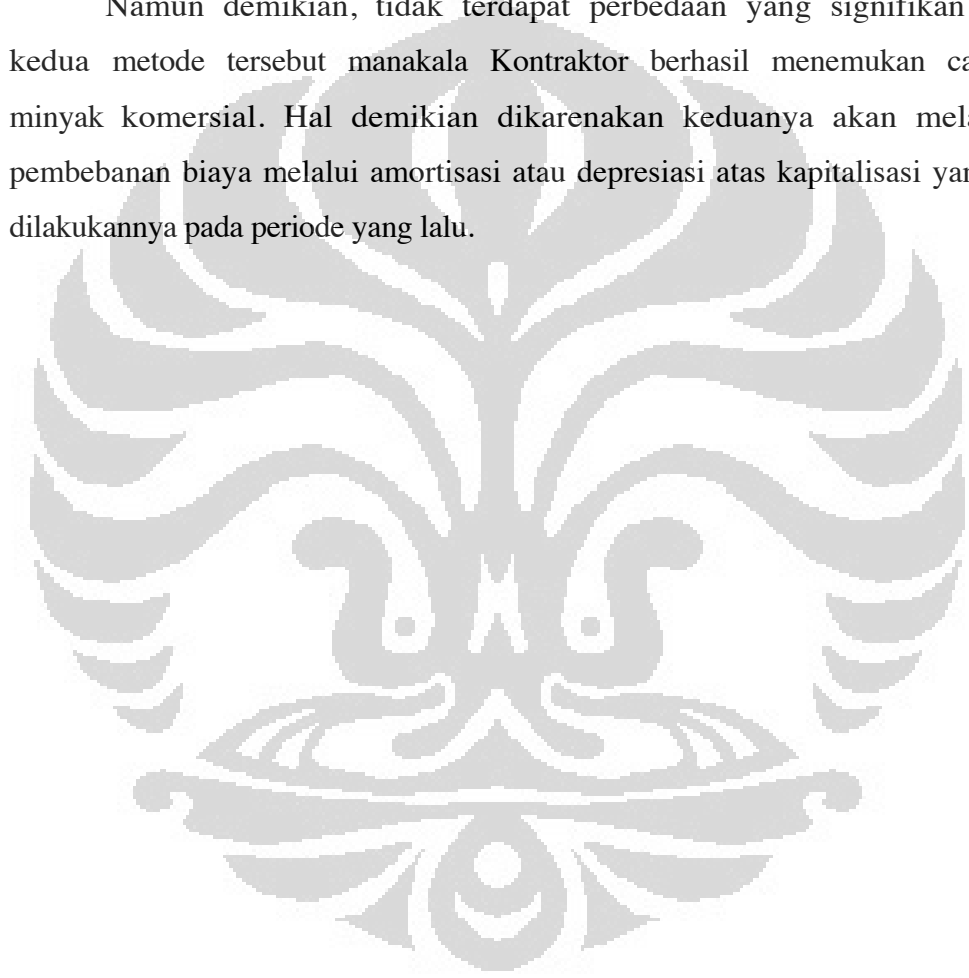
Biaya yang dikelompokkan dalam *capital costs* terdiri dari biaya yang dibebankan secara proporsional pada tahun berjalan sebagai akibat penggunaan barang modal sesuai dengan masa manfaatnya. Sedangkan yang dikelompokkan dalam *expenditures* adalah semua biaya yang dikeluarkan yang penggunaannya tidak memiliki masa manfaat lebih dari satu tahun. Apabila dikelompokkan berdasarkan masanya, biaya itu terdiri dari *current year costs* dan *unrecoverable costs (carry forward)*. *Current year costs* adalah semua biaya yang terjadi pada periode tahun berjalan, sedangkan *unrecoverable costs* adalah biaya yang belum terpulihkan di tahun sebelumnya.

2.2.8 Metode Perlakuan Biaya dalam Industri Migas

Setelah kontraktor berhasil menemukan cadangan minyak, tahap berikutnya adalah membuat kalkulasi jumlah *cost of oil* yang telah dikeluarkannya sesuai dengan prinsip-prinsip akuntansi yang telah diterima umum (*Generally Accepted Accounting Principles /GAAP*). Terdapat dua metode perlakuan biaya dalam industri minyak dan gas bumi, yaitu *Full Cost* (FC) dan metode *Successful Effort* (SE). Menurut metode FC semua biaya dikapitalisasi sebagai bagian dari asset sampai aktivitas perusahaan berhenti. Sedangkan menurut metode SE semua biaya eksplorasi di luar biaya yang dialokasikan ke sumur eksplorasi yang mengandung cadangan minyak

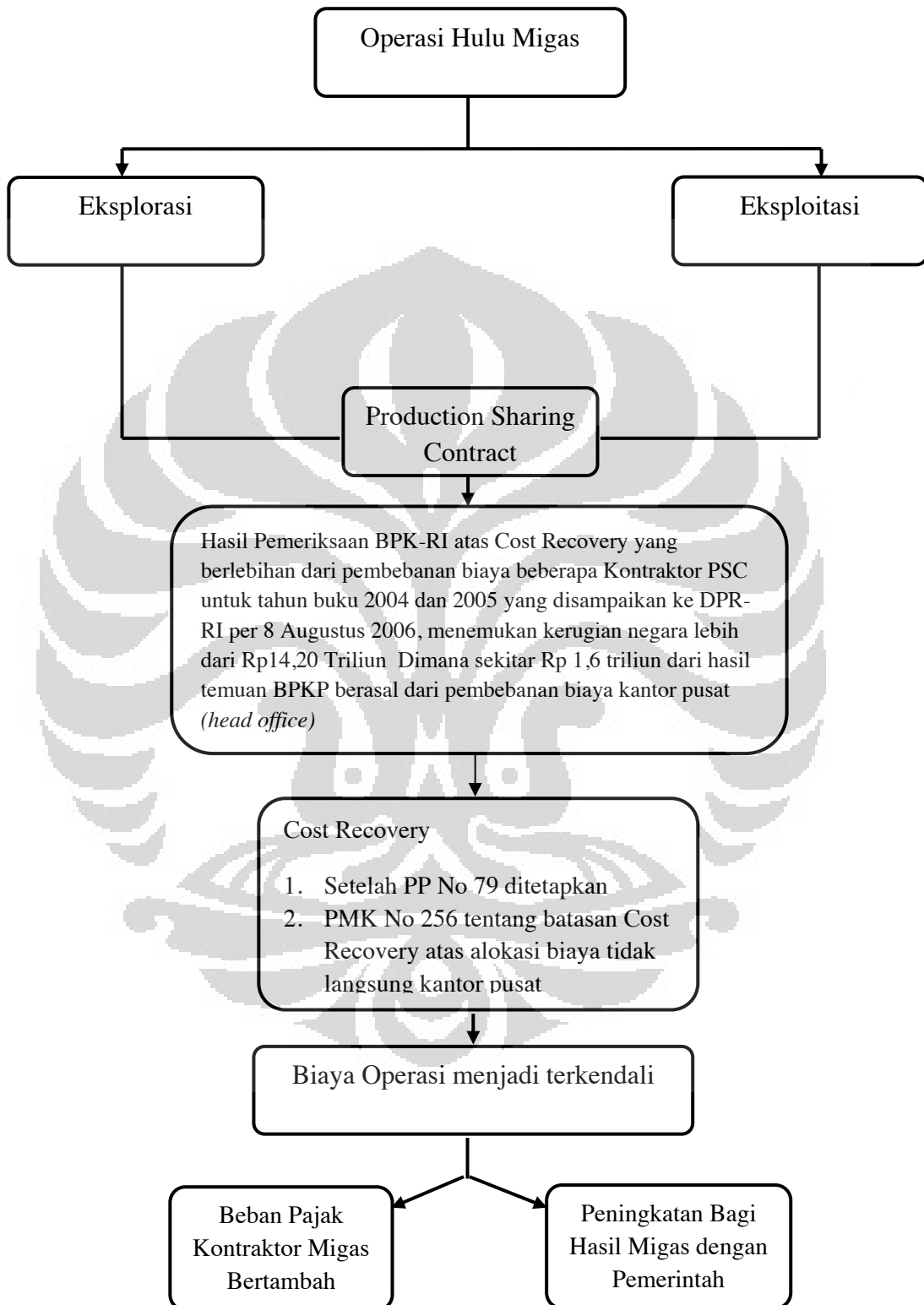
terbukti, diperlakukan sebagai beban pada periode akuntansi yang bersangkutan. Memperhatikan metode perlakuan biaya tersebut dan menghubungkannya dengan sistem pengakuan biaya melalui *cost recovery* yang berlaku pada KPS, nampak bahwa KPS Indonesia menganut metode FC. Indicator yang mendukung adalah kapitalisasi baru dapat diakui apabila kegiatan eksplorasi berhasil menemukan cadangan minyak komersial, dan apabila eksplorasinya gagal maka seluruh biaya menjadi beban Kontraktor.

Namun demikian, tidak terdapat perbedaan yang signifikan antara kedua metode tersebut manakala Kontraktor berhasil menemukan cadangan minyak komersial. Hal demikian dikarenakan keduanya akan melakukan pembebanan biaya melalui amortisasi atau depresiasi atas kapitalisasi yang telah dilakukannya pada periode yang lalu.



Gambar 2.4

SKEMA KERANGKA PEMIKIRAN



Penjelasan:

Dalam kegiatan operasi Hulu MIGAS terdapat dua aktivitas penting yaitu eksplorasi dan eksploitasi . Walaupun berdasarkan Pasal 11 Undang-undang Nomor 8 Tahun 1971 menyatakan bahwa Pertamina (sekarang sudah dialihkan kepada BP MIGAS) sebagai pemegang kuasa pertambangan atas seluruh wilayah pertambangan migas di Indonesia, akan tetapi karena keterbatasan modal, teknologi serta resiko yang tinggi pula maka dimungkinkan oleh undang-undang Nomor 8 Tahun 1971 pasal 12 ayat 1 yang menjelaskan bahwa perusahaan (PERTAMINA sekarang BP MIGAS) dapat mengadakan kerjasama dengan pihak lainnya melalui *Production Sharing Contract*.

Di dalam perhitungan penghasilan kena pajak dan juga pembagian hasil minyak dan gas bumi, komponen biaya sangatlah penting karena pengenaan pajak dihitung pada penghasilan bersih yang berasal dari penghasilan kotor dikurangi biaya-biaya yang diperkenankan oleh undang-undang karena di dalam pengusahaan minyak dan gas bumi terdapat istilah *uniformity principle* yang memiliki arti bahwa *cost of oil* haruslah sama dengan *cost of tax*. Ketentuan penghasilan kotor untuk badan usaha atau bentuk usaha sebagai KKKS didasarkan pada pasal 4 (2) Keputusan Menteri Keuangan Nomor 267 Tahun 1978 yang mengatur bahwa pendapatan kotor adalah nilai uang yang direalisasi oleh kontraktor dari produksi bagiannya yang terjual. Namun atas biaya, terdapat komponen penting yaitu biaya yang dapat dijadikan penambah penghasilan kontraktor yang merupakan penggantian biaya operasi oleh pemerintah dimana atas penggantian tersebut pemerintah peroleh dari perhitungan bagi hasil minyak dan gas bumi atau yang disebut juga dengan *cost recovery*.

Bagi kontraktor yang nakal *cost recovery* dapat dijadikan sebagai upaya untuk menghindari pembayaran pajak (*tax avoidance*) ataupun menggelapkannya (*tax evasion*), ketidaktaatan akan aturan pajak (*noncompliance*), laporan atas pendapatan yang terlalu rendah (*missreporting*) maupun perhitungan biaya (*recoverable cost*) yang lebih tinggi. Hasil Pemeriksaan BPK-RI atas *Cost Recovery* beberapa Kontraktor PSC untuk tahun buku 2004 dan 2005 mencerminkan masih perlunya peningkatan kontrol BPMIGAS dan Departemen

ESDM pada implementasi *cost recovery*. Hasil Pemeriksaan itu sudah disampaikan ke DPR-RI per 8 Agustus 2006. Nilai seluruh Temuan Pemeriksaan BPK itu lebih dari Rp14,20 Triliun. Dimana sekitar Rp 1,6 triliun dari hasil temuan BPKP berasal dari pembebanan biaya kantor pusat (*head office*). Jumlah ini merupakan nilai koreksi pengurangan *cost recovery* yang direkomendasikan oleh BPK-RI untuk perhitungan bagi hasil sesuai *Production Sharing Contract*. *Cost recoverable* yang terlalu tinggi itu telah mengurangi porsi pemerintah atas penambangan minyak dan gas bumi.

Untuk mengantisipasi persoalan *cost recovery* yang timbul akibat kebijakan pemerintah yang masih belum efektif dan efisien atas aktivitas *Production Sharing Contract*, pemerintah menerbitkan PP No 79 Tahun 2010 yang disahkan sejak akhir 2010 melalui penandatanganan oleh Presiden Susilo Bambang Yudhoyono. Peraturan Pemerintah ini menetapkan tentang pengaturan *Cost Recovery* dan Pajak Penghasilan atas usaha di bidang hulu minyak dan gas bumi.

Di dalam penulisan skripsi ini peneliti hanya membatasi penelitiannya untuk mengetahui dasar penetapan kebijakan dan juga metode yang disetujui oleh badan pelaksana atas pembatasan *cost recovery* atas pengeluaran alokasi biaya tidak langsung kantor pusat yang tertuang di dalam PP No 79 pasal 12 ayat 2 huruf f angka (3) yang kemudian sebagai perpanjangan dari peraturan ini dalam hal besaran *cost recovery* atas pengalokasian biaya tidak langsung kantor pusat ditetapkanlah Peraturan Menteri Keuangan Republik Indonesia Nomor 256/PMK.011/2011 tentang batasan pengeluaran alokasi biaya tidak langsung kantor pusat yang dapat dikembalikan dalam perhitungan bagi hasil dan pajak penghasilan bagi kontraktor minyak dan gas bumi.

BAB 3

METODE PENELITIAN

3.1 Metode Penelitian

Metode ialah suatu prosedur atau cara untuk mengetahui sesuatu, yang mempunyai langkah-langkah sistematis. Sedangkan metodologi ialah suatu pengkajian dalam mempelajari peraturan-peraturan suatu metode. Jadi, metodologi penelitian ialah suatu pengkajian dalam mempelajari peraturan-peraturan yang terdapat dalam penelitian. Ditinjau dari sudut filsafat metodologi penelitian merupakan epistemologi penelitian, yaitu menyangkut bagaimana kita mengadakan penelitian (Usman: 2006).

3.1.1 Pendekatan Penelitian

Pendekatan yang peneliti digunakan dalam penulisan skripsi ini adalah pendekatan kualitatif, peneliti berpendapat bahwa metode ini merupakan metode yang paling tepat, karena obyek penelitian (Peraturan Menteri Keuangan No 256/PMK.011/2011) merupakan obyek ilmiah dimana penelitian yang dilakukan tidak akan berpengaruh terhadap kondisi obyek penelitian. Pendapat peneliti didasari oleh definisi Metode penelitian kualitatif menurut Prof. Dr Sugiyono (2007) dalam bukunya Memahami Penelitian Kualitatif:

“metode penelitian kualitatif ialah metode penelitian yang digunakan untuk meneliti pada kondisi obyek yang alamiah (sebagai lawannya dari eksperimen) dimana peneliti adalah sebagai instrument kunci, teknik pengumpulan data dilakukan secara gabungan, analisis data bersifat induktif dan hasil penelitian kualitatif lebih menekankan makna dari pada generalisasi.”

Lebih lanjut kembali Bogdan and Biklen (1982) memaparkan tentang karakteristik penelitian kualitatif, yaitu:

1. *Qualitative research has the natural setting as the direct source of data and researcher is the key instrument.*
2. *Qualitative research is descriptive. The data collected is in the form of words of pictures rather than number.*

3. *Qualitative research are concerned with process rather than simply with joutcomes or products.*
4. *Qualitative research tend to analyze their data inductively.*
5. *“meaning” is of essential to the qualitative approach.*

Berdasarkan karakteristik tersebut dapat dikemukakan bahwa penelitian kualitatif itu adalah:

1. Dilakukan pada kondisi yang alamiah.
2. Penelitian kualitatif lebih bersifat deskriptif. Data yang terkumpul berbentuk kata-kata atau gambar, sehingga tidak menkankan pada angka.
3. Penelitian kualitatif lebih menekankan pada proses daripada produk atau outcome.
4. Penelitian kualitatif melakukan analisis data secara induktif.
5. Penelitian kualitatif lebih menekankan makna (data dibalik yang teramati)

3.1.2 Jenis Penelitian

Penelitian yang akan dilakukan dapat dikategorikan kedalam beberapa jenis, yaitu berdasarkan tujuan penelitian, manfaat penelitian, dimensi waktu, dan teknik pengumpulan data. Berikut akan dipaparkan lebih jauh kaitan antara jenis–jenis penelitian dengan penelitian yang akan dilakukan :

1. Berdasarkan tujuan penelitian, penelitian ini termasuk kedalam penelitian deskriptif. Definisi dari penelitian deskriptif adalah (Burhan Bungin: 2007, p. 68): “penelitian sosial yang menggunakan format deskriptif kualitatif merupakan penelitian yang bertujuan untuk menggambarkan, meringkaskan berbagai kondisi, berbagai situasi atau berbagai fenomena realitas sosial yang ada di masyarakat yang menjadi obyek penelitian dan berupaya menarik realitas itu ke permukaan sebagai suatu ciri, karakter, sifat, model, tanda atau gambaran tentang kondisi, situasi ataupun fenomena tertentu. Pada intinya deskriptif kualitatif merupakan penelitian eksplorasi dan memainkan peranan yang amat penting dalam menciptakan

hipotesis atau pemahaman orang tentang berbagai variable sosial”. Peneliti menggunakan tujuan deskriptif kualitatif karena peneliti ingin menggambarkan mengenai perumusan batasan *cost recovery* atas pengalokasian biaya tidak langsung kantor pusat yang ditetapkan di dalam Peraturan Menteri Keuangan yang mengatur atas *cost recovery* tersebut, dimana studi ini bersifat eksplorasi, jadi tidak bertujuan menguji hypothesis, atau membuat suatu generalisasi.

2. Berdasarkan manfaat, penelitian ini termasuk dalam penelitian murni, artinya pada penelitian ini manfaat dari hasil penelitian dapat dirasakan oleh akedemisi lain. Peneliti menggunakan penelitian murni karena dilakukan untuk memahami lebih mendalam dan tidak bertujuan untuk memberikan solusi terhadap permasalahan dasar-dasar dan mekanisme di dalam penerapan suatu peraturan yang mengatur *cost recovery* atas alokasi biaya tidak langsung kantor pusat di dalam perusahaan bidang hulu minyak dan gas bumi.
3. Berdasarkan dimensi waktu, penelitian ini tergolong penelitian *cross sectional* karena penelitian dilakukan dalam waktu tertentu dan hanya dilakukan dalam sekali waktu saja dan tidak akan melakukan penelitian lain di waktu yang berbeda untuk dijadikan perbandingan. Peneliti akan melakukan penelitian pada bulan Januari sampai dengan Juni tahun 2012 dalam rangka penetapan Peraturan Menteri Keuangan No. 256/PMK.011/2011 tentang penetapan batasan pengeluaran alokasi biaya tidak langsung kantor pusat yang dapat dikembalikan dalam perhitungan bagi hasil dan pajak penghasilan bagi kontraktor kontrak kerja sama minyak dan gas bumi.
4. Berdasarkan teknik pengumpulan data Teknik pengumplan data yang digunakan adalah :

- 1) Studi Kepustakaan (*Library Research*)

Untuk studi kepastakaan, peneliti mempelajari dan menelaah berbagai literatur (buku - buku, jurnal, majalah, peraturan

perundang – undangan dll) dalam menghimpun sebanyak mungkin ilmu pengetahuan yang berhubungan dengan pokok permasalahan yang diteliti.

2) Studi Lapangan

Menurut Prof. Dr. H.M. Burhan Bungin, S.Sos.,M.Si. di dalam bukunya yang berjudul Penelitian Kualitatif menjabarkan teknik pengumpulan data kedalam banyak cara yaitu wawancara mendalam, observasi, dokumentasi, metode bahan visual dan data *online*, namun peneliti hanya menggunakan wawancara mendalam di dalam melakukan studi lapangan ini. Secara umum wawancara mendalam adalah proses memperoleh keterangan untuk tujuan penelitian dengan cara Tanya jawab sambil bertatap muka antara pewawancara dengan informan, dimana informan tersebut terlibat di dalam obyek penelitian dan di anggap sudah mengetahui secara mendalam tentang obyek penelitian yang akan kita teliti. Materi wawancara adalah tema yang ditanyakan kepada informan, berkisar antara masalah atau tujuan penelitian.

3.1.3 Informan

Pemilihan narasumber atau informan harus sesuai dengan masalah yang akan diteliti. Oleh karena itu, wawancara dilakukan kepada beberapa informan yang harus memiliki kriteria mengacu pada apa yang dikatakan (Neuman: 2003, p. 394-395) yaitu:

1. Pemberi informasi harus mengetahui keadaan lingkungan yang akan diteliti, misalnya dari segi budaya.
2. Individu pemberi informasi harus seseorang yang berpartisipasi aktif di lapangan.
3. Informan tersebut bisa meluangkan waktunya untuk peneliti.
4. Individu non analisis merupakan informan yang baik karena individu non analisis tersebut familiar dengan teori yang ada dan *common sense*.

Berdasarkan kriteria tersebut, pada penelitian ini wawancara mendalam (*depth-in interview*) dilakukan dengan beberapa informan yaitu:

1. Direktorat Jendral Pajak

Wawancara dilakukan kepada pihak Direktorat Jendral Pajak (DJP) yaitu Bapak Robert selaku Sub Direktorat PPh Badan, Peraturan Pelaksana 2 (PP2) sebagai pembuat regulasi kebijakan fiskal terkait Peraturan Pemerintah Republik Indonesia No. 79 Tahun 2010.

2. Asisten Manajer Pengembangan dan Prospek dari PT.PEPC

Wawancara dilakukan kepada Bapak Erwin Kusuma selaku asisten Manajer Pengembangan dan Prospek PT. PEPC selaku KKKS untuk mengetahui perencanaan pengalokasian biaya-biaya kantor pusat.

3. Pihak BP MIGAS

Wawancara dilakukan kepada pihak BP MIGAS yaitu Bapak Herdjuno Purnomo selaku kepala Subdinas Evaluasi Kebijakan Fiskal selaku badan pengawasan kegiatan usaha hulu bidang minyak dan gas bumi.

4. Akademisi

Wawancara dilakukan kepada Profesor Gunadi selaku ahli pajak untuk mengetahui pandangan dan penjelasan mengenai dasar-dasar penetapan kebijakan atas alokasi tidak langsung kantor pusat.

