



UNIVERSITAS INDONESIA

**ANALISIS KETENTUAN-KETENTUAN
DI *PRODUCTION SHARING CONTRACT* INDONESIA
DALAM KAITANNYA DENGAN PENERIMAAN NEGARA
MINYAK DAN GAS BUMI**

TESIS

**NAMA : ETY SYAMSIYAH ARIYATI
NPM : 0806434486**

**FAKULTAS EKONOMI
PROGRAM STUDI MAGISTER AKUNTANSI
JAKARTA
JUNI 2010**



UNIVERSITAS INDONESIA

**ANALISIS KETENTUAN-KETENTUAN
DI *PRODUCTION SHARING CONTRACT* INDONESIA
DALAM KAITANNYA DENGAN PENERIMAAN NEGARA
MINYAK DAN GAS BUMI**

TESIS

**Diajukan sebagai salah satu syarat
untuk memperoleh gelar Magister**

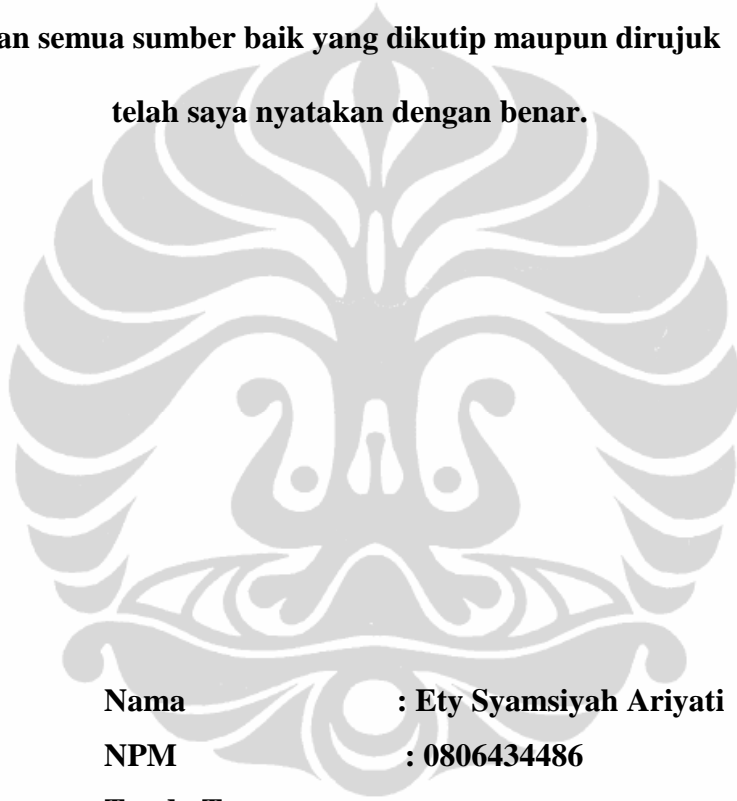
**NAMA : ETY SYAMSIYAH ARIYATI
NPM : 0806434486**

**FAKULTAS EKONOMI
PROGRAM STUDI MAGISTER AKUNTANSI
JAKARTA
JUNI 2010**

i

HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS

**Tesis ini adalah hasil karya saya sendiri,
dan semua sumber baik yang dikutip maupun dirujuk
telah saya nyatakan dengan benar.**



Nama : Ety Syamsiyah Ariyati

NPM : 0806434486

Tanda Tangan :

Tanggal : 18 Juni 2010

HALAMAN PENGESAHAN

Tesis ini diajukan oleh:

Nama : Ety Syamsiyah Ariyati
NPM : 0806434486
Program Studi : Magister Akuntansi
Judul Tesis : Analisis Ketentuan-Ketentuan di *Production Sharing Contract* Indonesia dalam Kaitannya dengan Penerimaan Negara Minyak dan Gas Bumi

Telah berhasil dipertahankan di hadapan Dewan Penguji dan diterima sebagai bagian persyaratan yang diperlukan untuk memperoleh gelar Magister Akuntansi pada Program Studi Magister Akuntansi Fakultas Ekonomi Universitas Indonesia.

DEWAN PENGUJI

Pembimbing : Dr. Andi Fahmi ()
Penguji : Dr. Chaerul D. Djakman ()
Penguji : Muhammad Ichsan, MSi ()

Ditetapkan di : Jakarta
Tanggal : 18 Juni 2010

Mengetahui,
Ketua Program

Dr. Lindawati Gani
NIP. 196205041987012001

KATA PENGANTAR/UCAPAN TERIMA KASIH

Puji syukur saya panjatkan kepada Allah SWT, karena atas berkat dan rahmat dan karunia-Nya, saya dapat menyelesaikan tesis ini. Penulisan tesis ini dilakukan dalam rangka memenuhi salah satu syarat untuk mencapai gelar Magister Akuntansi pada Fakultas Ekonomi Universitas Indonesia. Terima kasih juga saya ucapkan kepada suamiku tercinta, Mas Toto dan malaikat-malaikat kecilku Hilmi Tito dan Naila Tsabita atas segenap dukungan dan pengorbanannya sehingga saya dapat menyelesaikan perkuliahan hingga penyusunan tesis ini.

Saya menyadari bahwa, tanpa bantuan dan bimbingan dari berbagai pihak, dari masa perkuliahan sampai pada penyusunan tesis ini, sangatlah sulit bagi saya untuk menyelesaikan tesis ini. Oleh karena itu, saya mengucapkan terima kasih kepada:

- (1) Ibu Dr. Lindawati Gani selaku Ketua Program Studi Magister Akuntansi, Fakultas Ekonomi Universitas Indonesia.
- (2) Bapak Dr. Andi Fahmi, selaku dosen pembimbing yang telah menyediakan waktu, tenaga, dan pikiran untuk mengarahkan saya dalam penyusunan tesis ini.
- (3) Bapak Dr. Chaerul Djakman dan Bapak Mochammad Ichsan, Msi selaku dosen penguji yang telah memberikan masukan-masukan yang bermanfaat dalam rangka penyempurnaan tesis ini.
- (4) Orang tua dan bapak/ibu mertua atas bantuan dukungan moralnya.
- (5) Atasan saya di Perwakilan BPKP Provinsi DKI Jakarta II, Bu Iin, Pak Nurdin dan Pak Bahdin, dan juga teman-teman di Perwakilan, atas dukungan semangat dan moral kepada saya.
- (6) Teman-teman kelas AKP/2008-1: Faizin, Helmi, Hilda, Manar, Syarief, Toni dan Yulias atas persahabatan kita selama masa perkuliahan dan dukungan beserta semangat bagi saya untuk menyelesaikan tesis ini.

Akhir kata, saya berharap Allah SWT berkenan membalas segala kebaikan semua pihak yang telah membantu dalam proses penyelesaian tesis ini. Semoga tesis ini membawa manfaat bagi seluruh pihak khususnya kepada Pemerintah

dalam rangka mendesain ketentuan kontrak bagi hasil (*production sharing contract*) yang dapat mengoptimalkan penerimaan negara.

Jakarta, 18 Juni 2010

Penulis

Ety Syamsiyah A



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

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

Nama : ETY SYAMSIYAH ARIYATI
NPM : 0806434486
Program Studi : MAGISTER AKUNTANSI
Departemen : AKUNTANSI
Fakultas : EKONOMI
Jenis Karya : TESIS

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 KETENTUAN-KETENTUAN DI *PRODUCTION SHARING CONTRACT* INDONESIA DALAM KAITANNYA DENGAN PENERIMAAN NEGARA 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 mempublikasikan 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 : Jakarta
Pada tanggal : 18 Juni 2010
Yang menyatakan

(Ety Syamsiyah Ariyati)

ABSTRAK

Nama : Ety Syamsiyah Ariyati
Program : Magister Akuntansi
Studi
Judul : Analisis Ketentuan-Ketentuan di *Production Sharing Contract* Indonesia dalam Kaitannya dengan Penerimaan Negara Minyak dan Gas Bumi

Tesis ini membahas mengenai bagaimana ketentuan-ketentuan dalam *Production Sharing Contract* atau disebut *fiscal term* di perusahaan minyak dan gas bumi di Indonesia antara lain FTP, *investment credit*, bonus, *cost recovery*, bagi hasil dan perpajakan dapat mengoptimalkan penerimaan Negara dari sumber daya alam yang dimilikinya. Selama ini minyak dan gas bumi masih merupakan penghasil penerimaan Negara yang utama. Penelitian ini adalah penelitian kualitatif dengan desain analisa deskriptif. Hasil penelitian menyarankan bahwa masih ada ketentuan dalam *Production Sharing Contract* yang masih harus diperbaiki dalam rangka mengoptimalkan penerimaan negara. Selain itu Pemerintah melalui BPMigas harus terus melakukan kontrol atas *cost recovery* dan terus menelaah kebijakan-kebijakan terkait dengan *cost recovery* agar efisiensi yang diharapkan dapat meningkatkan penerimaan Negara namun juga harus memperhatikan kepentingan lainnya.

Kata kunci:

Kontrak *Production Sharing*, , ketentuan PSC, *cost recovery* , penerimaan negara.

ABSTRACT

Name : Ety Syamsiyah Ariyati
Program : Master of Accounting
Title : Analysis of Indonesian Production Sharing Contract Fiscal Terms in Correlation with State's Revenue from Oil and Gas Upstream Activity

The focus of this study is fiscal term in production sharing contract for oil and gas upstream activities. The purpose of this study is to understand how fiscal terms (FTP, investment credit, bonus, cost recovery, oil and gas split, and taxation) in production sharing contract for oil and gas activities can optimize government revenue from natural resources. The oil and gas contribution for state's revenue is still significant for this years. This research is qualitative descriptive interpretive. The researcher suggested that the government should improve the fiscal term in production sharing contract for optimizing state's revenue. And government should control the cost recovery implementation and improve cost recovery policy decision so that the efficiency can raise the state's revenue, but also consider the other interest.

Key Words:

Production Sharing Contract, , fiscal term, cost recovery, state's revenue

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL	i
LEMBAR PERNYATAAN ORISINALITAS	ii
LEMBAR PENGESAHAN	iii
KATA PENGANTAR/UCAPAN TERIMA KASIH	iv
LEMBAR PERSETUJUAN PUBLIKASI KARYA ILMIAH	vi
ABSTRAK	vii
DAFTAR ISI	ix
DAFTAR GAMBAR	xi
DAFTAR TABEL	xii
DAFTAR LAMPIRAN	xiii
1 PENDAHULUAN	1
1.1. Latar Belakang	1
1.2. Identifikasi Masalah	5
1.3. Tujuan Penelitian	5
1.4. Manfaat Penelitian	6
1.5. Batasan Penelitian	6
1.6. Metodologi Penelitian	7
1.7. Sistematika Pembahasan	7
2 LANDASAN TEORI	8
2.1. Pengusahaan Minyak dan Gas di Dunia	8
2.2. <i>Petroleum Fiskal System</i>	9
2.3. Klasifikasi <i>Fiscal System</i> dalam Industri Minyak dan Gas Bumi	11
2.3.1. <i>Concessionary Systems</i>	12
2.3.2. <i>Contractual Systems</i>	12
2.4. Variasi dari Dua Jenis <i>Fiscal System</i>	15
2.5. <i>Production Sharing Contract</i>	15
2.5.1 <i>Basic Elements</i>	16
2.5.2 Pembayaran Bonus	17
2.5.3. <i>Royalties</i>	18
2.5.4 <i>Cost Recovery</i>	18
2.5.5. <i>Profit Oil</i> dan Perpajakan	20
2.5.6. <i>Commerciality</i>	20
2.5.7. <i>Government Participation</i>	20
2.5.8 <i>Domestic Market Obligation</i>	20
2.5.9 <i>Sliding Scale</i>	21
2.5.10. <i>Ringfencing</i>	21
2.5.11. <i>Relinquishment</i>	21
2.6. Risiko dan <i>Reward</i> dalam <i>Production Sharing Contract</i>	22
2.7. Akuntansi Perminyakan	24
2.8. Biaya-Biaya dalam Kontrak Bagi Hasil	26
2.9. Perpajakan dalam Industri Minyak dan Gas Bumi	28

3	PENGUSAHAAN MINYAK DAN GAS BUMI DI INDONESIA	30
3.1.	Sejarah pengusahaan minyak di Indonesia	30
3.2.	Pengusahaan Migas Pasca UU Nomor 22 Tahun 2001	32
3.3.	Bentuk-bentuk Kerjasama pada Pengusahaan Migas di Indonesia	34
3.4.	Generasi PSC di Indonesia	39
3.5.	Paket Insentif	42
3.5.1.	Paket Insentif 1988 an 1989	43
3.5.2.	Paket Insentif 1992	44
3.5.3.	Paket Insentif 1993/1994	44
3.6.	<i>Production Sharing Contract</i> Setelah Undang-Undang Migas Nomor 22 tahun 2001 (berlaku 2002 sampai sekarang)	46
4	ANALISA	49
4.1.	Perbandingan <i>Fiscal Regime</i> Indonesia dengan Beberapa Negara	49
4.2.	Analisa <i>Fiscal Terms</i> dalam <i>Production Sharing Contract</i> di Indonesia	51
4.2.1.	<i>First Tranche Petroleum (FTP)</i>	51
4.2.2.	<i>Investment Credit</i>	54
4.2.3.	Bonus	57
4.2.4.	<i>Domestic Market Obligation</i>	58
4.2.5.	<i>Indonesia Crude Price (ICP)</i> dan Harga Gas	61
4.2.6.	<i>Cost Recovery</i>	63
4.2.7.	Bagi Hasil <i>Profit Oil</i> dan Gas	72
4.2.8.	Perpajakan	73
4.2.9.	Perhitungan Bagi Hasil	79
4.3.	Permasalahan Dalam <i>Cost Recovery</i>	82
4.4.	Upaya Pemerintah untuk Melakukan Penghematan Terhadap <i>Cost Recovery</i>	84
5	KESIMPULAN DAN SARAN-SARAN	91
5.1.	Kesimpulan	91
5.2.	Saran-Saran	94
	DAFTAR REFERENSI	96
	DAFTAR SINGKATAN	99

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1.	Alokasi revenue dari minyak dan gas bumi	10
Gambar 2.2.	Klasifikasi Sistem Fiskal	11
Gambar 2.3.	Basic feature PSC	17
Gambar 3.1.	Pola Bagi Hasil Sebelum UU No 22 Tahun 2001	45
Gambar 3.2.	Pola Bagi Hasil Setelah UU No 22 Tahun 2001	48
Gambar 4.1	Ilustrasi Pengenaan DMO	59



DAFTAR TABEL

Tabel 1.1.	Penerimaan Dalam Negeri Tahun 2006-2008	1
Tabel 2.1.	Production Sharing Fiscal/Contractual Structure	16
Tabel 2.2.	Resiko dan Reward PSC	22
Tabel 2.3.	Perbedaan Akuntansi di PSC, GAAP dan IFRS	24
Tabel 4.1.	Ilustrasi Bagi Hasil dengan dan Tanpa <i>Investment Credit</i>	56
Tabel 4.2.	Pengeluaran Biaya Kegiatan Usaha Hulu Migas	66
Tabel 4.3.	Bagi Hasil Minyak	72
Tabel 4.4.	Bagi Hasil Gas	73
Tabel 4.5.	Ilustrasi Perhitungan Bagi Hasil Minyak dengan Berbagai <i>Equity Share</i> dan Tarif Pajak	76
Tabel 4.6.	Ilustrasi Perhitungan bagi Hasil	80
Tabel 4.7.	Perhitungan Bagi Hasil Minyak Diasumsikan Tidak Ada DMO dan <i>Investment Credit</i>	81
Tabel 4.8.	Data Produksi dan <i>Cost Recovery</i>	82
Tabel 4.9.	Perbandingan <i>Cost Recovery</i> , <i>Government Share</i> dan <i>Net Contractor Share</i> Terhadap <i>Gross Revenue</i>	83

DAFTAR LAMPIRAN

Lampiran 1.	Daftar Kontrak PSC yang Masih Aktif	100
Lampiran 2.	Struktur Organisasi BPMigas	102
Lampiran 3.	Ringkasan Generasi PSC Indonesia	103
Lampiran 4.	Perbandingan System Fiscal Indonesia dengan Berbagai Negara	106



BAB 1

PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang

Minyak dan Gas Bumi merupakan sumber daya alam yang tidak dapat diperbarui (*unrenewable*). Pada tahun-tahun sebelumnya, Indonesia merupakan Negara pengekspor minyak bumi neto, namun beberapa tahun terakhir ini Indonesia menjadi Negara pengimpor neto karena produksi nasional tidak mencukupi kebutuhan dalam negeri. Sedangkan untuk gas bumi, Indonesia sekarang menjadi produser dan pengekspor gas bumi terbesar di dunia.

Sumbangan industri atau sektor minyak dan gas bumi terhadap perekonomian Indonesia sudah semakin menurun dibandingkan dengan masa jayanya pada dasawarsa 1973-1983, namun peranannya masih tetap penting. Ekspor migas menyumbang 21% pada tahun 2006, 19,31% pada tahun 2007 dan 21,2% pada tahun 2008 terhadap total ekspor nasional (sumber : US Embassy dan BPK RI). Selain itu minyak dan gas bumi masih menjadi penyumbang utama bagi penerimaan Negara setelah penerimaan pajak.

Tabel 1.1. Penerimaan Dalam Negeri Tahun 2006-2008
(Miliar Rupiah)

	Realisasi 2006	Realisasi 2007	Realisasi 2008
Total Penerimaan	636.154	706.110	981.610
Penerimaan Pajak	409.203	490.989	658.701
Penerimaan Bukan Pajak	226.951	215.121	320.605
Sumber Daya Alam	167.474	132.893	224.463
Minyak dan Gas	158.086	124.784	211.617
Selain Minyak dan Gas	9.388	8.109	12.846
Lainnya	59.477	82.228	96.142
Penerimaan Hibah	1.834	1.698	2.304

Sumber : 2006-07 US Embassy dari Depkeu dan 2008 : BPK RI - LHP atas LKPP

Dari data di atas terlihat sumbangan penerimaan Negara bukan pajak dari migas terhadap total penerimaan Negara masih cukup signifikan yaitu 24,80% pada tahun 2006, 17,7% pada tahun 2007 dan 21,6% pada tahun 2008. Di samping itu dari penerimaan pajak, sebesar 19,31% dan 21,2% pada tahun 2007

dan 2008 merupakan penerimaan pajak dari minyak dan gas (sumber data: Depkeu). Karena itu produksi migas, kenaikan harga minyak dan perolehan Negara dari minyak dan gas ini sangat mempengaruhi perekonomian nasional Indonesia.

Sebelum berlakunya UU No. 22 Tahun 2001 tentang Minyak dan Gas Bumi, eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi di Indonesia adalah didasarkan pada Kontrak Bagi Hasil (*PSC/Production Sharing Contract*). Dan berdasarkan UU No 8 Tahun 1971, tentang Perusahaan Pertambangan Minyak dan Gas Bumi Negara, Pertamina ditunjuk oleh Pemerintah untuk mewakilinya dalam melakukan kontrak dengan pengusaha migas. Berarti untuk dan atas nama pemerintah, Pertamina melakukan kontrak dengan perusahaan migas dan sekaligus mengawasi pelaksanaan kontrak tersebut. Dengan UU Nomor 22 tahun 2001 kegiatan usaha hulu dilaksanakan dan dikendalikan melalui Kontrak Kerja Sama dan ditegaskan dalam PP Nomor 35 tahun 2004 tentang Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi, Kontrak Bagi Hasil adalah suatu bentuk Kontrak Kerja Sama dalam Kegiatan Usaha Hulu berdasarkan prinsip pembagian hasil produksi. Dan kedudukan Pertamina dalam menandatangani kontrak dan pengelolaan kontrak dengan perusahaan migas digantikan oleh suatu Badan Pelaksana dalam hal ini adalah Badan Pelaksana Kegiatan Hulu Minyak dan Gas Bumi (BPMIGAS) yang dibentuk dengan Peraturan Pemerintah Nomor 42 Tahun 2002.

Menurut Undang-Undang Nomor 22 Tahun 2001 tentang Minyak dan Gas Bumi yang menggantikan Undang-Undang Nomor 44 Prp. Tahun 1960 tentang Pertambangan Minyak dan Gas Bumi dan Undang-Undang Nomor 8 Tahun 1971 tentang Perusahaan Pertambangan Minyak dan Gas Bumi Negara, kegiatan usaha minyak dan gas bumi terdiri atas kegiatan usaha hulu yang mencakup eksplorasi dan eksploitasi dan kegiatan usaha hilir yang mencakup pengolahan, pengangkutan, penyimpanan dan niaga. Kegiatan hulu dapat dilaksanakan oleh perusahaan yang didirikan di Indonesia maupun perusahaan asing, sedangkan kegiatan hilir hanya dapat dilakukan oleh perusahaan yang didirikan di Indonesia.

Dan dalam Undang-Undang Nomor 22 Tahun 2001 pasal 31, penerimaan Negara dari kegiatan hulu adalah penerimaan negara yang berupa pajak dan

Penerimaan Negara Bukan Pajak (PNBP). Penerimaan Negara yang berupa pajak terdiri atas pajak-pajak, bea masuk dan pungutan lain atas impor dan cukai, serta pajak daerah dan retribusi daerah. Sedangkan PNBP terdiri atas bagian Negara, pungutan Negara yang berupa iuran tetap dan iuran eksplorasi dan eksploitasi, serta bonus-bonus.

Dalam *Production Sharing Contract* (kontrak bagi hasil), Pemerintah (c.q. Pertamina, sekarang BPMigas) membagi hasil produksi bersih menurut suatu persentase tertentu. Hasil produksi bersih merupakan selisih antara hasil penjualan produksi migas (*lifting*) dengan biaya pokok atau biaya operasinya yang biasa disebut *cost recovery*. Nilai produksi bersih yang akan dibagi oleh pemerintah dengan kontraktor migas disebut sebagai *Equity to be Split* (ETBS). Dalam skema tersebut sangat terlihat bahwa besarnya jatah (*entitlement*) pemerintah sangat dipengaruhi oleh *cost recovery*. Semakin besar *cost recovery* maka *equity to be split* menjadi lebih rendah. Selain itu alokasi dari produksi migas tersebut sangat dipengaruhi oleh ketentuan-ketentuan dalam PSC atau suatu *Fiscal Term* yang didesain oleh pemerintah. *Fiscal Term* tersebut meliputi *First Tranche Petroleum*, *Cost Recovery*, Bagi Hasil Minyak dan Gas, *Domestic Market Obligation*, *Investment Credit*, Bonus dan Pajak. Dalam mendesain suatu *fiscal term*, pemerintah memiliki tujuan untuk memaksimalkan pendapatan Negara dari sumber daya alam yang dimilikinya sekaligus dapat menarik investor untuk menanamkan modalnya di industri minyak dan gas bumi. Kombinasi dari *fiscal term* tersebut akan mempengaruhi bagian pemerintah dan kontraktor sehingga pemerintah harus mendesain *fiscal term* yang dapat memenuhi tujuan kedua belah pihak.

Dalam pelaksanaan kegiatan *Production Sharing Contract*, biaya operasi yang timbul akan diganti oleh pemerintah. Kontraktor membayar terlebih dahulu nilai pengeluaran untuk biaya operasi tersebut. Selain menyediakan dana, kontraktor wajib menyediakan teknologi, peralatan dan keahlian yang diperlukan bagi eksplorasi dan eksploitasi migas tersebut dan menanggung semua risiko yang timbul dari kegiatan tersebut. Penggantian biaya operasi oleh Pemerintah tersebut dalam perhitungan bagi hasil disebut sebagai *Cost Recovery*.

Pemerintah lewat BPMigas berkepentingan untuk mengontrol dan mengawasi *cost recovery* agar pembebanannya dapat seminimal mungkin. Dalam mendesain maupun mengontrol pelaksanaan *cost recovery* perlu diperhatikan berbagai hal-hal antara lain: laporan tentang produksi dan *lifting* minyak dan gas bumi, bagaimana pemasaran produk itu serta tingkat harga, apa saja komponen yang masuk dalam perhitungan biaya, komponen apa saja yang dapat dikecualikan dalam menghitung biaya, dan komponen apa saja yang dapat dikeluarkan dari perhitungan biaya. Jika perhitungan itu tidak cermat dan definisinya tidak tegas, dapat merugikan pemerintah atau perusahaan migas. Di satu pihak, biaya yang dapat dibayar kembali (*recoverable*) itu seyogyanya dapat memberikan insentif bagi perusahaan migas untuk melakukan kegiatan usahanya dengan risiko tinggi itu. Di lain pihak, biaya produksi yang tidak rasional akan mengurangi *Equity to be Split* sehingga mengurangi porsi yang akan dibagi oleh pemerintah dengan perusahaan migas.