5. Badan Kebijakan Fiskal

Wawancara dilakukan kepada Badan Kebijakan Fiskal selaku regulasi kebijakan fiskal khususnya Peraturan Menteri Keuangan Nomor 256/PMK.011/2011 yang diwakilkan oleh Bapak Joni Kiswanto sebagai Kepala Sub Bidang PPh.

3.1.4 Proses Penelitian

Proses penelitian ini diawali dengan melakukan pencarian tema yang akan diangkat sebagai bahan skripsi peneliti. Peneliti memulai dengan mencari dan memahami peraturan terkait mengenai pembatasan *cost recovery*, selanjutnya peneliti mencari artikel berita dan pendapat ahli mengenai permasalahan yang

terjadi sebelum peraturan ini ditetapkan. Dari berbagai informasi yang didapat dan hasil diskusi dengan beberapa pihak, peneliti mulai merumuskan permasalahan yang akan menjadi fokus penelitian. Peneliti merumuskan permasalahan menjadi tiga bentuk pertanyaan penelitian yang bertujuan menganalisis dasar pertimbangan atas pembatasan pengeluaran alokasi biaya tidak langsung kantor pusat yang dapat dikembalikan dalam perhitungan bagi hasil dan pajak penghasilan bagi kontraktor minyak dan gas bumi yang sebesar 2% seperti yang dituangkan di dalam Peraturan Menteri Keuangan Republik Indonesia Nomor 256/PMK.011/2011 yang merujuk kepada Peraturan Pemerintah Republik Indonesia Nomor 79 tahun 2010 Pasal 12 ayat (2) huruf f angka 3 kemudian untuk mengetahui dasar pertimbangan perbedaan perlakuan dalam pengalokasian tersebut berdasarkan masa eksplorasi dan masa eksploitasi dan yang terakhir cara perhitungan pengeluaran alokasi biaya tidak langsung kantor pusat.

Di dalam melakukan penulisan ini peneliti memulai dengan menulis pendahuluan yang diawali dengan penulisan latar belakang masalah yang memberikan gambaran penelitian ini agar menarik untuk diteliti. Tahap berikutnya peneliti menulis perumusan permasalahan ke dalam bentuk pertanyaan penelitian. Kemudian dilanjutkan dengan penulisan tujuan penelitian, signifikansi penelitian, dan sistematika penulisan.

Pada tahap selanjutnya peneliti memulai penulisan kerangka pemikiran yang diawali dengan tinjauan pustaka berupa kajian literatur dari perpustakaan serta peneliti menulis teori-teori yang akan dianalisis dengan permasalahan penelitian. Setelah itu peneliti melakukan penulisan metode penelitian dengan menjabarkan pendekatan penelitian, beserta alasan memilih pendekatan penelitian. Kemudian peneliti menentukan jenis penelitian, menentukan teknik pengumpulan data, menentukan informan, menjabarkan tahapan proses penelitian, menentukan objek penelitian/site penelitian, dan menentukan pembatasan penelitian.

Peneliti melakukan wawancara dengan informan yang telah ditentukan untuk memperoleh data dan informasi yang terkait dengan topik penelitian. Dalam hal ini peneliti melakukan wawancara dengan salah satu KKKS dimana di dalam proses wawancara tersebut peneliti memperoleh data atas perhitungan alokasi biaya tidak langsung kantor pusat, di dalam memperoleh data atas perhitungan alokasi

biaya tidak langsung kantor pusat sebelumnya peneliti juga telah melakukan praktek kerja lapangan (*internship*) di KKKS tersebut. Setelah data dan informasi yang dibutuhkan oleh peneliti terkumpul, peneliti melakukan analisis data tersebut secara kualitatif dan akhirnya membuat kesimpulan serta saran yang diperlukan yang terkait dengan penelitian yang peneliti lakukan.

3.1.5 Penentuan Site Penelitian

Site penelitian dari peneliti seluruh instansi yang terkait dalam perumusan atau penetapan kebijakan ini yaitu: Direktorat Jendral Pajak, BKF, BP MIGAS PT. PEPC dan Akademisi. Alasan peneliti mencantumkan salah satu kontraktor kontrak kerja sama PT. PEPC di dalam penulisan skripsi ini ialah PT. PEPC merupakan salah satu kontraktor minyak dan gas bumi yang baru saja menyelesaikan tahap eksplorasi dan sedang merancang *work plan & budget* untuk masa eksploitasi sehingga peneliti dapat membandingkan pengalokasian biaya tidak langsung kantor pusat pada masa eksplorasi dan eksploitasi dan atas seluruh data terkait PT. PEPC yang peneliti cantumkan pada skripsi ini telah diperoleh persetujuan dari manajemen PT. PEPC untuk dapat peneliti publikasikan.

3.1.6 Batasan Penelitian

Untuk penelitian mengenai analisis kebijakan Peraturan Menteri Keuangan No. 256/ PMK.011/2011 yang merujuk kepada Peraturan Pemerintah Republik Indonesia Nomor 79 tahun 2010 Pasal 12 ayat (2) huruf f angka 3 tentang penetapan batasan pengeluaran alokasi biaya tidak langsung kantor pusat yang dapat dikembalikan dalam perhitungan bagi hasil dan pajak penghasilan bagi kontraktor kontrak kerja sama minyak dan gas bumi, peneliti hanya melakukan penelitian berkaitan dengan dasar-dasar pertimbangan atas kebijakan batasan alokasi biaya tidak langsung yang dapat dikembalikan dalam bagi hasil dan juga penghitungan pajak penghasilan serta implikasi PMK tersebut dalam penghitungan batasan alokasi biaya tidak langsung kantor pusat pada masa eksplorasi dan eksploitasi.

BAB 4

GAMBARAN UMUM PENGUSAHAAN MIGAS DAN BATASAN PENGELUARAN ALOKASI BIAYA TDAK LANGSUNG KANTOR PUSAT DI INDONESIA

4.1 Karakteristik Usaha Hulu dan Migas

Pengambilan minyak dan gas bumi merupakan suatu proses yang panjang dan melalui beberapa tahapan hingga akhirnya bisa terangkat dari dalam perut bumi. Tingkat kesulitan pengambilan sumber daya ini bervariasi tergantung dari lokasi keberadaan cadangan dan lamanya eksploitasi yang telah dilakukan. Umumnya, lokasi cadangan di daratan (*on shore*) memiliki tingkat kesulitan yang relatif lebih rendah dibandingkan dengan yang berada di lepas pantai (*off shore*). Selain itu, semakin lama suatu wilayah tereksplorasi, maka akan semakin sulit proses pengambilan minyak dan gas bumi karena semakin sedikit jumlah cadangan yang tersisa dan letaknya biasanya berada di cekungan yang sempit dan sulit dijangkau (Indonesia Tax Review, volume VI/edisi 08: 2007, p. 4). Tentunya, dengan semakin sulitnya proses pengambilan minyak dan gas bumi ini maka biaya operasi yang dikeluarkan akan semakin besar karena perlu tambahan alat dan teknologi yang semakin canggih agar minyak dan gas bumi ini dapat terangkat dari perut bumi. Melihat pada banyaknya tahapan yang harus dilalui dan peralatan dan teknologi yang dibutuhkan maka dapat dikatakan bahwa usaha minyak dan gas bumi ini menuntut ketersediaan modal yang sangat besar dalam kegiatan operasinya.

Selain itu, industri minyak dan gas bumi memiliki tingkat resiko yang juga tinggi terutama sehubungan dengan tahap eksplorasi. Dalam hal ini, tidak semua sumur yang diindikasikan memiliki cadangan migas dapat benar-benar berproduksi. Umumnya, probabilitas kesuksesan proses eksplorasi untuk menemukan cadangan migas yang terbukti (*proven reserves*) hanya sebesar 10%, artinya dari 10 wilayah eksplorasi hanya satu sumur saja yang secara riil mengandung minyak dan gas bumi dan dapat berproduksi (Machmud: 2000, hal. 155). Jika ternyata proses

eksplorasi gagal, maka dana yang telah dikeluarkan pada tahap tersebut menjadi resiko yang harus ditanggung oleh kontraktor.

Sebagai suatu jenis usaha yang menuntut modal dan teknologi tinggi dan resiko yang juga tinggi, usaha pertambangan minyak dan gas bumi membutuhkan peran serta dari investor dalam operasi usahanya. Negara, sebagai pemegang otoritas wilayah cadangan minyak dan gas bumi, umumnya kurang memiliki kemampuan dari segi pendanaan maupun teknologi untuk melaksanakan kegiatan usaha ini. Oleh karena itu, sebagian besar pengusahaan minyak dan gas bumi dilaksanakan dalam suatu bentuk kerja sama antara pemerintah dan perusahaan sebagai investor.

4.1.1 Ciri Khusus Kegiatan Hulu Minyak dan Gas Bumi di Indonesia

Terdapat ciri-ciri utama dari konsep yang diberlakukan di Indonesia ini, yaitu (Simamora, 2000. p.61-64).

a. Manajemen ada di tangan negara

Manajemen di tangan negara artinya negara ikut serta dalam mengawasi jalannya operasi secara aktif dengan tetap memberikan kewenangan kepada kontraktor untuk bertindak sebagai operator dan menjalankan operasi di bawah pengawasannya. Negara terlibat secara langsung dalam proses pengambilan keputusan operasional yang dijalankan melalui mekanisme persetujuan seperti salah satunya dalam pengalihan *interest* kontraktor.

b. Penggantian biaya operasi (*operating cost recovery*)

Kontraktor mempunyai kewajiban untuk menalangi terlebih dahulu biaya operasi yang diperlukan, yang nantinya akan diganti kembali dari hasil penjualan atau dengan mengambil bagian dari minyak dan gas bumi yang dihasilkan. Kontraktor akan memperoleh kembali biaya operasi setelah produksi komersial.

c. Pembagian hasil produksi (*production split*)

Bagi hasil produksi setelah dikurangi biaya operasi dan kewajiban lainnya merupakan keuntungan yang diperoleh oleh kontraktor dan

pemasukan bagi sisi negara. Besaran pembagian hasil produksi ini berbeda-beda, tergantung masing-masing PSC. Dalam pembagian hasil produksi antara minyak dan gas bumi berbeda. Dalam pembagian hasil produksi minyak, biasanya negara mendapatkan bagian yang lebih besar daripada kontraktor, sebaliknya untuk pembagian hasil produksi gas bumi biasanya negara mendapatkan bagian yang lebih kecil dibanding yang diterimanya dalam minyak. Hal ini dikarenakan secara teknologi, komersial dan finansial minyak lebih mudah pengelolaannya. Upaya yang dikeluarkan kontraktor untuk memproduksi dan memasarkan minyak relatif lebih kecil dibanding dengan gas bumi, sehingga wajar jika bagian kontraktor dari hasil produksi minyak lebih kecil daripada gas bumi.

d. Pajak (*tax*)

Pengenaan pajak ini didasari atas ketentuan hukum perpajakan suatu negara yang dikenakan atas kegiatan operasi kontraktor terutama pengenaan pajak penghasilan. Pengenaan pajak penghasilan ini mempunyai hubungan erat dengan besarnya pembagian hasil produksi antara negara dan kontraktor. Semakin besar bagian negara maka pajak penghasilan yang dikenakan kepada kontraktor akan semakin kecil.

e. Kepemilikan asset ada pada negara

Secara umum semua peralatan yang diperlukan untuk pelaksanaan operasi menjadi hak milik negara setelah dibeli atau depresiasi. Definisi setelah dibeli berbeda antara satu negara dengan negara lain dan metode penghitungan depresiasi yang digunakan berbeda dari satu negara dengan negara lain.

4.1.2 Jangka Waktu

Jangka waktu kontrak kerja sama diatur di dalam Pasal 27 ayat (1) Peraturan Pemerintah No. 35 tahun 2004 sebagaimana telah beberapa kali diubah

terakhir dengan Peraturan Pemerintah No.55 tahun 2009, yang menjelaskan bahwa :

- 1) Jangka waktu Kontrak Kerja Sama sebagaimana yang dimaksud di dalam pasal 24 paling lama 30 tahun.
- 2) Jangka waktu Kontrak Kerja Sama sebagaimana yang disebutkan dalam poin (1), terdiri atas jangka waktu Eksplorasi dan jangka waktu Eksploitasi.
- 3) Jangka waktu Eksplorasi adalah 6 (enam) tahun dan dapat diperpanjang 1(satu) kali paling lama 4 (empat) tahun berdasarkan permintaan dari KKKS selama KKKS telah memenuhi kewajiban minimum menurut Kontrak Kerja Sama yang persetujuannya dilakukan oleh Badan Pelaksana. Selain itu, jika dalam 2 tahun tidak ada program eksplorasi, bagian wilayah tersebut harus dikembalikan kepada pemerintah.
- 4) Apabila dalam jangka waktu Eksplorasi sebagaimana dimaksud di atas KKKS tidak menemukan cadangan Minyak dan/atau Gas Bumi yang dapat diproduksi secara komersial maka KKKS wajib mengembalikan seluruh Wilayah Kerjanya.

Berdasarkan Pasal 28 ayat (1) ditentukan bahwa “Kontrak Kerja Sama sebagaimana dimaksud dalam pasal diatas, dapat diperpanjang dengan jangka waktu perpanjangan paling lama 20 (dua puluh) tahun untuk setiap kali perpanjangan”. Dalam ayat (5) pasal tersebut menentukan bahwa permohonan perpanjangan Kontrak Kerja Sama sebagaimana dimaksud dalam ayat (3) dapat disampaikan paling cepat 10 (sepuluh) tahun dan paling lambat dua tahun sebelum Kontrak Kerja Sama berakhir.

4.2 Bentuk Perjanjian Usaha Minyak dan Gas Bumi

Berdasarkan kontrak kerjasama negara-negara di dunia yang mengatur pemberian hak pengusahaan pertambangan minyak dan gas bumi antara negara dan perusahaan atau yang disebut juga sebagai kontraktor, maka bentuk perjanjian

pengusahaan migas dapat dikategorisasi ke dalam lima jenis, yaitu (Simamora: 2000, p.37):

1. Konsesi (concession)
2. Kontrak Production Sharing (Production Sharing Contract)
3. Kontrak Jasa Resiko (Risk Service Contract)
4. Kontrak Jasa (Service Contract)
5. Usaha Patungan (Joint Venture)

Namun, jika ditinjau lebih dalam khususnya dari aspek kepemilikan sumber daya migas, maka sebenarnya jenis perjanjian diatas dapat dipersempit lagi ke dalam dua bentuk utama, yaitu yang bersifat konsesional dan yang bersifat kontraktual (Johnston:1994, P. 21). Konsesi termasuk ke dalam yang bersifat konsesional, dimana pemegang hak konsesi bukan merupakan kontraktor dari negara dalam mengusahakan pertambangan migas, tetapi menjalankan sendiri hak pertambangan migas tersebut dan menguasai hasil produksinya berdasarkan konsesi (izin) yang diperolehnya. Jadi dalam hal ini, status kepemilikan migas berada pada kontraktor dan bukan milik negara. Sebagai kompensasi atas pengambilan migas tersebut, kontraktor akan membayarkan sejumlah penerimaan kepada negara dalam bentuk royalti dan pajak. Kepemilikan peralatan dan aset yang secara permanen melekat di dalam tanah dan digunakan dalam tahap eksplorasi dan eksploitasi migas akan berada di tangan negara pada saat berakhirnya batas waktu perjanjian. Jadi, selama kontraktor masih berada dalam rentang waktu perjanjian dan masih menggunakan peralatan tersebut untuk operasinya, maka status kepemilikannya tetap berada di kontraktor yang bersangkutan.

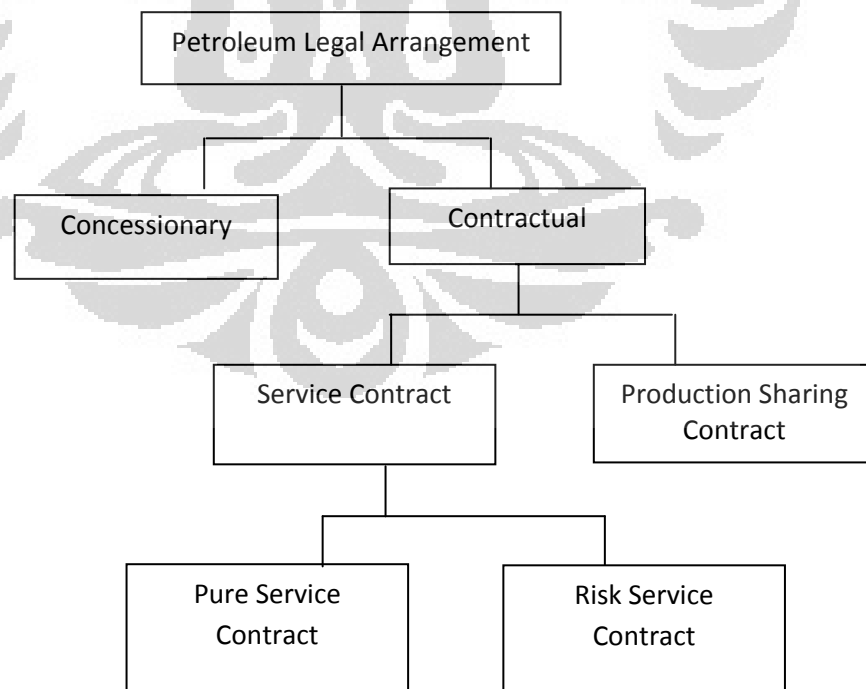
Di sisi lain, Kontrak Production Sharing, Kontrak Jasa Resiko, dan Kontrak Jasa termasuk ke dalam yang bersifat kontraktual. Dalam sistem ini, perusahaan penandatangan perjanjian merupakan kontraktor dari negara atau perusahaan negara yang menjalankan usaha pertambangan migas menurut perjanjian yang ditandatangani di bawah kontrol negara atau perusahaan negara. (Simamora: 2000, p. 38). Konsekuensinya, hasil produksi penambangan migas tetap berada di tangan bagi hasil penambangan atau pembayaran fee atas jasa

penambangan yang dilakukan. Status kepemilikan peralatan dan asset yang digunakan dalam operasi untuk tahap eksplorasi dan eksploitasi sepenuhnya berada pada negara semenjak peralatan dan asset tersebut diperoleh kontraktor yang bersangkutan. Sistem kontraktual ini lebih banyak dianut oleh negara-negara berkembang, salah satunya adalah Indonesia yang mempergunakan Kontrak Production Sharing dalam penyelenggaraan usaha pertambangan minyak dan gas bumi.

Jenis perjanjian terakhir, yaitu Joint Venture, selalu terikat dan didasarkan pada salah satu bentuk perjanjian, apakah itu konsesional ataupun kontraktual. Inti dari Joint Venture ini maksudnya negara baik secara langsung atau melalui perusahaan negara turut menyediakan modal menurut ketentuan dan persyaratan perjanjian tertentu. Jadi, jenis ini lebih menekankan pada adanya pembagian modal antara negara dan kontraktor migas.

GAMBAR 4.1

Klasifikasi Sistem Perjanjian Pertambangan Minyak dan Gas Bumi



Sumber: diolah oleh peneliti

4.3 *Production Sharing Contract*

Menurut Daniel Johnson (*International Petroleum Fiscal Systems and Production Sharing Contract*) kontrak *production sharing* adalah :”A contractual agreement between a contractor and a host government whereby the contractor bear all exploration costs and development and production costs in return for a stipulated share of production resulting from this effort”. (Johnson: 1994)

Dalam definisi tersebut terdapat 3 (tiga) hal penting yaitu :

1. Merupakan persetujuan (kontrak) antara kontraktor dan Pemerintah (pemilik).
2. Kontraktor berkewajiban untuk menyediakan seluruh biaya eksplorasi, pembangunan dan produksi.
3. Pemulihan (penggantian) biaya ditetapkan berdasarkan hasil produksi dari hasil usahanya.

Konsep dasar *Production Sharing Contract* merupakan suatu model yang dikembangkan dari konsep perjanjian bagi hasil yang telah lama dikenal dalam hukum adat Indonesia. Kontrak perjanjian ini pertama kali diterapkan di Indonesia pada tahun 1966 melalui perjanjian antara Pertamina dengan IIAPCO dan kemudian diikuti oleh beberapa negara lainnya. Indonesia sendiri dapat dikatakan sebagai pencipta dari model kontrak usaha migas tersebut yang hingga kini telah diadopsi oleh banyak negara di dunia. *Production Sharing Contract* memiliki definisi sebagai: “A contractual agreement between a contractor and host government whereby the contractor bears all exploration costs and development and production cost in return for a stipulated of the production resulting from this effort.”(Johnston: 1994, p. 310). Dari definisi ini, ada tiga karakteristik utama yang terdapat dalam Kontrak *Production Sharing*, yaitu:

1. Merupakan persetujuan (kontrak) antara kontraktor dan pemerintah,
2. Kontraktor berkewajiban untuk menyediakan seluruh biaya eksplorasi, pengembangan dan produksi,

3. Pemulihan biaya (*cost recovery*) ditetapkan berdasarkan pembagian hasil produksi dan hasil usahanya.

Production Sharing Contract merupakan pola kerja sama atau aliansi usaha yang hingga saat ini dianggap paling mampu menjabarkan falsafah nasional yang menempatkan minyak dan gas bumi sebagai sumber kekayaan alam dari bumi Indonesia. Melalui kontrak *production sharing*, sebuah kerja sama usaha dapat diselenggarakan, dimana penguasaan atas hasil usaha tetap berada pada negara yang diwakili oleh BP MIGAS. Unsur pelaksanaan usaha sendiri sepenuhnya diserahkan kepada mitra usaha yang memiliki kemampuan modal dan teknologi untuk melaksanakannya. Jika dilihat seluruh unsur yang berada dalam sebuah usaha terpenuhi secara lengkap dalam kontrak dengan kejelasan pembagian tanggung jawabnya.

Selain itu hal yang harus ditekankan dalam *Production Sharing Contract* yaitu berkaitan dengan perhitungan bagi hasil antara pemerintah dan kontraktor. Dalam hal ini, pembagian hasil usaha dihitung berdasarkan pada pembagian hasil yang nyata, bukan pada pembagian pendapatan usaha dan bukan pula pada pembagian keuntungan.