Produksi minyak mentah Indonesia pada lima tahun terakhir yang semakin menurun namun dalam kurun waktu yang sama jumlah biaya produksi minyak mentah justru semakin meningkat. Dalam logika ekonomi mikro, volume produksi mempunyai korelasi positif terhadap biaya produksi. Artinya, kalau volume produksi menurun maka seharusnya total biaya produksi juga harus menurun. Biaya produksi ini merupakan salah satu komponen dalam *cost recovery*. Karena itulah, tekanan public pada masalah *cost recovery* ini semakin kuat. Publik menginginkan agar angka *cost recovery* yang dikeluarkan oleh perusahaan migas dapat diturunkan. Dengan ditekannya nilai *cost recovery* diharapkan akan terjadi kenaikan bagian pemerintah yang menjadi penerimaan bagi Negara. Disisi lain, kenaikan biaya produksi yang merupakan salah satu biaya *cost recovery* ini disebabkan antara lain kenaikan harga minyak yang tajam pada tahun 2007-2008.

Pemerintah telah mengakomodir adanya tekanan-tekanan untuk menurunkan angka *cost recovery* antara lain melalui terbitnya Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral (ESDM) Nomor 22 tahun 2008 tentang jenis-jenis biaya kegiatan usaha hulu minyak dan gas bumi yang tidak dapat dikembalikan ke perusahaan migas, yang berisi 17 negative list, diantaranya

konsultan hukum yang tidak terkait operasi, insentif jangka panjang karyawan, kegiatan *community development* (comdev) dan tenaga ekspatriate tanpa persetujuan BPMigas. Selain itu sejak tahun 2009, *cost recovery* masuk dalam item APBN artinya ada batasan terhadap realisasi *cost recovery*. Dari sisi pemerintah, masuknya *cost recovery* dalam APBN menjadikan *cost recovery* akan dapat terlihat sehingga dapat dibandingkan dengan besaran *lifting*. Padahal dalam konsep PSC, item yang seharusnya masuk dalam APBN hanya bagian pemerintah. Bagi hasil produksi artinya produksi (setelah dikurangi biaya) yang dibagi, sedangkan masalah kontrol biaya seharusnya menjadi tugas BPMigas.

1.2. Identifikasi Masalah

Permasalahan di atas dapat diuraikan sebagai berikut:

1. Apakah kebijakan pemerintah dengan mendesain ketentuan dalam *Production Sharing Contract* telah meningkatkan bagian Negara atas bagi hasil minyak dan gas bumi?
2. Bagaimana perlakuan *cost recovery* pada *Production Sharing Contract* terutama dari aspek ekonomi, akuntansi dan perpajakan?
3. Apakah kebijakan pemerintah mengenai *cost recovery* telah meningkatkan penerimaan Negara?

1.3. Tujuan Penelitian

Dari permasalahan di atas maka tujuan penelitian adalah melakukan analisis untuk:

1. Untuk memperoleh gambaran mengenai ketentuan-ketentuan dalam *production sharing contract* di Indonesia atau *fiscal term* yang akan mempengaruhi bagian Negara.
2. Untuk memperoleh gambaran bagaimana perhitungan *cost recovery* di perusahaan migas, agar mendapatkan pola yang lebih nyata tentang penetapan *cost recovery* pada *Production Sharing Contract* melalui beberapa pendekatan deskriptif, dari sudut ekonomi, akuntansi, dan perpajakan.
3. Untuk mengetahui apakah kebijakan *cost recovery* dapat secara efektif meningkatkan penerimaan Negara.

1.4. Manfaat Penelitian

Manfaat yang diharapkan dari hasil penelitian ini adalah:

1. Penulis dapat memperluas wawasan serta pengetahuan mengenai aspek ekonomi dalam kegiatan usaha minyak dan gas bumi serta *cost recovery* dalam *Production Sharing Contract*.
2. Untuk memberikan gambaran kepada dunia usaha berkaitan dengan aspek ekonomi atas kegiatan usaha minyak dan gas bumi.
3. Untuk mengetahui bagaimana ketentuan-ketentuan atau desain *fiscal term* dalam PSC dan kebijakan *cost recovery* dapat mendorong peningkatan penerimaan Negara.
4. Sebagai masukan bagi pemerintah dalam mendesain ketentuan dalam PSC atau *fiscal term* yang efektif.
5. Sebagai masukan dan pertimbangan bagi pemerintah dalam menetapkan kebijakan *cost recovery*.
6. Manfaat bagi ilmu pengetahuan, dan hasil penelitian ini diharapkan dapat melengkapi literature tentang *Production Sharing Contract*.

1.5. Batasan Penulisan

Tesis ini hanya membahas industri hulu karena *Production Sharing Contract* hanya bergerak pada kegiatan usaha hulu, dan juga lebih difokuskan pada *Production Sharing Contract*. Untuk kontrak-kontrak perusahaan migas lain seperti *Technical Assistance Contract (TAC)*, *Joint Operating Agreement (JOA)* dan lainnya tidak dibahas di tesis ini. Ketentuan dalam *Production Sharing Contract (Fiscal Terms)* yang dibahas di tesis ini meliputi *First Tranche Petroleum*, *Investment Credit*, *Bonus*, *Domestic Market Obligation*, *Cost Recovery*, *Profit Oil and Gas Split* dan *Taxation* (Perpajakan). Perpajakan hanya terbatas pada perpajakan untuk bagi hasil saja. Sedangkan *Fiscal Terms* lain seperti *government participation*, *commerciality*, dan *work commitment* tidak dibahas di tesis ini.

1.6. Metodologi Penelitian

Jenis penelitian yang digunakan adalah deskriptif analisis dengan pendekatan kualitatif. Pertama-tama akan menguraikan teori dan konsep tentang *Production Sharing Contract*, elemen-elemen dalam PSC dan masalah terkait *cost recovery*. Kemudian melakukan analisis dan aplikasi teori dan konsep untuk memecahkan permasalahan-permasalahan yang akan dibahas.

Metodologi pengumpulan data dilakukan dalam bentuk studi kepustakaan yang dilakukan untuk memperoleh referensi tentang:

- Peraturan-peraturan, majalah, jurnal, paper, artikel dan buku yang berkaitan dengan Ekonomi Migas, *Production Sharing Contract* dan *cost recovery*.
- Ketentuan-ketentuan dasar dalam *Production Sharing Contract*.

1.7. Sistematika Pembahasan

Sistematika penulisan karya akhir ini terdiri dari:

- BAB I Merupakan bab pendahuluan, yang membahas latar belakang masalah, perumusan masalah, tujuan penelitisn, manfaat penelitian, metode penelitian serta sistematika pembahasan
- BAB II Merupakan tinjauan pustaka, dalam bab ini diungkapkan teori-teori kepustakaan yang ada relevansinya atau yang terkait dengan masalah-masalah yang dibahas di tesis ini
- BAB III Memuat obyek penelitian, yang menjelaskan tentang usaha minyak dan gas bumi di Indonesia serta penjelasan tentang *Production Sharing Contract* di Indonesia.
- BAB IV Membahas dan menganalisa permasalahan penerapan ketentuan-ketentuan dalam *production sharing contract* Indonesia atau disebut juga *fiscal term* serta *cost recovery* dalam kaitannya dengan penerimaan Negara.
- BAB V Memuat kesimpulan dan saran-saran dari hasil penelitian tersebut di atas, serta kelemahan dari penelitian dan masukan bagi penelitian selanjutnya.

BAB 2

LANDASAN TEORI

2.1. Misi Pengusahaan Minyak dan Gas di Dunia

Pengusahaan (hulu) migas sebagian besar dilakukan oleh perusahaan multinasional di banyak Negara berkembang, termasuk Indonesia berdasarkan suatu kontrak. Dalam perjanjian tersebut tentunya Pemerintah dan Kontraktor mempunyai misi (prioritas) berbeda yang menurut Seba (2003, 8) sesuai yang dikutip oleh Prof. Widjayono Partowidagdo dalam makalahnya yang berjudul “PSC di Indonesia versus Pengusahaan Migas Dunia *Cost Recovery* versus Peningkatan Produksi Migas di Indonesia” adalah sebagai berikut :

Pemerintah	Kontraktor
1. Kontraktor tidak mencampuri urusan politik Pemerintah	1. Memaksimalkan dan mempercepat pengembalian investasi
2. Mendapatkan uang asing dan memperkuat modal keuangan Negara	2. Mendapatkan pengembalian yang wajar atas risiko yang diambil
3. Memaksimalkan pendapatan dan membangun industri lokal dengan bahan bakar yang relative murah	3. Meminimumkan periode dimana investasinya berisiko (<i>pay backs period</i>)
4. Memajukan masyarakat setempat	4. Menjamin pemulangan kembali dana dan hak atas ekspor migas
5. Memelihara dan meningkatkan pengawasan atas sumber daya alam milik Negara	5. Menjamin kepemilikan proyek dan haknya atas keuntungan
6. Mengurangi impor serta meningkatkan ekspor dan efisiensi	6. Menjaga kontrol operasi untuk menjamin keekonomian produksi
7. Mempromosikan kepemilikan	7. Mencegah membuat masalah

Pemerintah	Kontraktor
local	dalam kontrak yang dia hindari di negara lain
8. Mengembangkan industri lokal untuk memproduksi peralatan lapangan migas	8. Menjaga standar global, efisiensi dan reputasi
9. Mendorong bea siswa pendidikan dan memaksimalkan transfer dan R/D teknologi	9. Mengembangkan manajer-manajer di luar negeri
10. Mengembangkan kemampuan nasional di industri migas	10. Menyeimbangkan pemasokan migas dunia dengan peningkatan cadangannya

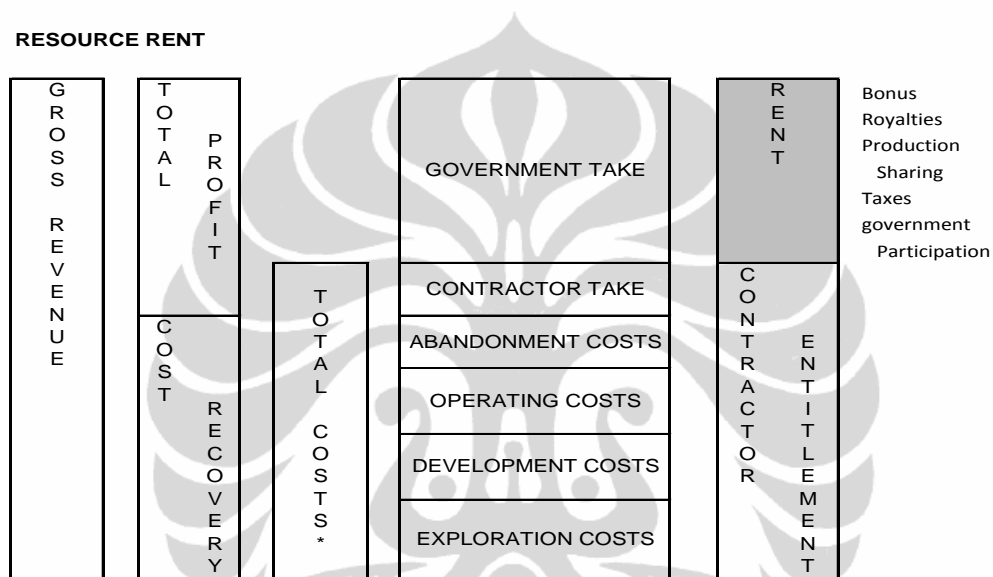
Dari uraian di atas dapat disimpulkan bahwa misi utama dari pemerintah adalah dalam rangka mendapatkan penerimaan Negara dari sumber daya yang dimiliki untuk digunakan bagi kemakmuran rakyat. Sedangkan misi utama dari kontraktor adalah mendapatkan pengembalian yang menguntungkan dari investasi yang telah ditanamkannya di industry minyak dan gas bumi.

2.2. *Petroleum Fiscal System*

Konsep *economic rent* berasal dari fondasi teori ekonomi dan produksi yaitu tenaga kerja, mesin dan modal. *Rent theory* berhubungan dengan bagaimana produksi dibagi antara pemilik tanah, pemilik modal dan tenaga kerja melalui keuntungan (profit), sewa dan gaji. *Excess profit* bisa disamakan dengan *economic rent*. Johnston dalam bukunya yang berjudul *Petroleum Fiscal Systems and Production Sharing Contracts* (1994, 5-6) mendefinisikan *economic rent* adalah:

“...the difference between the value of production and the costs to extract it.... These costs consist of normal exploration, development and operating costs as well as an appropriate share of profit for the petroleum industry. Rent is surplus. Economic rent is synonymous with excess profits. Government attempt to capture as much economic rent as possible through various levies, taxes, royalties and bonuses.”

Dalam ilustrasi yang digambarkan oleh Johnston (1994,7) seperti di bawah ini membantu menjelaskan bagaimana *revenue* dari produksi minyak dan gas dialokasikan. Gambar ini menunjukkan bagaimana pemerintah memandang bagian kontraktor dari profit (*contractor's share of profit*) sebagai biaya. Biaya eksplorasi, development dan operasi juga dipandang dengan cara ini karena kontraktor memasukkan biaya-biaya ini dalam produksi. Sisanya disebut "*economic rent*".



Gambar 2.1 : Alokasi revenue dari minyak dan gas bumi

Sumber: Johnston (1994,7)

Isu pembagian keuntungan adalah inti dari sistem kontraktual. Tujuan dari *fiscal structuring* dan perpajakan adalah selain untuk menangkap semua *economic rent* juga memberikan pengembalian potensial yang memadai bagi perusahaan minyak. Tujuan dari pemerintah adalah memaksimalkan kemakmuran dari sumber daya yang dimilikinya dengan mensupport kegiatan eksplorasi dan produksi sesuai tingkat yang diharapkan.

Untuk memenuhi tujuan ini, menurut Johnston dalam bukunya *International Exploration, Economics, Risk and Contract Analysis*, pemerintah harus mendesain *fiscal system* (2003,5) yang:

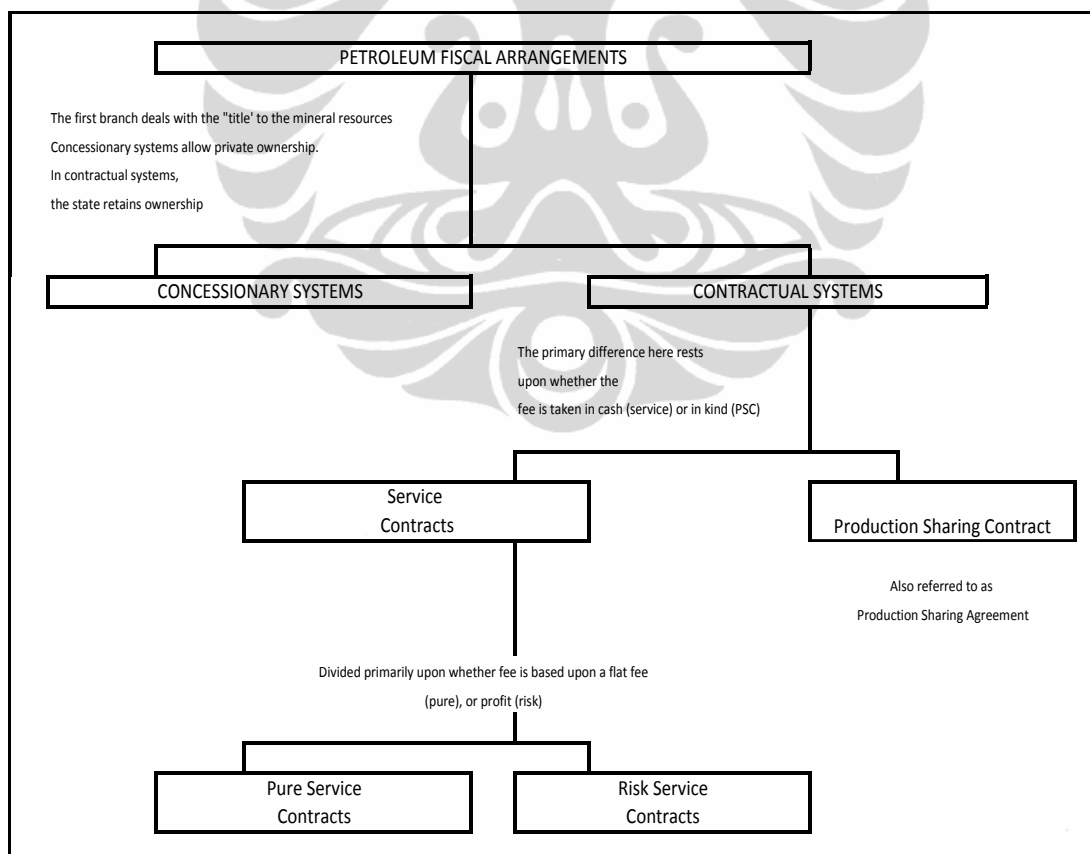
- Memberikan return yang adil bagi pemerintah dan industri.
- Menghindari spekulasi yang tidak tepat.

- Membatasi beban administrasi yang tidak tepat bagi pemerintah dan industri.
- Memberikan fleksibilitas.
- Menciptakan kompetisi yang sehat dan efisiensi pasar.

2.3. Klasifikasi *Fiscal System* dalam Industri Minyak dan Gas Bumi

Sistem Fiskal dalam dunia perminyakan, mencakup semua aspek elemen kontraktual dan fiskal yang memuat skema hubungan kerjasama ekonomi antara pemerintah dan perusahaan minyak internasional/kontraktor.

Pemerintah dan kontraktor menegosiasikan kepentingan mereka dengan salah satu dari 2 sistem utama yaitu *concessionary* dan *contractual* (Johnston, 1994, 21). Perbedaan fundamental dari keduanya adalah terkait masalah kepemilikan sumber daya mineral. Klasifikasi dasar dari *Petroleum Fiscal Systems* adalah sebagai berikut:



Gambar 2.2. Klasifikasi Sistem Fiskal

Sumber : (Johnston ,1994,25)

2.3.1. *Concessionary Systems*

Sistem konsesi ini memperbolehkan pihak swasta untuk memiliki sumber daya mineral. Di kebanyakan Negara, pemerintah memiliki semua sumber daya mineral, namun dengan sistem konsesi mereka akan mentransfer kepemilikan mineral ke perusahaan jika mereka telah berproduksi. Perusahaan kemudian merupakan subyek pembayaran sewa, bonus, royalti dan pajak.

Dengan sistem ini, perusahaan menanggung semua risiko dan biaya untuk eksplorasi, pengembangan, dan produksi dan umumnya akan memiliki hak atas semua sumber daya yang akan diproduksi. Kepemilikan cadangan yang dapat diproduksi selama jangka waktu perjanjian biasanya diambil oleh perusahaan, namun jika kontrak tidak lagi memiliki ketetapan hukum karena suatu alasan tertentu, kepemilikan akan kembali kepada pemerintah.

Provisi yang ditemukan dalam perjanjian konsesi ini menurut Charlotte J Wright dan Rebecca Gallun (2005, 12) adalah:

1. Pembayaran bonus oleh kontraktor kepada pemerintah pada saat penandatanganan kontrak atau pada saat mencapai produksi tertentu.
2. Pembayaran royalti sama dengan persentase tertentu dari nilai minyak dan gas yang diproduksi atau pembayaran secara *in-kind* dengan porsi tertentu dari produksi minyak dan gas.
3. Kontraktor bertanggung jawab untuk pembayaran semua biaya dan segala risiko yang terjadi yang berhubungan dengan ekplorasi, pengembangan dan produksi tanpa suatu pengembalian.
4. Perjanjian akan terus berlanjut selama mineral diproduksi dari daerah kontrak

2.3.2. *Contractual Systems*

Dengan sistem kontrak, pemerintah mempertahankan kepemilikan mineral. Perusahaan minyak mempunyai hak untuk menerima bagian dari produksi atau pendapatan dari penjualan minyak dan gas bumi sesuai dengan *production sharing contract* atau *service contract*.

Contractual arrangements dibagi menjadi *service contract* dan *production sharing contract*. Perbedaan diantara keduanya adalah apakah kontraktor akan menerima kompensasi secara kas atau secara *in kind (crude)*. Claude L

McMichael and ED Young (2001, 118) menambahkan satu jenis kontrak lagi untuk *contractual system* yaitu *Purchase Contract*, dan untuk *Service Contract* mereka menambahkan *Loan Agreement* dan *Revenue-Sharing Contract* selain *Pure Service Contract* dan *Risk Service Contract*.

2.3.2.1. Production Sharing Contract

Konsep *production sharing* sendiri berasal dari industri pertanian dimana pemilik tanah (tuan tanah) mengizinkan para penyewa menggunakan tanahnya dengan gantinya dia akan mendapatkan bagian dari produksi (*sharecropper*). Dalam konteks ini pemilik tanah dan mineral dipegang oleh tuan tanah/pemerintah. Kontraktor atau penyewa/*sharecropper* mendapat kompensasi dari produksi mineral atau hasil panen dengan aturan pembagian yang telah ditetapkan.

Dalam perjanjian *production sharing* antara kontraktor dan pemerintah setempat, kontraktor menanggung semua risiko dan biaya untuk eksplorasi, pengembangan, dan produksi. Sebagai pengembalian, jika ekplorasi sukses, kontraktor memiliki kesempatan untuk mendapatkan kembali investasi dari produksi (*cost hydrocarbon*). Kontraktor juga menerima bagian dari produksi seperti yang disebutkan dalam perjanjian, setelah dikurangi dengan *cost recovery* (*profit hydrocarbon*). Cadangan (*reserves*) bersama dengan *cost recovery* ditambah *profit hydrocarbon* yang dapat diganti selama jangka waktu kontrak akan dilaporkan oleh kontraktor kegiatan hulu migas.

2.3.2.2. Revenue Sharing/Risked Service Contracts

Revenue-sharing contract pada dasarnya hampir sama dengan *production sharing contract* dengan pengecualian pada pembayaran kontraktor. Dengan *Risked Service Contracts*, kontraktor biasanya menerima bagian tertentu dari revenue bukan pembagian produksi. Sama dengan PSC, kontraktor juga menyediakan modal dan keahlian teknis yang diperlukan untuk eksplorasi dan pengembangan. Jika usaha ekplorasi berhasil, kontraktor dapat meminta kembali biaya-biaya yang telah dikeluarkan dari revenue.

2.3.2.3. Pure Service Contract

Perbedaan antara *risk service* dan *pure service contract* tergantung pada apakah fee didasarkan pada profit atau tidak. Dalam *pure service contract*, kontraktor melaksanakan eksplorasi dan/atau pengembangan atas nama pemerintah setempat dan akan mendapatkan sejumlah *fee*, biasanya berdasarkan rate harian atau jam, *fixed turnkey rate*, atau jumlah tertentu lainnya. Risiko ditanggung oleh Negara, sedangkan risiko dari perusahaan dengan tipe kontrak ini biasanya terbatas pada biaya yang belum diganti, kegagalan melaksanakan pekerjaan (*default*) atau *contract dispute*. Perjanjian ini biasanya tidak mengungkapkan volume produksi atau market price, karena itu cadangan (*reserve*) tidak diakui dengan jenis perjanjian ini. Kontrak ini banyak diterapkan di Timur Tengah dimana Negara memiliki cukup modal tapi mereka mencari orang luar yang ahli dan/atau teknologi.

2.3.2.4. Purchase Contracts

Kontrak untuk membeli minyak dan gas memberikan hak untuk membeli volume yang telah ditentukan dengan harga yang telah disepakati. Dengan *purchase contract*, risiko teknik dan pasar ditanggung oleh penjual. Meskipun *purchase contract* menyediakan akses jangka panjang ke cadangan melalui produksi, namun ia tidak memiliki hak pada kepentingan keuangan atas cadangan. Karena itu cadangan tidak diakui dengan tipe perjanjian ini.

2.3.2.5. Loan Agreement

Loan Agreement biasanya digunakan oleh Bank, investor keuangan lainnya, atau partner untuk membiayai proyek minyak dan gas. Kompensasi untuk dana yang dikeluarkan hanya terbatas pada tingkat suku bunga yang telah ditetapkan. Para peminjam dana tidak berpartisipasi untuk mencari keuntungan dari proyek tersebut. Biasanya ada jadwal pembayaran pengambalian pinjaman secara tetap. Risiko terbatas pada kegagalan dari peminjam untuk melaksanakan kewajibannya atau kegagalan dari proyek.