4.4 Perkembangan Kontrak *Production Sharing*

Sejalan dengan perjalanan dari waktu ke waktu kontrak bagi hasil selalu mengalami modifikasi sesuai dengan perkembangannya, dengan harapan dapat mengadopsi kebutuhan para pihak yang terlibat dalam kerjasama. Namun demikian, kontrak yang dimodifikasi lebih diarahkan terhadap masalah yang berkaitan dengan keuangan (fiskal), untuk mengamankan tujuan-tujuan bisnis, baik dari pihak pemerintah Indonesia (Pertamina) ataupun pihak kontraktor. Modifikasi ini dibuat berkaitan dengan berbagai isu seperti perubahan peraturan fiskal di negara asal kontraktor, fluktuasi, harga minyak mentah dan sebagainya. Berdasarkan pada modifikasi yang telah dilaksanakan, terdapat perubahan komposisi bagi hasil yaitu sebagai berikut :

Tabel 4.1
Pembagian Hasil Minyak Mentah Antara Kontraktor Dengan Pemerintah

Production sharing	pra-1984 (1966- 1975)	1984	1991	1994	2001- sekarang
Government share	65,91%	71,15%	71,28%	73,22%	73,22%
Contractor Share	34,09%	28,85%	28,72%	26,78%	26,78%

Penjelasan mengenai pokok-pokok perubahan kontrak bagi hasil selama 5 generasi akan dijelaskan sebagai berikut:

A. Generasi Pertama (1966 - 1975)

Dalam KPS generasi pertama ini yang menjadi ciri utamanya adalah sebagai berikut :

1. KPS menanggung resiko eksplorasi. Apabila cadangan minyak ditemukan, pemulihan biaya (*cost recovery*) dibatasi maksimum 40% per tahun dari jumlah pendapatan minyak yang dihasilkan selama tahun tersebut.
2. Dari 60 % pendapatan setelah dipotong biaya operasi dibagi 65 % untuk keuntungan Pemerintah (Pertamina) dan 35 % untuk Kontraktor.
3. Kontraktor wajib memenuhi kebutuhan Bahan Bakar Minyak dalam negeri secara proporsional (maksimum 25 % bagiannya) dengan harga US \$ 0,20/ barel.
4. Manajemen operasi dipegang oleh Pertamina.
5. Pertamina membayar pajak pendapatan Kontraktor kepada pemerintah.
6. Semua peralatan dan fasilitas yang dibeli oleh Kontraktor menjadi milik Pertamina.
7. 10 % dari interest Kontraktor ditawarkan kepada perusahaan nasional Indonesia setelah lapangan dinyatakan komersial.
8. Sejak tahun 1974 sampai dengan tahun 1977, Kontraktor diwajibkan membayar biaya tambahan kepada Pemerintah.

B. Generasi Kedua (1978-1987)

Generasi kedua mengalami beberapa perubahan seperti:

1. Batasan *Cost Recovery* ditiadakan . *Cost Recovery* terdiri dari *capital costs* dan *non capital costs*, termasuk *intangibile cost*. *Capital cost* dapat diperoleh kembali melalui depresiasi dalam waktu tujuh tahun, dengan menggunakan *system double declining balance*. Ketentuan ini memberi keuntungan kepada Kontraktor untuk menikmati *high front end recovery*.
2. Produksi minyak setelah diambil biaya operasi dibagi menjadi 65,91 % untuk Pertamina dan 34,09 % untuk Kontraktor, sedangkan produksi gas dibagi menjadi 31,82 % untuk Pertamina dan 68,18 % untuk Kontraktor.
3. Kontraktor membayar pajak sebesar 56 % secara langsung kepada Pemerintah.
4. Pada tahun 1984. Peraturan Perundang-undangan Pajak baru berlaku untuk Kontraktor Production Sharing dengan tarif pajak 48 % dan diberlakukan mulai tahun 1987. Dengan demikian pembagian hasil minyak berubah menjadi 71,15 % untuk Pertamina dan 28,85 % untuk Kontraktor, dan untuk gas menjadi 42,31 % buat Pertamina dan 57,64 % bagi Kontraktor.
5. Bagian bersih setelah dikurangi pajak dibagi menjadi :
 - (1) Minyak Bumi: Pertamina(Indonesia)/ Kontraktor = 85 / 15
 - (2) Gas: Pertamina (Indonesia)/ Kontraktor = 85 / 15
6. Untuk *new fields* Kontraktor diberikan kredit investasi terhadap capital cost yang dikeluarkan untuk fasilitas produksi sebesar 20 %.
7. Untuk kontrak yang diperpanjang atau baru, *Domestic Market Obligation* (DMO) selama lima tahun pertama dengan harga ekspor penuh, sedangkan untuk selanjutnya dengan fee sebesar US \$ 0,20 / barel.

C. Generasi Ketiga (1984 - 1987)

KPS generasi ketiga ini ditandai dengan diaplikasikannya FTP (First Tranche Petroleum). Yang dimaksud dengan FTP adalah merupakan volume sebesar 20 % dari total produksi, yang diambil pertama kali sebelum penghitungan biaya operasi, yang dibagi antara Pertamina dan Kontraktor seperti yang tercantum dalam kontrak.

Adapun yang menjadi pokok-pokok pengaturan dalam KPS generasi ketiga adalah :

1. Perbaikan harga DMO dari US \$ 0,20 / barel menjadi 10 % dari harga ekspor untuk produksi dari ladang baru.
2. Deregulasi prosedur pengadaan barang dan jasa oleh Kontraktor.
3. Ketentuan bahwa pendapatan Indonesia minimum 49% untuk memperoleh *Commerciality* diadakan, demikian pula untuk pemberian kredit investasi.
4. Pembagian produksi untuk lapangan marginal, di daerah frontier laut dalam, bantuan tersier dan hasil *Earn On Return* (EOR), dibuat jauh lebih menarik. Hal lainnya yang dicakup dalam perbaikan ini adalah berupa peningkatan sharing split untuk produksi yang lebih progresif, yaitu :
 - (1) Produksi hingga 50 MBOPD = 80 % : 20 %
 - (2) Produksi antara 50-150 MBOPD = 85 % : 15 %
 - (3) Produksi diatas 150 MBOPD = 90 % : 10 %

Selanjutnya pada tanggal 22 Pebruari 1989 Pemerintah mengeluarkan kembali paket insentif yang dimaksudkan untuk lebih memacu agar aktifitas eksplorasi di daerah yang mempunyai tingkat kesulitan sangat tinggi (frontier) lebih mendapat perhatian dari pihak investor sehingga kegiatan eksplorasi di daerah tersebut semakin bergairah.

Adapun inti dari paket insentif tersebut adalah :

1. Pembagian untuk lapangan Marginal dan Tertiary EOR. Pembagian untuk wilayah konvensional 80 : 20 dan pada wilayah frontier 75 : 25.
2. Pembagian untuk produksi di daerah Pre-tertiary dan laut

dalam. Pembagian tambahan untuk produksi di frontier.

3. Investment Credit untuk laut dalam 110 % minyak dan 55 % gas.
4. Perpanjangan masa eksplorasi 6 tahun, yaitu 1 X 4 tahun.
5. Harga gas, diorientasikan pada komersialitas pengembangan lapangan.
6. Akses data, tidak terbatas pada lahan yang ditenderkan.
7. Perolehan data lapangan, dilakukan oleh Pertamina dan terbuka bagi Kontraktor.

D. Generasi Keempat (1988 - 2001)

Dalam generasi keempat, terdapat perbedaan yang sangat menonjol dengan generasi-generasi sebelumnya, antara lain :

1. Operator ditangani oleh Perusahaan Negara melalui Joint Operating Body (JOB)
2. Komponen interest holder, antara Perusahaan Negara dengan kontraktor adalah 50 : 50
3. Obyek KPS adalah hasil produksi (*crude oil*) dengan ketentuan 50:50.
4. Pembiayaan mulai dari tanggal efektif sampai *production commense* menjadi kewajiban Kontraktor. Selanjutnya Pertamina melakukan pemenuhan kewajiban pembiayaan Participating Interest melalui cash call sebesar 50%.
5. Pemulihan biaya (*Cost Recovery*) diatur dengan mekanisme 50% dari perbedaan antara sunk cost dan pre production. Sedangkan untuk development cost dengan uplift (diatas) 50%. Selanjutnya secara advance cash call, dengan opsi sole risk untuk program masa eksplorasi kewajiban pembiayaan yang 50% diambil dari bagian produksi PPI.

E. Generasi Kelima (2001 - sekarang)

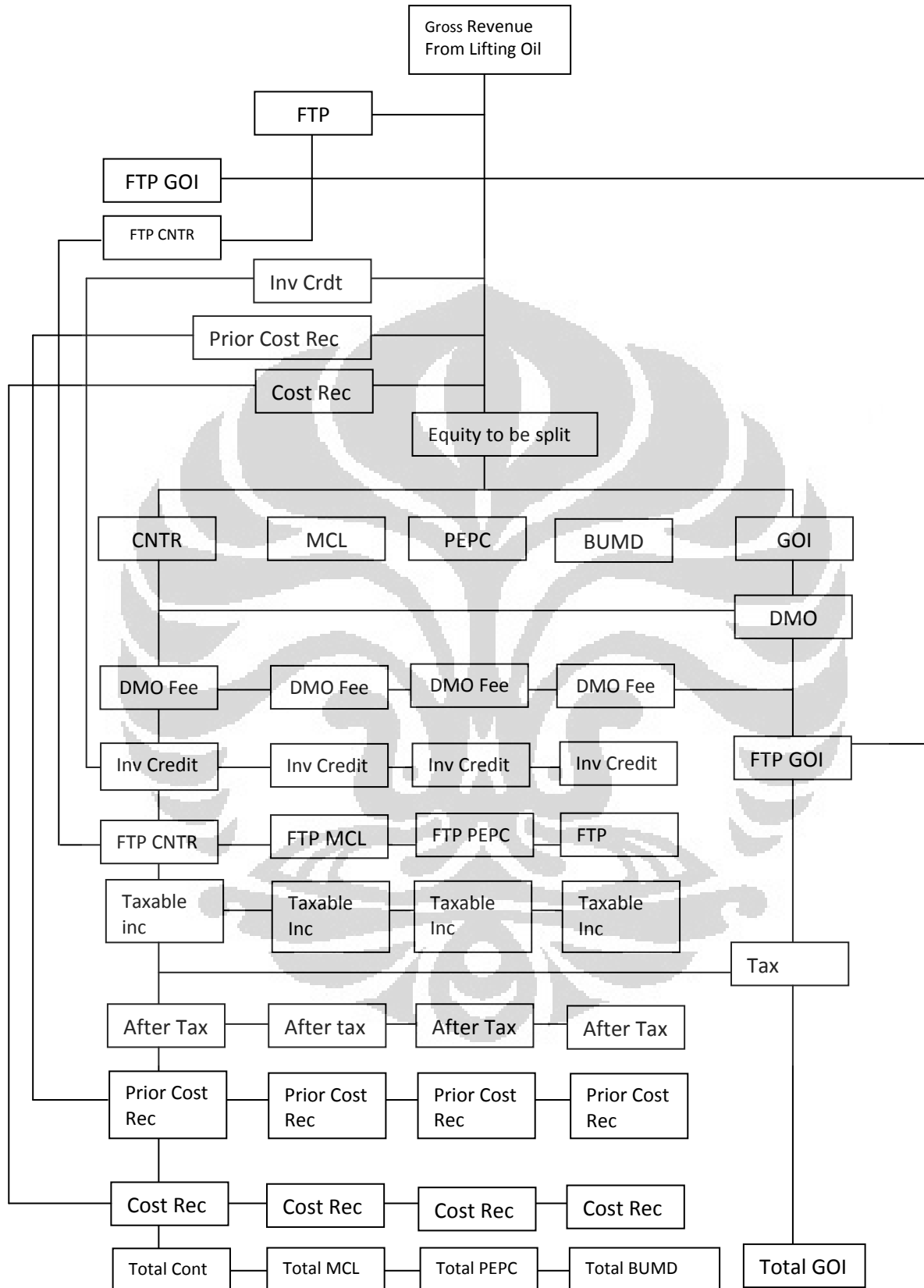
Dalam generasi kelima, perbedaan terjadi akibat terbitnya Undang-Undang Nomor 22 tahun 2001 tentang Minyak dan Gas Bumi serta Peraturan Pemerintah Nomor 42 Tahun 2002 tentang Badan Pelaksana Kegiatan Usaha

Hulu Minyak dan Gas Bumi, antara lain :

1. kewenangan Pertamina tersebut telah dialihkan kepada BP MIGAS serta merubah kontraktor PSC menjadi Kontraktor Kontrtak Kerja Sama (KKKS).
2. Operator ditangani oleh Perusahaan Negara melalui *Joint Operating Agreement (JOA)*.
3. Komponen interest holder, antara Perusahaan Negara dengan kontraktor dan BUMD adalah 45%:45%:10% , berikut gambar intreset holder di salah satu KKKS yang peneliti peroleh saat peneliti melakukan riset dan data ini telah disetujui untuk dapat dipublikasikan di dalam penulisan skripsi ini.



Gambar 4.2 Struktur bagi hasil PSC salah satu KKKS



Sumber: Diolah Oleh Peneliti

Keterangan:

- A. GOI (Government of Indonesia) ialah Pemerintah yang menjalankan amanat pengelolaan SDA yang secara operasional teknis dilakukan oleh BP Migas dalam bidang produksi hulu untuk minyak dan produksi hulu-hilir untuk gas (hilir minyak ditangani oleh BPH Migas).
- B. Sedangkan Contractor ialah perusahaan migas yang melakukan kegiatan migas di Indonesia. Dikenal juga dengan PSC/ KPS (Kontraktor Production Sharing), atau sekarang KKKS (Kontraktor Kontrak Kerja Sama).
- C. Lifting Oil ialah Produksi Oil dalam Barel Oil .
- D. Equity to be Split ialah bagi hasil antara GOI dan Con yakni 73,2143% : 26,7857% (before tax) (Oil).
- E. FTP (First Tranche Petroleum) ialah bagian lifting yang disisihkan sejumlah tertentu (20%) untuk dibagi antara GOI dan Contractor.
- F. Investment Credit, bentuk insentif pemerintah kepada kontraktor migas untuk lebih memberikan daya saing investasi migas di Indonesia dibandingkan negara lain. Jika kontraktor migas mendapatkan fasilitas investment credit berarti dia memperoleh hak untuk meminta ganti kepada pemerintah sebesar prosentase tertentu atas nilai investasi yang berhubungan langsung dengan pembangunan fasilitas produksi.
- G. Prior Cost Recovery, ialah biaya yang terlebih dahulu diganti dari produksi minyak, biaya ini merupakan biaya yang dikeluarkan kontraktor baru saat membeli atau membayarkan hak pengolahan sumur yang pernah dikelola kontraktor lama yang tidak mampu melanjutkan pengolahan dan pengembangan sumur.
- H. Cost Recovery , ialah biaya investasi dan operasi produksi migas yang dikeluarkan Contractor dan dibayar GOI dalam mekanisma bagi hasil produksi.
- I. DMO (Domestic Market Obligation) ialah kewajiban kontraktor menjual minyak di Indonesia (25% dari jatah/entitlement Contractor), dengan harga DMO fee 15% harga ekspor atau 25% harga ekspor untuk kawasan timur Indonesia. DMO fee tersebut berlaku setelah produksi lebih dari 60

bulan, jika kurang 60 bulan maka 100% harga pasar hal ini diatur di dalam UU Nomor 22 tahun 2001.

Dari kelima generasi tersebut, terdapat dua hal penting yang perlu mendapat perhatian dan ini menjadi hal yang signifikan dalam perkembangan generasi KPS, yaitu cost recovery dan pajak. Sehubungan dengan cost recovery terjadi perubahan yang mendalam yaitu dimulai pada generasi kedua. Semula cost recovery dibatasi maksimal 40 %. Sejak generasi kedua (1976) hingga saat ini, besarnya cost recovery tidak dibatasi artinya mendapat pemulihan 100 % dari pemerintah. Perubahan ini mengisyaratkan berapapun besarnya *cost oil* yang telah dikeluarkan oleh Kontraktor, sepenuhnya akan menjadi tanggungan pemerintah. Kondisi ini merupakan peluang bagi Kontraktor untuk lebih meningkatkan keberhasilan menemukan cadangan minyak. Untuk pajak, yang semula tidak diwajibkan untuk membayar pajak, terhitung tahun 1978 Kontraktor berkewajiban membayar pajak dengan menggunakan tarif efektif hingga saat ini (Yuwono: 2001).

4.5 Tahapan Kegiatan Usaha Hulu Migas

Proses penambangan minyak dan gas bumi dapat dibagi ke dalam beberapa tahap, yaitu (Tordo: 2007, p. 3)

1. Licensing

Pemerintah membuka lisensi proyek penambangan untuk suatu blok yang kemudian terjadi kesepakatan dengan kontraktor migas untuk melakukan eksplorasi dan eksploitasi minyak dan gas bumi tanpa adanya pemindahan kepemilikan atas minyak dan gas bumi tersebut.

2. Exploration

Setelah memperoleh hak penambangan, kontraktor melakukan survey geologi dan geofisika untuk memperoleh data-data mengenai kandungan migas yang nantinya akan diproses dan diinterpretasikan. Jika data tersebut menampilkan informasi-informasi yang menjanjikan mengenai cadangan migas, maka akan dilanjutkan dengan pengeboran eksplorasi.

3. Appraisal

Pada tahapan ini, terjadi pengeboran yang lebih dalam untuk mengetahui jumlah cadangan minyak dan gas bumi yang terkandung, mekanisme produksi yang akan dipilih, dan tipe struktur dari minyak dan gas bumi yang ada.

4. Development

Pembangunan sarana dan fasilitas yang dibutuhkan dalam proses produksi dilaksanakan pada tahap ini. Hal tersebut dilakukan setelah kontraktor setuju untuk memproses lebih jauh dalam pengambilan minyak dan gas bumi yang terkandung di dalam wilayah eksplorasi.

5. Production

Pada tahap inilah minyak mentah dan gas bumi secara nyata dihasilkan oleh kontraktor migas. Produksi akan dimulai setelah sumur migas telah benar-benar siap dan seluruh peralatan produksi telah terpasang. Dalam hal ini evaluasi produksi harus terus dilakukan untuk memastikan kelanjutan produktivitas dari sumur tersebut.

6. Abandonment

Merupakan akhir dari penambangan migas karena cadangan yang terkandung di wilayah pengeboran telah habis sehingga masa kegunaan telah berakhir. Di dalam kegiatan usaha hulu mencakupi eksplorasi dan eksploitasi. Definisi dari eksplorasi itu sendiri adalah kegiatan untuk memperoleh data dan informasi mengenai kondisi geologi untuk menemukan dan memperoleh perkiraan cadangan minyak dan gas bumi di suatu wilayah kerja pertambangan (Hutagaol: 2007, p. 235). Dengan demikian, tujuan kegiatan ini adalah untuk mendapatkan penemuan cadangan minyak dan gas baru sebagai pengganti hidrokarbon yang telah diproduksi sehingga kesinambungan produksi dapat terus dipertahankan.

Kegiatan eksplorasi diawali dengan mempelajari sebuah wilayah untuk mendapatkan informasi tentang ada tidaknya kandungan minyak dan gas bumi yang umumnya mengendap dalam rongga atau celah di bawah bumi. Pada

umumnya, minyak, gas dan air ditemukan dalam suatu formasi secara bersamaan, mungkin juga hanya mengandung minyak dan air atau gas dan air tetapi tidak mungkin minyak dan gas tanpa air. Adanya perbedaan berat jenis menyebabkan minyak dan gas mengambang di atas air, sehingga minyak dan gas ditemukan di bagian atas dalam jebakan (Simamora: 2000, p. 1). Proses pencarian ini dinamakan *seismic survey*, dimana hasil dari penginderaan ini akan dijabarkan dalam suatu peta perut bumi yang nantinya menjadi petunjuk mengenai keberadaan cadangan minyak dan gas bumi. Namun, data hasil *seismic survey* ini hanya dapat memberikan gambaran mengenai ada atau tidaknya kandungan minyak dan gas bumi pada formasi tertentu. Mengenai berapa banyak dan bagaimana karakteristik minyak dan gas bumi tersebut baru dapat diketahui setelah pengeboran eksplorasi dilakukan. Pengeboran esplorasi ini akan sangat berperan dalam mengetahui tingkat keekonomian proyek dan metode produksi yang akan dipergunakan dalam tahap selanjutnya.

Setelah pengeboran eksplorasi dan analisa data selesai dan disimpulkan bahwa proses eksploitasi atau produksi bisa dilakukan, maka pekerjaan selanjutnya adalah menerjemahkan data-data hasil pengeboran eksplorasi menjadi suatu skenario produksi. Kinerja produksi sendiri nantinya akan sangat tergantung pada kondisi fisik minyak dan gas bumi dalam cadangan (tekanan dan suhunya), kualitas (berat atau ringannya, tingkat kekentalannya), struktur *reservoir* dimana minyak tersebut berada dan teknologi yang dipakai. Pada tahap ini, peran ahli reservoir dan ahli produksi akan banyak – menentukan hal-hal penting dalam kinerja produksi, terutama kecepatan produksi dan perkiraan minyak yang diambil dari cadangan.

Walaupun kontraktor sudah mencapai tahap eksploitasi, bukan berarti bahwa proses eksplorasi menjadi berhenti. Di satu sisi, produksi tetap berjalan tetapi di sisi lain eksplorasi harus terus mencari sumber minyak dan gas bumi baru untuk kesinambungan produksi karena kesuksesan produksi dan operasi minyak dan gas bumi justru terletak pada keberhasilan eksplorasi yang berkesinambungan dalam menemukan sumber-sumber minyak dan gas bumi baru. Berkaitan dengan

kegiatan eksplorasi minyak dan gas bumi, ada beberapa hal yang harus diperhatikan oleh kontraktor, yaitu:

a. Wilayah kerja eksplorasi

Pada umumnya, kontraktor migas memiliki kecenderungan untuk mencari wilayah kerja eksplorasi yang luas, walaupun setelah dilakukan survey eksplorasi kemungkinan hanya sebagian kecil saja wilayah yang potensial. Alasannya, kontraktor beranggapan wilayah kerja yang luas merupakan jaminan bagi kesinambungan kontraktor dalam aktivitas eksplorasi dan produksi di masa yang akan datang.

b. Periode eksplorasi

Periode eksplorasi umumnya dikaitkan dengan waktu yang diperlukan oleh kontraktor migas dalam melaksanakan eksplorasi untuk penemuan cadangan, atau periode yang diperkirakan untuk merubah tahap eksplorasi menjadi produksi pada suatu wilayah kerja. Dalam kontrak *production sharing* Indonesia, jangka waktu eksplorasi ditentukan selama 6 tahun yang dihitung dari tanggal kontrak berlaku efektif. Berdasarkan pertimbangan operasi, kontraktor masih diberi kesempatan untuk memperpanjang masa eksplorasi hingga 10 tahun. Apabila kontraktor tidak berhasil menemukan cadangan, maka kontrak otomatis terputus.

c. Kewajiban melakukan kegiatan

Kontraktor yang telah mendapatkan suatu wilayah penambangan diwajibkan untuk melakukan kegiatan eksplorasi atas wilayah tersebut, yang diejawantahkan dalam suatu bentuk perjanjian pekerjaan. Dalam perjanjian tersebut, disebutkan jumlah investasi dan program-program eksplorasi yang harus diselesaikan dalam waktu tertentu. Adanya perjanjian ini merupakan jaminan kepastian dilaksanakannya kegiatan atas perizinan penggunaan wilayah kerja tertentu dari pemerintah terhadap kontraktor.

d. Pengembalian sebagian wilayah kerja

Dalam tahapan eksplorasi, selain komitmen rencana kerja, juga ada syarat penyerahan sebagian wilayah kerja sebesar presentase tertentu untuk setiap periode eksplorasi tertentu. Luas wilayah kerja yang dikembalikan biasanya berkisar dari 50% sampai 75% dari luas wilayah kerja dan biasanya dilakukan bertahap antara dua sampai tiga tahap. Wilayah kerja yang dikembalikan tersebut tidak akan meliputi wilayah kerja yang sudah dibuktikan produktif walaupun akhirnya luas wilayah kerja yang produktif tersebut melebihi batas yang telah ditetapkan sebelumnya. Latar belakang pemikiran dari ketentuan ini adalah untuk optimalisasi eksplorasi dan eksploitasi sumber daya minyak dan gas bumi. Daerah yang sudah dilepaskan daerah yang sudah dilepaskan akan ditenderkan kembali pada kontraktor lain. Dengan kata lain, ini merupakan upaya negara dalam menjadikan wilayah kerja pertambangannya sebagai asset yang bersifat likuid.