2.4. Variasi dari Dua Jenis Fiscal System

Sebagai tambahan dari dua jenis fiscal sistem utama di atas, ada aturan lain yang menjadi bagian dari sistem fiscal yang ada yaitu (Johnston, 1994, 26):

- *Joint ventures*
- *Technical assistance contracts, EOR contracts*
- *Rate of return contracts.*

Joint ventures (JVs) bukan merupakan tipe sistem fiscal/kontraktual. Istilah ini utamanya digunakan untuk menggambarkan pengaturan dimana perusahaan minyak nasional menggalang kerjasama dengan kontraktor. *Government/industri joint venture* juga dapat diartikan *government participation*. *Technical Assistance Contracts* (TACs) biasanya digunakan untuk project *enhanced oil recovery* (EOR) atau skema rehabilitasi/*redevelopment* dengan sistem PSC atau konsesi. *Rate of return* (ROR) juga ditemukan di kedua sistem fiscal tersebut. ROR merupakan istilah yang lebih deskriptif untuk mengidentifikasi lebih jauh sifat dari suatu sistem tertentu.

2.5. *Production Sharing Contract*

Production Sharing Contract (biasa disingkat PSC) pertama kali diperkenalkan di Indonesia, dengan ditandatanganinya kontrak antara Pertamina (Perusahaan Migas Nasional Indonesia, sekarang Pertamina) dengan IIAPCO pada Agustus 1966. Kemudian kontrak sejenis di buat di Peru 1971. Banyak negara yang memberlakukan PSC ini diantaranya negara pengekspor minyak : Indonesia, Mesir, Malaysia, Siria, Oman, Angola, Gabon, Libia, Qatar, Cina, Aljazair dan Tumis. Negara yang sedikit mengekspor minyak: Tanzania, Pantai Gading, Mauritania, Kenya, Ethiopia, Zaire & Jamaika. Juga negara-negara di Eropa Timur dan bekas Uni Soviet.

2.5.1. Basic Elements

Elemen dasar suatu PSC dikategorikan sebagai berikut:

Tabel 2.1. Production Sharing Fiscal/Contractual Structure

	National Legislation	Contract Negotiation
Operational Aspects	<ul style="list-style-type: none"> • Gvt. Participation • Ownership transfer • Arbitration • Insurance 	<ul style="list-style-type: none"> • Work commitment • Relinquishment • Commerciality
Revenue or Production Sharing Elements	<ul style="list-style-type: none"> • Royalties* • Taxation* • Depreciation rates • Investment credits • Domestic obligation • Ringfencing 	<ul style="list-style-type: none"> • Bonus payments • Cost recovery limits • Production sharing*
*Feature tersebut biasanya berhubungan dengan bagian kontraktor.		

Sumber : Johnston, 1994,51

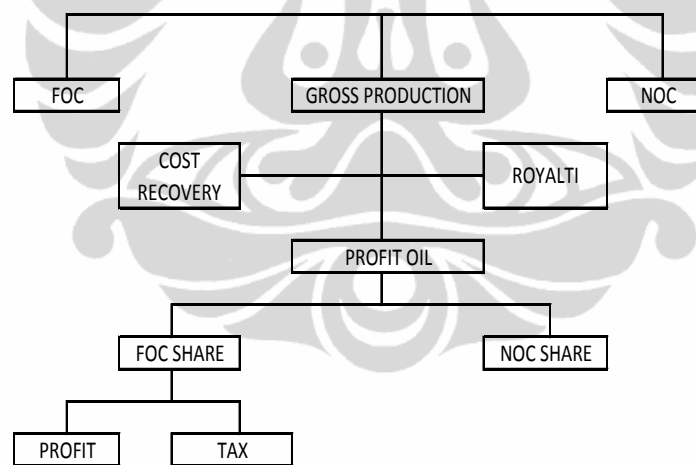
Elemen ini juga ditemukan di sistem konsesi dengan pengecualian pada pembatasan *cost recovery* dan pembagian produksi. Seperti yang terlihat di tabel, beberapa aspek pada hubungan pemerintah dan kontraktor dapat dinegosiasikan, tapi sebagian ditentukan oleh legislatif/DPR. Badan legislatif biasanya mempunyai kewenangan lebih dibandingkan dengan perusahaan migas nasional atau kementerian terkait yang mempunyai kewenangan untuk menegosiasikan kontrak. Karena itu, beberapa item tidak dapat dinegosiasikan. Jika perusahaan migas nasional mempunyai wewenang untuk menegosiasikan *profit oil split*, namun *tax rate*-nya tidak dapat dinegosiasikan karena merupakan wewenang legislatif untuk menentukannya.

Seringkali kontrak dinegosiasikan antara *National Oil Company* (NOC) dengan *Foreign Oil Company* (FOC) bukan dengan pemerintah. Menurut Bindeman (1999, 8) ada tiga alasan mengapa NOC menggantikan peran pemerintah dalam melakukan negosiasi dengan FOC yaitu pertama NOC memiliki informasi yang lebih banyak dan lebih baik mengenai deposit mineral, teknologi yang terbaik untuk eksplorasi, dan kemampuan dari FOC untuk melaksanakan pekerjaan yang disyaratkan, kedua NOC dianggap motivasinya tidak berkaitan dengan politik berbeda dengan pemerintah dan ketiga dengan tujuan NOC yang mengontrol seluruh eksplorasi dan pengembangan di sektor

mineral domestic, kerjasama dengan FOC akan karyawan nasional dalam operasi perusahaan asing sehingga akan meningkatkan keahliannya.

Sedangkan dua aspek ekonomi dalam negosiasi kontrak/*license* adalah *work commitment* dan *fiscal term*. Daniel Johnston (2003 ,6) mendefinisikan “*work commitment represent hard risk dollars, while fiscal terms govern the allocation of revenue resulting from oil and gas production*”. *Work commitment* antara lain *signature bonus, seismic acquisition* dan *drilling commitment*, sedangkan *Fiscal Term* antara lain *Royalties, Cost Recoveries, Profit Oil Splits, Taxes* dan *Government Participation*. *Work Commitment* biasanya diukur dalam kilometer data seismic dan jumlah sumur. *Work commitment* merupakan aspek kritis dari eksplorasi migas internasional, karena mencakup hampir semua risiko dari ekplorasi minyak dan gas.

Kirsten Bindenman dalam bukunya yang berjudul *Production-Sharing Agreements: An Economic Analysis* menggambarkan *basic features* dari suatu *Production Sharing Agreement* sebagai berikut:



Gambar 2.3. Basic feature PSC

Sumber: Bindenmann, 1999,13

2.5.2. Pembayaran Bonus

Bonus kadang-kadang dibayarkan setelah finalisasi negosiasi dan penandatanganan kontrak, yang disebut *signature bonus*. Biasanya bonus berupa kas, namun bonus bisa terdiri dari peralatan dan teknologi. Beberapa kontrak

menerapkan provisi bonus yang berbeda seperti bonus produksi, *start-up bonus*, dan bonus kumulatif produksi.

2.5.3. *Royalties*

Royalti merupakan konsep yang fundamental, dan perlakuannya sama di bawah semua *sistem fiscal*. Konsep royalti bisa dikatakan asing bagi PSC (Johnston, 1994, 53). Hal ini karena isu kepemilikan. Beberapa PSC tidak memiliki royalti. Yang lain menetapkan royalti paling tinggi 15%. Royalti dengan sistem PSC diperlakukan sama seperti perlakuannya dengan sistem konsesi.

2.5.4. *Cost Recovery*

Cost recovery adalah alat di mana kontraktor memintakan kembali biaya eksplorasi, biaya pengembangan (*development cost*) dan biaya operasi dari *gross revenue*. *Cost recovery* ini biasa juga disebut dengan *cost oil*. Kebanyakan PSC memiliki batasan berapa jumlah *revenue* yang bisa diklaim oleh kontraktor untuk *cost recovery* ini, tapi memperbolehkan biaya yang belum diganti untuk dibawa ke tahun depan. Mekanisme *cost recovery* ini satu dari feature yang biasa digunakan di sistem PSC. Terdapat sedikit perbedaan dengan teknik *cost recovery* yang digunakan di kebanyakan sistem konsesi.

Dengan sistem konsesi, *Cost recovery* sama dengan pengurangan biaya (*deduction*) dalam menghitung pendapatan kena pajak (*taxable income*). Namun dengan PSC, kontraktor tidak memiliki produksi, karena itu *cost recovery* tidak memiliki pendapatan kena pajak yang dapat ditandingkan. Pemerintah mengembalikan biaya kontraktor melalui mekanisme *cost recovery* dan kemudian membagi produksi atau pendapatan yang tersisa sesuai dengan porsinya.

Kebanyakan kontrak menentukan urutan dari biaya yang boleh diganti. Urutan *cost recovery* penting khususnya bagi kontraktor, karena akan mempengaruhi tingkat pengembalian dari biaya kontraktor. Urutan yang biasanya diterapkan untuk *cost recovery* adalah (Wright and Gallun, 2005, 49):

1. Biaya operasi tahun berjalan.
2. Pengeluaran eksplorasi yang belum diganti.
3. Pengeluaran pengembangan yang belum diganti.

4. Interest dari biaya pengembangan (jika diperbolehkan)
5. Beberapa *investment credit* atau *capital uplift*

Pada kenyataannya biaya yang terjadi selama fase tertentu dari kontrak tidak semuanya dapat diganti. Masing-masing PSC seharusnya memiliki prosedur akuntansi yang mendesain kategori utama biaya yang secara langsung dapat diganti (*recoverable cost*) juga bagaimana overhead ditentukan. Beberapa tipe biaya operasi yang dapat diganti antara lain *personnel expenses, benefit, subcontractor charges, insurance premiums, energy expenses, communication charges, ecological and environmental protection charges, personnel training* dan *overhead*.

Ada tiga prinsip dasar dalam penentuan *cost recovery* yaitu:

1. Prinsip Keberhasilan

Seluruh pengeluaran kontraktor akan diakui oleh pemerintah apabila secara nyata kontraktor berhasil menemukan cadangan minyak komersial (tahap produksi).

2. Prinsip Zero Balance

Semua biaya yang telah dikeluarkan termasuk biaya eksploitasi dan eksplorasi berhak untuk diperoleh kembali.

3. Prinsip Ring Fence Policy

Biaya yang boleh di *recover* adalah murni sebatas biaya di wilayah kerja yang bersangkutan dan tidak diperbolehkan mengkonsolidasi biaya.

Prinsip *cost recovery* dasar yang dicantumkan dalam kontrak PSC biasanya meliputi (PWC, 2005, 37):

1. *Current-year capital and non capital costs*
2. *Prior years' unrecovered capital and non capital costs*
3. *Depreciation charges*
4. *Bonus payments*
5. *Unrecovered natural gas or crude production*
6. *Inventory costs*
7. *Recovered of interest costs on loans at rates not exceeding prevailing market rates*

8. *Home-office overhead charges to the operation, and*
9. *Recovery of premiums on insurance and receipt from insurance claims.*

2.5.5. Profit Oil dan Perpajakan

Profit Oil adalah pembagian antara kontraktor dan pemerintah sesuai dengan term dalam PSC (Johnston, 1994,63). Bagian kontraktor dari *profit oil* akan dikenakan pajak.

2.5.6. Commerciality

Commerciality merupakan isu yang sensitif, dan merupakan aspek yang penting dalam eksplorasi internasional. *Commerciality* berkaitan dengan siapa yang menentukan apakah penemuan secara ekonomis layak atau tidak untuk dikembangkan.

Bagi kontraktor biaya eksplorasi merupakan *sunk cost* (biaya tertanam) yang hanya dapat diganti dengan adanya produksi melalui mekanisme *cost recovery*. Beberapa perjanjian memperbolehkan kontraktor untuk menentukan apakah pengembangan layak, namun biasanya pemerintah yang menyusun *benchmark* yang mengindikasikan kelayakan tersebut.

2.5.7. Government Participation

Banyak sistem yang memberikan opsi kepada perusahaan minyak nasionalnya untuk berpartisipasi dalam proyek pengembangan. Dengan aturan partisipasi pemerintah kebanyakan, kontraktor akan menanggung biaya dan risiko dalam eksplorasi. Jika ada penemuan, pemerintah baru akan berpartisipasi. Kontribusi keuangan NOC biasanya datang pada saat produksi.

2.5.8. Domestic Market Obligation

Jika prioritas pemerintah adalah untuk memenuhi permintaan domestik untuk minyak dan gas bumi, mereka dapat menerapkan ketentuan *Domestic Market Obligation* (DMO). Perbedaan di beberapa Negara yang menerapkan DMO ini adalah terkait jumlah dan harga DMO. Beberapa kontrak mensyaratkan bahwa DMO dihitung dari bagian kontraktor dengan prosentase tertentu, namun

beberapa kontrak menyebutkan bahwa perusahaan minyak nasional dapat meminta 100% dari bagian kontraktor untuk kebutuhan domestic. Harga juga berbeda, di beberapa PSC/PSA, harga dihitung dengan tarif diskon. Ketidakuntungan atau kesulitan lain perusahaan asing adalah jika DMO dihitung dengan mata uang lokal.

2.5.9. *Sliding Scale*

Sebuah mekanisme dalam sistem fiskal yang membuat variasi pajak-pajak dan/atau royalti-royalti yang efektif yang berdasarkan profitabilitas atau beberapa pendekatan lain terhadap profitabilitas. Terdapat tiga kelompok utama dari *sliding scales*: berbasis produksi, *faktor "R"*, dan *tingkat pengembalian*. *Sliding scale* yang paling umum adalah *sliding scale* berbasis produksi. Biasanya, masing-masing porsi produksi akan dikenakan tingkat pajak/royalti tertentu dan istilah "*incremental*" *sliding scale*.

2.5.10. *Ringfencing*

Biasanya biaya yang ditanggung oleh suatu wilayah kerja (Blok) tertentu harus diganti dengan pendapatan yang dihasilkan dari wilayah kerja tersebut. Blok tersebut di-*ringfenced*. Elemen dari sistem ini mempunyai dampak yang besar pada pengembalian biaya eksplorasi dan pengembangan.

2.5.11. *Relinquishment*

Pemerintah mengevaluasi hasil dari eksplorasi pada akhir periode eksplorasi. Jika kontraktor memilih untuk melanjutkan eksplorasi, kontrak akan menentukan sejumlah area dari area kontrak awal dimana kontraktor harus meninggalkannya. Secara jelas, provisi ini memfasilitasi usaha dari pemerintah untuk melanjutkan eksplorasi dari area yang ditinggalkan tersebut. Jika pada akhir masa eksplorasi kontraktor memilih untuk tidak melanjutkan, semua area tersisa akan ditinggalkan.

2.6. Risiko dan *Reward* dalam *Production Sharing Contract*

Kirsten Bindenmann (1999,89) mendefinisikan Risiko dan Reward *Production Sharing Contract (Production Sharing Agreement)* dengan matriks berikut :

Tabel 2.2. Risiko dan *Reward* *PSC*

Uncertainty	Risk		Objective		PSA Response
	Gov	FOC	Gov	FOC	
1	2		3		4
Reserves:					
- Exploration Stage - Production Stage	Not best practice Not best practice	Non-Commerciality	Monitor operation Participation	Cost recovery	- Cost Oil - Participation Clause
Oil Price:					
- High	Giveaway of revenue		Trade`off upside for downside		Sliding Scale
- Low	Non-exploration	Profitability			
Costs (Develop&Prod)	Depending on participation	Operation costs Capital costs	Flexibility Link to rate of return		- Cost Oil - Sliding Scale
Specific Price/Market	Posted`price	- Price control - Posted price - DMO - Price definition	Secure revenue	Profitability Access	Link to world market price
Infrastructure/Transport	None	- Costs - expropriation - non-commerciality		Cost recovery	Contract specific
Sovereign Risk	None	- Expropriation - Tac changes - Price controls		Early payback	International arbitration

Sumber : Bindenmann (1999)

Ketidakpastian yang pertama adalah berhubungan dengan cadangan baik selama eksplorasi maupun produksi. Risiko utama bagi kontraktor (*foreign oil company/FOC*) adalah cadangan tidak cukup besar untuk kelangsungan komersialitas, sehingga jika kontrak tidak sampai pada tahap produksi, FOC tidak memiliki cara untuk meng-cover semua biaya eksplorasinya. Namun jika komersialitas diumumkan dan produksi dimulai, FOC menginginkan untuk diganti semua biaya-biaya sesegera mungkin. Hal ini dilakukan melalui *cost oil allowance* atau *cost recovery* yang secara spesifik dijelaskan di PSA. Perhatian utama pemerintah dalam konteks ini adalah FOC harus menerapkan metode *best-*

practice selama kedua tahapan tersebut supaya memaksimalkan produksi. Hal ini dapat dipastikan dengan melakukan monitoring terhadap operasi dan mengambil opsi partisipasi.

Risiko yang kedua adalah ketidakpastian harga. Kedua belah pihak akan memperhatikan tentang “*give-away of revenue*” jika selama periode produksi harga minyak berubah secara substansial dan kontrak tidak cukup fleksibel untuk mengakomodasi perubahan ini. *Low-price environment* mungkin akan menghasilkan non-exploration dari beberapa lapangan, dan tidak menguntungkannya operasi yang sudah ada. Tujuan dari partner kontrak adalah memberikan *upside-downside trade-off. Sliding scale*, khususnya untuk *profit-oil share*, memenuhi tujuan ini.

Perhatian selanjutnya adalah ketidakpastian sehubungan dengan biaya selama pengembangan dan produksi. Risiko pemerintah sangat tergantung pada partisipasinya. Namun jika biaya berubah secara signifikan, maka hal ini akan mempengaruhi jumlah *cost oil* dan/atau lamanya waktu selama FOC menghendaki maksimum *cost oil allowance*. FOC dalam memenuhi tujuannya meminimalkan risiko sehubungan dengan operasi dan *capital cost*, memiliki dua tujuan. Pertama mereka ingin biaya mereka diganti sesegera mungkin. Kedua, mereka lebih suka kontrak memperlihatkan tingkat fleksibilitas. PSA memperhatikan isu ini melalui *cost oil allowance* atau *cost recovery* dan *sliding scale*.

Selanjutnya ketidakpastian timbul dari harga dan pasar spesifik. Masalah potensial disini adalah akses ke pasar dan profitabilitas. Solusi umumnya adalah untuk PSA agar menyediakan jaringan ke harga pasar dunia. Sebagai contoh, jika pemerintah menghendaki FOC memenuhi DMO nya, harga minyak mentahnya adalah n persen dari harga pasar dunia dengan n akan ditentukan dalam kontrak.

Dua baris terakhir berhubungan dengan infrastruktur seperti *building roads* atau terminal ekspor, dan terakhir kedaulatan. Untuk pemerintah keduanya bebas risiko, FOC utamanya memperhatikan biaya, profitabilitas, dan *expropriation*. Sebagai tambahan, mereka khawatir jika pemerintah sebagai pemegang kedaulatan akan mengenakan perubahan pajak yang berlawanan atau mengendalikan biaya. Di kedua kasus, merupakan kepentingan FOC untuk mengganti biaya yang telah mereka keluarkan sesegera mungkin. Sementara

infrastruktur dan persyaratan transport secara luas bervariasi dan *contract-specific*, respons PSA secara umum merespon risiko kedaulatan dengan arbitrase internasional.

2.7. Akuntansi Perminyakan

Akuntansi untuk kegiatan pencarian dan produksi minyak dan gas bumi berkembang sesuai dengan kebutuhan industri minyak dan gas bumi. Resiko tinggi, jumlah investasi yang besar, dan jangka waktu yang panjang antara dikeluarkannya biaya dengan diperolehnya manfaat atas biaya tersebut merupakan tiga alasan utama perbedaan prosedur akuntansi perminyakan dengan prosedur akuntansi pada umumnya (Haryono, 2003, 36). Peraturan-peraturan pemerintah (baik Indonesia maupun Amerika Serikat dimana akuntansi perminyakan ini dikembangkan) telah memberikan sejarah yang panjang terhadap perkembangan akuntansi perminyakan.

Sebelum *Financial Accounting Standard Board* (FASB) *Statement* nomor 19 dipublikasi pada tahun 1977, metode akuntansi perminyakan baik *successful effort* (SE) maupun *Full Costs* (FC) telah banyak diimplementasikan oleh perusahaan perminyakan. Setelah itu FASB mengeluarkan *Statement* Nomor 69 yang menyatakan perlunya *disclosure* untuk perusahaan yang memproduksi minyak dan gas bumi. Dalam *production sharing* walaupun klasifikasi biaya-biayanya masih mengindik pada kedua metode yaitu SE dan FC, akan tetapi perlakuan akuntansi terhadap biaya-biaya agak berbeda, disesuaikan dengan perjanjian yang termuat di dalam kontrak bagi hasil tersebut.

Perbedaan perlakuan akuntansi di kegiatan hulu minyak dan gas bumi antara PSC dan US GAAP dan IFRS (*International Financial Reporting Standards*) adalah:

Tabel. 2.3. Perbedaan Akuntansi di PSC, GAAP dan IFRS

Area	PSC	GAAP	IFRS
<i>Amortization of capital costs</i>	<i>Accelerated depreciation</i>	<i>Units of production</i>	<i>Method not specifically determined, to be allocated on a systematic basis over useful</i>

Area	PSC	GAAP	IFRS
			<i>life, reflecting consumption of asset's benefits</i>
<i>Non-capital/controllable stores</i>	<i>Expensed upon receipt</i>	<i>Expensed as consumed</i>	<i>Expensed as consumed</i>
<i>Obsolete stores or idle facilities</i>	<i>Written-off only when approved by BP Migas</i>	<i>Expensed/impaired when identified</i>	<i>Expensed/impaired when identified</i>
<i>Deferred taxes</i>	<i>Not provided</i>	<i>SFAS 109 treatment</i>	<i>IAS 12 treatment</i>
<i>Contingent liabilities</i>	<i>Recognized when settled or approved by BP Migas</i>	<i>SFAS 5 treatment</i>	<i>IAS 37 treatment</i>
<i>Severance and retirement benefits</i>	<i>Pay as you go basis</i>	<i>SFAS 87 treatment</i>	<i>IAS 19 (revised) treatment</i>
<i>Pre-production costs</i>	<i>All costs capitalized pending recovery</i>	<i>A portion of costs capitalized</i>	<i>Capitalized as long as meeting IFRS asset recognition criteria</i>
<i>Abandonment</i>	<i>Recorded and recovered on cash basis</i>	<i>Provided for on a units of production basis; SFAS 143</i>	<i>Provision to be provided under IAS 37</i>
<i>Acquisition costs</i>	<i>Expense</i>	<i>Capitalize</i>	<i>Capitalized as long as meeting IFRS asset recognition criteria</i>
<i>Exploratory dry holes</i>	<i>Expense</i>	<i>Expense</i>	<i>Expense</i>
<i>Exploratory wells successful:</i> - <i>Tangible costs</i> - <i>Intangible costs</i>	<i>Capitalize</i> <i>Expense</i>	<i>Capitalize</i> <i>Capitalize</i>	<i>Not specifically addressed</i> <i>Capitalized as long as meeting IFRS asset recognition criteria</i>
<i>Development dry holes</i>	<i>Expense</i>	<i>Capitalize</i>	<i>Not specifically addressed</i> <i>Capitalized as long as meeting IFRS asset recognition</i>

Area	PSC	GAAP	IFRS
			<i>criteria</i>
<i>Development wellsuccessful:</i> - <i>Tangible costs</i> - <i>Intangible costs</i>	<i>Capitalize</i> <i>Expense</i>	<i>Capitalize</i> <i>Capitalize</i>	<i>Not specifically addressed</i> <i>Capitalized as long as meeting IFRS asset recognition criteria</i>
<i>Support equipment and facilities</i>	<i>Capitalize</i>	<i>Capitalize</i>	<i>Capitalize</i>

Sumber : Pricewaterhouse, *Oil and Gas in Indonesia – Investment and Taxation Guide, 2005*

2.8. Biaya-Biaya dalam Kontrak Bagi Hasil

Dalam akuntansi PSC, klasifikasi biaya-biaya tetap mengacu pada dua metode pengakuan yang sudah ada yaitu *Full Cost* dan *Successful Effort*, tetapi perlakuannya harus disesuaikan dengan muatan dalam kontrak yang telah disepakati bersama.

Biaya-biaya tersebut menurut Haryono (2003,159-160) adalah:

1. *Acquisition Cost* (Biaya Akuisisi)

Biaya ini meliputi biaya-biaya yang terjadi pada usaha-usaha perolehan property sampai dengan kontrak dan haknya siap untuk kegiatan/operasi, termasuk signature bonus dan *educational bonus*. Dalam akuntansi PSC, semua bonus tidak terjadi pada kegiatan operasional. Dengan demikian, bonus ini tidak dapat dimasukkan dalam *cost recovery*.

2. *Exploration Cost* (Biaya Eksplorasi)

Biaya-biaya eksplorasi meliputi semua biaya untuk melakukan kegiatan dalam rangka memperoleh informasi tentang ada atau tidaknya kandungan minyak dan gas bumi pada suatu kawasan yang sedang dieksplorasi. Biaya-biaya ini meliputi juga biaya-biaya untuk kegiatan survey topografi, geologi, dan geofisika baik gaji tenaga ahli maupun biaya-biaya peralatan untuk kegiatan survey tersebut.