4.6 Perhitungan Penghasilan Kena Pajak Dalam Mekanisme Pembagian Hasil Minyak Pada Kontraktor Kontrak Kerja Sama sektor minyak

Di dalam mekanisme pembagian hasil minyak, penilaian harga minyak mentah sangatlah berpengaruh terhadap komposisi pembagian hasil minyak. Komposisi tersebut mewakili hak para kontraktor dalam mengakui pendapatannya dari sektor minyak bumi. Hal ini berhubungan secara langsung dengan pendapatan negara selain yang berasal dari pembagian lifting minyak mentah pemerintah juga memperoleh pendapatan dari pengenaan pajak yang berlaku di Indonesia.

Diasumsikan lifting minyak ialah 5000 bbl (ribu barel), sedangkan *operating cost* (biaya-biaya operasional) ialah US\$280.000.000, dan ICP US\$70/bbl (ICP ialah) harga rata-rata minyak indonesia. Karena harga rata-rata minyak diatas US\$45 maka komposisi pembagian produksi minyak ialah 26,7857%: 73,2143%. Sedangkan untuk FTP (*First Tranche Petroleum*) ialah 20% dari total produksi. DMO yang dilakukan kontraktor diasumsikan 25% dari total produksi

sedangkan *equity to be share* ialah sisa dari hasil pengurangan total lifiting dengan FTP dan cost recovery.

Berikut perhitungannya:

1. Cost recovery	2500 bbl
US\$280 millions/US\$70	
2. FTP Share	268 bbl
26,7857% x (20% x 5000 bbl)	
3. Equity to be share	402 bbl
26,7857% x 1500 bbl	
4. (DMO)	<u>(335 bbl)</u>
26,7857% x 25% x 5000 bbl	
TOTAL (pembulatan)	2835 bbl

Sedangkan bagian yang diperoleh pemerintah ialah:

1. FTP Share	732 bbl
73,2143% x (20% x 5000 bbl)	
2. Equity to be share	1092 bbl
73,2143% x 1500 bbl	
3. DMO	<u>335 bbl</u>
26,7857% x 25% x 5000 bbl	
TOTAL (pembulatan)	2165 bbl

Kemudian dari total tersebut diatas hak yang diperoleh kontraktor dalam pembagian produksi minyak ialah 2835 bbl dikalikan dengan US\$70, menjadi US\$198.450.000, kemudian dari hasil ini dibagi kembali dari komposisi antar kontraktor sesuai agreement yaitu Mobil Cepu Ltd. 45%, PT. Pertamina EP Cepu 45%, BUMD 10%. Sehingga PT. Pertamina EP Cepu memperoleh penghasilan 45% x US\$198.450.000 = US\$ 89.302.500. Atas penghasilan PT. Pertamina EP Cepu dari sektor minyak yang berjumlah US\$ 89.302.500, pemerintah masih berhak mengenakan pajak sebesar 44% yaitu US\$ 39.293.100.

4.7 Batasan Pengeluaran Alokasi Biaya Tidak Langsung Kantor Pusat yang Dapat Dikembalikan di Indonesia

Biaya operasi yang dapat dikembalikan dalam perhitungan bagi hasil dan pajak penghasilan yang tercantum di dalam Peraturan Pemerintah Republik Indonesia Nomor 79 Tahun 2010 Pasal 12 Ayat 1 harus memenuhi persyaratan:

- a. Dikeluarkan untuk mendapatkan, menagih dan memelihara penghasilan sesuai dengan ketentuan peraturan perundang-undangan dan terkait langsung dengan kegiatan operasi perminyakan di wilayah kerja kontraktor yang bersangkutan di Indonesia;
- b. Harga wajar yang tidak dipengaruhi hubungan istimewa sebagaimana dimaksud dalam Undang-Undang Pajak Penghasilan;
- c. Pelaksanaan operasi perminyakan sesuai dengan kaidah praktek bisnis dan keteknikan yang baik;
- d. Kegiatan operasi perminyakan sesuai dengan rencana kerja dan anggaran yang telah mendapatkan persetujuan Kepala Badan Pelaksana sebagaimana dimaksud dalam Pasal 5 dan Pasal 6.

Berdasarkan penjelasan di atas dapat ditarik kesimpulan bahwa, biaya operasi yang dapat dikembalikan dalam perhitungan bagi hasil maupun pajak penghasilan kontraktor kontrak kerja sama merupakan biaya yang dapat dijadikan pengurang beban pajak seperti yang tercantum di dalam Pasal 6 UU PPh, hal ini sejalan dengan prinsip *uniformity principle (cost of tax = cost of oil)*. Terkait dengan biaya yang dikeluarkan untuk mendapatkan, menagih dan memelihara penghasilan tersebut, terdapat biaya langsung dalam rangka pengeluaran alokasi tidak langsung kantor pusat yang tercantum di dalam Peraturan Pemerintah Republik Indonesia Nomor 79 Tahun 2010 Pasal 12 Ayat 2 huruf f harus memenuhi persyaratan:

1. Digunakan untuk menunjang usaha atau kegiatan di Indonesia;
2. Kontraktor menyerahkan laporan keuangan konsolidasi kantor pusat yang telah diaudit dan dasar pengalokasiannya; dan

3. Besarannya tidak melampaui batasan yang ditetapkan dengan Peraturan Menteri Keuangan setelah mendapatkan pertimbangan Menteri.

Dimana dalam hal ini Pasal 12 ayat 2 huruf f tersebut memiliki perpanjangan kebijakan yaitu Peraturan Menteri Keuangan Republik Indonesia Nomor 256/PMK.011/2011 tentang batasan pengeluaran alokasi biaya tidak langsung kantor pusat yang dapat dikembalikan dalam penghitungan bagi hasil dan pajak penghasilan bagi Kontraktor kontrak kerjasama minyak dan gas bumi. Di dalam PMK ini Menteri Keuangan menetapkan batasan paling tinggi 2% atas besaran pengeluaran alokasi biaya tidak langsung kantor pusat.

Selain itu di dalam salah satu klausul dalam production sharing contract yang mengatur biaya overhead dapat dibebankan ke dalam cost recovery adalah klausul pada exhibit c article III.2 production sharing contract yang menyebutkan

“overhead allocation: General and administration costs, other than, directs charges allocable to this operation should be determined by a detailed study, and the method determined by such study shall be applied each year consistently. The method selected must be approved by Pertamina, and such approval can be reviewed periodically by Pertamina and contractor.”

Dalam hubungan ini Direktur Utama Pertamina mengeluarkan surat Nomor 947/c.0000/81 tanggal 5 juni 1981 yang memberikan klarifikasi mengenai petunjuk pelaksanaan atas pembebanan *“home office overhead”* di dalam PSC. Juklak tersebut secara garis besar mengatur hal-hal sebagai berikut:

1. *Administration Overhead Costs* yang menyangkut *computation of home office administration overhead, prorata allocation home office administration overhead.*
2. Mengenai sistem dan metodologi dari alokasi *Home Office Overhead* kepada kegiatan di Indonesia. Kebijaksanaan Pertamina dalam menentukan batas maksimum *Home Office Overhead* sebesar 2% dari total *expenditure* kepada KKKS masih memerlukan perhitungan detail (subjek kepada pemeriksaan).

3. Pertamina selaku pemegang manajemen di dalam penerapan manajemen kontrol sesuai dengan ketentuan-ketentuan PSC, serta berdasarkan hasil studi IoverheadI yang telah dilakukan, maka batas maksimal *Overhead 2%* dari total expenditure adalah merupakan kewajaran.

BAB 5

ANALISIS BATASAN COST RECOVERY TERHADAP ALOKASI BIAYA TIDAK LANGSUNG KANTOR PUSAT

5.1 Dasar Pertimbangan Kebijakan Batasan Alokasi Biaya Tidak Langsung Kantor Pusat Kontraktor Kontrak Kerja Sama Minyak dan Gas Bumi

Kebijakan fiskal merupakan suatu komponen penting dari kebijakan publik. Kebijakan fiskal dapat diartikan sebagai tindakan yang diambil oleh pemerintah dalam bidang anggaran belanja negara dengan maksud untuk mempengaruhi jalannya perekonomian. Kebijakan fiskal mempunyai dua instrumen pokok yaitu pajak (*tax*) yang tertuang dalam bentuk kebijakan pajak (*tax policy*) dan pengeluaran negara (*expenditure policy*). Salah satu bentuk dari kebijakan fiskal ialah Peraturan Pemerintah Republik Indonesia No. 79 tahun 2010 yang berisikan tentang ketentuan khusus di bidang pertambangan minyak dan gas bumi, utamanya tentang *cost recovery* untuk menghitung bagi hasil dan sekaligus pajak penghasilan, dimana di dalamnya terdapat Peraturan Menteri Keuangan Republik Indonesia Nomor 256/PMK. 011/2011 yang mengatur lebih dalam mengenai alokasi biaya tidak langsung kantor pusat yang dapat dikembalikan dalam bagi hasil dan pajak penghasilan, kebijakan ini dirancang dengan dua dasar hukum yaitu Pasal 31 D UU No.36/2008 (UU PPh) dan Pasal 4 huruf a butir iii UU 41/2008 (tentang penugasan pemerintah untuk menerbitkan PP antara lain memuat ketentuan tentang unsur biaya yang dapat dikategorikan dan diperhitungkan sebagai unsur *cost recovery*).

Dalam penyusunan PP 79 tahun 2010 terdapat dua lembaga yang pengaruhnya cukup dominan, yaitu Kementerian Keuangan (Kemenkeu) yang diwakili oleh Direktorat Jenderal Pajak (DJP) dan Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (ESDM) yang diwakili oleh Badan Pelaksana usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi (BP MIGAS) dimana pada saat kebijakan ini dibentuk DJP berkerja sama dengan BP Migas untuk mengumpulkan *stakeholder* dalam pembicaraan penyusunan PP 79 tahun 2010 ini, namun untuk peraturan pelaksana yang berbentuk Peraturan Menteri Keuangan No. 256/PMK.011/2011 tentang

batasan *cost recovery* atas alokasi biaya tidak langsung ini peran DJP sudah beralih kepada Badan Kebijakan Fiskal (BKF) hal yang sama juga terjadi dalam pembuatan kebijakan yang berbentuk PMK ini dimana para *stakeholder* dan juga badan pelaksana dikumpulkan untuk merundingkan *output* yang berupa kebijakn ini. Departemen Keuangan mempunyai kepentingan sejak *cost recovery* ini dimasukkan sebagai bagian dari APBN, ESDM berkepentingan dalam pengelolaan kegiatan industri migas, terutama mengenai pengawasan dan penjelasan tentang *cost recovery*. Berhubungan dengan salah satu dasar hukum yaitu pasal 31D UU No. 36 tahun 2008 tentang Pajak Penghasilan dalam hal ini Direktorat Jenderal Pajak mempunyai tujuan utama yaitu pengaturan pelaksanaan perpajakan di bidang usaha pertambangan minyak dan gas bumi.

Berdasarkan pasal 31D UU PPh, ketentuan mengenai perpajakan bagi bidang usaha pertambangan minyak dan gas bumi, bidang usaha panas bumi, bidang usaha pertambangan umum termasuk batubara, dan bidang usaha berbasis syariah diatur dengan atau berdasarkan Peraturan Pemerintah. Pasal inilah yang dijadikan dasar oleh Direktorat Jenderal Pajak dalam menyusun pengaturan perpajakan di dalam PP tentang Pengembalian Biaya Operasi (*Cost Recovery*) dan Ketentuan Pajak Penghasilan di Bidang Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi ini. Hal senada juga dikatakan oleh Robert (*personal interview*, 2012):

“Jadi kalau kita baca Pasal 31D, disitu disebutkan bahwa pemerintah bisa mengatur secara khusus. Ketentuan PPh dibidang sektor hulu migas melalui PP, ketentuan khusus tersebut merupakan ketentuan atas cost recovery yang merupakan keunikan dari PSC yang berbeda dengan negara maju pada umumnya seperti Australia yang mengandalkan pembagian royalty di dalam penerimaan negara dari perusahaan minyak dan gas bumi”.

Dasar pertimbangan pemerintah, dalam hal ini Direktorat Jenderal Pajak dalam pembuatan kebijakan perpajakan atas alokasi biaya tidak langsung kantor pusat yang dapat dikembalikan maksimal sebesar 2% di setiap *petroleum operation* dalam perhitungan bagi hasil dan pajak penghasilan yang tertuang di dalam PMK No. 256/PMK.011/2011 sebagai peraturan yang melaksanakan ketentuan PP No. 79 Tahun 2010 Pasal 12 ayat (2) huruf f angka 3 tentang Biaya Operasi yang Dapat Dikembalikan dan Perlakuan Pajak Penghasilan di Bidang

Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi adalah sebagai *lex specialis* dari Pasal 6 UU PPh. Selain itu kebijakan ini adalah suatu bentuk kebijakan yang bersifat *restriktive* (membatasi), seperti yang dikatakan oleh Robert (*personal interview*, 2012):

“Sebenarnya pada dasarnya PMK 256 ini yang merupakan peraturan pelaksana atas batasan pengembalian biaya alokasi tidak langsung kantor pusat memiliki tujuan restriktif agar penerimaan negara tetap terjaga dan juga perusahaan minyak dan gas bumi tetap memenuhi UUD 1945 pasal 33 ayat (3) dimana kesejahteraan masyarakat di atas segalanya (rakyat yang dipentingkan bukan kontraktor) sehingga biaya ini harus dibatasi.”

Selain itu Profesor Gunadi (*personal interview*, 2012) juga berpendapat yang sama, yaitu:

“Di dalam pemebentukan suatu kebijakan pajak tujuan DJP ialah collection tax nya saja, namun untuk kebijakan ini bisa dikatakan policy deduction, restrictive policy atau motivation policy.”

Maksudnya ialah untuk mendapatkan suatu penghasilan yang lebih sudah seharusnya biaya itu dipangkas atau dibatasi atau tidak boleh dikurangkan seluruhnya maka secara tidak langsung penghasilan yang akan dikenai pajak pun akan meningkat, jadi tujuan kebijakan ini ialah untuk *restrictive* yaitu biaya-biaya yang dapat di cost recovery di batasi agar kita masih memperoleh subjek pajaknya (penghasilan kontraktor minyak dan gas bumi), jadi menurut hemat peneliti dapat dikatakan bisa saja kebijakan pembatasan atas cost recovery alokasi biaya tidak langsung kantor pusat diterapkan agar pemerintah memperoleh *taxable income* yang lebih besar. Kebijakan Pembatasan atas alokasi biaya tidak langsung yang dapat dikembalikan dalam bagi hasil dan pajak penghasilan ini sebenarnya lazim di terapkan oleh pemerintrah indonesia karena banyak negara-negara penghasil minyak lainnya telah menetapkan bahwa atas biaya overhead harus dibatasi seperti yang di lakukan oleh pemerintahan negara cina yang membatasi alokasi biaya overhead sebesar 1,8% dan juga Afghanistan yang tidak memperbolehkan lebih dari 3% (English C, 1994).

Selain bertujuan untuk membatasi, kebijakan ini dibuat agar adanya kepastian hukum (*certainty*) di Indonesia yang bermanfaat dalam menjaga iklim

investasi (netralitas) agar kontraktor kontrak kerjasama yang sudah lama beroperasi di Indonesia bisa tetap eksis dalam mengelola sumur-sumur yang berpotensi menghasilkan minyak dan gas bumi. Seperti yang dikatakan oleh Robert (*personal interview*, 2012):

“karena yang melaksanakan operasi hulu minyak dan gas bumi sehari-hari adalah BP Migas dan yang mengawasipun adalah BP Migas, maka kita (DJP) mencoba mengsinkronisasikan jangan sampai ada 2 nahkoda dalam mengatur kebijakan atas operasi hulu minyak dan gas bumi di Indonesia sehingga tidak akan mengganggu petroleum operation yang kontraktor lakukan di Indonesia.”

Maksud dari pernyataan diatas ialah PP Nomor 79 tahun 2010 dan juga peraturan pelaksanaannya yaitu PMK 256 ini merupakan hasil dari perpaduan kebijakan perusahaan migas dan kebijakan perpajakan, sehingga kontraktor tidak dipersulit dalam pengenaan pajaknya karena dinyatakan secara jelas sehingga tidak perlu ragu dalam menghitung dasar pengenaan pajak yang tepat karena menggunakan *gross basis* dan tarifnya sudah ditentukan. Pendapat serupa dikatakan oleh Joni Kiswanto (*personal interview*, 2012):

“Kalau UU 22 tahun 2001 / UU migas yang dulu kan bnyak kurangnya banyak yang belum diatur sehingga masih tidak bisa memberikan kepastian hukum yang menyebabkan selama 10 tahun terakhir ini tidak adanya aktivitas penandatanganan kontrak karena gk ada kepastian hukum, nah kalau pp 79 dan juga perpanjangannya PMK 256 ini bertujuan untuk memberikan kepastian hukum karena sudah jelas ada yang di batasi dan ada pula yang di rubah yang tadinya cost recovery dan sekarang tidak.”

Dalam menjaga iklim investasinya kebijakan ini di maksudkan agar *petroleum operation* yang ada di Indonesia tetap berjalan dan semakin berkembang, namun sebenarnya apabila dikatakan memenuhi asas netralitas tidak sepenuhnya benar hal ini dikarenakan *petroleum operation* yang ada di Indonesia merupakan bentuk usaha milik perusahaan-perusahaan besar yang bergerak dalam pertambangan minyak dan gas bumi di dunia seperti Chevron, Exxon, Shell, British Petroleum, total, conoco philips, dan lainnya sehingga dapat dikatakan tidak ada perusahaan luar lainnya selain perusahaan-perusahaan besar tersebut yang melakukan investasi dalam pertambangan minyak dan gas bumi di Indonesia. Pendapat serupa dikatakan oleh Herdjuno (*personal interview*, 2012):

“kalau migas itu spesifik ya, pelakunya spesifik ya cenderung yang menguasai minyak dunia ya perusahaannya itu-itu saja mau di Indonesia mau dimanapun itu ya pelaku usaha yang menguasai ini ya chevron, Exxon, total dll, gk ada yg lainnya selain perusahaan lokal country nya sendiri”

Menurut hemat peneliti dapat disimpulkan bahwa dalam penetapan kebijakan ini pemerintah dalam hal ini kementerian keuangan yang terkait (DJP dan BKF) menggunakan dasar pertimbangan kesejahteraan rakyat dalam membuat kebijakan yang bersifat *restrictive* dan juga sekaligus memenuhi asas *Certainty* agar terbentuknya suatu kepastian hukum di dalam pengolahan minyak dan gas bumi (*petroleum operation*) di Indonesia agar tetap menjaga iklim investasi yang khusus tersebut dimana apabila dikatakan memenuhi asas netralitas maka dapat dikatakan tidak murni asas netralitas dikarenakan iklim investasi perusahaan minyak dan gas bumi di Indonesia sendiri merupakan iklim investasi yang khusus dan spesifik karena bukan mementingkan jumlah investor yang masuk (karena di dominasi oleh perusahaan pertambangan besar dunia) melainkan menjaga iklim investasi agar *petroleum operation* yang dilakukan oleh perusahaan besar tersebut tetap eksis dan berkembang yang ditandai dengan penambahan jumlah penandatanganan kontrak kerja sama.

Di dalam pembuatan kebijakan ini juga merupakan suatu bentuk legalitas dari peraturan yang di buat oleh dewan direksi Pertamina pada tahun 1981 yang berbentuk surat nomor 947/C.0000/81 berdasarkan *exhibit C article III.2 PSC* dimana atas alokasi biaya tidak langsung serta berdasarkan hasil studi overhead yang telah dilakukan, maka batas maksimal overhead 2% dari total expenditure adalah merupakan kewajaran, seperti yang dikatakan oleh Joni Kiswanto (*personal interview*, 2012):

“Pmk 256 ini hanya bersifat melegalkan saja (diresmikan), dimana dari surat edaran yang dibuat oleh dewan direksi Pertamina yang selama ini di lakukan dalam prakteknya lalu kita legalkan dalam bentuk PMK dan juga menjalankan amanah PP 79 pasal 12 ayat 2 huruf F angka 3 itu sendiri.”

Hal ini menandakan bahwa sebelum PMK ini diterbitkan pun, pembatasan 2% sudah berjalan sehingga bisa dikatakan kebijakan yang berbentuk PMK ini hanya bersifat melegalkan peraturan lama saja selain itu juga karena regulator yang juga

bertanggung jawab dalam pengawasan *petroleum operation* sudah berpindah tangan dari Pertamina menjadi BP Migas. Dengan terbentuknya kebijakan atas *cost recovery* tersebut juga menandakan bahwa Kementerian Keuangan dalam hal ini Direktorat Jendral Pajak dan juga badan Kebijakan Fiskal sudah berturut serta dalam pembuatan kebijakan dalam perusahaan minyak dan gas bumi di Indonesia walaupun hanya sebatas *tax collection* saja.

Pada kenyataan dilapangan, pemerintah masih menghadapi kesulitan dalam mengatur pengalokasian biaya tidak langsung kantor pusat. Hal ini dikarenakan didalam menetapkan besaran alokasi atas biaya tidak langsung tersebut diperlukan laporan keuangan yang sudah di konsolidasikan di kantor pusat sehingga diperlukannya suatu cara yang kita sebut dengan *technical overhead* atau *study overhead* untuk memeriksa alokasi biaya tidak langsung kantor pusat tersebut. Permasalahannya ialah KKKS di Indonesia yang berbentuk BUT ini memiliki banyak kantor pusat, seperti yang dikatakan oleh Robert (*personal interview*, 2012):

“Sebenarnya perusahaan minyak dan gas bumi ini sangat complicated contohnya kantor pusat itu bisa lebih dari satu di analogikan Exxonmobil di Houston mungkin memiliki head office di negara lainnya yang secara struktural tetap berada di bawahnya kantor pusat Exxonmobil di Huston. Hal tersebut tergantung tax di negara mana yang terendah (tax heaven country) pokoknya yang secara hitungan ekonomi matematis dan finance mereka menguntungkan mereka secara agregat.”