3. *Development Cost* (Biaya Pengembangan)

Biaya pengembangan meliputi biaya-biaya yang terjadi untuk mengembangkan sumur pengembangan (*development well*). Kegiatan tersebut meliputi pencarian minyak dan gas bumi dari cadangan terbukti dengan mempersiapkan fasilitas untuk *extracting* (pemurnian), *treating* (pengolahan), *gathering* (pengumpulan), dan *storing* (penyimpanan) minyak dan gas bumi. Sama dengan dalam metode *successful effort*, dalam metode *full cost* biaya pengembangan ini juga akan dikapitalisasi untuk dialokasikan pada tahun-tahun pemanfaatannya.

4. *Production Cost* (Biaya Produksi)

Biaya produksi meliputi semua biaya yang dikeluarkan dalam rangka memindahkan/mengangkat minyak dan gas bumi ke permukaan tanah. Biaya produksi meliputi *extracting* (pemurnian), *treating* (pengolahan), *gathering* (pengumpulan), dan *storing* (penyimpanan) minyak dan gas bumi di kilang-kilang perusahaan. Biaya produksi ini terjadi pada kegiatan operasi perusahaan dan perawatan sumur.

5. *Support Facilities* (Biaya Peralatan Penunjang)

Peralatan penunjang, seperti gudang, fasilitas camp, kendaraan dan fasilitas penunjang lainnya yang umur ekonomisnya lebih dari satu tahun. Peralatan penunjang ini umumnya tidak berhubungan langsung dengan kegiatan pencarian dan produksi minyak dan gas bumi, namun tetap berperan dalam terlaksananya industri minyak dan gas bumi.

Dalam akuntansi PSC, perlu dilakukan pemisahan antara biaya-biaya yang bersifat *tangible* dan *intangible*, khususnya dalam perlakuan terhadap biaya-biaya eksplorasi dan biaya-biaya pengembangan. Biaya-biaya yang bersifat *tangible* antara lain peralatan (*tubing, casing, wellheads, christmas tree* dan lain sebagainya). Sedangkan biaya yang bersifat *intangible* dapat berupa gaji, upah, biaya sewa dan biaya material.

Dalam *Successful Effort*, biaya peralatan *tangible* terhadap sumur yang sukses akan dikapitalisasikan dan kemudian dialokasikan sepanjang masa pemanfaatannya. Namun jika sumurnya kering (*dry hole*), maka biaya-biaya

tersebut akan dibebankan pada saat diketahui sumur tersebut kering. Untuk biaya-biaya yang *intangible* akan dibebankan pada saat terjadinya tanpa memperhatikan apakah sumurnya sukses atau kering. Jika diterapkan metode *Full Cost*, maka biaya-biaya tersebut akan dikapitalisasi tanpa perlu mempertimbangkan apakah *tangible* (berwujud) maupun *intangible* (tak berwujud) dan sumur tersebut sukses atau sumur kering.

2.9. Perpajakan dalam Industri Minyak dan Gas Bumi

Keunikan dari perpajakan dalam industri minyak jika dibandingkan dengan komoditas lain adalah terletak pada karakteristik industri migas yang spesifik yaitu kontribusinya yang signifikan terhadap ekonomi nasional, biaya operasi dan pengembangan yang tinggi, ketidakpastian yang tinggi dalam kegiatan operasi, dan volatilitas harga minyak (Carole Nakhle, 2007, 2). Kebijakan pajak nasional akan sangat mempengaruhi keberlangsungan global jangka panjang industri perminyakan

Pemerintah dari Negara penghasil minyak menghadapi tantangan dan kesulitan ketiga mendesain sistem pajak yang memenuhi dua tujuan fundamental, yaitu menjamin pembagian pendapatan yang adil untuk mereka sendiri, sekaligus memberikan insentif yang memadai untuk mendukung investasi. Dua tujuan tersebut bisa dikatakan berkompetisi daripada saling melengkap (Nakhle, 2007, 6). Kebutuhan untuk menyeimbangkan antara *taxpayer* dan *tax-levying* merupakan hal yang tidak dapat dihindarkan namun sulit untuk dicapai khususnya pada saat harga minyak yang terus berubah.

Fungsi utama dari perpajakan dalam industri minyak menurut Nakhle adalah sebagai berikut (2007, 8-10):

1. *Financing government expenditures*

Pajak merupakan sumber utama pendapatan pemerintah untuk membiayai pengeluaran publik. Perpajakan dalam sektor energi ini memberikan pendapatan yang substansial kepada perekonomian.

2. *Rent extraction*

Perpajakan digunakan untuk menangkap bagian besar dari economic rent yang terjadi dari produksi sumber daya alam khususnya minyak.

3. *Distribution of benefits*

Distribusi dari manfaat yang berasal dari sumber daya alam merupakan jantung dari banyak kebijakan perpajakan di sumber daya ini. Distribusi manfaat kunci adalah antara pemerintah dan produser, khususnya jika sumber daya alam tersebut masih dimiliki oleh pemerintah yang mana dia akan mendapatkan bagian yang adil dari sumber daya yang nilainya akan semakin menurun tersebut.



BAB 3

PENGUSAHAAN MINYAK DAN GAS BUMI DI INDONESIA

3.1. Sejarah pengusahaan minyak di Indonesia

Pengusahaan minyak dan gas bumi di Indonesia telah dimulai pada jaman Belanda ketika Pemerintah Hindia Belanda pada tahun 1899 mengeluarkan "*Indische Mijn Wet (IMW)*" yang mana menurut ketentuan Pasal 5a, Pemerintah Hindia Belanda berwenang untuk melakukan eksplorasi dan eksploitasi serta mengadakan kerjasama dengan perusahaan minyak dalam bentuk kontrak 5A atau Sistem Konsesi. Dengan sistem konsesi, perusahaan pertambangan tidak hanya diberikan kuasa pertambangan, tetapi diberikan pula hak menguasai hak atas tanah.

Pada masa kemerdekaan, pengelolaan sumber daya alam migas untuk sebesar-besarnya kemakmuran rakyat telah dituangkan secara yuridis dalam Pasal 33 UUD 1945. Soemitro Djojohadikoesoemo sebagai Menteri Perdagangan dan Industri pada awal kemerdekaan yang membawahi sektor migas mengarahkan kebijaksanaannya untuk menarik sebanyak-banyaknya investor agar tercipta pertumbuhan ekonomi. Salah satu cara yang ditempuh adalah meningkatkan kepercayaan masyarakat Internasional dengan mematuhi hasil Konferensi Meja Bundar, yang salah satu keputusannya adalah Indonesia diwajibkan mengembalikan NIAM dan Shell untuk menjalankan pengusahaan pertambangan berdasarkan konsesi yang dimilikinya.

Pada Maret 1954 dihasilkan kesepakatan antara Pemerintah dan Stanvac yang diantaranya:

- 1) Untuk memfasilitasi penanaman modal kepada Stanvac diberikan pembebasan bea masuk untuk semua impor barang modal;
- 2) Penerapan perpajakan yang akhirnya menghasilkan pembagian 50%-50%;
- 3) Upaya Indonesianisasi karyawan akan dilakukan sebesar mungkin;
- 4) Jangka waktu konsesi untuk empat tahun.

Kesepakatan tersebut juga menjadi dasar perpanjangan konsesi Shell dan Caltex, dimana pada perpanjangan berikutnya yaitu pada tahun 1960 diharapkan dapat diatur sesuai Undang-Undang Perminyakan yang baru.

Pada tahun 1960, ditetapkan UU No. 37 Prp Tahun 1960 tentang Pertambangan sebagai pengganti "*Indische Mijn Wet*" dan UU No. 44 Prp Tahun 1960 tentang Pertambangan Minyak dan Gas Bumi. Dengan adanya UU No. 37 Prp. Tahun 1960 tentang Pertambangan, sistem konsesi dalam perusahaan pertambangan tidak lagi digunakan dikarenakan dinilai memberikan hak yang terlalu luas dan terlalu kuat bagi pemegang konsesi, sehingga diganti dengan kuasa pertambangan. Setelah diundangkannya UU No. 44 Prp Tahun 1960 maka semakin jelas bahwa perusahaan pertambangan migas dilakukan oleh Negara, dengan Perusahaan Negara sebagai pelaksana atau pemegang kuasa pertambangan. kuasa pertambangan adalah wewenang yang diberikan kepada Perusahaan Negara untuk melaksanakan usaha pertambangan minyak dan gas bumi.

Pada tahun 1968 PN. PERTAMIN dan PN. PERMINA dilebur menjadi PN.PERTAMINA atas dasar PP No. 27 Tahun 1968 yang kemudian berubah menjadi PERTAMINA berdasarkan Undang- Undang Nomor 8 Tahun 1971 tentang Perusahaan Pertambangan Minyak dan Gas Bumi, sebagai satu-satunya perusahaan negara pemegang kuasa pertambangan di Indonesia. Dengan demikian maka PERTAMINA sebagai "*Integrated State Oil Company*" mendapatkan tugas sebagai pelaksana perusahaan pertambangan migas. Untuk dapat melaksanakan perusahaan pertambangan migas, kepada Pertamina diberikan Kuasa Pertambangan yang meliputi eksplorasi, eksploitasi, pemurnian dan pengolahan, pengangkutan serta penjualan.

Dalam Pasal 12 ayat (1) UU 8 Tahun 1971, PERTAMINA dapat mengadakan kerjasama dengan pihak lain dalam bentuk "*Kontrak Production Sharing*" dengan syarat tertentu dan berlaku setelah disetujui oleh Presiden untuk kemudian diberitahukan kepada Dewan Perwakilan Rakyat. Syarat-syarat dalam kerjasama tersebut harus diusahakan syarat yang paling menguntungkan Negara. Sesungguhnya perjuangan penerapan model *Kontrak Production Sharing* dimulai oleh Ibnu Soetowo, yang pada tahun 1966 dicapai kesepakatan dengan

Independent American Petroleum Company (IAPCO) untuk menerima penggunaan Kontrak *Production Sharing* dalam perusahaan pertambangan minyak dan gas bumi di Indonesia.

Pada tanggal 23 Nopember 2001 telah diundangkan Undang-Undang Nomor 22 Tahun 2001 tentang Minyak dan Gas Bumi, dimana yang menjadi dasar pertimbangan diundangkannya Undang-Undang tersebut adalah sudah tidak sesuai lagi UU No. 44 Prp. Tahun 1960 dengan perkembangan usaha pertambangan migas baik dalam taraf nasional maupun internasional.

UU No. 22 Tahun 2001, Pasal 4 ayat (1) dan (2) menyatakan bahwa penguasaan atas Migas tetap berada pada Negara, namun pelaksanaannya diselenggarakan oleh pemerintah sebagai pemegang Kuasa Pertambangan. Berdasarkan ketentuan Pasal 1 angka 5 UU No. 22 Tahun 2001, Kuasa Pertambangan adalah wewenang yang diberikan Negara kepada Pemerintah untuk menyelenggarakan kegiatan Eksplorasi dan Eksploitasi. Disinilah letak perbedaannya dengan UU No. 44 Prp. Tahun 1960 dimana yang memegang Kuasa Pertambangan adalah Perusahaan Negara yaitu Pertamina. Undang-Undang Nomor 22 menciptakan “framework” untuk secara fundamental merestrukturi industri minyak dan gas bumi. Dalam undang-undang ini membedakan antara kegiatan hulu dan kegiatan hilir dan menghendaki pemisahan hukum antara kegiatan-kegiatan tersebut dengan tujuan untuk transparansi biaya di antara dua segmen tersebut.

3.2. Pengusahaan Migas Pasca UU Nomor 22 Tahun 2001

UU No. 22 Tahun 2001, Pasal 4 ayat (1) dan (2) menyatakan bahwa penguasaan atas Migas tetap berada pada Negara, namun pelaksanaannya diselenggarakan oleh Pemerintah sebagai pemegang Kuasa Pertambangan. Berdasarkan ketentuan Pasal 1 angka 5 UU No. 22 Tahun 2001, Kuasa Pertambangan adalah wewenang yang diberikan Negara kepada Pemerintah untuk menyelenggarakan kegiatan Eksplorasi dan Eksploitasi.

Tidak seperti undang-undang sebelumnya, dalam undang-undang nomor 22/2001 ini membedakan antara kegiatan usaha hulu dan kegiatan usaha hilir yaitu:

1. Kegiatan Usaha Hulu yang mencakup Eksplorasi dan Eksploitasi;
2. Kegiatan Usaha Hilir yang mencakup Pengolahan, Pengangkutan, Penyimpanan, Niaga.

Berdasarkan Pasal 4 ayat (3) UU No. 22 Tahun 2001, Pemerintah sebagai pemegang Kuasa Pertambangan membentuk Badan Pelaksana yaitu badan yang dibentuk untuk melakukan kegiatan pengendalian di bidang Kegiatan Usaha Hulu Migas. Kegiatan usaha hulu migas itu sendiri menurut Pasal 6 UU No. 22 tahun 2001 dilaksanakan dan dikendalikan melalui kontrak kerja sama. Sedangkan kegiatan usaha hilir dikendalikan dengan izin usaha yang intinya adalah izin kepada badan usaha untuk melaksanakan kegiatan hilir dengan tujuan memperoleh keuntungan.

Kegiatan usaha hulu dilaksanakan berdasar Kontrak Kerja Sama (KKS), dimana menurut Pasal 6 ayat (2) UU No. 22 Tahun 2001 paling sedikit memuat:

- a. Kepemilikan sumber daya alam tetap di tangan Pemerintah sampai pada titik penyerahan;
- b. Pengendalian manajemen operasi berada pada Badan Pelaksana;
- c. Modal dan resiko seluruhnya ditanggung badan usaha atau badan usaha tetap.

Pembentukan Badan Pelaksana yang melakukan pengawasan terhadap pelaksanaan kegiatan usaha hulu adalah melalui Peraturan Pemerintah Nomor 42 Tahun 2002 tentang Badan Pelaksana Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi. Dengan demikian, maka suatu badan usaha apabila akan mengadakan kerja sama dalam kegiatan usaha hulu migas, harus berhubungan dengan Pemerintah selaku Pemegang Kuasa Pertambangan. Namun dengan adanya Badan Pelaksana Migas, badan usaha akan berhubungan dengan Ditjen Migas dan BPMigas. Berdasarkan PP Nomor 42 Tahun 2002 tentang BPMigas, salah satu tugas BPMigas adalah melaksanakan penandatanganan kontrak kerja sama dengan badan usaha.

Pada tahun 2004 pemerintah mengeluarkan Peraturan Pemerintah Nomor 35 tahun 2004 tentang Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi sebagai peraturan pelaksana UU nomor 22 tahun 2001. PP ini dikeluarkan dalam rangka melaksanakan ketentuan Pasal 8, Pasal 18, Pasal 19 ayat (2), Pasal 20 ayat (6),

Pasal 21 ayat (3), Pasal 22 ayat (2), Pasal 31 ayat (5), pasal 37, dan Pasal 43 Undang-undang Nomor 22 Tahun 2001 tentang Minyak dan Gas Bumi.

3.3. Bentuk-bentuk Kerjasama pada Pengusahaan Migas di Indonesia

Bentuk-bentuk kerjasama yang terjadi pada pengusahaan minyak dan gas bumi di Indonesia antara lain (Haryono, 2003, 31-35):

1. Kerjasama Konsesi

Konsesi berarti suatu penyerahan daerah tertentu oleh Pemerintah Republik Indonesia kepada perusahaan asing dalam rangka pengusahaan dan pemilikan sumber daya alam yang terkandung di daerah tersebut. Dalam kerjasama konsesi ini, seluruh minyak, gas bumi serta panas bumi yang dihasilkan akan menjadi milik perusahaan asing tersebut. Perusahaan asing hanya berkewajiban memberikan sejumlah royalti kepada Pemerintah RI yang besarnya ditetapkan dalam perjanjian.

Kerjasama konsesi ini dapat diartikan sebagai penyerahan kedaulatan atas sebagian wilayah Republik Indonesia kepada pihak asing, dan Negara hanya memperoleh imbalan dalam bentuk royalti. Karena dikeluarkan Undang-undang nomor 4 tahun 1960 yang mengatur mengenai:

- Pasal (1) : Bahan galian minyak dan gas bumi merupakan kekayaan nasional yang harus dikuasai oleh Negara.
- Pasal (2) : Pengusahaannya hanya oleh Negara yang dilaksanakan oleh perusahaan Negara.
- Pasal (3) : Kontraktor hanyalah pihak yang bekerja untuk membantu perusahaan Negara dan menerima imbalan untuk hasil kerjanya tersebut.

Dengan dikeluarkannya Undang-Undang Nomor 44 Tahun 1960, maka sejak tahun itu kerjasama dalam bidang pertambangan khususnya pertambangan minyak dan gas bumi, sudah tidak dikenal lagi di Indonesia

2. Kontrak Karya

Dengan kerjasama jenis ini, pemegang kuasa pertambangan adalah perusahaan Negara (Pertamina/Badan Pelaksana) sedangkan pihak perusahaan

asing/swasta nasional hanya bertindak sebagai kontraktor. Namun perusahaan Negara masih belum diberikan wewenang manajemen untuk mengarahkan dan menentukan kegiatan kontraktor. Ada tiga perusahaan yang pernah terikat dengan kontrak ini yaitu PT CPI, PT SI dan PT Calasiastic& Topco (C&T). Kontrak Karya ini mulai diberlakukan setelah disahkannya Undang-Undang Nomor 44 Prp Tahun 1960. Bentuk kerjasama ini hanya berlangsung sampai dengan tahun 1963, dan selanjutnya digunakan Kontrak *Production Sharing* (Kontrak Bagi Hasil).

Dalam kontrak karya ini terdapat hal-hal yang bersifat unik yaitu:

- a. Perusahaan Negara sebagai pemegang Kuasa Pertambangan sedangkan Perusahaan Swasta bertindak sebagai kontraktor.
- b. Manajemen dilaksanakan sepenuhnya oleh kontraktor dan semua kerugian yang mungkin terjadi akan ditanggung oleh kontraktor.
- c. Pembagian hasil dalam bentuk uang atas dasar perbandingan 60% untuk perusahaan Negara dan 40% bagi kontrak, akan tetapi penghasilan pemerintah tidak boleh kurang dari 20% hasil kotor minyak bumi.
- d. Jangka waktu kontrak adalah 30 tahun untuk daerah baru dan 20 tahun untuk daerah lama.
- e. Penyisihan wilayah dilakukan dua atau tiga kali setelah jangka waktu tertentu.
- f. Kontraktor wajib ikut serta menyediakan minyak untuk keperluan dalam negeri atas dasar proporsional dan tidak melebihi 25% dari produksi areal dan atas dasar *Cost + Fee* \$0,20/bbl.

3. Kontrak Bagi Hasil (*Production Sharing Contract*)

Bentuk kerjasama ini merupakan modifikasi dari kontrak perjanjian karya. Kontrak Bagi Hasil (PSC) mulai dikenal sejak diberlakukannya undang-undang nomor 8 tahun 1971. Dalam pasal 12 (1), dinyatakan bahwa dalam melakukan kegiatannya, Pertamina diperkenankan untuk bekerjasama dengan pihak lain dalam bentuk kontrak bagi hasil atau *Production Sharing Contract*. Dalam kontrak bagi hasil ini, ditetapkan bahwa wewenang berada di tangan pemerintah RI yang diwakili oleh Pertamina. Peranan kontraktor minyak asing/swasta nasional hanyalah sebagai penyandang dana dan melaksanakan kegiatan operasi perminyakan.

Kontrak *Production Sharing* ini mempunyai hal-hal sebagai berikut:

- a. Pertamina bertanggung jawab atas manajemen operasi
- b. Kontraktor melaksanakan operasi menurut Program Kerja Tahunan yang sudah disetujui Pertamina
- c. Kontraktor menyediakan seluruh dana dan teknologi yang dibutuhkan dalam operasi perminyakan
- d. Kontraktor menanggung biaya resiko operasi
- e. Kontraktor diizinkan mengadakan eksplorasi selama enam sampai sepuluh tahun. Sedangkan eksploitasi boleh dilakukan oleh kontraktor selama 20 tahun atau lebih (jangka waktu kontrak adalah 30 tahun).
- f. Kontraktor akan menerima kembali seluruh biaya operasi setelah produksi komersial.
- g. Produksi yang telah dikurangi biaya produksi, dibagi antara Pertamina dan kontraktor.
- h. Kontraktor wajib menyisihkan/mengembalikan sebagian wilayah kerjanya kepada pemerintah.
- i. Seluruh barang operasi/peralatan yang dibeli kontraktor menjadi milik Pertamina dan untuk yang diimpor setelah tiba di Indonesia.
- j. Kontraktor adalah subyek pajak penghasilan, dan wajib menyetorkannya secara langsung kepada pemerintah.
- k. Kontraktor wajib memenuhi kebutuhan minyak dalam negeri (DMO) maksimum 25% dari bagian kontraktor kontrak production sharing.
- l. Kontraktor wajib mengalihkan 10% interestnya setelah produksi komersial kepada perusahaan swasta nasional yang ditunjuk Pertamina.

4. Kontrak Unitisasi

Adalah kerja sama antara dua atau lebih perusahaan minyak dan gas bumi yang dilakukan dengan tujuan untuk mengusahakan dan mengembangkan kawasan mereka yang secara geologis berdekatan. Dalam perjanjian tersebut disebutkan mengenai biaya-biaya yang harus ditanggung dan jumlah produksi yang akan menjadi bagian masing-masing pihak.

5. Kontrak Bantuan Teknis (*Technical Assistance* = TAC)

Kerja sama ini dilakukan antara Pertamina dengan kontraktor untuk meningkatkan produksi sumur tua milik Pertamina yang sudah mulai menurun. Dalam perjanjian kerja sama tersebut dijelaskan tentang kewajiban pihak kontraktor untuk menanggung semua biaya yang terjadi.

Hak untuk pihak kontraktor adalah terhadap jumlah produksi minyak dan gas bumi Pertamina dari sumur tersebut. Apabila produksi sumur tua tersebut melebihi jumlah produksinya semula, maka kelebihan tersebut akan dibagi dua antara Pertamina dengan pihak kontraktor.

Prinsip-prinsip perjanjian ini meliputi:

- a. Lahan di bagian wilayah kuasa pertambangan (WKP) Pertamina.
- b. Manajemen operasi dilaksanakan oleh Pertamina.
- c. Biaya operasi sepenuhnya (100%) ditanggung oleh kontraktor.
- d. Pengembalian biaya operasi dibatasi 35%-40% pertahun.
- e. Pembagian hasil (sesudah pajak) adalah 65% untuk bagian Pertamina dan 35% bagian kontraktor.
- f. DMO = harga ekspor untuk 5 tahun Pertamina produksi (pada lapangan baru) dan US\$ 0,20 per barel untuk produksi lapangan lama.

Dengan berlakunya Undang-Undang Migas Nomor 22 Tahun 2001 dan peraturan pelaksanaannya, kontrak-kontrak antara Pertamina dengan pihak lain yang berbentuk *Technical Assistance Contract* beralih kepada PT Pertamina (Persero) dan berlaku sampai berakhirnya kontrak yang bersangkutan. Setelah Kontrak *Technical Assistance (TAC)* yang berada pada bekas Wilayah Kuasa Pertambangan Pertamina berakhir, wilayah bekas kontrak tersebut tetap merupakan bagian wilayah kerja PT Pertamina (Persero).

6. Kontrak *Secondary Recovery (SECREC)* atau Kontrak Pengurasan Tahap Kedua atau *Enhanced Oil Recovery*

Kontrak jenis ini dilakukan untuk melaksanakan pengurasan tahap kedua. Pengurasan dilakukan untuk mengangkat minyak dan gas bumi dari formasinya dengan jalan menginduksi tenaga dorongan ke formasi tersebut sehingga minyak dan gas bumi akan terangkat ke permukaan.

Enhanced Oil Recovery ditujukan untuk meningkatkan produksi minyak dalam sumur atau lapangan minyak yang dioperasikan Pertamina yang telah menurun produksinya dengan menggunakan *secondary* atau *tertiary recovery*.

Prinsip dari *Enhanced Oil Recovery* adalah:

- a. Berlokasi di wilayah Pertamina.
- b. Manajemen operasi di tangan Pertamina.
- c. Partisipasi Pertamina dan Kontraktor masing-masing 50%.
- d. Risiko operasi ditanggung Pertamina dan Kontraktor.
- e. Biaya operasi ditanggung oleh Pertamina dan Kontraktor masing-masing 50%.
- f. Pengembalian biaya operasi dibatasi maksimal 65%.
- g. Pembagian produksi setelah pajak:
 - Primary Oil: Pertamina
 - Incremental Oil: Pertamina/Kontraktor = 85/15

Dengan berlakunya Undang-Undang Migas Nomor 22 Tahun 2001, PP Nomor 42 tahun 2002, PP Nomor 35 Tahun 2004, kontrak-kontrak antara Pertamina dengan pihak lain yang berbentuk *Enhanced Oil Recovery* beralih kepada PT Pertamina (Persero) sampai berlaku sampai berakhirnya masa kontrak yang bersangkutan. Setelah Kontrak *Enhanced Oil Recovery (EOR)* yang berada pada bekas Wilayah Kuasa Pertambangan Pertamina berakhir, wilayah bekas kontrak tersebut tetap merupakan bagian wilayah kerja PT Pertamina (Persero).

7. Perjanjian Operasi Bersama (*Joint Operation Agreement*)

Perjanjian ini dilakukan oleh dua perusahaan migas atau lebih untuk mengeksplorasi, mengembangkan, dan mengusahakan produksi minyak dan gas bumi pada suatu wilayah pertambangan minyak dan gas bumi.

Dalam perjanjian disebutkan mengenai hak dan anggota semua partner yang meliputi jumlah biaya yang harus ditanggung dan bagian produksi yang dimiliki. Dalam perjanjian ada pihak yang ditunjuk sebagai operator dan ada pihak yang menjadi anggota non operator.

Prinsip-prinsip utama perjanjian operasi bersama ini adalah:

- a. Lahan di luar Pertamina.
- b. Manajemen operasi ditangani oleh Pertamina.

- c. Pengembalian biaya operasi diberikan sepenuhnya yakni sebesar 100%.
- d. Resiko eksplorasi sepenuhnya ditanggung oleh kontraktor.
- e. Kontraktor menyetorkan 34% hasil produksi sebagai pembayaran pajak kepada pemerintah.

3.4. Generasi *Production Sharing Contract* di Indonesia

Production Sharing Contract di Indonesia mengalami beberapa generasi sejak pertama kali ditandatangani tahun 1966 sampai dengan sekarang setelah dikeluarkannya Undang-Undang Migas Nomor 22 tahun 2001.

1. PSC Generasi Pertama (1966-1977)

PSC generasi pertama ini ditandai antara lain:

- Pertamina memegang kendali atas manajemen operasi
- Cost recovery dibatasi sebesar 40%
- Bagi hasil 65%/35% untuk Pemerintah/Kontraktor termasuk pajak
- Pertamina membayarkan pajak kontraktor kepada Pemerintah RI
- 25% dari bagian kontraktor merupakan domestic market obligation (DMO) dengan harga US\$0,20/bbl
- Semua asset yang dibeli oleh kontraktor menjadi milik Pertamina

PSC *term* untuk generasi pertama ini sangat simpel, dimana porsi pemerintah relatif konstan sekitar 44% $\{(Share\ Pemerintah \times 60) + (DMO\ yang\ besarnya\ 25\% \times Share\ Kontraktor \times 60)\}$ dari produksi per tahun. Pada saat terjadi krisis energi tahun 1973 yang mengakibatkan melonjaknya harga minyak, maka Pemerintah melakukan pengaturan fiskal berupa pajak progresif terhadap “*windfall profit*” yang diperoleh Kontraktor. Untuk itu, pada awal tahun 1974 dikeluarkan amandemen PSC, dimana bagian (*share*) Kontraktor dihargai dengan USD 5 per barrel sebagai dasar perhitungan (dengan eskalasi secara proportional terhadap kenaikan harga minyak). Selanjutnya selisih antara harga minyak aktual dengan harga ini dikalikan dengan bagian Kontraktor yang kemudian di bagi (*split*) antara Pertamina dan Kontraktor dengan perbandingan 85:15.

2. PSC Generasi Kedua (1978-1987)

Pada PSC generasi pertama, aspek perpajakan belum jelas pengaturannya, bagian Pemerintah sebesar 65% dianggap sudah termasuk pajak yang dibayar oleh Kontraktor. Perubahan PSC term menjadi PSC generasi kedua ini dilakukan untuk mengakomodasi perubahan yang terjadi di negara asal Kontraktor. Perubahan tersebut adalah tidak diakuinya pajak penghasilan Kontraktor di Indonesia oleh kantor pajak negara asal, dengan demikian "*tax credit*" Kontraktor tidak diizinkan lagi. Oleh karena itu PSC term perlu dimodifikasi sehingga tidak merugikan Kontraktor dalam rangka memanfaatkan fasilitas "*tax credit*" di negara asalnya.

Perubahan yang dilakukan pada PSC generasi kedua ini adalah sebagai berikut :

- 1) *Cost recovery* tidak lagi dibatasi seperti halnya generasi 1 dan didasarkan pada *Generally Accepted Accounting Principle (GAAP)*.
- 2) Selisih antara Pendapatan Kotor per tahun dengan *Cost Recovery*, Kemudian dibagi antara Pertamina dan Kontraktor masing masing sebesar 65.91% : 34.09% (minyak) 31.82% : 68.18% (gas).
- 3) Bagian Kontraktor akan dikenakan pajak total sebesar 56% (terdiri dari 45% pajak pendapatan dan 20% pajak dividen), dengan demikian pembagian bersih setelah pajak adalah : 85% : 15% (minyak) dan 70% : 30% (gas).
- 4) Dengan adanya undang undang pajak tahun 1984 dimana total pajak turun dari 56% menjadi 48%, maka untuk mempertahankan pembagian (share) diatas, pembagian produksi sebelum kena pajak diubah menjadi : 71.15% : 28.85% (minyak) dan 42.31% : 57.69% (gas).
- 5) Untuk lapangan baru, Kontraktor diberikan *investment credit* sebesar 20% dari pengeluaran kapital untuk fasilitas produksi.
- 6) Pengeluaran kapital dapat didepresiasi selama 7 tahun dengan metode *Double Declining Balance (DDB)* dan 10 tahun amortisasi *non capital cost* dengan *Straight Line Decline* untuk oil dan 14 tahun untuk gas (*switching to Straight Line Decline*).
- 7) Insentif yang lainnya yaitu *full export price* untuk DMO selama 5 tahun pertama produksi.

Modifikasi ini memungkinkan Kontraktor untuk melakukan “*maximum cost recovery*” dimuka, dengan demikian Kontraktor dapat memperoleh arus kas lebih awal. PSC generasi kedua ini dianggap jauh lebih baik bagi Kontraktor dibandingkan dengan PSC generasi pertama. PSC term ini menjadi kelebihan sistem PSC Indonesia dalam rangka menarik investor asing.

Resesi ekonomi dunia pada tahun 1980-an mengakibatkan penurunan permintaan minyak mentah, pasar minyak berubah dari “*seller market*” menjadi “*buyer market*” yang ditandai dengan menurunnya harga minyak. Investor mulai menurunkan aktivitas eksplorasi minyak selama periode tersebut, sementara itu biaya produksi meningkat akibat inflasi. Situasi ini diperburuk oleh kenyataan bahwa lapangan minyak yang berproduksi sudah mulai tua dan produksinya mulai menurun sehingga perlu perawatan yang lebih intensif. Kondisi buruk ini mencapai puncaknya ketika harga minyak tiba tiba anjlok dibawah US\$20 per barrel.

Pada masa masa sulit ini, Pemerintah maupun Kontraktor mengidentifikasi masalah masalah yang dihadapi antara lain :

- 1) Kriteria komersialitas yang ditetapkan Pemerintah untuk pengembangan lapangan baru dimana bagian yang diterima Pemerintah tidak kurang dari 49% pendapatan (termasuk kewajiban pajak Kontraktor). Kriteria ini menimbulkan masalah untuk pengembangan lapangan marginal.
- 2) Jatuhnya harga minyak menjadi masalah bagi Pemerintah mengingat minyak menyumbang kontribusi besar bagi APBN. Untuk lapangan-lapangan yang sudah mulai menurun produksinya, minyak yang akan dibagi sudah tinggal sedikit, dengan tidak dibatasinya *Cost Recovery*, bisa jadi sudah tidak ada lagi minyak yang dibagi, hal ini bertentangan dengan semangat berbagi produksi (*production sharing*) itu sendiri.
- 3) Banyak kontrak PSC akan berakhir dalam jangka waktu 10 tahun lagi, Kontraktor kontraktor tersebut mengajukan perpanjangan kontrak selama 20 tahun untuk jaminan kepastian pengembalian investasi dan keuntungan dari kegiatan eksplorasi maupun dari proyek *Secondary Recovery*.

Permasalahan diatas menjadi pertimbangan pemerintah untuk melahirkan PSC term yang baru yaitu PSC generasi 3.

3. PSC Generasi Ketiga (1988-2001)

Perlunya jaminan pendapatan bagi Pemerintah melandasi lahirnya PSC generasi 3 ini. Untuk itulah pada PSC generasi 3 diperkenalkan istilah *First Tranche Petroleum* (FTP) yang besarnya 20%. Ini berarti 20% dari produksi (sebelum dikurangi *Cost Recovery*) akan dibagi antara Pertamina dan Kontraktor. Selain itu PSC generasi ketiga ditandai dengan:

- Diberikannya *investment credit* sebesar 17%.
- Pajak efektif sebesar 48% terdiri dari 35% pajak atas net income dan 20% *withholding tax*. Ketentuan tersebut ditetapkan dalam UU Pajak Penghasilan Tahun 1983, namun baru diterapkan mulai tahun 1988 karena kontraktor lebih memilih peraturan lama. Dengan Undang-Undang Pajak Penghasilan Tahun 1994, tarif 48% tersebut menjadi 44%. Dan untuk menjaga pembagian hasil setelah pajak yang sama, pembagian hasil sebelum pajak berubah menjadi: untuk minyak 73,2143% untuk Pertamina dan 26,7857% untuk kontraktor; sedangkan untuk gas adalah 46,4286% untuk Pertamina dan 53,5714% untuk kontraktor.
- Depresiasi untuk oil adalah 7 tahun dengan *Double Declining Balance* (switching ke *Straight Line Decline* di tahun kelima), dan untuk gas 14 tahun *Double Declining Balance* (switching ke *Straight Line Decline*)
- DMO 25% dari bagian kontraktor dengan full price untuk 5 tahun pertama dan 10% dari harga ekspor setelahnya.
- Laba bersih setelah pajak
 - Minyak dibagi Pertamina:kontraktor = 85/15
 - Gas dibagi Pertamina/Kontraktor = 70/30

3.5. Paket Insentif

Mengingat bisnis perminyakan ini sarat dengan resiko, maka pemerintah harus kreatif dalam mendisain sistem fiskal yang berlaku, perbaikan pada sistem fiskal akan mendorong investor untuk melakukan investasi khususnya untuk proyek yang mempunyai resiko yang relatif lebih tinggi, baik dari segi resiko geologis maupun resiko geografis. Proyek yang sebelumnya tidak ekonomis dengan adanya insentif akan menjadi lebih ekonomis (secara komersial layak

dikembangkan). Pemberian insentif akan membuat sistem fiskal yang berlaku menjadi lebih menarik bila dibandingkan dengan Negara-negara lain. Bagaimanapun negara negara tersebut adalah kompetitor dalam rangka mengundang investor.

Pemerintah Indonesia telah menawarkan empat paket insentif sejak tahun 1988. Paket kebijakan insentif dapat dikelompokkan sebagai berikut :

- Paket Insentif Agustus 1988
- Paket Insentif Februari 1989
- Paket Insentif Agustus 1992
- Paket Insentif Desember 1993/1994

3.5.1. Paket Insentif 1988 dan 1989

Pada tahun 1988, Pemerintah memberikan insentif *investment credit* sebesar 20% (17% dengan peraturan terbaru) baik untuk minyak maupun gas bumi tanpa syarat seperti kondisi dengan peraturan 49%. Lebih lanjut paket ini memberikan bahwa untuk kontrak yang diperpanjang (PSC yang akan habis masa kontraknya namun perpanjangannya sedang dinegosiasikan) dan juga untuk PSC baru, baik yang standard maupun *frontier/deepwater*, insentif *investment credit* adalah 110% untuk minyak dan 55% untuk gas.

Sebagai tambahan, peraturan DMO diubah. Sampai dengan 1988, pada akhir tahun kelima “*holiday*” yaitu masa-masa kontraktor dapat menjual minyaknya dengan harga ekspor (*market price*), harga DMO kemudian turun menjadi US\$0,2/bbl. Dengan paket insentif 1988 dan 1989, setelah masa “*holiday*”, harga DMO menjadi 10% dari harga ekspor (*market price*).

Setelah tahun 1989, equity split berubah untuk proyek EOR (*Enhanced Oil Recovery*) yaitu untuk lapangan yang sudah ada adalah 80:20, untuk PSC baru di area konvensional juga 80:20 dan 75:25 untuk *frontier area* (semuanya sebelum pajak). Khusus untuk produksi minyak mentah dari *pre-tertiary reservoir rock*, baik PSC yang sudah ada maupun yang baru berubah dengan basis *incremental sliding scale* sebagai berikut:

- | | |
|-----------------------------|-------|
| - Sampai dengan 50,000 bopd | 80:20 |
| - 50,000 – 150,000 bopd | 85:15 |

- > 150,000 bopd 90:10

Untuk *frontier/deepwater oil production* dari *pre-tertiary reservoir rock* split berubah menjadi:

- Sampai dengan 50,000 bopd 75:25
- 50,000 – 150,000 bopd 80:20
- > 150,000 bopd 85:15

3.5.2. Paket Insentif 1992

Paket insentif tahun 1992 lebih menekankan pada pengembangan gas baik di area konvensional maupun *frontier*. Aturan depresiasi baru diperkenalkan untuk aset di lapangan gas.

Investment credit berubah yaitu 110% baik untuk pengembangan gas dan minyak dari *pre-tertiary reservoir rock*, konvensional dan *frontier*, sementara di deep water yang melebihi 1,500 meter insentifnya menjadi 125%. Di paket 1992, *equity split* diperbaiki khususnya untuk minyak mentah di *new frontier areas* menjadi *single split* (tidak ada *sliding scale*) yaitu 80:20, dan untuk deep water dengan kedalaman melebihi 1,500 meter menjadi 75:25. Split untuk gas berubah menjadi 60:40 untuk *new frontier*, dan 65:35 untuk *new conventional*. Jika pengembangan ini di deep water dengan kedalaman melebihi 1,500 meter, split menjadi 55:45 untuk *new frontier* dan 60:40 untuk PSC yang sudah ada.

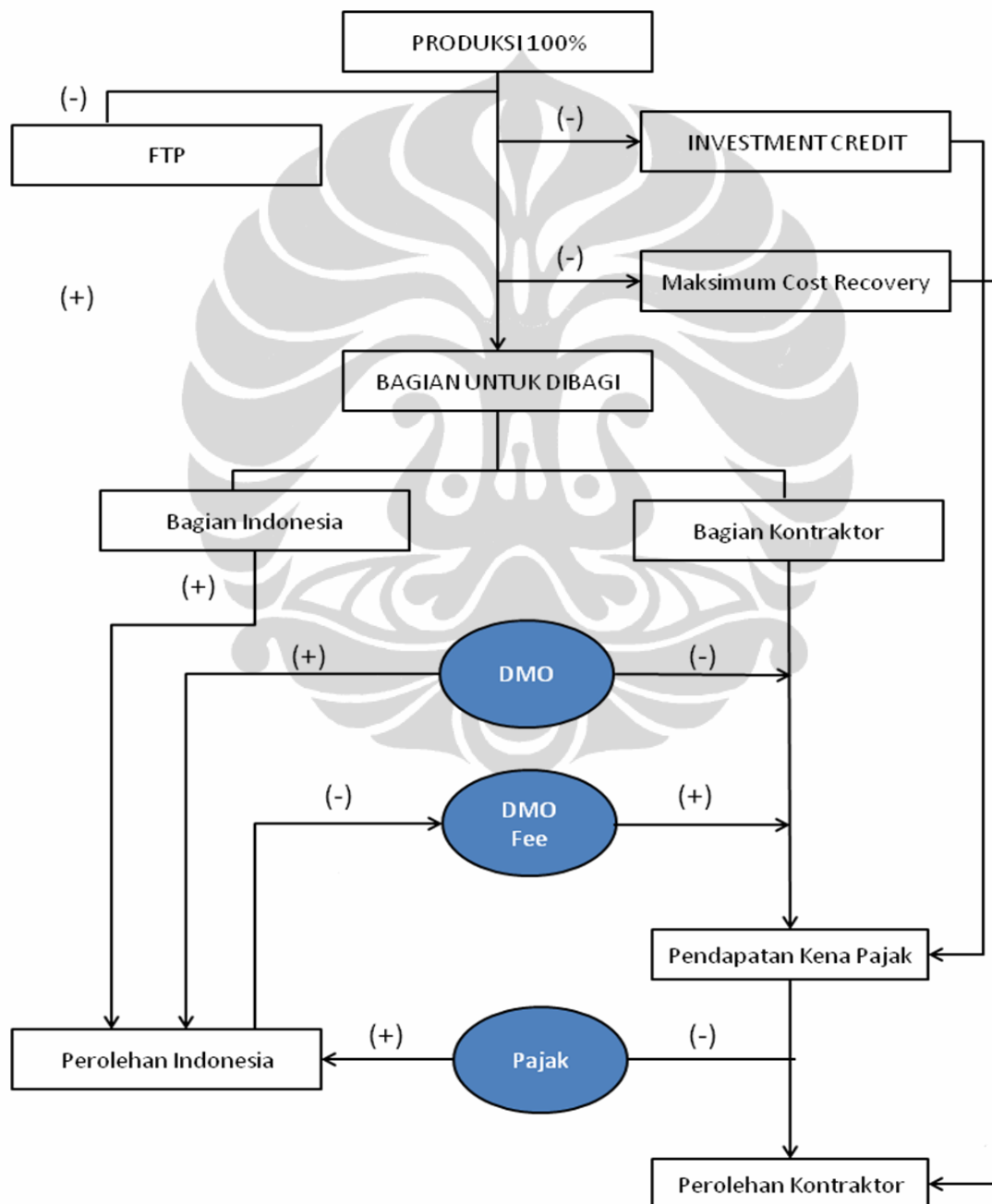
3.5.3. Paket Insentif 1993/1994

Paket ini dikeluarkan di akhir 1993 dan mulai berlaku efektif di Januari 1994. Tujuannya adalah menstimulus eksplorasi di timur Indonesia. Sebagai *attachment* dari paket ini, batas antara Barat dan Timur Indonesia juga didefinisikan. Insentif baru di paket 1993/1994 ini diterapkan untuk seluruh Timur Indonesia, kecuali Bituni, Salawati dan Seram basins. Di Barat Indonesia diterapkan untuk area *offshore* barat Sumatera, area *offshore* selatan Jawa, kepada area *offshore* dengan kedalaman air lebih dari 200 meter dan intramontane (sic) basins Sumatera, Kalimantan Barat dan Kalimantan Tengah.

Paket tahun 1993/1994 memberikan usaha pada arah penyederhanaan. *After-tax split* untuk minyak menjadi 65:35 dan untuk gas 60:40 tanpa *investment*

credit. DMO fee setelah 5 tahun “*holiday*” menjadi 25% dari harga ekspor/*market price*. FTP dikurangi menjadi 15%, dan *investment credit* di tunda untuk memperbaiki *profit split*. Tidak ada lagi perbedaan antara umur *reservoir rock* (seperti *tertiary* versus *pre-tertiary*).

Pola bagi hasil dalam *production sharing contract* sebelum Undang-Undang Migas Nomor 22 tahun 2001 dapat digambarkan dalam bagan berikut ini:



Gambar 3.1. Pola Bagi Hasil Sebelum UU No 22 Tahun 2001

Sumber : Migas

3.6. *Production Sharing Contract* Setelah Undang-Undang Migas Nomor 22 tahun 2001 (berlaku 2002 sampai sekarang)

Ketentuan dalam kontrak *Production Sharing* yang ditandatangani oleh BPMigas sedikit berbeda dengan yang ditandatangani oleh Pertamina. Ketentuan-ketentuan dalam PSC tersebut adalah:

- Pembagian hasil tergantung negosiasi. Beberapa kontrak production sharing memiliki pembagian sebagai berikut:
 - Minyak dibagi 55,3571% BPMigas (Pemerintah) dan 44,6429% Kontraktor.
 - Gas dibagi 28,5714% BPMigas (Pemerintah) dan 71,4286% Kontraktor.
- Laba Bersih setelah pajak tergantung dari negosiasi. Beberapa kontrak memiliki laba bersih setelah pajak sebagai berikut:
 - Minyak : BPMigas/Kontraktor = 75/25
 - Gas : BPMigas/Kontraktor = 60/40
- Kontraktor diwajibkan memenuhi kebutuhan minyak dan gas dalam negeri paling banyak 25% dari bagian kontraktor.
- Harga DMO untuk minyak adalah sebesar 25% dari harga ekspor setelah selesainya 60 bulan produksi pertama.
- *First Tranche Petroleum* (FTP) sebesar 10% dari produksi hanya untuk BPMigas (Pemerintah) dan tidak dibagi ke kontraktor.
- *Investment Credit* adalah sebesar 15,78% untuk pengembangan minyak bumi dan 55% dari biaya investasi modal untuk pengembangan gas. Untuk deep water dapat mencapai 125%.
- Kontraktor membayar Pajak Perseroan, Dividen, Bunga dan Royalti sebesar 44% secara langsung kepada Pemerintah.

Paket Insentif 25 April 2005

Pemerintah mengeluarkan paket insentif kelima pada tanggal 25 April 2005 dengan Surat Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 0008 tahun 2005 yang ditujukan untuk pengembangan lapangan minyak marginal. Sedangkan Kontraktor yang memiliki lapangan minyak marginal pada wilayah kerja yang

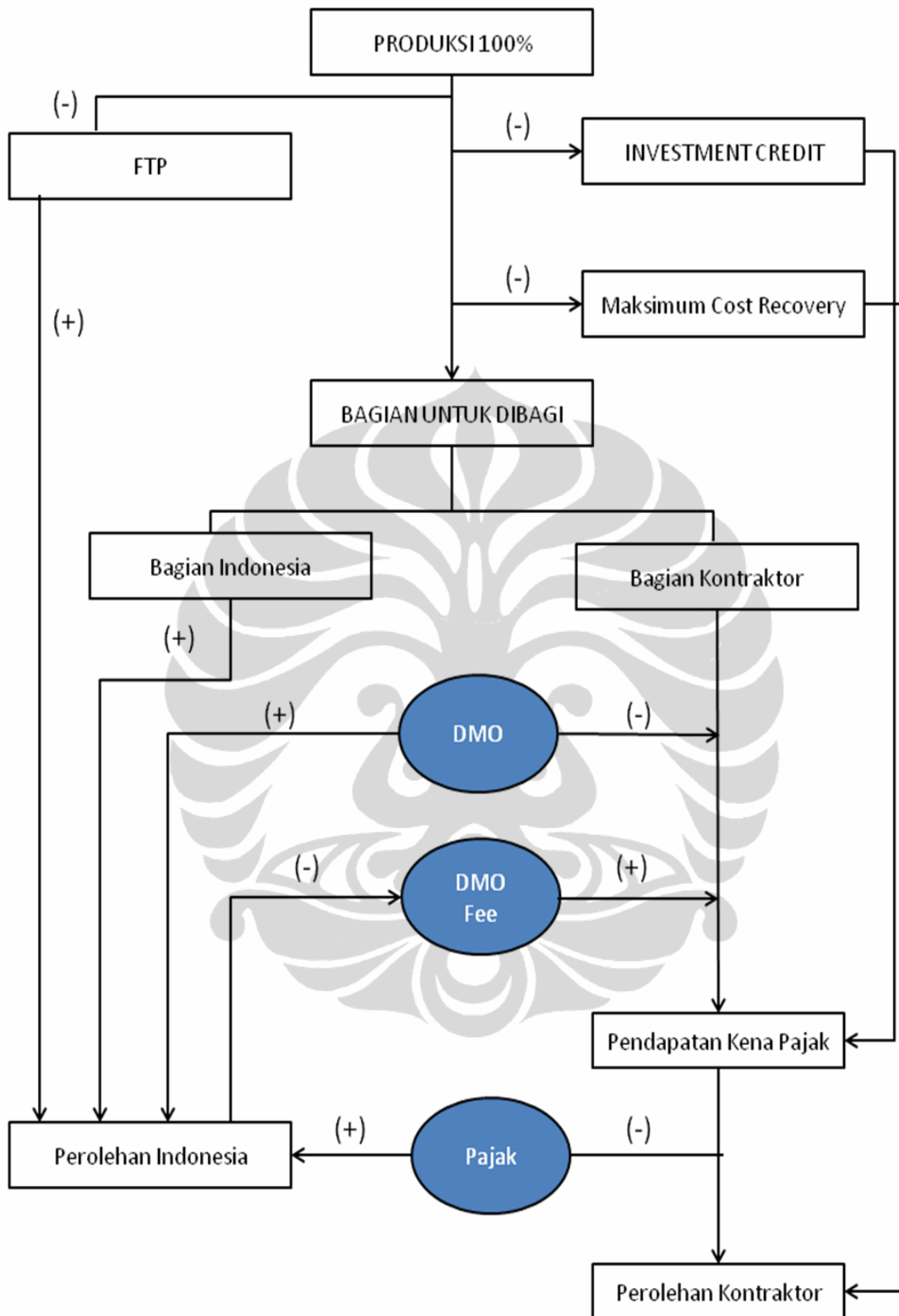
sudah berproduksi dapat mengajukan permohonan pemberian insentif untuk pengembangan lapangan minyak marginal yang berada di wilayah kerjanya. Pemberian insentif berupa pemberian tambahan pengembalian biaya operasi sebesar 20% pada lapangan minyak marginal tersebut.