Pernyataan tersebut menggambarkan bahwa bisa saja overhead yang dialokasikan oleh KKKS di Indonesia kepada kantor pusatnya di Houston secara tidak langsung tidak menuju kantor pusat tersebut namun menuju kantor pusat di negara lainnya yang secara struktural tetap berada di bawah kantor pusat di Houston. Pernyataan yang sama dikatakan oleh Profesor Gunadi (*personal interview*, 2012):

“apalagi terkait biaya alokasi tidak langsung akan sulit untuk diselidiki karena kantor pusatnya sendiri berada di luar negrikan, Sehingga terkadang genuinitasnya (keasliannya) masih diragukan karena sulit untuk kita selidiki sampai kantor pusatnya apakah atas pengeluaran itu ada manfaatnya atau tidak.”

Oleh karena itu pemerintah melalui peraturan yang di buat oleh dewan direksi Pertamina pada tahun 1981 yang berbentuk surat nomor 947/C.0000/81 membatasi *cost recovery* atas alokasi biaya tidak langsung sebesar 2% agar atas alokasi tersebut tidak terlalu membebani pendapatan negara dari sektor minyak dan gas bumi dalam bagi hasil ataupun dari sektor perpajakan penghasilan namun pada dasarnya tetap saja bentuk dari nilai batasan 2% *cost recovery* alokasi biaya tidak langsung kantor pusat tersebut bukan merupakan suatu *banch marking* dari negara lain ataupun *international best practice* melainkan muncul dari study overhead, seperti yang dikatakan Robert (*personal interview*, 2012):

“nah terkait biaya-biaya itu yang dibuat studynya apakah memang layak tapi angka 2% itu sebenarnya bukan dari negara lain ini maksudnya bukan dibandingkan dengan negara lain berapa, maksudnya dibandingkan dengan kantor pusatnya diluar negri berapa sih sebenarnya overhead ini, karena yang DJP dapet informasi dari BP MIGAS bahwa 2% ini bukan angka yang timbul dari perbandingan di luar negri, kalau benar seperti itu maka akan sangat absurd akan sangat subjektif nanti mungkin perusahaan di negara lain akan lebih dari 2% atau mungkin juga ada yang berada di bawah 2%”

Selain itu kebijakan *cost recovery* pada dasarnya merupakan *insentive* dari pemerintah Indonesia dan terhadap kontraktor seperti yang dikemukakan oleh Herdjuno Purnomo (*personal interview*, 2012):

“Batasan overhead di pmk 256, maksimum 2 % itu munculnya dari awal muasalnya adalah insentive yang diberikan negara kepada PSC yang baru mau operasi migas di indonesia.”

selain itu yang dimaksud dengan *technical overhead* atau *study overhead* ialah suatu penelitian atas alokasi biaya tidak langsung kantor pusat yang bertujuan agar dapat memperoleh nilai yang tepat agar dapat dijadikan biaya dalam perusahaan minyak dan gas bumi. Salah satu bentuk dari *study overhead* ialah *performance of exploration* yang merupakan suatu bentuk dari perhitungan *detailed study* dimana apabila KKKS dapat melakukan eksplorasi dalam jangka waktu tertentu sesuai perjanjian berupa kontrak dan juga dapat memperoleh production atas sumur tersebut maka pemerintah dalam hal ini BP Migas dapat

memberikan cost recovery sebesar 2% tersebut atas alokasi biaya tidak langsung karena pada dasarnya *petroleum operation* di Indonesia menganut metode FC Indikator yang mendukung adalah kapitalisasi baru dapat diakui apabila kegiatan eksplorasi berhasil menemukan cadangan minyak komersial, dan apabila eksplorasinya gagal maka seluruh biaya menjadi beban Kontraktor.

5.2 Dasar Pertimbangan Perbedaan Perlakuan *Cost Recovery* Alokasi Biaya Tidak Langsung Kantor Pusat Pada Masa Eksplorasi dan Eksploitasi

Di dalam memenuhi kewajiban perpajakan atas penghasilan kita perlu mengetahui dasar pengenaan pajak penghasilan yang berasal dari hasil pengurangan penghasilan bruto dengan berbagai biaya yang dapat dijadikan pengurang beban pajak yang tentunya diperkenankan oleh undang-undang (*deductible expense*). Biaya sebagai pengurang beban pajak merupakan komponen terpenting di dalam pajak penghasilan, hal ini dikarenakan apabila tidak adanya pengurang beban pajak maka sama artinya dengan mengganti pajak penghasilan dengan pajak penjualan. Dalam menentukan pengurang beban pajak yang akan dipilih di dalam sistem perpajakan tidaklah mudah, hal ini dikarenakan terdapatnya faktor-faktor terkait penentuan pengurang beban pajak tersebut. Oleh karena itu di dalam perusahaan bidang usaha hulu minyak dan gas bumi yang dilakukan Kontraktor Kontrak Kerja Sama (KKKS) pemerintah mengatur suatu kebijakan khusus terkait *cost recovery*.

Terdapat suatu prinsip perusahaan di bidang hulu hulu minyak dan gas bumi oleh KKKS yang disebut *Uniformity Principle*, dimana biaya-biaya yang dapat menjadi pengurang atas penghasilan bruto di dalam usaha minyak dan gas bumi merupakan biaya-biaya yang sama yang dapat menjadi pengurang beban pajak di dalam menghitung pajak penghasilan, sebagaimana dinyatakan oleh Robert (*personal interview, 2012*):

“biaya-biaya yang tertuang di dalam pasal 6 (deductible expense) dan juga pasal 9 (non deductible expense) UU PPh Nomor 36 tahun 2008, secara tidak langsung dapat di samakan dengan biaya-biaya yang tertuang di dalam pasal 12 (biaya operasi yang dapat dikembalikan dalam penghitungan bagi hasil dan pajak penghasilan) dan pasal 13

(biaya operasi yang tidak dapat dikembalikan dalam penghitungan bagi hasil dan pajak penghasilan)."

Hal yang serupa pula dinyatakan oleh Joni Kiswanto (*personal interview*, 2012):

"Pengusahaan minyak dan gas bumi di Indonesia menganut prinsip Uniformity principle, sehingga biaya di pajak sama seperti cost recovable dimana sama-sama menganut biaya terkait 3M (mendapatkan, menagih dan memelihara)."

Sehingga dapat dikatakan keterkaitan *cost recovery* di dalam menghitung *taxable income* prinsipnya ialah biaya-biaya yang dapat digantikan (*cost recovable*) itu boleh dibiayakan di dalam menghitung *taxable income (deductible expense)* begitu pula sebaliknya biaya-biaya yang tidak dapat digantikan (*unrecovable cost*) itu tidak boleh dijadikan pengurang beban pajak (*non deductible expense*). Selain *uniformity principle* keunikan dari perusahaan di industri hulu minyak dan gas bumi itu sendiri terletak pada *cost recovery*, sebagaimana dinyatakan oleh Robert (*personal interview*, 2012):

"selain uniformity principle yang membuat industri hulu minyak dan gas bumi menjadi unik ialah cost recovery itu sendiri yang merupakan biaya-biaya yang telah dikeluarkan oleh kontraktor sehubungan dengan penambangan minyak dan gas bumi yang memperoleh penggantian dari bagi hasil minyak bumi milik pemerintah."

Terkait *cost recovery* yang berada di Indonesia, Menteri Keuangan dalam hal ini DJP mengatur biaya-biaya yang dapat dikembalikan dalam perhitungan bagi hasil dan pajak penghasilan, salah satunya ialah pengeluaran alokasi biaya tidak langsung kantor pusat seperti yang tertuang di dalam PP No. 79 pasal 12 ayat (2) huruf F, kemudian atas pasal tersebut diatur kembali kedalam bentuk peraturan pelaksanaan batasan *cost recovery* tersebut di dalam Peraturan Menteri Keuangan 256/PMK.011/2011. Definisi dari Alokasi biaya tidak langsung kantor pusat atau yang disebut juga sebagai alokasi *overhead* ialah biaya yang dialokasikan oleh KKKS yang berbentuk BUT di Indonesia untuk tujuan:

1. Membayar *fee* atas jasa atas advice (dilakukan oleh *top management* di kantor pusat tersebut),
2. Menggantikan dana atau uang yang diberikan oleh kantor pusat pada saat pertama kali BUT didirikan di Indonesia, ataupun
3. Memberikan *fee* atas KKKS yang baru akan melakuakn *petroleum operation* di Indonesia meskipun KKKS tersebut sudah menjadi BUT kemudian sudah *sign* kontrak dan juga mereka sudah mempersiapkan tenaga ahli dalam pemboran, sesimik, komputer, geologi, keuangan, pajak dan juga direktur sebagai pembuka jendela antara BUT dan pusatnya diluar negri tetap saja KKKS masih membutuhkan SAP-nya dari luar negri atau sistem yang dibangun diluar negri agar BUT di Indonesia bisa memberikan informasi ke kantor pusatnya sehingga laporannya bisa di konsolidasikan di sana.

Jadi dapat peneliti simpulkan yang dimaksud dengan alokasi biaya tidak langsung kantor pusat ialah sejumlah biaya yang dikeluarkan oleh kantor cabang yang berbentuk BUT di Indonesia kepada kantor pusatnya yang berada di luar Indonesia yang bertujuan untuk memenuhi kewajiban kantor cabang dalam memberikan kontraprestasi kepada kantor pusat dalam memberikan bantuan yang secara tidak langsung mempengaruhi *petroleum operation* cabangnya di Indonesia.

Di dalam Peraturan Menteri Keuangan 256/PMK.011/2011 pasal 4 ayat (1) terdapat peraturan yang membedakan penetapan besaran pengeluaran alokasi biaya tidak langsung kantor pusat berdasarkan masa eksplorasi (secara keseluruhan) dan pada tahun yang bersangkutan selama masa eksploitasi. Hal ini dikarenakan pada masa eksplorasi KKKS belum memperoleh penghasilan dan juga dikarenakan investasi di dalam *petroleum operation* terbilang unik yaitu kantor pusat tidak perlu menanamkan modal kepada pemerintah, sehingga akan sulit untuk menghitung alokasi biaya tidak langsung kantor pusatnya berbeda dengan masa eksploitasi bahwa minyak dan gas bumi sudah dapat diproduksi sehingga KKKS sudah memperoleh penghasilan dan dapat menghitung nilai alokasi biaya tidak langsung kantor pusat. Hal tersebut senada seperti yang dikatakan oleh Erwin (*personal interview*, 2012):

“pada masa eksplorasi investor tidak akan full team sehingga mereka yang dikirim ialah pada ahli instead of support, selain itu investasi PSC di Indonesia sebelum produksi mereka belum memiliki revenue untuk menghidupi dirinya sendiri, Karena mereka melakukan direct investment dengan pemerintah bukan seperti investasi dibidang lain yang harus menanamkan modal atau sebagainya.”

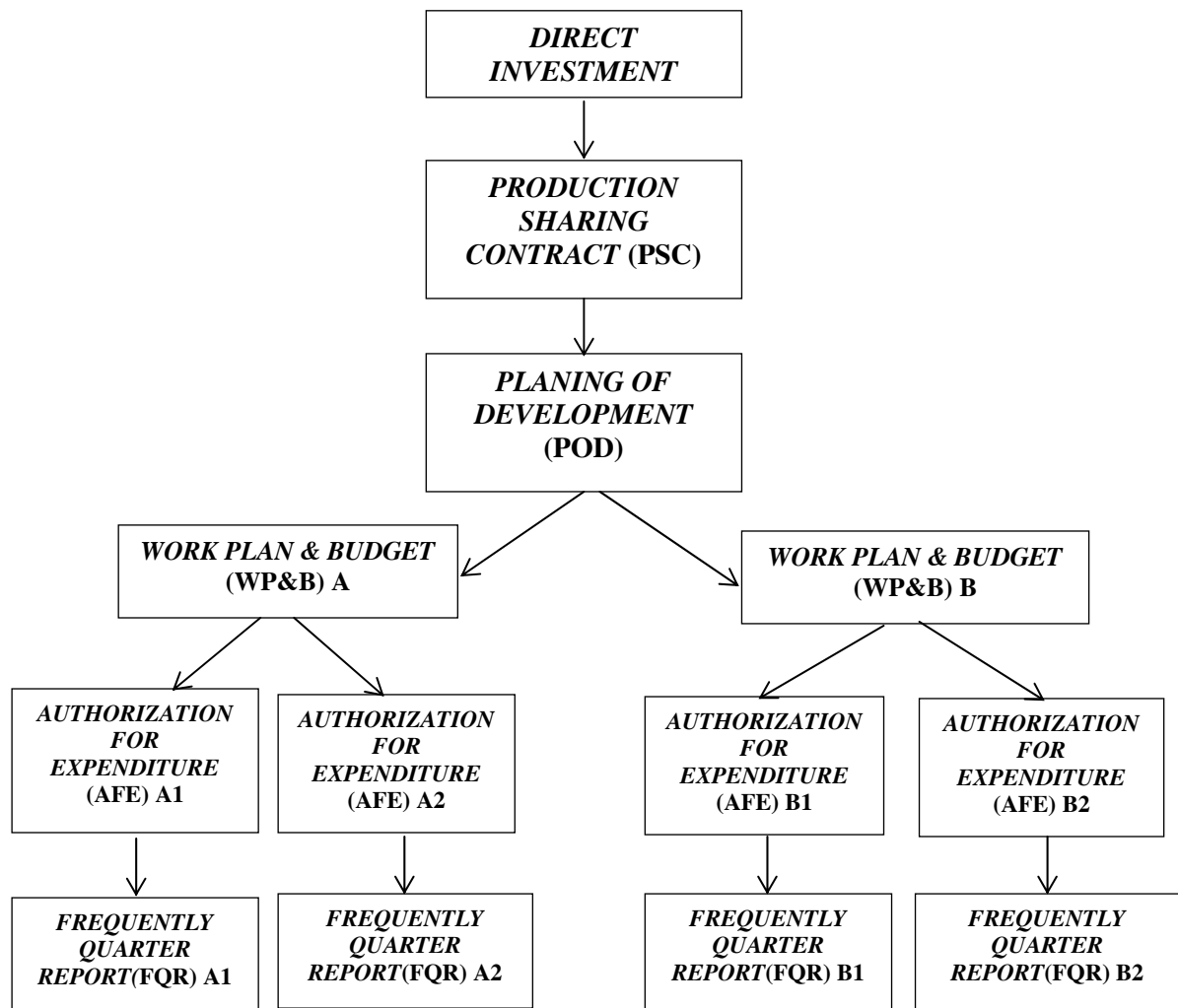
Sehingga atas alasan tersebut pemerintah memungkinkan perhitungan alokasi biaya tidak langsung kantor pusat pada masa eksplorasi dibuat secara keseluruhan masa eksplorasi dimana *adjustment* akan dilakukan pada akhir tahun masa eksplorasi sedangkan pada masa eksploitasi dibuat pada tahun bersangkutan pada masa eksploitasi dan *adjustment* akan dilakukan langsung pada tahun yang bersangkutan apabila terjadi pemeriksaan dan menimbulkan koreksi baik pada persentase maupun alokasi yang berlebihan.

5.3 Implikasi Batasan Pengeluaran Alokasi Biaya Tidak Langsung Kantor Pusat Pada Masa Eksplorasi dan Masa Eksploitasi

Dalam pelaksanaan *petroleum operation* setiap BUT yang didirikan di Indonesia memiliki kewajiban-kewajiban dalam melaporkan kegiatan usahanya di Indonesia. Kewajiban-kewajiban tersebut merupakan suatu bentuk laporan yang berisikan rencana kerja dan anggaran (*work plan & budget*), biaya-biaya terkait rencana kerja yang bersifat sementara (*authorization for expenditure*) tersebut dan laporan per-tiga bulanan (*frequently quarter report*) yang wajib kontraktor kontrak kerja sama buat agar dapat diserahkan kepada badan pelaksana (BP MIGAS). Berikut merupakan gambar yang menjelaskan mengenai susunan kewajiban-kewajiban dalam pembuatan pembukuan KKKS dalam pelaporan penerimaan negara dari kegiatan usaha hulu minyak dan gas bumi:

Gambar 5.1

Susunan Kewajiban Kontraktor Kontrak Kerja Sama Dalam Menyusun Pembukuan



Sumber: Diolah Oleh Peneliti

Penjelasan:

1. *Direct Investment* merupakan istilah dari penanaman modal secara langsung dari kantor pusat terhadap KKKS di Indonesia yang berupa BUT.
2. *Production sharing contract (PSC)* ialah kontrak kerja sama atas *petroleum operation* yang ditandatangani oleh KKKS.
3. *Planing of Development (POD)* merupakan rencana kerja yang berisikan anggaran dan proyek-proyek secara keseluruhan, disusun oleh kontraktor selama melakukan *petroleum operation* di Indonesia.

4. *Work Plan & Budget* (WP&B) merupakan suatu perencanaan kegiatan pengeluaran anggaran tahunan oleh kontraktor untuk kegiatan usaha hulu minyak dan gas bumi pada suatu wilayah kerja. Setiap KKKS yang melakukan *petroleum operation* di Indonesia wajib melaporkan biaya-biaya tersebut kedalam WP&B setiap tahunnya seperti di bagan terdapat WP&B A yang melambangkan WP&B tahun pertama dan WP&B B yang melambangkan tahun kedua dan seterusnya, kemudian KKKS menyerahkannya kepada BP Migas dengan batasan waktu maksimal 3 (tiga) bulan sebelum tahun realisasi WP&B tersebut berjalan, contohnya untuk tahun 2012 maka WP&B wajib selesai dibuat lalu diserahkan kepada BP MIGAS paling lambat september 2011. Di dalam WP&B akan terlihat biaya-biaya yang nantinya akan di kembalikan (*cost recovery*) oleh pemerintah saat bagi hasil minyak dan gas bumi. WP&B sendiri dibuat masing-masing tahun pada masa (eksploitasi, *development* dan eksplorasi). WPNB terdiri dari banyak *schedule* yang menjelaskan biaya-biaya terkait *petroleum operation*, dari belasan *schedule* yang ada berdasarkan hasil wawancara dengan Erwin Andri Kusuma (*personal interview*, 2012) terdapat 3 *schedule* terpenting yaitu:

“Di dalam WPNB tersebut terdiri dari banyak schedule namun yang terpenting yaitu schedule 4 (empat) yang berisi biaya-biaya terkait drilling expenditure seperti drilling exploration, drilling development, kemudian ada G&G study, kemudian schedule 8 (delapan) yang berisi biaya-biaya terkait production, kalau KKKS sudah memasuki masa production maka biaya-biaya tersebut masuk kedalam schedule ini dan schedule 11 berisi biaya-biaya terkait general support, contohnya gaji orang finance, gaji orang legal, gaji orang Human Resource, dimana atas biaya gaji pegawai tersebut tidak terkait langsung di dalam petroleum operation.”

Secara langsung schedule 4,8 dan 11 merupakan representative dari seluruh anggaran yang ada di dalam WP&B jadi apabila kita berbicara dalam konteks cost recovery maka yang digunakan ialah schedule 4,8 dan 11. Namun bukan berarti *schedule* selain 4,8 dan 11 tidak penting karena BP Migas tetap akan memeriksa *schedule* lainnya yang akan digunakan sebagai laporan konsolidasi. Kaitannya dengan alokasi biaya tidak

langsung kantor pusat yang *cost recovery*-nya di batasi maksimal 2%, ialah perhitungan 2% tersebut selalu ada di dalam penyusunan anggaran schedule ini.

5. *Authorization For Expenditur* (AFE), pada dasarnya fungsi AFE sama dengan fungsi WP&B yaitu sebagai laporan rencana kerja yang berisikan biaya-biaya terkait *petroleum operation*. Namun AFE terdapat perbedaan AFE dengan WP&B yaitu AFE merupakan rencana kerja yang berisikan biaya-biaya *petroleum operation* yang bersifat proyek (*based on project*), tidak setiap masa (eksploitasi, *development* dan eksplorasi) ada dan dapat memiliki masa manfaat lebih dari 1 (satu) tahun (*multi years*). Selain itu AFE berfungsi untuk mengatur atau mengontrol biaya-biaya yang terdapat di WP&B namun tidak bersifat rutin dan minimal bernilai US\$ 500,000. Contohnya biaya untuk *drilling* atau *technical services from Abroad* (TSA) yang hanya bersifat *based om project* dan tidak berkelanjutan, contohnya: di dalam suatu *fencing area* terdapat 2 sumur yaitu sumur A1 dan sumur A2 dan anggaran atas biaya terkait *petroleum operation* tersebut tertuang di dalam WP&B A , di asumsikan biaya dalam mengelola 1 (satu) umur ialah USD 1,000,000 maka biaya dalam mengelola 2 (dua) sumur yaitu USD 2,000,000 namun dalam pelaporan AFE tetap dibuat per-sumur (per-proyek) yaitu AFE sumur A1 USD 1,000,000 dan AFE sumur A2 USD 1,000,000 hal ini ditujukan agar BP MIGAS dapat memeriksa satu persatu pengeluaran atas pengelolaan 1 (satu) agar tidak terjadi pembebanan yang berlebih di salah satu sumur hal inilah yang disebut dengan *based on project*. Sehingga menurut hemat peneliti dapat ditarik kesimpulan jika wbnb itu bernilai 10 juta US Dollar belum tentu AFE-nya 10 juta us dollar karena tidak semua dari budget 10 juta us dollar yang tercantum di WPNB harus dibuat AFE-nya. Contohnya seperti biaya gaji karyawan yang tidak langsung dan bersifat rutin berhubungan dengan *petroleum operation* seperti yang tercantum di *schedule 11* itu tidak ada AFE-nya dan biasanya nilainya pun kecil tidak seperti *schedule 4* dan 8.

6. *Frequently Quarter Report* (FQR) yang dahulu bernama Pertamina *Quarter Report* (PQR), merupakan *financial report* yang menggambarkan status keuangan dan juga status biaya pada saat tahun berjalan. Di dalam FQR kita bisa melihat *cost recovery* yang akan di bayarkan oleh pemerintah melalui bagi hasil yang pada dasarnya digantikan dalam bentuk minyak (*in kind*) namun dalam pencatatannya dikonversikan kedalam valuta USD melalui indonesia *Crude Price* (ICP). Selain hal tersebut FQR yang merupakan realisasi dari (POD/ WP&B/ AFE) dapat di revisi maksimal sebanyak 2 kali, hal tersebut dikarenakan ada kemungkinan hasil dari realisasi yang tercantum di dalam FQR itu berupa *overlifting* yaitu situasi dimana kontraktor berlebihan dalam mengambil bagi hasil minyak dan gas buminya sehingga harus dilakukan pengkoreksian FQR agar bagi hasil antara pemerintah dengan kontraktor memenuhi komposisinya dengan benar, sedangkan apabila *underlifting* maka FQR tidak perlu di koreksi karena nantinya kekurangan atas hak bagi hasil bagian kontraktor akan di akumulasikan di dalam FQR periode berikutnya.