Lapangan minyak marginal yang dapat diberikan insentif wajib memenuhi persyaratan sebagai berikut:

- 1) Terletak dalam suatu wilayah kerja yang telah berproduksi
- 2) Berdasarkan persyaratan dan ketentuan PSC dan paket insentif lainnya yang berlaku sesuai dengan peraturan perundang-undangan yang ada pada kontrak kerja sama, tingkat pengembalian diperkirakan lebih kecil dari 15%.

Kontraktor wajib mengembangkan lapangan minyak marginal paling lambat satu tahun setelah BPMigas menyetujui pemberian insentif. Selama pemberian insentif, Kontraktor diwajibkan menghitung dan melaporkan realisasi tingkat pengembalian kumulatif dari hasil pengembangan lapangan minyak marginal tersebut kepada BPMigas paling lama 30 hari setelah berakhirnya tahun kalender. Jika berdasarkan penelitian dan evaluasi BPMigas ternyata realisasi tingkat pengembalian kumulatif tersebut lebih besar dari 30%, maka pemberian insentif kepada Kontraktor tersebut akan dihentikan terhitung sejak tahun kalender berikutnya. Dan jika dari penelitian dan evaluasi BPMigas tersebut ternyata realisasi tingkat pengembalian kumulatif lapangan marginal lebih kecil dari 15%, BPMigas masih tetap memberikan insentif kepada kontraktor tersebut pada tahun berikutnya.

Pola bagi hasil dalam *production sharing contract* setelah Undang-Undang Migas Nomor 22 tahun 2001 dapat digambarkan dalam bagan di belakang.



Gambar 3.2. Pola Bagi Hasil Setelah UU No 22 Tahun 2001

Sumber : Migas

BAB 4 ANALISA

4.1. Perbandingan Fiscal System Indonesia dengan Beberapa Negara

Dalam mendesain sistem fiskal untuk migas ini, pemerintah mempunyai tujuan untuk memaksimalkan pendapatan dari sumber daya alam yang dimilikinya, sementara di saat yang bersamaan pemerintah harus memberikan insentif yang menarik untuk perusahaan asing.

Dan karena bisnis perminyakan merupakan bisnis yang berisiko tinggi, maka pemerintah harus hati-hati dalam mendesain sistem fiskal yang berlaku. Perbaikan dalam sistem fiskal akan mendorong investor untuk melakukan investasi terutama untuk proyek yang mempunyai risiko yang relatif lebih tinggi. Pemberian insentif akan membuat sistem fiskal yang berlaku menjadi lebih menarik bila dibandingkan dengan Negara lain karena mereka merupakan kompetitor dalam rangka mengundang investor.

Dan fiscal system atau fiscal regime merupakan faktor yang paling penting yang harus dipertimbangkan dalam keputusan investasi minyak dan gas bumi. *Fiscal Regime* tersebut mencakup antara lain *Royalty Rate*, *Cost Recovery*, *Contractor Share*, *Domestic Market Obligation*, *Investment Credit*, *Signature Bonus*, *Production Bonus*, *First Tranche Petroleum* dan *Corporate Tax Rate*.

Di setiap *fiscal regime* akan mempengaruhi *cash flow*, *Net Present Value* (NPV) dan bagian dari kontraktor. Kombinasi dari *fiscal term* akan menentukan daya tarik dari setiap regime. Karena itu dengan memahami setiap *fiscal term*, investor dapat membuat keputusan investasi yang baik. Namun *fiscal terms* hanya salah satu dari banyak aspek yang dipertimbangkan dalam pengambilan keputusan. Suatu Negara bisa memiliki regime yang cukup longgar karena cadangan minyaknya hanya sedikit, atau sebaliknya suatu Negara memiliki regime yang cukup keras karena memiliki cadangan migas yang cukup besar. Pemerintah harus mengevaluasi kondisi dari negaranya dan membandingkan dengan Negara lain untuk menciptakan *fiscal terms* yang kompetitif.

Fiscal Regime Indonesia menempati urutan paling bawah dibanding dengan Australia, China, India dan Malaysia bila diukur dari indikator ekonomi

(Temmy Dharmadji dan Tumbur Parlindungan - Society of Petroleum Engineers, 2002). Indikator ekonomi yang digunakan adalah *Net Present Value*, *Rate of Return*, *Pay Out Time*, *Profit to Investment Ratio* dan *Contractor Take*). China, India dan Malaysia merupakan Negara yang juga menerapkan *Production Sharing Contract*, sedangkan Australia menggunakan sistem Royalti dan *Petroleum Resource Rent Tax (PRRT) System*. Beberapa faktor yang mempengaruhi analisa tersebut antara lain bonus dimana adanya bonus akan mengurangi *cash flow* dan NPV dari kontraktor. Selain itu semakin tinggi royalti dan pajak akan mengurangi *cash flow* dan NPV kontraktor, begitu pula dengan adanya pembatasan *cost recovery* dan penerapan DMO. Di samping itu *fiscal regime* Indonesia tidak menerapkan *sliding scale* terutama untuk *profit share*, jadi berapapun sisa gross profit setelah dikurangi *cost recovery* akan dikenakan *profit share* yang sama. Ini berbeda dengan China, India dan Malaysia dimana *profit share*-nya bervariasi sesuai dengan kondisi tertentu atau *fiscal regime* mereka menerapkan *sliding scale*.

Tengku Nathan Machmud dalam bukunya *The Indonesia Production Sharing Contract – An Investor Perspective* justru menyatakan bahwa *fiscal regime* Indonesia khususnya untuk Indonesia Wilayah Timur, lebih baik daripada Malaysia dan China (2000,133), karena tidak menerapkan royalti (walaupun FTP sebenarnya hampir sama dengan royalti) atau *sliding scale* untuk perpajakan dan produksinya. Suatu sistem dengan *sliding scale* pada produksi akan memacu royalti atau pajak yang lebih besar untuk produksi yang lebih tinggi. Dengan sistem di Indonesia yang tidak menerapkan *sliding scale*, maka semakin tinggi produksi maka semakin tinggi keuntungan yang dapat diambil oleh kontraktor. Kelemahan *sliding scale system* adalah seolah-olah menghilangkan *reward* pada penemuan lapangan besar, sehingga investor mempunyai kesan bahwa semakin besar minyak yang dia temukan, semakin besar pajak dan lain-lain yang harus dia bayar.

Dalam mendesain *fiscal system* dalam *Production Sharing Contract* ini pemerintah pasti telah memperhitungkan banyak hal terutama bagaimana memaksimalkan penerimaan Negara sekaligus menguntungkan bagi kontraktor sehingga terjadi kontrak yang *win-win solution*. Suatu sistem mungkin dianggap

menguntungkan pemerintah namun tidak bagi kontraktor, dan sebaliknya. Sebagai contoh penerapan *Domestic Market Obligation* dianggap menaikkan bagian pemerintah sekaligus menurunkan bagian kontraktor, namun tujuan DMO sendiri adalah untuk kepentingan masyarakat untuk mengamankan suplai migas dalam negeri. Contoh lain adalah pemberian *investment credit* yang menurunkan bagian pemerintah dan menaikkan bagian kontraktor, namun pemberian insentif semacam itu diharapkan pada akhirnya akan menaikkan produksi. Karena itu pemerintah diharapkan secara hati-hati dan terus melakukan kajian untuk menciptakan *fiscal system* yang menguntungkan baik untuk Negara maupun untuk investor.

4.2. Analisa Fiscal Terms dalam Production Sharing Contract di Indonesia

Ketentuan-ketentuan dalam PSC (*fiscal terms*) Indonesia terus mengalami perubahan dari generasi 1 sejak ditandatanganinya kontrak PSC pertama antara Pertamina dengan IIAPCO sampai sekarang setelah disahkannya Undang-Undang Nomor 22 tahun 2001 tentang Minyak dan Gas Bumi disertai berbagai insentif yang dapat mendorong peningkatan investasi di industri migas. Dengan meningkatnya investasi di migas ini diharapkan sumbangannya bagi penerimaan Negara juga terus meningkat. Namun perlu diingat bahwa investasi di industri migas ini sangat dipenuhi dengan risiko dan ketidakpastian sehingga diperlukan peran pemerintah untuk menciptakan *fiscal term* yang kompetitif dan menarik yang akan menguntungkan baik untuk Negara maupun untuk investor.

Ketentuan-ketentuan (*fiscal term*) yang dianalisa adalah *First Tranche Petroleum (FTP)*, *Bonus*, *Investment Credit*, *Cost Recovery*, *Capital and Non Capital Expenditure*, *Domestic Market Obligation (DMO)*, *Sharing Split* dan *Tax Structure*. Kombinasi dari *fiscal term* tersebut akan berpengaruh terhadap pola bagi hasil dan persentase akhir yang diterima baik oleh pemerintah maupun kontraktor. Pola bagi hasil dari PSC Indonesia baik sebelum maupun sesudah keluarnya Undang-Undang Nomor 22 tahun 2001 telah digambarkan di Bab III.

4.2.1 First Tranche Petroleum (FTP)

First Tranche Petroleum (FTP) merupakan ciri dari PSC generasi ketiga dengan paket insentif tahun 1988-89. Tarif FTP adalah 15% untuk area

konvensional dan 20% untuk *frontier area*. Dengan FTP, produksi harus dibagi terlebih dahulu sebesar 20%¹ yang kemudian dibagi kepada pemerintah dan kontraktor sebesar porsi masing-masing (71,1538%/28,8462%). FTP ini merupakan pengurang dari revenue sebelum dikurangi cost recovery. Bagian kontraktor dari FTP ini merupakan pendapatan kena pajak.

Daniel Johnston (1994, 73) menyebut FTP ini sebagai 14,23% *royalty*, karena FTP 20% adalah FTP sebelum pajak (bagian kontraktor dikenakan pajak efektif 48%). Sedangkan royalti sendiri merupakan prosentase yang harus dibayarkan atas kepemilikan sumber daya alam, dan karena dalam PSC ini kepemilikan sumber daya masih di tangan pemerintah, maka untuk konteks ini FTP tidak bisa dikatakan sebagai royalti. Namun FTP bisa disamakan dengan pembayaran royalti di sistem konsesi dalam hal hirarki aritmetika, karena FTP diperhitungkan pertama kali setelah *gross revenue*, sama halnya dengan perhitungan royalti di sistem konsesi. Pembayaran FTP lebih bisa dipandang sebagai pembatasan *cost recovery*, karena produksi yang tersisa untuk pengembalian biaya (*cost recovery*) adalah sebesar 80%, terutama jika *cost recovery* nya lebih besar atau sama dengan *gross revenue*. Namun jika *cost recovery* nya jauh lebih kecil dari *gross revenue*, FTP tidak akan menjadi pembatasan *cost recovery*.

Ilustrasinya adalah sebagai berikut:

Gross Revenue	10,000,000
FTP (20%)	(2,000,000)
Gross Revenue after FTP	8,000,000
Cost Recovery	(5,000,000)
Equity to be Split	3,000,000
Government's Equity Share (71,1538%)	2,134,614
Contractor's Equity Share (28,8462%)	865,386

Dengan revenue yang sama ilustrasikan jika *cost recovery* nya 10,000,000

Gross Revenue	10,000,000
FTP (20%)	(2,000,000)
Gross Revenue after FTP	8,000,000
Cost Recovery	(10,000,000)
Cost Recoverable	(8,000,000)
Equity to be Split	0

¹ Prosentase FTP berubah sesuai dengan paket insentif yang ditawarkan oleh pemerintah.

Government's Equity Share (71,1538%)	0
Contractor's Equity Share (28,8462%)	0

Dari ilustrasi di atas terlihat bahwa jika *cost recovery* nya jauh lebih kecil dari *gross revenue*, maka akan diganti semua, sedangkan jika *cost recovery* nya sama atau lebih besar dari *gross revenue*, maka *cost recoverable* nya hanya sebesar *gross revenue* dikurangi dengan FTP.

FTP ini dimaksudkan agar pemerintah tetap mendapatkan *revenue* dari produksi minyak dan gas. Dari contoh diatas, FTP 20% dari *gross revenue* akan dibagi antara pemerintah dengan kontraktor sesuai dengan porsinya. Dengan adanya FTP ini penerimaan Negara akan lebih dapat dipastikan, terutama jika *cost recovery* melebihi atau sama dengan *revenue* terutama pada awal-awal produksi. Selain itu penerimaan Negara juga berasal dari pajak FTP bagian kontraktor. Untuk PSC yang ditandatangani sejak tahun 2002 oleh BPMigas, tarif FTP 10% hanya diberikan kepada BPMigas/Pemerintah.

Perbandingan perhitungan penerimaan Negara dengan FTP 20% dan FTP 10% yang tidak dibagi ke kontraktor, misalkan *cost recovery* nya 50% dari *gross revenue*.

	FTP 20%	FTP 10%
Gross Revenue	10,000,000	10,000,000
FTP (20%)	(2,000,000)	(1,000,000)
Gross Revenue after FTP	8,000,000	9,000,000
Cost Recovery	(5,000,000)	(5,000,000)
Equity to be Split	3,000,000	4,000,000
Government Share:		
Government's Equity Share (71,1538%)	2,134,614	2,846,152
FTP Share	1,423,076	1,000,000
Government tax	692,310	553,848
Total Government Share	4,250,000	4,400,000
Contractor Share:		
Contractor's Equity Share (28,8462%)	865,386	1,153,848
FTP Share	576,924	0
Government tax (48%)	(692,310)	(553,848)
Cost Recovery	5,000,000	5,000,000
Total Contractor Share	5,750,000	5,600,000

Dari ilustrasi di atas nampak bahwa dengan ketentuan baru dimana FTP hanya 10% dan hanya dibagi untuk pemerintah, menjadikan penerimaan Negara naik. Namun pada awal-awal produksi dimana *cost recovery* nya besar sehingga *gross revenue* tidak mencukupi sehingga tidak ada split yang bisa dibagi antara pemerintah dan kontraktor, maka hasilnya akan berbeda. Ilustrasinya adalah sebagai berikut:

	FTP 20%	FTP 10%
Gross Revenue	10,000,000	10,000,000
FTP (20%)	(2,000,000)	(1,000,000)
Gross Revenue after FTP	8,000,000	9,000,000
Cost Recovery	(8,000,000)	(9,000,000)
Equity to be Split	0	0
Government Share:		
Government's Equity Share (71,1538%)	0	0
FTP Share	1,423,076	1,000,000
Government tax	276,924	0
Total Government Share	1,700,000	1,000,000
Contractor Share:		
Contractor's Equity Share (28,8462%)	0	0
FTP Share	576,924	0
Government tax (48%)	(276,924)	0
Cost Recovery	8,000,000	9,000,000
Total Contractor Share	8,300,000	9,000,000

Pada kondisi tersebut di atas yaitu pada awal-awal produksi dimana biaya investasi yang dikeluarkan masih besar, maka *gross revenue* tidak cukup membayar biaya operasi, terlihat bahwa penerimaan Negara dengan FTP 20% lebih baik daripada dengan FTP 10% yang tidak dibagi ke kontraktor atau bisa dikatakan merupakan royalti. Sebaliknya jika sebagian biaya-biaya investasi tersebut telah di-*recovered*, maka periode tersebut prosentase *cost* terhadap *gross revenue* akan menurun, dan dalam kondisi tersebut, FTP 10% akan lebih menguntungkan bagi pemerintah.

4.2.2. *Investment Credit*

Dalam *Production Sharing Contract* di Indonesia salah jenis insentif yang diberikan adalah "*Investment Credit*". Bunyi dalam kontraknya adalah sebagai berikut:

“Contractor may recover an investment credit amounting to 17% of the capital investment costs directly required for developing Crude Oil production facilities of each new field out of deduction from gross production before recovering Operating Costs....”

Investment credit pada dasarnya adalah suatu bentuk pengakuan adanya penundaan kemampuan untuk menghasilkan pendapatan dari tahap eksplorasi sampai dengan produksi. *Investment credit* diperbolehkan untuk biaya investasi langsung yang diperlukan untuk mengembangkan fasilitas produksi minyak mentah seperti platform, pipa dan peralatan pemrosesan, tidak termasuk biaya pengeboran (*drilling cost*) dan biaya penyelesaian (*completion costs*) yang timbul dari masing-masing proyek berdasarkan negosiasi dengan persetujuan BPMigas.

Investment credit ini dikenakan pajak. Dalam hierarkinya, *investment credit* ini dikurangkan terlebih dahulu sebelum *Operating Cost* (*Operating Cost* disini adalah semua komponen biaya, depresiasi, dan lain-lain yang masuk kategori untuk di *cost recovery*). Jika *Operating Cost* relative kecil dibandingkan dengan *gross revenue* maka insentif ini akan berjalan sebagaimana mestinya. Namun jika “*Operating Cost*” sama atau lebih besar dari *gross revenue*, maka insentif ini malah akan menjadi pembatasan *Cost Recovery* bagi kontraktor. Hal ini karena *investment credit* dikenakan pajak.

Ilustrasinya adalah sebagai berikut, misal dengan *operating cost* 100% dari *gross revenue* sehingga tidak ada *equity to be split* dan *capital cost* US\$10,000,000:

Tabel.4.1. Ilustrasi Bagi Hasil dengan dan Tanpa Investment Credit

Bagi Hasil	Tanpa Investment Credit	Dengan Investment Credit
Gross Revenue	10.000.000	10.000.000
FTP (20%)	(2.000.000)	(2.000.000)
Investment Credit	-	(1.700.000)
Gross Revenue after FTP	8.000.000	6.300.000
Cost Recovery	(8,000,000)	(6.300.000)
Equity to be Split	0	0
Government Share:		
Government's Equity Share (71,1538%)	0	0
FTP Share	1.423.076	1.423.076
Government tax	276.924	1.092.924
Total Government Share	1,700,000	2.516.000
Contractor Share:		
Contractor's Equity Share (28,8462%)	0	0
FTP Share	576.924	576.924
Investment Credit	-	1.700.000
Government tax (48%)	(276.924)	(1.092.924)
Cost Recovery	8.000.000	6.300.000
Total Contractor Share	8.300.000	7.484.000

Dengan *Operating Cost* 100% dari *Gross Revenue*, adanya *investment credit* menjadikan *recoverable cost*-nya akan turun dari yang seharusnya 80% (gross revenue setelah dikurangi FTP 20%) menjadi hanya 63% sehingga pembagian *Gross Revenue* Kontraktor malah turun dari 83 menjadi 74,8 sehingga fungsi *Investment Credit* sebagai insentif tidak berjalan sebagaimana mestinya. Karena itu perlu dicermati jika kontraktor meminta penundaan penerapan *Investment Credit* sampai dengan keadaan normal yaitu jika prosentase *cost* menurun terhadap *gross revenue*, karena ada kemungkinan ada penghindaran terhadap dis-insentif tersebut. *Investment Credit* sebagai insentif akan berjalan jika *operating cost* relative kecil terhadap *gross revenue*.

Dari sisi pemerintah, walaupun *investment credit* ini mengurangi *gross revenue* yang berarti mengurangi bagian pemerintah, namun dengan adanya *investment credit* ini akan memacu kontraktor untuk berinvestasi mengembangkan fasilitas produksi. Karena dengan sistem PSC dimana asset-aset akan menjadi milik pemerintah, ada kecenderungan para investor enggan untuk berinvestasi.

Namun dengan adanya *investment credit* ini akan mendorong investor untuk melakukan investasi yang pada akhirnya akan meningkatkan produksi.

4.2.3. Bonus

Dalam *fiscal term* Indonesia mengenal adanya pembayaran bonus yaitu *signature bonus* dan *production bonus*. *Signature bonus* merupakan bonus yang dibayar setelah selesainya negosiasi dan penandatanganan kontrak. *Production bonus* adalah bonus yang dibayar ketika produksi di suatu wilayah kerja telah mencapai jumlah tertentu. Bonus tidak dapat diperhitungkan dalam *cost recovery* (*unrecoverable*), namun dapat dikurangkan dalam perhitungan penghasilan kena pajak.

Besarnya bonus yang akan dibayarkan tergantung negosiasi. Contoh provisi bonus di suatu PSC adalah *signature bonus* sebesar US\$3,000,000.00, kemudian dalam tahun pertama setelah kontrak ditandatangani atau atas permintaan Pertamina (BPMigas), KKKS menyediakan peralatan atau pelatihan dalam jumlah yang tidak melebihi US\$500,000.00 dan bonus produksi/*production bonus* sebesar US\$3,000,000.00 akan dibayarkan KKKS kepada Pemerintah setelah produksi mencapai 50.000 barrel per hari dalam jangka waktu 120 hari, selanjutnya KKKS akan membayar bonus sebesar US\$5,000,000.00 sesudah produksi mencapai 75.000 barrel per hari dalam jangka waktu 120 hari.

Contoh lain provisi bonus di suatu KKKS:

- *Signature Bonus* sejumlah US\$1,200,000.00 akan dibayarkan kepada Pemerintah dalam waktu 30 hari setelah *effective date*.
- Kontraktor dalam waktu 30 hari dari tahun pertama kontrak akan menyerahkan ke Pemerintah untuk *equipment* atau *service* sebesar tidak lebih dari US \$75,000.00.
- Bonus sejumlah US\$1,000,000.00 akan dibayarkan kepada Pemerintah dalam waktu 30 hari setelah produksi kumulatif *petroleum* dari *contract area* mencapai 10 *Million Barrels of Oil Equivalent*.

- Bonus sejumlah US\$2,000,000.00 akan dibayarkan kepada Pemerintah dalam waktu 30 hari setelah produksi kumulatif *petroleum* dari *contract area* mencapai 30 *Million Barrels of Oil Equivalent*.
- Bonus sejumlah US\$3,000,000.00 akan dibayarkan kepada Pemerintah dalam waktu 30 hari setelah produksi kumulatif *petroleum* dari *contract area* mencapai 60 *Million Barrels of Oil Equivalent*.

Bonus produksi yang dibayar secara *cash* berasal dari penjualan minyak dan gas bumi. Dalam 2 contoh provisi di atas terdapat perbedaan dalam menghitung bonus produksi yang pertama bonus produksi dibayar jika produksi telah mencapai tingkat produksi per hari dengan jumlah yang disebutkan dan yang kedua bonus produksi akan dibayar jika produksi telah mencapai jumlah kumulatif tertentu yang dihitung dari saat pertama produksi. Dari sisi pemerintah kemungkinan untuk mendapatkan bonus produksi lebih mudah dengan contoh kedua karena jumlah yang diharapkan adalah kumulatif dari awal produksi, sedangkan dengan contoh kedua adalah produksi per hari mencapai tingkat tertentu (50,000 barel per day). Dengan menerapkan provisi bonus dengan contoh kedua, pemerintah mungkin memperkirakan bahwa cadangan dari Kontraktor yang bersangkutan cukup besar sehingga dimungkinkan untuk mencapai tingkat produksi per hari yang diharapkan.

Pemerintah harus menerima risiko karena ada kemungkinan tidak akan menerima bonus produksi karena produksi tidak mencapai tingkat yang diharapkan. Namun risiko tersebut dapat diseimbangkan dengan mengharapkan kegiatan eksplorasi, pengembangan dan produksi akan meningkat dan akan menghasilkan bagi hasil dan pajak yang lebih besar.

4.2.4. Domestic Market Obligation (DMO)

4.2.4.1. DMO Minyak

Domestic Market Obligation (DMO) merupakan kewajiban dari kontraktor untuk menjual bagian minyak dari kontraktor untuk kebutuhan dalam negeri dengan harga di bawah harga pasar. Tujuan dari adanya DMO ini adalah membantu pemerintah untuk menyediakan minyak untuk rakyat.

Klausa DMO di PSC adalah:

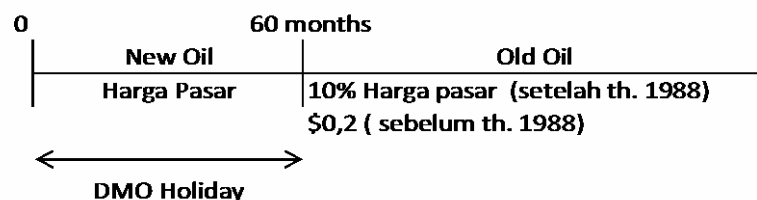
Contractor shall, after commercial production commences, fulfill its obligation towards the supply of the domestic market in Indonesia. CONTRACTOR agrees to sell and deliver to a domestic buyer a portion of the share of the Petroleum to which CONTRACTOR is entitled pursuant to Section VI subsections 1.3 and 3.1 calculated for each Year as follows:

(i) multiply the total quantity of Crude Oil produced from the Contract Area by a fraction the numerator of which is the total quantity of Crude Oil to be supplied, and the denominator is the entire Indonesian production of Crude Oil of all petroleum companies;

(ii) compute twenty-five percent (25%) of total quantity of Crude Oil produced from the Contract Area;

(iii) multiply the lower quantity computed, either under (i) or (ii) by the resultant percentage of CONTRACTOR's entitlement provided as applicable under subsection 1.3 of Section VI hereof, from the Crude Oil remaining after deducting Operating Costs

Perhitungan DMO adalah *DMO Rate* (25%) kali split kontraktor sebelum pajak kali volume minyak kali harga DMO. Sebelum tahun 1988, harga DMO adalah \$0,20/Bbl. Setelah tahun 1988 harga jual DMO didasarkan pada prosentase atas *market price* (prosentase nya bervariasi dari 10-15% untuk kontrak konvensional sampai dengan 25% untuk *frontier area*). Setelah UU Migas tahun 2001, harga DMO adalah 25% dari *market price*. Enam puluh (60) bulan pertama produksi dari suatu lapangan disebut produksi baru (*new oil*) dan investor menerima harga pasar untuk minyak DMO. Masa ini merupakan *DMO holiday*. Setelah masa tersebut, produksi disebut *old oil* dan DMO dijual ke pemerintah dengan 10% dari harga pasar (setelah tahun 1988) atau 25% untuk kontrak pasca UU migas atau \$0,20 (kontrak sebelum tahun 1988). DMO ini dikenakan jika *lifting* setelah dikurangi FTP masih lebih besar dari *operating cost* nya.



Gambar 4.1. Ilustrasi Pengenaan DMO

Investor memandang DMO ini sebagai tambahan dari bagian pemerintah, terutama jika dilihat kompensasinya yang relatif rendah setelah 5 tahun pertama produksi. Namun PSC memperbolehkan kontraktor untuk mengkompensasi DMO dengan harga pasar pada 5 tahun pertama (60 bulan), sehingga meningkatkan isu untuk mempercepat produksi di awal-awal tahun walaupun usaha tersebut cukup berisiko. Dan perlu diperhatikan juga jika kontraktor meminta penundaan *DMO holiday* ini, karena mereka memperkirakan produksi pada lima tahun pertama belum mengalami puncaknya sehingga mereka tidak ingin kehilangan *DMO holiday* dimana harga yang mereka dapat adalah harga pasar. Jika produksi mengalami puncak setelah 5 tahun pertama produksi dan kontraktor hanya menerima 10% dari harga pasar (atau \$0,2) untuk minyak DMO nya, hal tersebut dianggap kurang menguntungkan buat kontraktor. Kemudian yang perlu diperhatikan lagi adalah terkait ketepatan jumlah produksi dan juga lifting, karena akan mempengaruhi perhitungan DMO untuk bagi hasil minyak. Di sinilah peran dari BPMigas untuk memonitoring dan mengawasi operasi dari kontraktor dan disisi lain harus memastikan bahwa DMO tidak menjadi disinsentif kepada lapangan pengembangan baru.

4.2.4.2. DMO Gas

DMO gas ini merupakan *fiscal term* yang baru diperkenalkan sejak Undang-Undang Migas Nomor 22 tahun 2001, dimana kontraktor diwajibkan menyerahkan paling banyak 25% bagiannya dari hasil gas bumi untuk memenuhi kebutuhan dalam negeri. Klausul ini diterapkan untuk PSC yang ditandatangani oleh BPMigas

For Natural Gas:

- (a) *Multiply the total quantity of Natural Gas produced from Contract Area by a fraction the numerator of which is the total quantity of Natural Gas to be supplied and the denominator is the entire Indonesian production of Natural Gas of all petroleum companies;*
- (b) *Compute twenty five percent (25%) of total quantity of Natural Gas produced from the Contract Area;*
- (c) *Multiply the lower quantity computed, either under (a) or (b) by the resultant percentage of CONTRACTOR's entitlement as provided under section VI paragraph 6.1.3. hereof;*

The quantity of Natural Gas computed under (c) shall be the maximum quantity to be supplied by CONTRACTOR in any year pursuant to this paragraph....

The price at which such Natural Gas be delivered and sold under this paragraph 5.2.16 shall be weighted average contract price....

Secara konsep DMO gas ini sama dengan DMO minyak, namun penerapannya lebih rumit. Hal ini karena belum ada harga yang ditetapkan untuk DMO gas ini, harga bisa dinegosiasikan dengan pembeli domestik. Tujuan dari DMO gas ini adalah untuk mensuplai gas ke pembeli lokal, sementara kontraktor berniat mengeksportnya keluar negeri. Dan pada kenyataannya harga gas untuk domestic lebih rendah daripada harga internasional menyebabkan kontraktor enggan untuk mensuplai gas ke pembeli domestik. Selain itu gas tidak memiliki *liquid market* khususnya untuk pembeli domestik. Meskipun kontraktor bersedia untuk mensuplai gas ke pembeli domestik, akan memerlukan waktu yang lama bagi pembeli untuk membangun infratraktur dan plant. Selain itu sampai saat ini belum ada kejelasan mengenai tata cara penyerahan gas untuk memenuhi kebutuhan dalam negeri sehingga menimbulkan permasalahan apakah kewajiban untuk memenuhi DMO gas ini berasal dari seluruh cadangan gas bumi atau hanya dari gas bumi yang belum dijual.

Pada dasarnya DMO baik minyak maupun gas ini mencerminkan partisipasi dari perusahaan minyak asing untuk memprioritaskan keamanan supply dalam negeri yang mendasari konsep PSC sendiri yaitu bahwa semua mineral minyak dan gas adalah milik Negara dan akan dipergunakan untuk mensejahterakan rakyat.

4.2.5. Indonesia Crude Price (ICP) dan Harga Gas

4.2.5.1. ICP

Harga minyak merupakan faktor penting karena akan mempengaruhi pembagian produksi (*lifting*) antara pemerintah dan kontraktor. Pemerintah mengambil peran dalam penetapan metode perhitungan harga minyak mentah Indonesia. Dengan PSC ini, kontraktor menerima minyak atau *in-kind-product* untuk *settlement* biaya dan bagian *equity*-nya. Karena itu perlu untuk menentukan

harga untuk mengkonversi minyak tersebut ke US\$ untuk menghitung *cost recovery*, pajak dan *fiscal term* lainnya.

Dalam klausul kontrak PSC disebutkan tentang *valuation of crude oil* yaitu:

“ *All crude oil taken by CONTRACTOR including its share and the share for the recovery of the operating costs, and sold to third parties shall be valued at the **net realized price** f.o.b. Indonesia received by CONTRACTOR for such Crude Oil*”

Terminologi dan metodologi perhitungan harga minyak berubah-ubah setiap saat, namun metode yang sekarang dipakai adalah dengan menggunakan *Indonesian Crude Price* (ICP) yang ditetapkan oleh Pemerintah setiap bulan. Sebelumnya ICP ditentukan oleh Pertamina/BPMigas berdasarkan *moving average spot price of a basket of number of internationally traded crudes*. Namun nilai mereka tidak secara tepat menjelaskan fluktuasi signifikan dalam pergerakan harga minyak. Sekarang ICP dihitung dengan mengikuti formula tertentu yaitu harga rata-rata tertimbang dari sumber yang kompeten dalam perdagangan minyak internasional, antara lain: Platts, RIM dan APPI.²

Formula harga minyak ICP terus mengalami perubahan, sebelumnya formula ICP adalah:

ICP = 40% Platts + 40% RIM + 20% APPI.

Sejak Oktober 2006, Indonesia mengubah bobot perhitungan ICP, dimana persentase APPI berkurang, formula menjadi:

ICP = 47.5% Platts + 47.5% RIM + 5% APPI

Berdasarkan asal lapangannya (API degree dan kandungan Sulfurnya bervariasi), Crude Indonesia yg di ekspor terdiri dari Ataka, Belida, Cinta, Duri, Handil, Lalang, Minas, Widuri.

Penentuan ICP sudah mencerminkan harga pasar atau *net realized price* seperti dikatakan dalam kontrak PSC, karena dihitung berdasarkan transaksi di

² Platts adalah penyedia jasa informasi energi terbesar di dunia, jasa informasi tidak terbatas pada minyak, namun juga gas alam, kelistrikan, petrokimia, batubara dan tenaga nuklir. RIM Intelligence Co, adalah badan independen yang berpusat di Tokyo dan Singapore, mereka menyediakan data harga minyak untuk pasar Asia Pasific dan Timur Tengah. APPI (Asian Petroleum Price Index), menggunakan sistem panel (panel pricing) dimana penentuan harga minyak dilakukan oleh partisipan pelaku industri (seperti: trader, refiner dan producer). APPI dikeluarkan oleh SeaPac Services di Hongkong. APPI dianggap sebagai mekanisme penentuan harga yang standar untuk wilayah Asia Timur.

pasar dan berasal dari sumber yang kompeten dalam perdagangan minyak internasional.

4.2.5.2. Harga Gas

Berbeda dengan harga *crude oil* yang berfluktuasi, harga gas cenderung konstan karena sumur gas hanya dapat dieksploitasi jika sudah ada pembeli. Kalau kontraktor mengebor sumur-sumur eksplorasi dan menemukan gas, maka langkah selanjutnya melakukan kalkulasi cadangan gas yang tersimpan di bawah, lalu mencari pembeli dan menegosiasikan harga gas yang dapat diterima kedua pihak agar memenuhi skala ekonomis perusahaan migas utk mengembangkan lapangan dan memenuhi skala ekonomis pembeli, misal sebagai bahan bakar *power plant*, listrik dan sebagainya. Jadi harga gas tidak fluktuatif selama masa kontrak karena sudah dihitung di depan. Variasi harga gas terjadi untuk setiap lapangan gas yang berbeda menjadi berbeda karena disesuaikan dengan skala ekonomis masing-masing produser dan pembeli.

4.2.6. Cost Recovery

Cost Recovery merupakan cara dimana kontraktor meminta kembali biaya-biaya eksplorasi, pengembangan dan operasi dari gross revenue. Mekanisme *cost recovery* adalah salah satu feature umum dari suatu *Production Sharing Contract*. Pada PSC generasi pertama pemerintah Indonesia membatasi *cost recovery* hingga 40%, dan generasi selanjutnya pembatasan tersebut dihilangkan. Namun dengan adanya *First Tranche Petroleum* (FTP) dimana produksi disisihkan terlebih dahulu sebelum dikurangkan dengan *cost recovery*, dapat dianggap suatu pembatasan *cost recovery* terutama bagi kontraktor yang baru mulai berproduksi.

Pada dasarnya baik pemerintah maupun kontraktor sangat berkepentingan terhadap *cost recovery* ini karena besar kecilnya akan mempengaruhi bagian yang akan mereka terima. Pemerintah telah melakukan control terhadap *cost recovery* ini melalui BPMigas, yaitu setiap kali kontraktor akan mengembangkan lapangan mereka harus menyerahkan POD (*Plan of Development*), dan tiap tahun harus menyerahkan WP&B (*Work program and Budget*) atau program kerja dan

pendanaan, serta AFE (*Authorization for Expenditure*)³ atau otorisasi pengeluaran untuk proyek-proyek baru agar pengeluaran dapat dikontrol.

Cost recovery secara umum merupakan salah satu indikator ekonomi tahunan satu wilayah kerja. Makin besar selisih antara harga migas dan *cost recovery* per unitnya, semakin baik keuntungan finansial dari wilayah kerja yang bersangkutan, dan semakin besar pula margin yang dapat dibagi antara pemerintah dan kontraktor. Namun *cost recovery* kurang tepat jika digunakan sebagai ukuran efisiensi, karena industri migas merupakan industri dengan risiko dan ketidakpastian yang tinggi. Banyak faktor yang mempengaruhi besar kecilnya *cost recovery* suatu wilayah antara lain kondisi geologis, geografis dan operasi lapangan. Kondisi geografis misalnya akan mempengaruhi adanya ketersediaan infrastruktur yang berdampak pada besarnya transportasi material, tenaga kerja, serta pengiriman minyak dan gas. Lokasi operasi migas hulu seperti di daerah *onshore*, *offshore* ataupun laut dalam (*deep water*) juga akan mempengaruhi besarnya biaya operasi dari wilayah kerja kontraktor yang bersangkutan.

Biaya-biaya kecuali bonus akan diganti melalui mekanisme *cost recovery* dan untuk *capital cost* akan diganti melalui depresiasi. Biaya-biaya yang dapat di-recovered adalah biaya-biaya yang merupakan *Operating Cost*. Dan sesuai dengan prinsip keberhasilan, *operating cost* baru dapat diganti jika kontraktor telah berhasil menemukan cadangan migas yang layak untuk dieksploitasi secara komersial atau setelah mulai produksi, sehingga biaya-biaya yang telah terjadi akan diganti dengan hasil produksi tersebut.

Operating Cost terdiri atas:

- *Non Capital Cost* tahun berjalan.
- Depresiasi *capital cost* tahun berjalan.
- Penggantian tahun berjalan untuk biaya tahun sebelumnya yang belum diganti

³ POD atau *Plan of Development* adalah rencana pengembangan untuk satu lapangan atau lebih yang dimaksudkan untuk mengembangkan cadangan secara optimal dengan mempertimbangkan aspek teknik, ekonomis dan health, safety and environment (HSE).

WP & B atau *Work Program and Budget* adalah proposal rencana kerja & budget tahunan antara lain memuat rencana investasi, biaya operasi, bagi hasil keuntungan, pengembangan organisasi dan perekrutan SDM.

AFE atau *Authorization for Expenditure* adalah proposal yang berhubungan dengan pengadaan suatu proyek.

Dalam pengembalian biaya operasi dipisahkan kategori biaya tahun berjalan dan biaya tahun sebelumnya. Pengertian tersebut tersirat dalam klausul PSC sebagai berikut:

“...if in any Calender Year, the Operating Costs exceed the value of the Crude Oil produced and saved hereunder and nit used in Petroleum Operation, then the unrecovered excess shall be recovered in succeeding Years.”

Karena itu dalam Production Sharing Contract ini tidak mengenal adanya biaya masa lalu karena biaya tahun sebelumnya yang belum diganti (*prior year unrecovered*) akan berubah menjadi *current year costs* pada saat penghitungan *cost recovery*. Pengembalian biaya operasi ini menganut asas *Zero Balance*, yaitu seluruh biaya akan diganti dan jika pada tahun berjalan tidak mencukupi maka biaya operasi yang belum mendapat penggantian ini akan diperoleh penggantianannya dari produksi tahun-tahun berikutnya. Biaya-biaya yang akan diganti tersebut termasuk seluruh biaya operasi PSC sebelum produksi dan akan diganti sampai semua biaya tersebut habis *ter-recover* dengan tidak memperhatikan waktu *loss carry forward* seperti halnya aturan perpajakan, dan hanya dibatasi oleh jangka waktu kontrak dan besarnya cadangan minyak dan gas bumi yang ada.

Dan kontraktor akan (*shall*) memperoleh kembali biaya operasi, namun tidak harus memperoleh kembali biaya yang telah dikeluarkan. Pembiayaan dalam PSC bukan merupakan hutang. Karena itu merupakan risiko dari kontraktor jika pengembalian seluruh biaya operasi tidak dapat diganti karena berakhirnya masa kontrak atau tidak memadainya cadangan migas yang dapat diproduksi.

4.2.6.1. Non-Capital Costs

Non-capital costs berarti operating costs yang terjadi yang berhubungan dengan operasi tahun yang bersangkutan yang tidak memiliki masa manfaat lebih dari satu tahun fiskal. *Non capital cost* termasuk bagian dari *non capital cost* periode sebelumnya yang belum di-*recovered*.

Current year non-capital costs terdiri dari

- Biaya eksplorasi *antara lain seismic, G&G studies, drilling, administration.*

- Biaya produksi antara lain biaya *oil well operations; storage, handling, transport and delivery; supervision; maintenance; electricity services; transportation dan administration.*
- Biaya *General and Administration* antara lain *finance and administration; safety and security ; transportation; training ; accommodation; personnel expenses; public relation.*

Termasuk di dalamnya *interest recovery* dan biaya *overhead*. Dan karena *intangible asset* tidak diamortisasikan melainkan langsung dibebankan maka akan memperbesar *non-capital cost* ini. Contoh *intangible asset* adalah *drilling operation, preparation&termination dan completion.*

Tabel. 4.2. Pengeluaran Biaya Kegiatan Usaha Hulu Migas
(Juta US\$)

	2007		2008	
	Blok Produksi	Blok Non Produksi	Blok Produksi	Blok Non Produksi
Eksplorasi	474	845	532	1,198
Development	2,088	553	2,523	37
Production Operation	5,711	0	6,579	0
General & Adm	869	197	981	246
Total	9,142	1,595	10,615	1,481

Sumber: Buletin BPMigas dari Laporan Tahunan 2008 BPMigas.

Dari komposisi *pengeluaran* biaya kegiatan usaha hulu migas, biaya atau pengeluaran terbesar untuk wilayah yang telah berproduksi adalah biaya produksi (rata-rata 62% dari total pengeluaran) dan kemudian diikuti biaya pengembangan (rata-rata 23% dari total pengeluaran) sedangkan untuk wilayah yang masih dalam eksplorasi biaya terbesar adalah biaya eksplorasi. Hal ini mengindikasikan bahwa pengeluaran untuk blok produksi diarahkan untuk kegiatan produksi dalam rangka mengangkat (*lifting*) minyak dan gas bumi ke permukaan tanah, dan juga kegiatan pengembangan yaitu kegiatan dalam rangka mempersiapkan cadangan terbukti agar dapat diproduksi secara komersial.

4.2.6.2. *Capital Costs*

Capital Costs atau biaya capital berarti pengeluaran yang dibuat untuk item yang normalnya mempunyai masa manfaat melebihi 1 tahun. Untuk dibebankan ke operating costs tahun berjalan, harus didepresiasi dengan tarif yang telah ditetapkan.

Capital Cost antara lain terdiri dari:

- a. Bangunan fasilitas pendukung operasi perminyakan (*Construction utilities and auxiliaries*) – *workshop, power and water facilities, warehouse and field roads except the access roads.*
- b. Bangunan pemukiman dan fasilitas dukungan (*Construction costs of housing and welfare*) – *housing, recreational facilities and other tangible property incidental to construction.*
- c. Fasilitas produksi (*Production facilities*) – *platform, well head equipment, subsurface lifting equipment.*
- d. *Movables* – *surface and subsurface drilling and production tools, equipment and instrument, barges, floating craft, automotive equipment, aircraft, construction equipment, furniture and office equipment and miscellaneous equipment.*

Depresiasi atas *capital asset* diperhitungkan pada awal tahun ketika asset tersebut telah “*placed into services*”⁴ dengan depresiasi penuh selama 1 tahun. Metode depresiasi yang digunakan adalah dengan “*declining balance depreciation method*”. Perhitungan dari depresiasi didasarkan pada *capital cost* asset individu pada awal tahun dikalikan dengan faktor depresiasi sebagai berikut:

- Group 1 = 50%
- Group 2 = 25%
- Group 3 = 10%

Pengelompokan *capital assets* untuk *crude oil project* adalah sebagai berikut:

⁴ *Placed Into Services (PIS)* berarti saat dimana suatu fasilitas produksi/peralatan telah memenuhi syarat antara lain (1) KKKS telah memperoleh izin pengoperasian dan sertifikasi sesuai aturan yang berlaku (2) telah dapat beroperasi sesuai kapasitas produksi yang telah direncanakan sebagaimana telah disetujui oleh BPMigas, (3) telah dibuktikan bahwa untuk kerja fasilitas produksi yang dibangun telah memenuhi criteria yang ditetapkan sesuai dengan persetujuan BPMigas, (4) telah diterbitkan berita acara serah terima dari penanggungjawab proyek kepada penanggungjawab operasi

<u>Group 1</u>	<u>Tahun</u>
<i>Automobiles</i>	1,5
<i>Trucks-light</i>	2
<i>Trucks-heavy</i>	3
<i>Buses</i>	4,5
<i>Aircraft</i>	3
<i>Construction equipment</i>	3
<i>Furniture and office equipment</i>	5

<u>Group 2</u>	<u>Tahun</u>
<i>Construction utilities and auxiliaries</i>	5
<i>Construction housing and welfare</i>	10
<i>Production facilities</i>	5
<i>Railroad cars and locomotive</i>	7,5
<i>Vessel, barges, tugs and similar water transportation equipment</i>	9
<i>Drilling and production tools, equipment and instruction</i>	5

Sedangkan pengelompokan *capital assets* untuk *natural gas* yang memiliki cadangan lebih dari 7 tahun adalah:

<u>Group 1</u>	<u>Tahun</u>
<i>Automobiles</i>	3
<i>Trucks-light</i>	4
<i>Trucks-heavy</i>	6

<u>Group 2</u>	<u>Tahun</u>
<i>Aircraft</i>	6
<i>Vessel, barges, tugs and similar water transportation equipment</i>	18
<i>Drilling and production tools, equipment and instruction</i>	8
<i>Construction equipment</i>	6
<i>Furniture and office equipment</i>	10

<u>Group 3</u>	<u>Tahun</u>
<i>Construction utilities and auxiliaries</i>	8
<i>Construction housing and welfare</i>	20
<i>Production facilities</i>	8
<i>Railroad cars and locomotive</i>	15

Saldo *unrecovered capital costs* akan didepresiasi secara penuh pada akhir tahun masa manfaatnya.

Contoh perhitungan depresiasi capital asset *production facilities* untuk crude oil, berarti masuk golongan 2 (25%) dengan masa manfaat 5 tahun, misalkan nilainya US\$200,000:

	%	Depresiasi	Nilai Buku
Saldo Awal:			
\$200.000			
Tahun 1	25%	\$50.000	\$150.000
Tahun 2	25%	\$37.500	\$112.500
Tahun 3	25%	\$28.125	\$84.375
Tahun 4	25%	\$21.094	\$63.281
Tahun 5	25%	\$63.281	\$0

Depresiasi mulai dihitung pada tahun dimana asset tersebut telah PIS (*Placed Into Service*) dan pada tahun pertama langsung dihitung selama 1 tahun penuh, tidak masalah bulan kapan asset tersebut dibeli atau telah PIS, sehingga perhitungan depresiasi asset yang PIS Januari atau Desember tetap dihitung sama yaitu 1 tahun penuh. Dengan metode perhitungan *declining balance* tersebut merupakan hal yang menguntungkan bagi kontraktor karena depresiasi di tahun-tahun pertama lebih besar daripada tahun-tahun berikutnya (kecuali di akhir masa manfaat), sehingga investasi mereka di *capital asset* akan segera dapat di-*recovery*.

4.2.6.3. Interest Cost Recovery

Interest Cost Recovery merupakan bagian dari *cost recovery*. *Interest Cost Recovery* merupakan sejenis insentif yang membolehkan kontraktor untuk memulihkan biaya-biaya bunga yang terkait dengan investasi modal untuk proyek yang telah mendapat persetujuan dari BPMigas. *Interest recovery* dapat diterapkan sampai *capital costs* dari proyek tersebut telah didepresiasi secara penuh. Detail dari rencana pembiayaan dan jumlahnya harus dimasukkan dalam anggaran biaya operasi tiap tahun (WP&B) untuk mendapatkan persetujuan dari BPMigas.

Interest dari pinjaman yang didapat dari pihak dari afiliasi atau perusahaan induk atau dari pihak ketiga non afiliasi dapat di-recovered pada tingkat suku

bunga yang tidak melebihi *prevailing commercial rates* untuk *capital investment* di operasi perminyakan. Tingkat suku bunga yang diijinkan bisa ditetapkan oleh perundang-undangan, dinegosiasikan, atau menjadi obyek yang dilelang. Basisnya adalah merupakan rata-rata saldo *cost recovery* yang belum dibayarkan dalam periode waktu akuntansi.