Setelah kita mengetahui tata cara pelaporan penerimaan negara dari kegiatan usaha hulu minyak dan gas bumi, sekarang peneliti akan menjabarkan penghitungan pengeluaran alokasi biaya tidak langsung kantor pusat yang dapat dikembalikan di dalam perhitungan bagi hasil dan pajak penghasilan Bagi kontraktor minyak dan gas bumi yang dibedakan pada masa eksplorasi dan masa eksploitasi berdasarkan Peraturan Menteri Keuangan Republik Indonesia Nomor 256/PMK.011/2011 pasal 4 ayat (1), yaitu:

1. Contoh penghitungan besaran alokasi biaya tidak langsung kantor pusat dalam masa eksplorasi:
 - a. dalam hal persentase alokasi biaya tidak langsung kantor pusat melebihi batasan 2% (ilustrasi PT PEPC):

Tabel 5.1

Alokasi Biaya Tidak Langsung Kantor Pusat Masa Eksplorasi Periode 2012-2016

Tahun	% Alokasi Biaya tidak langsung Kantor Pusat	Total Pengeluaran	Alokasi Biaya tidak langsung Kantor Pusat
2012	2,00%	\$100,000,000.00	\$2,000,000.00
2013	3,00%	\$180,000,000.00	\$5,400,000.00
2014	2,00%	\$250,000,000.00	\$5,000,000.00
2015	3,00%	\$200,000,000.00	\$6,000,000.00
2016	2,00%	\$220,000,000.00	\$4,400,000.00
Jumlah		\$950,000,000.00	\$22,800,000.00

Sumber: Diolah oleh Peneliti

Berdasarkan tabel di atas dapat dilihat bahwa terdapat 2 tahun yaitu 2013 dan 2015 dimana atas alokasi biaya tidak langsung kantor pusat melebihi batasan 2%, namun berdasarkan peraturan yang berlaku besarnya alokasi biaya tidak langsung kantor pusat yang dapat menjadi pengurang penghasilan bruto pada tahun 2013 dan 2015 lebih dari 2%, yaitu 3% oleh tim pemeriksa (BP MIGAS) tidak dilakukan koreksi hal ini dikarenakan batasan maksimal 2% untuk masa eksplorasi bukanlah pertahun melainkan dari total pengeluaran selama masa eksplorasi dalam hal ini 2012-2016 (penyesuaian akan dilakukan pada tahun terakhir masa eksplorasi). Berikut contoh penyesuaian alokasi biaya tidak langsung kantor pusat yang dapat dibebankan terhadap bagi hasil dan pajak penghasilan Kontraktor Kontrak Kerja Sama pada masa eksplorasi (ilustrasi PT PEPC):

Alokasi biaya tidak langsung kantor pusat (menurut KKKS)	= USD 22,800,000
Batas maksimal pembebanan alokasi biaya tidak langsung kantor pusat selama masa eksplorasi 2% X USD 950,000,000	= <u>(USD 19,000,000)</u>
Koreksi	= USD 3,800,000

Dari perhitungan diatas, maka besarnya alokasi tidak langsung kantor pusat yang dapat menjadi pengurang penghasilan bruto selama masa eksplorasi adalah sebesar USD 19,000,000. Penyesuaian alokasi biaya tidak langsung kantor pusat di tahun 2016 untuk seluruh masa eksplorasi adalah sebagai berikut:

Alokasi biaya tidak langsung kantor pusat = USD 4,400,000
 (tahun 2016)
 Dikurangkan oleh nilai koreksi = (USD 3,800,000)
 Sehingga Alokasi biaya tidak langsung kantor pusat = USD 600,000
 (yang diperbolehkan di tahun 2016)

Berikut ringkasan pembebanan alokasi biaya tidak langsung kantor pusat pada PT PEPC Selama masa eksplorasi (2012 sampai dengan 2016):

Tabel 5.2
Penyesuaian Pembebanan Alokasi Biaya Tidak Langsung Kantor Pusat
Masa Eksplorasi 1

Tahun	% Alokasi Biaya tidak langsung Kantor Pusat	Menurut KKKS		Hasil Pemeriksaan	
		Total Pengeluaran	Realisasi Alokasi Biaya tidak langsung Kantor Pusat	Total Pengeluaran	Alokasi Biaya tidak langsung Kantor Pusat
2012	2%	\$100,000,000	\$2,000,000	\$100,000,000	\$2,000,000
2013	3%	\$180,000,000	\$5,400,000	\$180,000,000	\$5,400,000
2014	2%	\$250,000,000	\$5,000,000	\$250,000,000	\$5,000,000
2015	3%	\$200,000,000	\$6,000,000	\$200,000,000	\$6,000,000
2016	2%	\$220,000,000	\$4,400,000	\$220,000,000	\$600,000
Jumlah		\$950,000,000	\$22,800,000	\$950,000,000	\$19,000,000

Sumber: Diolah oleh Peneliti

- b. Dalam hal terdapat koreksi total pengeluaran pada masa eksplorasi, dengan contoh apabila terdapat koreksi dari hasil pemeriksaan pada tahun 2013 sebesar USD 30,000,000 sehingga total pengeluaran tahun 2013 menjadi sebesar USD 150,000,000, maka besarnya alokasi biaya tidak langsung kantor pusat yang dapat menjadi pengurang penghasilan bruto selama masa eksplorasi adalah sebagai berikut:

Alokasi biaya tidak langsung kantor pusat yang dapat menjadi pengurang penghasilan bruto di tahun 2013 ialah USD 4,500,000 (3% X USD 150,000,000)

Sehingga untuk tahun 2013 dilakukan koreksi atas besarnya alokasi biaya tidak langsung kantor pusat yaitu:

Alokasi biaya tidak langsung kantor pusat = USD 5,400,000

(menurut KKKS)
 Alokasi biaya tidak langsung kantor pusat berdasarkan hasil pemeriksaan
 = (USD 4,500,000)
 Koreksi = USD 900,000

Pada tahun 2016 perhitungan alokasi biaya tidak langsung kantor pusat yang dapat menjadi pengurang penghasilan bruto di tahun 2016 adalah sebagai berikut:

Alokasi biaya tidak langsung kantor pusat = USD 22,800,000
 Batas maksimal pembebanan alokasi biaya tidak langsung kantor pusat selama masa eksplorasi 2%X(USD 950,000,000- USD 30,000,000)
 = USD 18,400,000

Dari perhitungan diatas, maka besarnya alokasi tidak langsung kantor pusat yang dapat menjadi pengurang penghasilan bruto selama masa eksplorasi adalah sebesar batas maksimal yaitu USD 18,400,000. Penyesuaian (koreksi) alokasi biaya tidak langsung kantor pusat di tahun 2016 untuk seluruh masa eksplorasi adalah sebagai berikut:

Alokasi biaya tidak langsung kantor pusat =USD 22,800,000
 (Menurut KKKS)
 Batas maksimal pembebanan alokasi biaya tidak langsung kantor pusat selama masa eksplorasi =(USD 18,400,000)
 Koreksi = USD 4,400,000
 Koreksi alokasi biaya tidak langsung kantor pusat di tahun 2013 berdasarkan hasil pemeriksaan = (USD 900,000)
 Alokasi biaya tidak langsung kantor pusat tahun 2016 berdasarkan hasil pemeriksaan = USD 3,500,000

Sehingga beserannya alokasi biaya tidak langsung kantor pusat di tahun 2016 adalah sebesar:

Alokasi biaya tidak langsung kantor pusat = USD 4,400,000
 Koreksi alokasi biaya tidak langsung kantor pusat = (USD 3,500,000)
 Alokasi biaya tidak langsung kantor pusat yang dapat dibebankan = USD 900,000

Berikut ini ringkasan pembebanan alokasi biaya tidak langsung kantor pusat pada PT PEPC selama masa eksplorasi (2012 sampai dengan 2016):

Tabel 5.3
Penyesuaian Realisasi Alokasi Biaya Tidak langsung kantor Pusat Masa Eksplorasi
2

Tahun	% Alokasi Biaya Tidak langsung Kantor Pusat	Menurut KKKS		Hasil Pemeriksaan	
		Total Pengeluaran	Realisasi Alokasi Biaya tidak langsung Kantor Pusat	Total Pengeluaran	Alokasi Biaya tidak langsung Kantor Pusat
2012	2%	\$100,000,000	\$2,000,000	\$100,000,000	\$2,000,000
2013	3%	\$180,000,000	\$5,400,000	\$150,000,000	\$4,500,000
2014	2%	\$250,000,000	\$5,000,000	\$250,000,000	\$5,000,000
2015	3%	\$200,000,000	\$6,000,000	\$200,000,000	\$6,000,000
2016	2%	\$220,000,000	\$4,400,000	\$220,000,000	\$900,000
Jumlah		\$950,000,000	\$22,800,000	\$920,000,000	\$18,400,000

Sumber: Diolah Oleh Peneliti

- c. Dalam hal persentase biaya tidak langsung kantor pusat lebih kecil dari 2% selama masa eksplorasi:

Berikut data alokasi biaya tidak langsung kantor pusat pada BUT X selama masa eksplorasi (2012 sampai dengan 2016):

Tabel 5.4
Alokasi Biaya Tidak Langsung Kantor Pusat Masa Eksplorasi Periode 2012-2016

Tahun	% Alokasi Biaya tidak langsung Kantor Pusat	Total Pengeluaran	Realisasi Alokasi Biaya tidak Langsung Kantor Pusat
2012	1,5%	\$100,000,000.00	\$1,500,000.00
2013	1,6%	\$180,000,000.00	\$2,880,000.00
2014	2,0%	\$250,000,000.00	\$5,000,000.00
2015	2,2%	\$200,000,000.00	\$4,400,000.00
2016	2,0%	\$220,000,000.00	\$4,400,000.00
Jumlah		\$950,000,000.00	\$18,180,000.00

Sumber: Diolah Oleh Peneliti

Batas maksimal pembebanan alokasi biaya tidak langsung kantor pusat selama masa eksplorasi:

$$2\% \times \$950,000,000 = \text{USD } 19,000,000$$

Dari penghitungan diatas, maka besarnya alokasi biaya tidak langsung kantor pusat yang dapat menjadi pengurang penghasilan bruto selama masa eksplorasi adalah USD 18,180,000 sehingga pada tahun 2016 tidak terdapat penyesuaian (koreksi) atas alokasi biaya tidak langsung kantor pusat.

2. Contoh perhitungan besaran alokasi biaya tidak langsung kantor pusat dalam masa eksploitasi terbagi menjadi 2 jenis yaitu:

a. Masa eksploitasi setelah berlakunya Peraturan Menteri Keuangan ini:

Pada tahun 2016, PT PEPC telah mengajukan WP&B untuk tahun 2017, beserta proposal metode alokasi biaya tidak langsung kantor pusat dan telah mendapat persetujuan dari BP Migas sebesar 2% sejak tahun 2017 dan seterusnya kecuali terdapat perubahan metode alokasi biaya tidak langsung kantor pusat. Pada tahun 2017 PT PEPC mulai berproduksi. Berikut data alokasi biaya tidak langsung kantor pada PT PEPC selama masa eksploitasi (2017 sampai dengan 2021):

Tabel 5.5
Alokasi Biaya Tidak Langsung Kantor Pusat Masa Eksploitasi Periode 2017-2021

Tahun	% Alokasi Biaya Tidak langsung Kantor Pusat	Total Pengeluaran	Realisasi Alokasi Biaya tidak langsung Kantor Pusat
2017	2%	\$100,000,000.00	\$2,000,000.00
2018	3%	\$180,000,000.00	\$5,400,000.00
2019	1%	\$250,000,000.00	\$2,500,000.00
2020	4%	\$200,000,000.00	\$8,000,000.00
2021	2%	\$220,000,000.00	\$4,400,000.00
Jumlah		\$950,000,000.00	\$22,300,000.00

Sumber: Diolah Oleh Peneliti

Besarnya alokasi biaya tidak langsung kantor pusat yang dapat menjadi pengurang penghasilan bruto oleh PT PEPC adalah sebagai berikut

Tabel 5.6
Realisasi Alokasi Biaya Tidak Langsung Kantor Pusat Masa Eksploitasi 1
Periode 2017-2021

Thn.	KKKS			Persetujuan BP Migas			Pemeriksa *)
	% Alokasi Biaya tidak langsung Kantor Pusat	Total Pengeluaran (Realisasi)	Alokasi biaya tidak langsung Kantor Pusat	% Yang Disetujui	Total Pengeluaran (Persetujuan)	Alokasi biaya tidak langsung Kantor Pusat	Alokasi biaya tidak langsung Kantor Pusat
2017	2%	\$100,000,000	\$2,000,000	2%	\$100,000,000	\$2,000,000	\$2,000,000
2018	3%	\$180,000,000	\$5,400,000	2%	\$180,000,000	\$3,600,000	\$3,600,000
2019	1%	\$250,000,000	\$2,500,000	2%	\$250,000,000	\$2,500,000	\$2,500,000
2020	4%	\$200,000,000	\$8,000,000	2%	\$200,000,000	\$4,000,000	\$4,000,000
2021	2%	\$220,000,000	\$4,400,000	2%	\$220,000,000	\$4,400,000	\$4,400,000

Sumber: Diolah Oleh Peneliti

Keterangan:

Dalam hal terdapat koreksi total pengeluaran (koreksi biaya), besarnya alokasi biaya tidak langsung kantor pusat yang dapat menjadi pengurang penghasilan bruto adalah sebesar maksimal 2% dari total pengeluaran setelah koreksi berdasarkan hasil pemeriksaan.

b. Masa eksploitasi sebelum berlakunya Peraturan Menteri Keuangan ini:

BUT Z adalah perusahaan yang bergerak di bidang pertambangan minyak dan gas bumi. Pada tahun 2001, BUT Z memenangkan tender penawaran blok minyak dan gas bumi Tiung Biru Blora. BUT Z menandatangani kontrak dengan BP Migas pada tahun 2002. Pada tahun 2011, BUT Z berproduksi. Berikut data alokasi biaya tidak langsung kantor pusat BUT Z selama masa eksploitasi (tahun 2011 sampai dengan 2016):

Tabel 5.7
Alokasi Biaya Tidak Langsung Kantor Pusat Masa Eksploitasi 2 Periode
2011-2016

Tahun	% Alokasi Biaya tidak langsung Kantor Pusat	Total Pengeluaran	Realisasi Alokasi Biaya tidak langsung Kantor Pusat
2011	2.00%	\$200,000,000.00	\$4,000,000.00
2012	2.00%	\$220,000,000.00	\$4.400.000,00
2013	1.50%	\$250,000,000.00	\$3,750,000.00
2014	2.00%	\$300,000,000.00	\$6,000,000.00
2015	2.00%	\$350,000,000.00	\$7,000,000.00
2016	2.00%	\$300,000,000.00	\$6,000,000.00

Sumber: Diolah Oleh Peneliti

Pada tahun 2011 Wajib Pajak mengajukan WP&B untuk tahun 2012 dan telah disetujui BP Migas tanpa catatan. Pada tahun 2012 saat Wajib Pajak mengajukan WP&B tahun 2013 BP Migas menyetujui namun dengan catatan akan dilakukannya *detailed Study* yang dilakukan BP Migas dalam rangka justifikasi besarnya alokasi biaya tidak langsung kantor pusat sebesar 1,5% dan berlaku sejak tahun 2013. Besarnya alokasi biaya tidak langsung kantor pusat yang dapat menjadi pengurang penghasilan Bruto oleh BUT Z adalah sebagai berikut:

Tabel 5.8
Koreksi atas Alokasi Biaya Tidak Langsung Kantor Pusat Masa Eksploitasi
Periode 2017-2021

Thn	KKKS			Persetujuan BP Migas			Pemeriksa *)
	% Alokasi Biaya tidak langsung	Total Pengeluaran (Realisasi)	Alokasi biaya tidak langsung Kantor Pusat	% Yang Disetujui	Total Pengeluaran (Persetujuan)	Alokasi biaya tidak langsung Kantor Pusat	Alokasi biaya tidak langsung Kantor Pusat
201	2%	\$200,000,000	\$4,000,000	2%	\$200,000,000	\$3,600,000	\$3,600,000.00

1							
201 2	2%	\$220,000,000	\$4,400,000	2%	\$220,000,000	\$4.400.000	\$4.400.000,00
201 3	1,5 %	\$250,000,000	\$3,750,000	1,5%	\$250,000,000	\$5,000,000	\$3,750,000.00
201 4	2%	\$300,000,000	\$6,000,000	1,5%	\$300,000,000	\$5,400,000	\$4,500,000.00
201 5	2%	\$350,000,000	\$7,000,000	1,5%	\$350,000,000	\$6,300,000	\$4,750,000.00
201 6	2%	\$300,000,000	\$6,000,000	1,5%	\$300,000,000	\$5,400,000	\$4,500,000.00

Sumber: Diolah Oleh Peneliti

Keterangan:

Dalam hal terdapat koreksi total pengeluaran (koreksi Biaya), besarnya alokasi biaya tidak langsung kantor pusat yang dapat menjadi pengurang penghasilan bruto adalah sebesar maksimal 2% (untuk tahun 2011 dan 2012) atau sesuai persetujuan BP Migas (yaitu 1,5% sejak tahun 2013) dari total pengeluaran setelah koreksi berdasarkan hasil pemeriksaan.

BAB 6

SIMPULAN DAN SARAN

6.1 Simpulan

Berdasarkan hasil pembahasan di muka, dapat ditarik beberapa kesimpulan sebagai berikut.:

1. Penetapan batasan *cost recovery* atas batasan alokasi biaya tidak langsung kantor pusat yang dapat dikembalikan di dasari oleh pertimbangan: Perwujudan dari Pasal 31D UU PPh, yang mengharuskan pemerintah untuk mengatur secara khusus ketentuan (*lex specialis*) PPh di bidang sektor hulu minyak, bahwa di sadari biaya atas alokasi tidak langsung kantor pusat ini agak sulit untuk mencari *genuine* atau keasliannya sehingga untuk pengeluaran seperti ini harus dibatasi (*restrictive*) agar besar pengeluarannya tidak membebani APBN secara berlebihan. bahwa dalam penetapan kebijakan ini pemerintah dalam hal ini kementerian keuangan yang terkait (DJP dan BKF) menggunakan asas *Certainty* agar terbentuknya suatu kepastian hukum di dalam pengolahan minyak dan gas bumi (*petroleum operation*) di Indonesia agar tetap menjaga iklim investasi.
2. Penetapan pembedaan perlakuan alokasi biaya tidak langsung kantor pusat pada masa eksplorasi dan masa eksploitasi didasari atas pertimbangan bahwa pada masa eksplorasi KKKS dianggap belum memiliki *revenue* sehingga perhitungan alokasi biaya tidak langsung dapat dialokasikan secara keseluruhan masa eksplorasi sedangkan pada masa eksploitasi KKKS sudah dapat memproduksi Minyak dan gas Bumi sehingga atas alokasi tersebut dihitung berdasarkan tahun bersnagkutan.
3. Implikasi yang terdapat di dalam perhitungan alokasi biaya tidak langsung KKKS PT PEPC nilai alokasi biaya tidak langsung kantor pusat yang menurut KKKS di alokasikan melebihi batas maksimal 2% maka tidak serta merta dilakukan koreksi oleh tim pemeriksa dari BP Migas, dikarenakan batasan maksimal 2% tersebut bukanlah untuk

perhitungan pertahun namun untuk total pengeluaran masa eksplorasi sehingga apabila nantinya terdapat pembebanan yang berlebih maka pembebanan yang berlebihan tersebut akan di akumulasikan dan akan di koreksi pada tahun terakhir masa eksplorasi, sedangkan apabila ada pembebanan yang kurang dari 2% maka yang digunakan pembebanan yang paling kecil. Dalam hal terdapat koreksi bukan pada alokasi biaya tidak langsung kantor pusat melainkan koreksi atas total pengeluaran pada masa eksplorasi maka besaran alokasi biaya tidak langsung kantor pusat yang dapat menjadi pengurang penghasilan bruto mengikuti total pengeluaran yang sudah di koreksi oleh tim pemeriksa BP Migas. Dalam hal setelah berlakunya Peraturan Menteri Keuangan No. 256/PMK.011/2011 maka apabila terdapat koreksi atas total pengeluaran ataupun alokasi biaya tidak langsung kantor pusat maka besarnya alokasi tersebut akan tetap sebesar 2% dan dihitung per-tahun setiap tahun dalam masa eksploitasi, sedangkan dalam hal sebelum PMK No. 256 ini diterapkan maka apabila setelah dilakukan pemeriksaan dan hasil koreksi menunjukkan bahwa atas alokasi tersebut seharusnya memiliki nilai di bawah batas maksimal maka untuk tahun koreksi tersebut dan tahun seterusnya di dalam masa eksploitasi harus menggunakan persen alokasi biaya tidak langsung kantor pusat yang paling terendah.

6.1 Saran

1. Berdasarkan hasil penelitian bahwa di lapangan menunjukkan rata-rata para KKKS mengalokasikan biaya tidak langsung kantor pusat di bawah 2%, sehingga peneliti menyarankan agar peraturan ini di buat naskah akademiknya sehingga akan lebih *flexible* terhadap batasan tersebut yang memungkinkan batasan maksimal 2% atas alokasi biaya tidak langsung kantor pusat ini dapat berubah menjadi lebih rendah sewaktu-waktu.
2. Dalam hal *genuinitas* laporan konsolidasi antara pusat dan cabangnya (BUT) yang masih diragukan yang di ajukan oleh kontraktor terhadap BP

MIGAS di dalam syarat untuk memperoleh *cost recovery* sebaiknya pihak DJP di ikutsertakan agar fungsi DJP sebagai *tax collection* berjalan dengan baik (meningkatkan fungsi *controlling*).

3. Dalam hal perhitungan alokasi biaya tidak langsung kantor pusat PT PEPC seharusnya lebih teliti dalam merencanakan anggaran (WP&B) sehingga tidak perlu ada pemeriksaan dari BP MIGAS yang berupa *detailed study* atas alokasi biaya tidak langsung kantor pusat.

DAFTAR REFERENSI

Buku:

Castetter, W. B.; dan R. S. Heisler. *Developing and Defending A Dissertation Proposal*. University of Pennsylvania, Philadelphia, Pennsylvania, Graduate School of Education, 1984.

Charles L. Cochran and Eloise F. Malone. *Public Policy: Perspectives and Choices*. USA: Lynne Rienner, 2010.

Drs. Somodra Wibawa, MA, dkk, Penerjemah, William Dunn. *Pengantar Analisis Kebijakan Publik*. Yogyakarta: Gajah Mada University Press, 1994.

Drs. Hessel Nogi S. Tangkilisan, MSi, "Teori dan Konsep Kebijakan Publik" dalam *Kebijakan Publik yang Membumi, konsep, strategi dan kasus*, Yogyakarta : Lukman Offset dan YPAPI, 2003

Daniel W. Bromley. *Economic Interests and Institutions: The Conceptual Foundations of Public Policy*. New York: Basil Blackwell, 1989.

Daniel Johnson, *International Petroleum Fiscal System and Production Sharing Contracts*, PW Publishing Comp, Oklahoma, 1994.

Dr. Husaini Usman M.pd. *Metodologi Penelitian Sosial*, Bumi Aksara 2006.

Haryono, *Akuntansi Perminyakan*, Jakarta: Universitas Trisakti, 1998

Henry C Simons, *Personal Income Taxation, The Definiton of Income as a Problem of Fiscal Policy*, Chicago, The University of Chicago, Press Midway Reprint, 1980.

Hutagaol, John. *Perpajakan: Isu-Isu Kontemporer*, Yogyakarta: Graha Ilmu, 2007.

J. Arnold, Brian & J. McIntyre, Michael. International Tax Primer: Den Haag, The Netherlands: Kluwer Law International, 1995.

James P. Lester & Joseph Stewart. Public Policy: An Evolutionary Approach. California: Wadsworth Thomson Learning, 2000.

Porter, Stanley P, Petroleum Accounting Practices, New York, McGraw-Hill Book Company, 1965.

Rosdiana, Haula; dan Irianto, Edi Slamet, Pengantar Ilmu Pajak: Kebijakan dan Implementasi Di Indonesia. Jakarta: Rajawali pers, 2011.

R.Mansury, Pajak Penghasilan Lanjutan Pasca Reformasi 2000 (YP4, 2002)

Robert M. Haig, The Concept of Income-Economic and Legal Aspects, London, George Allen & Unwin Ltd, 1959

Richard Goode, The Individual Income Tax, Studies of Government Finance, Washington, DC: The Brookings Institution, Revised Edition, 1976.

Richard A. Murgave & Peggy B. Murgave, Public Finance in Theory and Practice, New York : Mc Graw Hill Book Company, 1980.

Smith, Adam , An Inquiry into the Nature and Causes of the Wealth of Nations, Indianapolis, Liberty Classics, 1981.

Silvama, Tordo, Fiscal System for Hydrocarbons, Washington DC: the world bank, 2007.

Simamora, M Rudi, Hukum Minyak dan Gas Bumi, Djambatan, 2000.

Stanley P.Poter, *Petroleum Accounting Procces*, New York, Mc.Graw Hill Book Company, 1988.

Machmud, Teungku Nathan, *The Indonesian Production Sharing Contract*, Netherlands: Kluwer law International, 2000.

Utomo, Sutadi Pudjo, *Kedaulatan MIGAS Dan Production Sharing Contract Indonesia*, Jakarta: ReforMiner, 2010.

W.L. Neuman, *Social Research Methods: Qualitative and Quantitative Approaches*. Analisa Keuangan,Keekonomian Proyek Serta Aspek Perpajakan Kontraktor Bagi Hasil,PT.Insan Citra Selaras, Jakarta, 2001.

Yuwono, Bambang, *Analisa Keuangan Keekonomian Proyek serta Aspek Perpajakan Kontraktor Bagi Hasil*, PT. Insan Citra Selaras, Jakarta, 2001.

Undang-Undang:

Undang-undang Nomor 44 Prp. Tahun 1960 Pasal 3 Ayat (2) *tentang Minyak dan Gas Bumi*

Peraturan Pemerintah Undang-undang Nomor 8 Tahun 1971 *perubahan nama PN (perusahaan negara) menjadi PERTAMINA saja*

Pemerintah Nomor 29 Tahun 1969 pasal 1 *tentang penyediaan wilayah kuasa pertambangan kepada Pertamina*

Undang-undang Nomor 8 Tahun 1971 pasal 11 *Pertamina sebagai pemegang kuasa pertambangan atas seluruh wilayah pertambangan migas di Indonesia*

Undang-Undang Nomor 22 tahun 2001 *tentang Minyak dan Gas Bumi*

Peraturan Pemerintah Nomor 42 Tahun 2002 *tentang Badan Pelaksana Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi*

Undang-undang Nomor 8 Tahun 1971 pasal 12 ayat (1) *PERTAMINA dapat mengadakan kerjasama dengan pihak lain dalam bentuk “kontrak Production Sharing/ Production Sharing Contract”*

Sumber Lainnya:

APBN P 2011 www.djpp.kemenkumham.go.id, UU 11-2011

Hasil pemeriksaan BPK RI atas Cost Recovery kontraktor yang tidak wajar <http://www.bpk.go.id/doc/publikasi/PDF/ppan/17.pdf> diunduh pada tanggal 29 Februari 2012

Bagaimana terjadinya minyak dan gas bumi, wki.migas-indonesia.net diunduh tanggal 5 mei 2012

Harian Ekonomi Neraca “Transparansi Cost Recovery Migas”, Nur Iman Gunarba

Production Sharing Contract financial aspect's, Bambang Yuwono

Aspek Perpajakan PSC, Dewa Made Budiarta

Pembebanan *cost recovery* dalam operasi hulu minyak dan gas bumi majalah indonesia tax review, volume VI edisi 08/2001, halaman 4

LAMPIRAN 1

HASIL WAWANCARA

Informan : Bapak Robert
Jabatan : Sub Dit PPh Badan (PP2)
Direktorat Jenderal Pajak
Waktu : Senin, 16 Mei 2012 Pukul 11.00
Tempat : Kantor Pusat Direktorat Jenderal Pajak, Gedung Utama Lt. 9
Jalan Gatot Subroto Kav. 40 - 42, Jakarta Selatan

1. Apakah aspek perpajakan yang ada pada operasi hulu migas, dan juga tolong jelaskan operasi hulu migas yang ada di Indonesia?

Sebenarnya aspek-aspek perpajakan terkait perusahaan hulu minyak dan gas bumi ini banyak ya salah satunya itu *uniformity principle* yang mempunyai pengertian bahwa biaya yang dapat dikurangkan penghasilan bruto ialah biaya yang sama yang dapat dikembalikan pemerintah, Artinya bahwa industri migas itu unik dari cost recovery itu sendiri, berbeda dengan industri lain seperti perbankan, farmasi, pertambangan. Migas ini *highly capital, highly risk and highly technology* sehingga pemerintah meminta investor dari luar untuk mengerjakannya. Perbedaan Indonesia dengan negara pada umumnya adalah karena adanya keunikan pengembalian biaya ini (*cost recovery*) di dalam perusahaan migas ini, negara maju tidak pernah begitu (Australia) mereka menggunakan *royalty* sebagai penghasilan untuk pemerintah jadi *first we cannot compare* dengan negara maju.

2. Dalam perspektif perpajakan apakah biaya-biaya perusahaan migas khususnya alokasi biaya tidak langsung kantor pusat sesuai dengan konsep biaya yang diatur dalam UU pajak Penghasilan?

Tentu saja sesuai sehingga dapat dikatakan apa yang dijadikan biaya yang di gantikan dalam *cost recovery* = biaya dalam pajak, inilah yang disebut *uniformity principle* atau dapat disimpulkan biaya pengurang beban pajak *deductible expense* (UU PPh pasal 6) adalah biaya yang dapat di *cost recovable* (pasal 12 PP No. 79) dan juga biaya bukan

pengurang beban pajak *non deductible expense* (UU PPh pasal 9) adalah biaya yang *non cost recovable* (pasal 13 PP No. 79).

3. Apakah definisi yang jelas atas alokasi biaya tidak langsung tersebut? Apa sajakah kategorinya (jenis-jenisnya)?

Biaya tidak langsung itu di sebut *overhead*, dimana-mana selalu ada *overhead*. *Overhead* ini tujuannya apa? karena waktu kontraktor (estimasi kontraktor asing dari amerika) datang kesini mendirikan BUT disini dan BUT tersebut gk punya uang BUT ini mesti minta kepada pusat itu yg disebut alokasi kantor pusat . Jadi secara tidak langsung saat eksplorasi BUT disini hanya membawa kontrak dan uang saja namun BUT tersebut tetap harus meminta uang dari pusat karena kontraktor ini bukan dalam bentuk inc. Selain itu waktu masa eksplorasi itukan *highly capital* dan belum ada hasilnya dan kontraktor harus mengeluarkan uang secara terus menerus dalam masa eksploitasi ini 6-10 tahun dan uang tersebut berasal dari kantor pusat maka itulah yang disebut dengan alokasi biaya tidak langsung. Di pasal 12 kan bilang biaya dibagi 2 ada biaya langsung dapat dibebankan proyek di indonesia yang berasal dari luar negeri apabila benar-benar tidak bisa dikerjakan misalnya begini waktu mencari minyak kita gak punya ahli geologynya yang menggunakan alat-alat yang *high technology* yang indonesia tidak memilikinya. Namun atas biaya ini bukan merupakan biaya yang rutin dikeluarkan (*based on project*). Nah biaya tidak langsung ini ialah biaya-biaya seperti BUT yang seperti inilah nantinya akan digantikan oleh pemerintah melalui bagi hasil dan dibatasi maksimal 2%.

4. Di dalam penetapan cost recovery sebesar 2% tersebut di dalam Surat Nomor 947/C.0000/81 tanggal 5 juni 1981 yang dikeluarkan oleh direksi pertamina, dikatakan bahwa pertamina (pemerintah) nilai tersebut di bentuk setelah melakukan suatu studi overhead, seperti apakah studi overhead tersebut?

Maksudnya study overhead itu seperti ini: sebenarnya studi overhead itu banyak detailnya yang tahu itu BP MIGAS seperti biaya² yang dilaporkan kedalam WPNB nah terkait biaya-biaya itu yang dibuat studynya apakah memang layak tapi angka 2% itu sebenarnya bukan dari negara lain ini maksudnya bukan dibandingkan dengan negara lain berapanya, maksudnya dibandingkan dengan kantor pusatnya diluar negri berapa sih sebenarnya overhead ini, karena yang DJP dapat informasi dari BP MIGAS bahwa 2% ini bukan angka yang timbul dari perbandingan di luar negri, kalau benar seperti itu maka akan sangat *absurd* akan sangat subjektif nanti mngkn perusahaan di negara lain akan lebih dari 2% atau mungkin juga ada yang berada di bawah 2%, nah si pusat ini kan menyebarkan overhead ke Negara-negara tersebut kemudian disebar kembali ke indonesia di mana di indonesia kan ada banyak sumur (blok atau fencing area) dimana meskipun perusahaannya satu tetap saja harus membuat BUT yang lainnya (NPWP yang berbeda pula)sesuai sumur yang dikelolanya (prinsip *ring fence policy*) misalnya shell di harus membuat shell sumur kaltim atau shell sumur papua dimana itu di atasi oleh shell indonesia yang diatasi kembali kepada shell singapore yang kemudian baru shell belanda sehingga untuk mencapai perhitungan overhed kantor pusat saja sudah sulit, maka atas inipun diatur setiap kontraktor harus mengajukan laporan keuangan yang telah di konsolidasikan terhadap kantor pusatnya nah itulah makannya perlu dilakukan *technical overhead/ study overhead* terhadap kantor pusat di luar negri.

5. Apakah keterkaitan *cost recovery* khususnya atas alokasi biaya tidak langsung kantor pusat terhadap beban pajak yang ditanggung kontraktor kontrak kerjasama?

Biaya tidak langsung ini sejalan dengan pasal 6 UU PPh karena biaya ini bertujuan 3M (mendapatkan, menagih, dan memelihara) terkait penghasilan dari minyak dan gas bumi sehingga itu bisa dikurangkan tinggal dibatasi sebesar 2% ini dengan tujuan kemakmuran rakyat.

6. Bagaimana mekanisme pengawasan dan pemeriksaan yang dilakukan oleh pihak DJP atas biaya tidak langsung?

Posisi DJP dalam pp 79 dan pmk 256 ini masih dalam hal pajak karena menurut KUP yang mengumpulkan pajak ialah direktorat jendral pajak karena sebelum PP 79 ini DJP tidak terlibat aktif karena tidak membicarakan di bidang perpajakan. Nah PP 79 ini turun pada dasarnya hanya ingin membahas pajaknya saja karena kita sudah jelas pasal 31 d uu pph kondisi tertentu diatur di dalam PP, tapi lihat juga dipasalnya UU 22 tahun 2001 dimana *cost recovery* diatur oleh PP makanya digabungkanlah kedua itu, ini bukan dualisme karena *cost recovery* kita gak ngatur (bukan kewenangan DJP) ini dasarnya adalah ketentuan pasal 6 uu migas dan kita pasal 31 d, Jika kita bicara audit selama pp 79 ini belum terbit maka kita tidak mempunyai hak untuk mengaudit apa-apa saja yang dibayar sama kontraktor itu kita gak bisa bilang benar atau salah karena dalam penerimaan negara dalam APBN sendiri dibagi menjadi penerimaan negara dari sektor migas (Direktorat Jendral Penerimaan Negara Bukan Pajak (PNBP) dan Non migas djp yang kelola. Waktu kontraktor bayar 85:15 dibayar ke PNBP bukan ke djp, jadi kita gak bisa mengawasi karena mereka membayar ke kas negara melalui rekening negara yang berbeda dengan rekening penerimaan negara non migas. Sebenarnya PNBP ini gak bisa mengawasi karena dia hanya mengawasi yang terkait bagi hasil bukan pajak sedangkan *cost recovery* itu yang mengawasi ialah BPKP nah BPKP sendiri pun gak bisa memeriksa pajak meskipun bisa tapi menurut UU pajak yang diperiksa oleh BPKP itu bisa dibilang gak valid gak sah kenapa karena tidak melalui jalur sistem perpajakan jadi selama ini carut marut, jadi sebenarnya secara tidak langsung kita ini di adu domba sama kontraktor, karena kontraktor selalu berkata *based on contract* sehingga tidak bisa disalahkan, nah kita mengatur ini meskipun BPKP boleh sebagai auditor namun harus auditor yang ditunjuk oleh DJP, Gitu jadi selama PP 79 ini belum diterbitkan

temuan mereka tentang pajak gk bisa kita tindak lanjuti, namun setelah pp 79 terbit maka apa yang dikerjakan oleh bpkp dapat kita terima karena pada dasarnya biaya yang di cost recovery ini yang merupakan cost of oil haruslah sama dengan *cost of tax*, memang jadi pada akhirnya PP 79 ini membuat resah industri migas karena itu yg tadinya kita gak ngawasi dan kita gak atur jadi kita awasi dan atur terkait pajaknya dan secara hukum clear biaya-biaya tersebut gk jadi persengketaan (*azas certainty* / kepastian hukum terpenuhi). DJP dalam pp 79 pasal 37 dalam hal terjadi perubahan bentuk hukum dan bentuk atau hal lain dari kontraktor yang mengakibatkan perubahan perhitungan pajak penghasilan maka besaran penerimaan negara itu harus tetap, penerimaan negara itu apa sih bagi hasil dan pajak apabila pajaknya kecil maka bagi hasil harus besar dan sebaliknya. Jadi sebenarnya kalau dari sisi DJP sih mengharapkan dan berusaha tax collection ini tetap dapat di maksimalkan.

7. Apakah aturan maksimal 2% itu harus diterapkan sama setiap pengeluaran untuk kegiatan eksplorasi, pengembangan dan produksi? Akankah diperbolehkan berlainan namun secara akumulasi tidak melebihi 2%?

Untuk mekanisme alokasi biaya 2% itu dibatasi setiap tahun untuk eksploitasi, jadi kalau masa eksploitasi setelah POD contohnya dalam satu tahun ada overhead 100 berarti hanya sebesar 2 (2%) tp eksplorasi lain karena saat eksplorasi biasanya cost sangat besar karena saat-saat awal membuat fasilitas membeli/ menyewa alat bor dan lain sebagainya yang awalnya menggunakan dana dari alokasi kantor pusat nah kalau itu total saat dia sebelum mengajukan POD sebelum disetujui itu sebesar 2% jadi , mungkin saja 1 tahun dalam 6 tahun eksplorasi bisa lebih dari 2% dan di lain tahunnya dibawah 2% namun secara total masa eksplorasi tetap tidak boleh melebihi 2%.

HASIL WAWANCARA

Informan : Profesor Gunadi
Jabatan : Akademisi
Waktu : Kamis, 31 mei 2012 Pukul 09. 38
Tempat :MUC Building, Jalan Simatupang No.15, Jakarta Selatan

1. Bagaimana definisi dari alokasi biaya tidak langsung kantor pusat?

Kalau alokasi biaya tidak langsung itu ya biaya kantor pusat itu apa, apakah dia kantor pusat bersama cabang atau induk bersama anak perusahaanya. Nah di 12 ayat 3 huruf F alokasi yang dimaksud disini adalah alokasi biaya tidak langsung kantor pusat ialah dikatakan cabang ya atau BUT kan jadi definisinya ialah alokasi biaya yang dikeluarkan oleh kantor pusat kepada cabangnya yang berbentuk BUT di Indonesia yang secara tidak langsung atas biaya-biaya tersebut mempengaruhi kegiatan cabangnya di Indonesia, contohnya seperti kantor pusat memberikan advice (memerlukan biaya atas fee advice tersebut) melalui SAP yang ada di pusat agar dapat di terapkan oleh cabangnya di Indonesia.

2. Apakah pembebanan pengeluaran alokasi biaya tidak langsung kantor pusat ini telah sesuai dengan peraturan perpajakan (sesuai dengan pasal 6 UU PPh yaitu deductible expense atau pengurang beban pajak)?

Ya tentu teorinya *uniformity principle* kita kepada pasal , pasal 13 PP ini sama pasal 9, pasal 12 PP ini sama pasal 6 UU PPh, bahwa biaya-biaya yang dapat dikurangkan dalam perhitungan penghasilan yang dikenakan pajak ialah biaya² terkait 3M, bahwa apabila biaya tersebut tidak terkait langsung dengan 3M maka tidak bisa dijadikan pengurang beban pajak.

3. Atas dasar apa ketentuan pembatasan pengeluaran alokasi biaya tidak langsung kantor pusat yang dapat dikembalikan ini di terbitkan?

Sebenarnya pajak itu gak terikat (*uniformity Principle*) oleh hal seperti itu, yang penting ialah *collection tax* nya saja, namun untuk kebijakan ini bisa dikatakan kebijakan *policy deduction, restrictive policy* atau *motivation policy*. Maksudnya ialah untuk mendapatkan penghasilan yang lebih maka biaya itu dipangkas atau dibatasi atau tidak boleh dikurangkan semuanya, jadi tujuan kebijakan ini ialah untuk *restrictive* yaitu biaya-biaya yang dapat di *cost recovery* di batasi agar kita masih memperoleh subjek pajaknya (penghasilan kontraktor minyak dan gas bumi), jadi tidak serta merta prinsip *uniformity principle* itu diterapkan karena jika *uniformity principle* itu sendiri diterapkan seluruhnya maka pemerintah tidak akan memperoleh penerimaan, apalagi terkait biaya alokasi tidak langsung akan sulit untuk diselidiki karena kantor pusatnya sendiri berada di luar negrikan, Sehingga terkadang genuinitasnya (keasliannya) masih diragukan karena sulit untuk kita selidiki sampai kantor pusatnya apakah atas pengeluaran itu ada manfaatnya atau tidak. Selain itu jika dikatakan untuk memenuhi asas netralitas itu kan terlalu umum atau general, kepastian hukum yaitu biaya mana yang boleh dan mana yang tidak, yang kedua asas netralitas itu kan maksudnya di lepas yaaah mau dapat penghasilan ayuk kalau tidak ya gak papa, itu kan berasal dari *revenue productivity* itu kan penghasilannya berapa dan kemudian biayanya dipangkas begitu. Jadi belum tentu itu bermaksud memenuhi azas netralitas.

4. Apakah komposisi cost recovery yang telah ada sekarang ini masih membebani APBN dalam hal penerimaan yang berasal dari pajak dan juga penerimaan dari bagi hasil minyak dan gas bumi secara berlebihan?

Terkait APBN apakah dengan adanya pertaturan ini bisa dikatakan memperkecil *tax of collection* dari industri hulu minyak dan gas bumi, kita ambil contoh seperti negara inggris dia memiliki tarif PPh 25% maka untuk memperoleh tax collection 1000 maka harus ada taxable income 4000, makannya dibuatlah *policy* yang memangkas biaya agar taxable incomenya mencapai 4000 atau jika tidak bisa biaya tersebut dipangkas maka yang harus dilakukan ialah meningkatkan tarif pajaknya. Jadi logikanya disitu bisa saja kebijakan pembatasan 2% ini atas alokasi biaya tidak langsung kantor pusat diterapkan agar memperoleh *taxable income* yang lebih besar. Jadi kebijakan restrictive ini secara tidak langsung berguna meningkatkan PPh.

HASIL WAWANCARA

Informan : Bapak Erwin Andri Kusuma
Jabatan : Asisten Manager Pengembangan dan Prospek PT. Pertamina EP Cepu
Waktu : Kamis, 24 mei 2012 Pukul 12. 23
Tempat : Patra Office Tower Lt. 6, Jalan Gatot Subroto, Jakarta Selatan

1. Alokasi Biaya-biaya tidak langsung seperti apakah yang dapat di bebaskan sekaligus yang dapat dikembalikan (*cost recovery*) yang terdapat di PT. Pertamina EP Cepu?

Untuk biaya tidak langsung itu biasanya terdiri dari dua yaitu biaya tidak langsung yang berasal dari struktur organisasi di kantor KKKS direksi ke bawah karena yang bisa di *cost recovery* itu di dalam PSC ialah struktural General Manager kebawah jadi di PEPC itu ada dewan direksi lalu dewan komisaris kemudian di kotak dewan direksi ini biasanya dibawahnya terdapat struktur organisasi yang melakukan pengembangan di suatu fencing area nah di struktur organisasi tersebut dikepalai oleh General Manager, nah yang di *cost recovery* itu orang-orang yang berada dibawah General manager ini yang melakukan kegiatan minyak dan gas dimana biaya tersebut harus sesuai dengan 3M namun demikian untuk GM ini dapat melakukan petroleum operation ini tidak lepas dari peran dewan direksi, report dan keputusan-keputusan strategis harus dapat persetujuan dari dewan direksi, nah alokasi yang disebut tidak langsung adalah kalau bp migas sebagai regulator dia kan melihatnya GM yang membuat keputusan ini, nah si dewan direksi ini yang mempunyai peran dalam memberikan review dan sebagainya sebenarnya sama persetujuan juga mempunyai fee atas sebagian waktunya yang digunakan atas advice yang diberikan dalam mengurus suatu fencing area hal inilah yang dapat dialokasikan sebagai biaya tidak langsung.

2. Apakah fungsi dari Work Program and Budget dan Authorization For Expenditure?

Di petroleum operation dalam Kegiatan hulu migas terdapat regulator yaitu BP Migas sebagai wakil kuasa pertambangannya negara karena ini berbicara konteks pasal 33 UUD, di setiap kegiatan hulu migas seperti eksplorasi *development* dan juga eksploitasi itu terdapat biayanya masing-masing, nah setiap kontraktor kontrak kerja sama yang melakukan petroleum operation wajib melaporkan biaya-biaya tersebut kedalam WP&B kepada BP Migas kemudian WP&B yang diserahkan oleh kontraktor diperiksa oleh BP Migas agar memastikan biaya2 tersebut tidak berlebihan karena pada akhirnya biaya2 tersebut dapat di kembalikan oleh pemerintah melalui *cost recovery*, nah WP&B ini harus diserahkan oleh kontraktor kepada BP Migas maksimal 3 bulan sebelum tutup buku tahun bersangkutan yang berguna untuk menjelaskan program dan biaya tahun berikutnya dan wajib dibuat setiap tahun pada masing2 masa (eksplorasi, eksploitasi, development), nah dari WP&B ini terlihat bahwa biaya2 yang dapat dikembalikan oleh pemerintah melalui bagi hasil. Di dalam WPNB tersebut terdiri dari banyak schedule namun yang terpenting yaitu:

- a. Schedule 4 itu masalah *drilling expenditure*, ada *drilling exploration*, ada *drilling development*, kemudian ada *G&G study*
- b. Schedule 8 itu terkait *production*, kalau KKKS sudah memasuki masa *production* maka budget tersebut masuk kedalam schedule ini
- c. Schedule 11 itu terkait *general support*, seperti orang2 *finance*, orang2 legal, orang hr, dimana tidak terkait langsung di dalam *petroleum operation*.

Nah kaitannya dengan AFE jika dalam 1 tahun di asumsikan KKKS melakukan eksplorasi dengan biaya 1000 dimana atas 3 schedule penting diatas kita bagi rata 333 per *schedule*. nah disebutkan di dalam ketentuan AFE itu bahwa memang KKKS yang bertindak sebagai operator itu bisa menspand segala biaya yang sudah di approve oleh bp migas, biasanya di dalam angka WP&B itu terdapat kegiatan2 yang sifatnya tidak rutin nah AFE itu sebenarnya untuk mengontrol pekerjaan tertentu tersebut yang biasanya bersifat *based on project* (tergantung proyek yang akan dilakukan) dan bernilai minimal US\$ 500.000 tujuan AFE ini ialah agar BP Migas dapat

mengontrol biaya² yang tidak rutin tersebut yang hanya bersifat *based on project* dan tidak berkelanjutan, contohnya yaitu *drilling*, lalu TSA (*technical service from abroad*). Misalnya ada 5 sumur a-e masing² 1juta us dollar sehingga jumlahnya 5 juta us dollar nah BP Migas ingin mengontrol nih biaya untuk sumur a yang bernilai 1 juta, Sumur b 1 juta dan seterusnya sehingga tidak terjadi pembebanan yang berlebih di salah satu fencing area. Kalau di simpulkan kalau WP&B itu 10 juta us dollar belum tentu afenya 10 juta us dollar karena tidak semua dari budget 10 juta us dollar yang tercantum di wpmn harus dibuat AFE-nya. Contohnya seperti biaya gaji karyawan yang tidak langsung dan bersifat rutin berhubungan dengan petroleum operation seperti yang tercantum di schedule 11 itu tidak ada AFE-nya dan biasanya nilainya pun kecil tidak seperti schedule 4 dan 8. AFE ini bersifat multi years, misalnya tadi budget 1 juta us dollar didalamnya itu ada biaya untuk study dimana atas study tersebut membutuhkan waktu 2 tahun maka AFE tersebut harus 2 tahun pula mengikuti study tersebut hingga selesai, namun di dalam WP&B perhitungan biaya atas study tersebut tetap dihitung pertahun misal 600.000 tahun pertama dan 400.000 tahun kedua maka WP&B harus mencatat biaya tersebut masing² sesuai tahun realisasinya.

3. Bagaimanakah mekanisme perhitungan cost recovery atas alokasi biaya tidak langsung kantor pusat Kontraktor Kontrak Kerjasama (masa eksplorasi, eksploitasi, development)?

Sebenarnya 2% ini dihitung berdasarkan budget yang 1000/1jt us dollar tadi di dalam wpmn tahun bersangkutan. Jadi schedule 4 berapa schedule 8 berapa dan schedule 11 berapa masing-masing di alokasikan atas biaya tidak langsung, jadi pada intinya disetiap *petroleum operation* seperti *drilling*, *production*, *G&A* itu ada alokasi 2%. Setahu saya filosofi pengalokasian biaya tidak langsung sebesar 2% ini di dalam perusahaan multinasional seperti exxon dia itu keputusannya tidak hanya berasal dari negara tempat cabangnya beroperasi dia itukan global company mislanya dalam hal *drilling* yang di indonesia itu sebenarnya bisa kita katakan hanya fasilitator di Houston (kantor pusat exxon) tetap dilakukan advice² seperti nanya² org

support nah itu di alokasikan semua. Setahu saya di Exxon ya untuk biaya overhead yang dibebankan dari Houston sana itu ada dasar perhitungannya seperti gaji dia berapa, lalu dari adminnya atau sekretarisnya kemudian dari sewa ruangan segala macam total costnya ini kemudian dibagi berapa jam setahun dalam mengurus/ memberikan *advice* khusus untuk fencing area yang ada di Indonesia, kemudian atas hasil ini di alokasikan 2% dari total cost yang nantinya disebut alokasi biaya tidak langsung. Sebenarnya wajar aja sih karena dalam operasi jajaran *top management* itu bertugas untuk mengawasi semua operasinya makanya bagaimanapun dia pasti akan nanyain perkembangan *fencing area* yang sedang dikerjakan oleh cabangnya sehingga atas kegiatan tersebut kantor pusat boleh membebani fee atas rapat-rapat, *advice* ataupun review yang secara tidak langsung berpengaruh terhadap cabangnya sehingga itu disebut alokasi biaya tidak langsung kantor pusat. Bagaimana pola cost recoverynya: itukan di WPNB setahun ya, misalkan di tahun 2013 ada cost 1000 inikan yang dibuat bulan Oktober 2012 kemudian disetujui oleh BP Migas pada Desember 2012, kemudian kontraktor melakukan FQR (*frequently quarter report*) dimana harus dibuat laporannya per 3 bulan pada tahun realisasi FQR yang merujuk pada WP&B yang maksimal dilaporkan tgl 20 bulan berikutnya. Dimana apabila sudah dilaporkan maka *cost recovery* dapat diklaim oleh kontraktor. FQR ini berfungsi sama dengan *income statement* namun dalam satu tahun FQR ini dilakukan selama 4 kali, karena di dalam FQR ini berisi *revenue*, *cost*, *cost recovery*, *entitlement*. Kenyataan dilapangan dimana pemerintah dikatakan ingin memproduksi minyak 950.000 barel per day kenyataannya itu masih hak pemerintah atas bagi hasil 85% saja dan belum memperhitungkan *cost recovery* dan apabila kita ambil secara umum maka pemerintah pada dasarnya hanya memperoleh pendapatan dari sektor migas sebesar 600.000 barel per day. *Profesional entitlement* pemerintah mengambil bagi hasil terlebih dahulu untuk menjaga stabilitas negara (APBN) baru nanti di akhir tahun dihitung ulang apakah pemerintah *under lifting* atau *overlifting* Apabila *under lifting* maka kontraktor wajib mengembalikannya kepada pemerintah begitupun pula

sebaliknya apabila over lifting maka pemerintahlah yang harus mengembalikannya.

4. Mengapa terdapat perbedaan perlakuan alokasi biaya tidak langsung kantor pusat pada masa eksplorasi dan masa eksploitasi?

karena pada masa eksplorasi investor tidak akan full team sehingga mereka yang dikirim ialah pada ahli *instead of support*, selain itu investasi PSC di Indonesia sebelum produksi mereka belum memiliki *revenue* untuk menghidupi dirinya sendiri, Karena mereka melakukan *direct investment* dengan pemerintah bukan seperti investai dibidang lain yang harus menanamkan modal atau sebagainya.

HASIL WAWANCARA

Informan : Bapak Herdjuno Purnomo
Jabatan : kepala Subdinas Evaluasi Kebijakan Fiskal
Waktu : Kamis, 11 Juni 2012 Pukul 13.55
Tempat : Wisma Mulya Lt. 33, Jalan Gatot Subroto, Jakarta Selatan

1. Bagaimana keterlibatan BP Migas di dalam perusahaan migas di Indonesia?

kita tuh sebagai *controller* badan pelaksana itu gunanya..istilahnya untuk memantau, mengontrol dari semua aspek *controlling* dalam perusahaan minyak dan gas bumi dari segi *budget*, anggaran maupun dari segi *actual*-nya dalam hal ini mungkin pelaksanaan kegiatannya kita juga pantau progress-nya lebih ke *controller*..memberikan satu lebih ke mengingatkan kepada KKKS misalkan jika ia melakukan taraf eksplorasi..umpamanya anggarannya, misalkan dia mau *over budget* segala macam yah harus *submit* lagi kurang lebih seperti itu..jadinya lebih ke pengendalian

2. Bagaimana garis kewenangan dan hubungan kerja antara BP Migas, ESDM dan Ditjen Migas?

Gini..secara formal kita itu didirikan atas keputusan presiden yang disetujui oleh DPR..secara formal BP Migas itu seharusnya sejajar dengan Kementerian..mungkin berada di atas Kementerian..secara aktual kita bisa dibidang kita berada di bawah level kementerian..kurang lebih seperti itu..jadi hubungannya dari kementerian langsung ke BP Migas.

3. Di dalam penetapan cost recovery sebesar 2% tersebut di dalam Surat Nomor 947/C.0000/81 tanggal 5 juni 1981 yang dikeluarkan oleh direksi pertamina, dikatakan bahwa pertamina (pemerintah) nilai tersebut di bentuk setelah melakukan suatu studi overhead, seperti apakah studi overhead tersebut, kemudian seperti apakah jenis-jenis biaya tidak langsung yang ada pada operasi hulu minyak dan gas bumi di Indonesia?

Batasan overhead di pmk 256, maksimal 2 % itu munculnya dari awal muasalny adalah *insentive* yang diberikan negara kepada PSC yang baru mau operasi migas di indonesia karena yang pasti meskipun dia sudah ada di Indonesia dan udah sign kontrak di Indonesia dan mereka sudah mempersiapkan tenaga ahli dalam pemboran, *sesimik*, komputer, *finance*, *tax*, *director* sebagai pembuka jendela antara BUT dan pusatnya diluar negri jadi mungkin tidak terlalu banyak ada orang disini nah krn dia gk banyak orangnya disini dia masih butuh tuh SAP-nya dari luar negri atau sistem yang dibangun diluar negri agar BUTnya di Indonesia bisa memberikan informasi ke kantor pusatnya sehingga laporannya bisa di konsolidasikan di sana, nah kan atas kegiatan tersebut mereka mempunyai hak atas fee mereka walaupun secara real mereka tidak ada di Indonesia, nah untuk hal tersebut pertamina membatasi penggantian sebesar 2% karena angka tersebut merupakan hal yang wajar yang berasal dari kajian performance contohnya performance dalam eksplorasi ngitungnya gmn, nah kita form komitmennya seperti apa katakanlah pada saat tanda tangan kontrak, kontraktor harus mengebor sumur sebanyak 6 sumur selama 6 bulan, nah apabila kontraktor bisa melakukan hal itu maka dalam pengerjaannya pemerintah dalm hal ini bp migas akan memberikan alokasi biaya tidak langsung tersebut sebesar 2%. Contoh lainnya performance berdasarkan produksi, nah berdasarkan produksi oilnya berapa (based on form komitmen saat sign contract) saat mencapai maka diperbolehkan cost recovery alokasi biaya tidak langsung kantor pusat sebesar 2%. Jadi metodenya macam2ada sliding skill atau performance atupun production, dalam menentukan alokasi biaya tidak langsung ini itu yang namanya study overhead. Jadi kenapa perlu ada biaya overhead, biaya overhead diperlukan dikarenakan petroleum operation itu ialah operaasi yang bersifat high risk, high capital, high management, high technology sehingga kita di anggap tidak mampu mengelola sendiri makanya diperlukan campur tangan dari luar sebagai head officenya. Jenis2 biaya tidak langsung ini seperti apa, yaaa jadi overhead seperti biaya karyawan bisa, biaya telekomunikasi bisa, IT bisa, biaya konsultan/ lawyernya mereka bisa, overhead itu merupakan sesuatu yang harus ada.

4. Sebenarnya apakah yang menjadi dasar pertimbangan pembuatan PP 79 dan PMK 256 ini, lebih tepatnya apakah asas yang diterapkan dalam pemeentukan kebijakan ini?

Asas *Certainty* (Kepastian Hukum), kalau di lihat dari asas *Netralitas* sebenarnya tidak juga karena dapat dipastikan kebijakan ini mengganggu iklim investasi bidang hulu minyak dan gas bumi tapi kalau dilihat dari tujuannya tetap saja untuk meningkatkan APBN karena kebijakan tersebut harus sejalan dengan APBN (apakah dari bidang pajak ayaupun non pajak).

5. Apakah fungsi dari *Financial Quarterly Report (FQR)*?

FQR = PQR (*pertamina quarterly report*) dahulu namanya sebelum FQR, karena di dalam FQR itu kontraktor sama saja seperti melakukan pembukuan yang bertujuan untuk negara karena saat dia produksi dan uang yang mereka keluarkan saat eksplorasi, harus pemerintah kembalikan dalam bentuk *cost recovery*. Jadi kesimpulannya fqr itulah yang menjadi financial report mereka para kontraktor. Yang jadi *profit and lossnya* mereka, Pertanyaan saya kepada kalian kps itu punya B/S gk sih? Untuk PSC punya gk B/S yang harus dilaporkan ke bp migas atau negara, wpnb itu isinya program kerja anggaran) makanya gk perlu ada B/S karena di dalam B/S itu isinya ada aktiva dan pasive nah dalam pengusahaan migas melalui psc kontraktor hanya perlu melaporkan anggaran yang berisikan biaya² terkait *petroleum operation* saja sehingga mereka tidak perlu melaporkan aktiva mereka karena pada akhirnya pun aktiva (segala asset yang telah dibangun di suatu *fancing area* seperti pipa yang panjangnya ribuan kilometer ataupun kilang² minyak kan gk mungkin juga mereka bawa pulang kembali ke negaranya) yang mereka bangun dari awal akan menjadi milik negara melalui suatu proses yang bernama *cost recovery*, nah jadi kewajiban kontraktor hanyalah membuat FQR yang menggambarkan status keuangan status biaya pada saat tahun berjalan. Pada dasarnya PP 79 itu mengakomodir yang namanya uniformity principle di dalam PSC biar deductibility sama taxability sama, Cuma di pp 79, Cost recovery itu pada nyatanya di bayar bukan dengan uang tp dengan minyak namun agar mempermudah perhitungan di dalam FQR maka di

refleksikan ke dalam bentuk nilai mata uang dengan hasil dari ICP (indonesia crude price di kalikan dengan jumlah barel).

HASIL WAWANCARA

Informan : Bapak Joni Kiswanto sebagai Kepala Sub Bidang PPh
Jabatan : kepala Subdinas Evaluasi Kebijakan Fiskal
Waktu : Kamis, 8 Juni 2012 Pukul 08.17
Tempat : Kantor Badan Kebijakan Fiskal Lt. 6

1. Bagaimana mekanisme pengembalian atas pengalokasian biaya tidak langsung ini yang dibatasi sebesar 2 % dalam perusahaan Minyak dan Gas Bumi oleh Kontraktor Kontrak Kerja Sama di Indonesia?

Khusus untuk eksplorasi per 6 tahun dikarenakan eksplorasi pada tahap awalnya memerlukan dana yang berlebih, pengeluarannya tidak sama setiap tahunnya dan juga belum tentu langsung ketemu minyak dan gas bumi juga sehingga untuk menghitung pertahun juga susah, oleh karena itu dimungkinkan saja atas alokasi biaya tidak langsungnya lebih dari 2% namun tetap di *adjustment* terhadap tahun berikutnya asalkan saat di akumulasikan per masa eksplorasi (selama 6 tahun atau lebih) tetap tidak lebih dari 2% yang diganti. Ini juga merupakan usul dari BP Migas berbeda pada saat masa eksploitasi kan minyak dan gas buminya udah keluar sehingga menghitung tiap tahunnya juga mudah.

2. Bagaimanakah pengaruh pengalokasian biaya tidak langsung kantor pusat yang dibatasi sebesar 2% ini di dalam perhitungan bagi hasil dan Pajak Penghasilan Kontraktor Kontrak Kerja Sama Minyak dan Gas Bumi Di Indonesia?

Pengusahaan minyak dan gas bumi di Indonesia menganut prinsip *Uniformity principle*, sehingga biaya di pajak sama seperti *cost recovable* (pasal 6 biaya 3m itu prinsipnya sama dipakai *cost recovery*), dulukan beda-beda tuh kadang dipajak gak boleh tapi *dicost recovery* itukan sebelum PP 79 ini terbit, selain itu PP dan perpanjangan PMK ini menandakan bahwa DJP dan BKF dapat turut serta secara aktif dalam pengoperasian minyak dan gas bumi walaupun sebatas *tax collection* saja... keterkaitan *cost recovery* dalam menghitung *taxable income* ialah prinsipnya biaya-biaya yang di *cost recovable* itu boleh dibiayakan di dalam menghitung *taxable income (deduction)*, *deductible = cost recovable*, jadi *non recovable* seperti di pasal 13 sama artinya dengan (*non deductible expense*) pasal 9 UU PPh, itu yang dinamakan *uniformity principle*. Jadi sama perlakuannya saat dia menghitung *taxable income* sama seperti dia menghitung

*cost recovery*nya... itu sama Cuma yang satu dijadikan biaya (*deductible*) dan yang satu di diganti (*recovable*) dan begitu pula sebaliknya *non deductible* dan *non recovable*.

3. Atas dasar apa ketentuan atas pembatasan pengeluaran alokasi biaya tidak langsung kantor pusat yang dapat dikembalikan ini di terbitkan?

Temuan bpkp itu tidak ada hubungan dalam penetapan 2% yg di pmk 256, masalah dasar penetapan batasan 2% itu memang sudah berdasarkan praktek di lapangan selama ini dan tentunya praktek tersebut berdasarkan surat yang diterbitkan oleh Pertamina dimana sewaktu surat itu di terbitkan Pertamina masih menjadi Regulator dalam pembentukan kebijakan terkait operasi hulu minyak dan gas bumi, jadi intinya PMK itu hanya melegalkan saja berdarakan praktek yang selama ini sudah berjalan.

4. Asas apakah yang di gunakan BKF dalam merumuskan kebijakan ini?

Terkait kebijakannya sendiri: berdasarkan azas netralitas: kalau migas itu spesifik ya, pelakunya spesifik ya cenderung yang menguasai minyak dunia ya perusahaannya itu-itu saja mau di Indonesia mau dimanapun itu ya pelaku usaha yang menguasai ini ya chevron, exxon, total dll, gk ada yg lainnya selain perusahaan lokal country nya sendiri, jadi kalau terus sistem PSC itu kan awalnya dari indonesia, terus alasan gk punya modal teknologi ataupun lain sebagainya sebenarnya gk begitu juga sampai sekarang toh anggapan adanya *transfer knowledge* juga tidak tercapai. Jadi kalau pakai asas netralitas itu tidak benar krn kebijakan itu pasti mengganggu dan juga yaaaah pemain itu-itu aja sehingga gk ada investasi, kalau yang ini tendensianya kesannya mengganggu kontrak kerja sama yang terganggu, karena bisnis di migas itukan *based on contract*, dengan adanya PP 79 itu akan mengganggu kontrak misalkan yang tadinya di kontrak boleh namun di PP bilang gk boleh, jadi sebenarnya kalau mau kebijakan seperti ini seharusnya kontraknya yang dirubah bukan dengan atau UU dirubah, karena kontrak itu seperti kitab sucinya para kontraktor jadi apabila kontrak bilang A maka gk boleh ada kebijakan yang mengganggu itu, tp sebenarnya iklim investasi yang terbilang unik dan khusus ini terganggu karena kontrak karena masalah ini kontraktor sudah di dalam dan ya hanya perusahaan yang itu-itu saja (yang besar-besar saja) sehingga dibidang mengganggu iklim tp pemainnya itu2 saja gk ada pemain baru yang berinvestasi, namun kebijakan ini

bertujuan agar bagaimana agar pemain-pemain lama ini agar tetap eksis dia mau ngebor liftng tetap tinggi ya jangan di ganggu saja. Jadi sebenarnya iklim investasi di migas ini agak sedikit berbeda dengan iklim investasi bisnis lainnya. kalau dari asas ini dari kepastian hukum dan keadilan, karena kontraktor ini membutuhkan kepastian hukum berupa kontrak dan juga regulasi dalam hal ini UU atau PP dan juga PMKnya.

5. Dalam hierarki pembentukan kebijakan PMK 256 tahun 2011 ini merupakan bagian dari formulasi pada tahap seperti apa?

Pmk 256 ini hanya bersifat melegalkan (diresmikan), dimana dari surat edaran yang selama ini di lakukan dalam prakteknya lalu kita legalkan dalam bentuk pmk dan juga menjalankan amanah PP 79 pasal 12 ayat 3 huruf F itu sendiri. Nah pada saat tim dari BKF membuat PMK yah otomatis semua terlibat dari BP migas, Kontraktor migasnya, kemudian ditjen migas, djp. Jadi semuanya dipanggil sehingga seperti layaknya membuat kebijakan baru. walaupun pada dasarnya kebijakan ini hanya berfungsi untuk melegalkan surat dari direksi Pertamina yang telah dibuat pada tahun 1981.

DAFTAR RIWAYAT HIDUP

Nama : Robby Jauhari
Tempat dan Tanggal Lahir : Jakarta, 15 Januari 1991
Agama : Islam
Alamat : Jl. Galur Sari Barat No. 30 RT. 04 RW. 007
Kecamatan matraman Utan Kayu Selatan 13120,
Jakarta Timur.
Nomor Telepon : 08568211060 / (021) 8582013
Email : bogas_hair@yahoo.com
Nama Orang Tua : Ayah : Amril Thaib M.
Ibu : Zhulia Thahir

Riwayat Pendidikan Formal :

1997-2003 : SD Perguruan rakyat 3 & SDN 13 Pagi
2003-2005 : SLTP Negeri 7 Jakarta
2005-2008 : SMA Negeri 31 Jakarta
2008-2012 : Ilmu Administrasi Fiskal
Universitas Indonesia