Klausul *interest recovery* terdapat di Exhibit C kontrak *Production Sharing*:

“Interest on loans obtained by party from affiliates or parents companies or from third party non-affiliates at rates not exceeding prevailing commercial rates for capital investment in petroleum operations may be recoverable as Operating Costs. Details of any financing plan and amounts must be included in each Year;s Budget of Operating Costs for the prior approval of BPMigas. All other financing costs must also be approved by BPMigas.

Pembebanan biaya bunga tidak diperkenankan dalam PSC karena kontraktor harus menyediakan semua dana, teknologi dan keahlian yang dibutuhkan dalam operasi perminyakan, karena itu pemberian *Interest Recovery* merupakan suatu insentif bagi kontraktor dengan syarat diperbolehkan untuk diperhitungkan sebagai biaya operasi jika sudah mendapat persetujuan dari BPMigas.

4.2.6.4. Overhead Cost

Kontraktor memiliki kewenangan eksklusif untuk melaksanakan operasi migas di suatu area, dan bertanggung jawab kepada BPMigas untuk pelaksanaan operasi tersebut. BPMigas menggunakan pengawasan melalui kewajibannya untuk menyetujui program kerja tahunan kontraktor (WP&B), dan rencana tenaga kerja kontraktor (RPTK).

Dalam biaya umum dan administrasi (selain *direct charges*) yang berhubungan dengan *overhead* kantor pusat dapat dialokasikan ke operasi PSC berdasarkan metodologi yang telah disetujui oleh BPMigas. Metodologi alokasi *overhead* ini harus diterapkan secara konsisten.

Biaya *general administrative overhead* ini tidak berhubungan langsung dengan kegiatan akuisisi migas, eksplorasi, pengembangan dan produksi. Karena biaya overhead ini tidak berhubungan langsung dengan kegiatan produksi maka

biaya tersebut tidak dialokasikan per sumur untuk tujuan pelaporan akuntansi dan keuangan, karena itu biaya tersebut dilaporkan sebagai *general and administrative expense*.

Klausul di PSC menjelaskan head office overhead cost sebagai berikut:

“General and administrative costs, other than direct charges, allocable to this operation should be determined by a detailed study, and the method determined by such study shall be applied each year constantly. The method selected must be approved by BPMigas, and such approval can be reviewed periodically by BPMigas and Contractor”

Sejauh ini KKKS diperbolehkan *me-recover head office overhead* ini maksimum 2% dari total pengeluaran sesuai kebijakan yang ditetapkan oleh Pertamina/BPMigas, walaupun dalam klausul PSC mengharuskan pembebanan tersebut ditentukan melalui suatu *detailed study* dan metode tersebut harus disetujui oleh BPMigas. Namun penerapan tarif 2% tersebut masih diperbolehkan karena klausul PSC sendiri tidak secara jelas menyebutkan berapa tarif *overhead* yang bisa di-*recover* oleh kontraktor.

4.2.6.5. Inventory

Persediaan akan dimasukkan dalam biaya operasi setelah tiba di Indonesia. Klausul mengenai di inventory adalah:

“The costs of non capital item purchased for inventory will be recoverable at such time the items have landed in Indonesia.”

Berdasarkan Surat BPKKA Nomor 15517/L0240/83-S4 tanggal 2 Desember 1983 tentang Revisi Prosedur Akuntansi, persediaan non-kapital terdiri dari material, suku cadang (*parts*) dan perlengkapan (*supplies*) yang dipakai untuk perbaikan dan pemeliharaan *capital asset* dalam operasi atau dikonsumsi dalam operasi atau material yang meskipun diperlukan dalam proses produksi tetapi secara tidak langsung berhubungan dengan *capital asset*. Sedangkan persediaan capital termasuk material dan suku cadang yang disimpan sebagai persediaan untuk dikonsumsi atau digunakan sebagai komponen pembangunan /penambahan/renovasi/modifikasi aktiva modal. Pemulihan biaya persediaan kapital melalui depresiasi *capital asset* yang telah PIS yang pembangunannya menggunakan persediaan kapital.

4.2.7. Bagi Hasil Profit Minyak dan Gas

Minyak yang tersisa setelah FTP, *investment credit* dan *cost recovery* akan dibagi ke pemerintah (BPMigas) dan kontraktor dengan prosentase tertentu yang disebut *Equity Share*. Sesuai dengan konsep *Production Sharing Contract* bahwa yang dibagi adalah produksinya setelah dikurangi dengan biaya operasi, dan klausul tersebut tercantum dalam kontrak sebagai berikut:

“Of the Crude Oil remaining after deducting First Tranche Petroleum. “investment credit” and Operating Costs, BPMIGAS shall be entitled to take and receive 71,1538% and CONTRACTOR shall be entitled to take and receive 28,8462%”.

Pada kontrak PSC generasi 2 dan 3 menerapkan pembagian setelah pajak (*after-tax split*) adalah 85/15⁵.

Tabel 4.3. Bagi Hasil Minyak

	Kontrak Setelah UU No. 22 (%)	PSC Daerah Timur tahun 1995 (%)	PSC 1995 (%)	PSC 1985- 1994 (%)	PSC Lama (%)
Tarif pajak	44	44	44	48	56
Pembagian produksi setelah pajak:					
- Pemerintah	Dapat dinegosiasikan	65	85	85	85
- Kontraktor	Dapat dinegosiasikan	35	15	15	15
Bagian Kontraktor dari produksi sebelum pajak	Tergantung pada negosiasi pembagian produksi				
85/(100-44)		62,50			
15/(100-44)			26,79		
15/(100-48)				28,85	
15/(100-56)					34,10

Sumber: PriceWaterHouseCoopers dari Migas

Sedangkan pembagian untuk gas sama dengan minyak. Perbedaannya hanyalah dasar *after-tax split* nya, dimana minyak adalah 85/15 untuk pemerintah/kontraktor, sedangkan untuk gas dasar pembagian setelah pajak nya adalah 70/30 untuk pemerintah/kontraktor. Setelah paket insentif 1993/1994, pembagian gas setelah pajak untuk daerah timur adalah 60/40. Bagian kontraktor

⁵ Prosentase tergantung paket insentif nya.

untuk gas lebih besar daripada minyak karena perusahaan gas ini memakan waktu lebih lama dengan teknologi yang lebih tinggi serta biaya yang lebih besar.

Tabel 4.4. Bagi Hasil Gas

	Kontrak Setelah UU No. 22 (%)	PSC Daerah Timur tahun 1995 (%)	PSC 1995 (%)	PSC 1985- 1994 (%)	PSC Lama (%)
Tarif pajak	44	44	44	48	56
Pembagian produksi setelah pajak:					
- Pemerintah	Dapat dinegosiasikan	60	70	70	70
- Kontraktor	Dapat dinegosiasikan	40	30	30	30
Bagian Kontraktor dari produksi sebelum pajak	Tergantung negosiasi pembagian produksi				
40/(100-44)		71,43			
30/(100-44)			53,57		
30/(100-48)				57,69	
30/(100-56)					68,18

Sumber: PriceWaterHouseCoopers dari Migas

Jika gas bumi tidak dapat memenuhi seluruh *cost recovery* gas bumi, kelebihan biaya tersebut dapat diganti dari minyak mentah dari area kontrak yang bersangkutan. Dan sebaliknya, jika terdapat kelebihan biaya minyak mentah (biaya minyak melebihi pendapatan dari minyak), kelebihan tersebut dapat diganti dari produksi gas bumi.

4.2.8. Perpajakan

Penerimaan Negara dari perusahaan migas ini terdiri dari penerimaan Negara yang berupa pajak dan Penerimaan Negara Bukan Pajak (PNBP). Pajak yang dikenakan pada KKKS sesuai dengan UU perpajakan adalah PPs (PPh Badan) dan Pajak Bunga Dividen dan Royalti (PBDR) atau PPh pasal 26.

Klausul tentang pajak dalam PSC adalah:

“CONTRACTOR shall:....pay to the government of the Republik of Indonesia the income Tax including final tax on profits after tax deduction imposed on it pursuant to the Indonesian Income Tax Law and its

implementing Regulations. CONTRACTOR shall comply with the requirements of the law in particular with respect to filling of returns, assessment of tax and keeping and showing of books and records.”

Jadi dapat dikatakan ketentuan dalam kontrak PSC merupakan *lex specialis*.

Pasal 33 ayat 3 UU PPh 1983 menyebutkan bahwa Penghasilan kena pajak yang diterima atau diperoleh dalam bidang pertambangan migas sehubungan dengan kontrak bagi hasil, dikenakan pajak berdasarkan Ordonansi PPs 1925 dan PBDR 1970 beserta semua peraturan pelaksanaannya

Pasal 33 A ayat (4) UU PPh 1994 disebutkan bahwa Wajib Pajak yang menjalankan usaha di bidang pertambangan migas berdasarkan kontrak bagi hasil yang masih berlaku pada saat berlakunya UU ini, pajaknya dihitung berdasarkan ketentuan dalam kontrak bagi hasil tersebut sampai dengan berakhirnya kontrak dimaksud, dan pasal tersebut masih diberlakukan dalam Undang-Undang Pajak Penghasilan nomor 36 tahun 2008.

Karena itu kontraktor (KKKS) harus membayar PPh Badan (Pajak Perseroan/PPs) dan Pajak Bunga Dividend an Royalti (PBDR) atau *Branch Profit Tax* dan wajib mematuhi persyaratan dalam undang-undang dan peraturan pelaksanaannya, terutama yang berkaitan dengan memasukkan SPT, menghitung dan menyetor pajak, membuat dan menyimpan pembukuan/catatan.

Sebelum tahun 1984, sejak berlakunya Kepmen 267/KMK.012/1978, KPS diwajibkan membayar PPh dan besarnya PPh yg dibayar adalah 45% untuk PPs dan 20% untuk PBDR (Pajak Bunga Dividend an Royalti) atau Branch Profit Tax atau efektifnya sebesar 56%. Dalam perhitungan bagi hasil dan pajak, pembatasan cost recovery sudah tidak ada lagi. Untuk KPS yg ditandatangani sebelum 1984 berlaku UU PPs sesuai Pasal 33(3) UU PPh 1984 Untuk KPS yg ditandatangani setelah 1 Jan 1984 dikenakan pajak berdasarkan UU PPh 1984. PPh terutang adalah 35% dan Branch Profit tax 20% atau efektifnya adalah 48%. Kontrak PSC yg ditandatangani sebelum 1 Jan 1995 berlaku ketentuan pada waktu kontrak ditandatangani (Pasal 33A UU PPh 1994). Kontrak PSC yg ditandatangani setelah 1 Jan 1995 berlaku UU PPh 1994. PPh terutang adalah 30% dan *Branch Profit tax*

20% atau efektifnya adalah 44%. Tarif pajak tersebut dapat diikhtisarkan sebagai berikut:

	Sebelum 1984	1984	1994
Income Tax - General	45%	35%	30%
Income Tax - Branch Profit	20%	20%	20%
Tarif Pajak Efektif	56%	48%	44%

Dalam bagi hasil antara pemerintah dan kontraktor dengan tarif 85/15 diasumsikan telah termasuk pembayaran pajak-pajak yang harus dibayar oleh kontraktor kepada Pemerintah Indonesia, karena itu perubahan tarif pajak tersebut tidak mempengaruhi bagi hasil setelah pajak untuk pemerintah maupun kontraktor.

Bagi hasil minyak dengan perbandingan 85/15 untuk pemerintah dan kontraktor dapat diilustrasikan dalam table 4.5. berikut ini:

Tabel 4.5
Ilustrasi Perhitungan Bagi Hasil Minyak dengan Berbagai Equity Share dan Tarif Pajak

NO	Uraian	Sebelum 84	1984	1994
1	Lifting	\$10.000	\$10.000	\$10.000
2	Kurang : FTP 20%	\$2.000	\$2.000	\$2.000
3	Kurang : Cost Recovery	\$4.000	\$4.000	\$4.000
4	Equity To Be Split	\$4.000	\$4.000	\$4.000
5	FTP + Equity To Be Split	\$6.000	\$6.000	\$6.000
6	Equity Share			
	- Government	65,91%	71,15%	73,21%
	- Contractor	34,09%	28,85%	26,79%
7	Equity Share (5 x 6)			
	- Government	\$3.955	\$4.269	\$4.393
	- Contractor	\$2.045	\$1.731	\$1.607
8	Tarif Pajak efektif	56%	48%	44%
9	Pajak atas FTP dan Contractor Equity Share (7 x 8)	1.145	831	707
10	Net Share after tax (\$)			
	- Government (7+9)	\$5.100	\$5.100	\$5.100
	- Contractor (7-9)	\$900	\$900	\$900
11	Net Share after tax (%)			
	- Government	0,85	0,85	0,85
	- Contractor	0,15	0,15	0,15

Dari ilustrasi di atas menunjukkan perhitungan bagi hasil dan tarif pajak didasarkan pada semangat bagi hasil 85/15 untuk pemerintah/kontraktor. Prosentase bagi hasil sebelum pajak akan berubah disesuaikan dengan tarif pajak yang berlaku. Sebelum tahun 1984, dengan tarif pajak 56% bagi hasil sebelum pajak (*equity share*) adalah 65,91% /34,09% untuk pemerintah/kontraktor. Setelah tahun 1984 dengan adanya UU PPh tahun 1983 tarif pajak adalah 48% sehingga bagi hasil sebelum pajak (*equity share*) adalah sebesar 71,15% / 28,85% untuk pemerintah/kontraktor. Dengan demikian berapapun tarif pajak yang ditetapkan tidak akan berpengaruh terhadap bagian pemerintah dan kontraktor. Yang berubah adalah komposisi persentase *equity share* untuk pemerintah dan kontraktor dan angka inilah yang akan dicantumkan dalam Kontrak *Production Sharing*.

Setelah perubahan dari “*net of tax*” menjadi “*gross of tax*” tidak berarti mengganggu pembagian *entitlement* dari produksi yang diinginkan, karena itu dalam pembayaran pajak migas ini dikenal dengan prinsip “*uniformity*” yang dituangkan dalam Surat Menteri Keuangan Nomor S-443A/MK.012/1982 tanggal 6 Mei 1982. Dalam surat tersebut menyebutkan bahwa perlakuan pendapatan dan pengeluaran untuk *cost recovery* dan tujuan pengurangan pajak harus sama dengan beberapa pengecualian seperti pembayaran bonus penandatanganan, bonus produksi, bonus lainnya yang tidak boleh dibebankan sebagai biaya operasi dalam penghitungan bagi hasil produksi, namun boleh dibebankan (*tax deductible*) dari penghasilan bruto untuk tujuan penghitungan PPh Badan. Dan agar penerimaan Indonesia tidak mengalami perubahan akibat dimasukkan bonus sebagai biaya, maka pembayaran bonus tsb terlebih dahulu harus digross –up

Dengan prinsip *uniformity* tersebut berarti perhitungan pajak penghasilan untuk entitas PSC berbeda dengan perhitungan seperti pada entitas lain. Perbedaan tersebut termasuk:

1. Nilai lifting minyak dan gas yang dikenakan pajak memakai formula tertentu (*Indonesian Crude Price/ICP*) bukan jumlah penjualan sebenarnya.
2. Klasifikasi biaya tak berwujud dan biaya modal tidak harus sama dengan dengan peraturan pajak penghasilan yang berkaitan dengan pengeluaran modal.
3. Tarif depresiasi/amortisasi yang diterapkan untuk biaya modal dan biaya tak berwujud tidak harus sama dengan tarif depresiasi yang berlaku pada peraturan pajak penghasilan.
4. Tidak diperbolehkan untuk memasukkan biaya bunga dalam *cost recovery* (kecuali yang sudah mendapat persetujuan BPMigas), sementara biaya bunga menjadi pengurang penuh dalam menghitung pajak penghasilan dalam peraturan pajak penghasilan.
5. Tidak ada batasan untuk membawa biaya tahun-tahun sebelumnya yang belum diganti ke tahun berjalan, sedangkan dengan peraturan pajak penghasilan ada batasan selama 5 tahun.

6. Selama belum berproduksi, tidak ada pengurang pajak yang timbul, sementara dengan peraturan pajak penghasilan biaya sebagai pengurang timbul sejak tanggal pengeluaran telah menjadi beban (akrual).

Tarif pajak yang diterapkan untuk *Branch Profit Tax* dapat berkurang jika kontraktor adalah perusahaan yang berdomisili di Negara yang memiliki Perjanjian Penghindaran Pajak Berganda (P3B) atau *tax treaty*. *Tax treaty* merupakan perjanjian bilateral antara Pemerintah Indonesia dengan Negara lain untuk mencegah terjadinya pengenaan pajak berganda kepada wajib Pajak dari kedua Negara tersebut. Pengurangan di tarif *branch profit tax* akan meningkatkan bagian produksi setelah pajak dari kontraktor. Akibatnya hasil akhir yang diterima Pemerintah akan kurang dari 85% dan hal ini bertentangan dengan prinsip pembagian hasil produksi minyak sebesar 85/15 dan gas 70/30. Karena itu dengan pengecualian dari sejumlah kecil P3B (Belanda, UK, Malaysia, Singapura), pengurangan pada branch profit di P3B ini tidak berlaku untuk kegiatan PSC.

Setelah keluarnya Undang-Undang Migas Nomor 22 tahun 2001 kontraktor diberikan pilihan apakah kewajiban membayar pajak dilakukan sesuai dengan ketentuan peraturan perundang-undangan yang berlaku pada saat kontrak ditandatangani atau ketentuan peraturan perundang-undangan di bidang perpajakan yang berlaku. Dengan pilihan yang pertama perubahan tarif peraturan perundang-undangan (baik UU perpajakan maupun P3B tidak mempengaruhi persentase pembagian hasil produksi dan perhitungan tarif Pajak Penghasilan (PPs) dan *Branch Profit Tax* (PBDR) dalam production sharing contract, serta *net share after tax*. Sedangkan dengan opsi kedua, perubahan tarif peraturan perundang-undangan perpajakan akan mengakibatkan perubahan dalam persentase pembagian hasil produksi dan tarif Pajak penghasilan dan *Branch Profit Tax* (PBDR). Dengan pilihan manapun, tidak menyebabkan perubahan dalam net share after tax yang ditetapkan pada saat ditandatanganinya kontrak (misal 85/15). Namun pilihan pertama lebih memberikan kepastian bagi kontraktor terkait jumlah persentase bersih yang diterimanya dan tidak perlu merubah setiap kali ada perubahan tarif pajak. Dengan pilihan manapun, pemerintah Indonesia akan tetap dapat mempertahankan bagian pemerintah.

Selain itu dalam kontrak *production sharing* yang ditandatangani sekarang (pasca UUNomor 22 tahun 2001) tidak menerapkan penggunaan P3B dengan memasukkan provisi dalam klausul PSC yaitu:

“BP MIGAS and CONTRACTOR agree that all of the percentages appearing in Section VI of this Contract (i.e. for production sharing) have been determined on the assumption that CONTRACTOR is subject to dividend tax on after-tax profits under Article 26(4) of the Indonesia Income Tax Law (i.e. tax on BPRs) and is not sheltered by any tax treaty to which the Government of the Republic of Indonesia has become a party to. In the event that, subsequently, any portion of CONTRACTOR’s participating interest in this Contract becomes subject to a tax treaty, all of the percentages appearing in Section VI as applicable only to the portion of CONTRACTOR’s participating interest in this Contract so affected by a tax treaty shall be revised in order to maintain the same net income after-tax for all CONTRACTOR’s participating interest in this Contract”.

Dengan adanya klausul tersebut maka kepentingan nasional dapat terjaga karena bagian yang diterima tidak lebih kecil dari yang semestinya diterima.

4.2.9. Perhitungan Bagi Hasil

Berikut ini adalah ilustrasi perhitungan bagi hasil pada suatu KKKS yang PSC nya ditandatangani tahun 1988. Informasi yang berkaitan dengan perhitungan adalah:

- Lifting minyak tahun yang bersangkutan adalah sebesar 442.353 bbls.
- *Weighted Average Price* (WAP) sebesar US\$64,3253.
- FTP adalah 20%.
- *Investment Credit* sebesar 17% dari capital cost fasilitas produksi. Tahun yang bersangkutan capital cost tersebut adalah sebesar US\$371,474.
- DMO adalah sebesar 25% dari bagian kontraktor.
- DMO *fee* sebesar 10% dari WAP.
- Bagi hasil sebelum pajak untuk pemerintah sebesar 61,5385% dan, kontraktor adalah sebesar 38,4615% sehingga *net share after tax* adalah 80/20.
- Pajak Perseroan (PPs) adalah 35% dan PBDR (*Branch profit Tax*) adalah 20% sehingga tarif pajak efektif adalah 48%.

Perhitungan bagi hasilnya adalah sebagai berikut:

Tabel 4.6. Ilustrasi Perhitungan Bagi Hasil

URAIAN		RUMUS	BBls	US\$
Lifting	A	Lifting X WAP	442.353	28.454.458
FTP	B	= A X 20%	88.471	5.690.892
Investment Credit	C	17 % x cap cost	982	63.151
Cost Recovery	D		61.694	3.968.488
Equity to be Split	E	=A-B-C-D	291.206	18.731.928
Bagian Kontraktor				
FTP Share	F	=B X Cont Share	34.027	2.188.802
Investment Credit	C	C	982	63.151
Cost Recovery	D	D	61.694	3.968.488
Equity Share	G	=E X Cont Share	112.002	7.204.580
Gross DMO	H	25% x A x Cont Share	(42.534)	(2.736.003)
DMO Fee	I	=H X 10%	4.253	273.600
Government Tax	J	48% x (F+C+G-H+I)	52.191	(3.357.183)
Sub Jumlah	K	=F+C+D+G-H+I-J	222.615	7.605.436
Bagian Pemerintah				
FTP Share	L	=B X Gov Share	54.443	3.502.089
Equity Share	M	=E x Gov Share	179.204	11.527.347
Gross DMO	H	25% x A x Cont Share	42.534	2.736.003
DMO fee	I	=H X 10%	(4.253)	(273.600)
Government Tax	J	48% x (F+C+G-H+I)	(52.191)	3.357.183
Sub Jumlah	N	=L+M+H-I+J	219.737	20.849.022
Jumlah			442.353	28.454.458

Dari ilustrasi di atas dapat dihitung net-share after tax adalah untuk pemerintah sebesar 85% dihitung dari jumlah bagiannya (\$28,454,458) dibagi jumlah minyak yang dibagi (*lifting* dikurangi *cost recovery*) sebesar \$24,485,970 dan bagian kontraktor adalah 15% dihitung dari bagiannya (tidak termasuk cost recovery) yaitu \$3.636.948 dibagi \$24,485,970. Sedangkan *net share after tax* sebenarnya adalah 80/20 untuk pemerintah dan kontraktor karena *equity share*-nya seperti yang dicantumkan dalam kontrak adalah sebesar 61,5385% untuk pemerintah dan 38,4615% untuk kontraktor dengan tarif pajak adalah 48%. Dengan demikian terjadi kenaikan bagian pemerintah, yang disebabkan adanya pengenaan DMO. Pengenaan DMO akan menaikkan bagian pemerintah sebesar 25% x 38,4615% (bagian kontraktor) – (25% x 38,4615% x 10% yang merupakan DMO Fee) atau 8,65% dan dikurangi pembayaran pajak kontraktor karena DMO menurunkan pajak yang dibayar oleh kontraktor sebesar 48% {25% x 38,4615% (bagian kontraktor) – (25% x 38,4615% x 10% yang merupakan DMO Fee) atau 4,15% sehingga kenaikan bagian pemerintah adalah sebesar 4,5%. Sedangkan

adanya *investment credit* akan menaikkan bagian dari kontraktor namun pemerintah masih mendapatkan bagian dari pengenaan pajak atas *investment credit* tersebut.

Ilustrasi berikut masih dari contoh perhitungan di atas namun diasumsikan tidak ada *investment credit* dan DMO:

Tabel 4.7. Perhitungan Bagi Hasil Minyak
Diasumsikan Tidak Ada DMO dan Investment Credit

URAIAN		RUMUS	BBls	US\$
Lifting	A	Lifting X WAP	442.353	28.454.458
FTP	B	= A X 20%	88.471	5.690.892
Cost Recovery	D		61.694	3.968.488
Equity to be Split	E	=A-B-C-D	292.188	18.795.078
Bagian Kontraktor				
FTP Share	F	=B X Cont Share	34.027	2.188.802
Cost Recovery	D	D	61.694	3.968.488
Equity Share	G	=E X Cont Share	112.380	7.228.869
Government Tax	J	48% x (F+G)	(70.275)	(4.520.482)
Sub Jumlah	K	=F+D+G-J	137.826	8.865.677
Bagian Pemerintah				
FTP Share	L	=B X Gov Share	54.443	3.502.089
Equity Share	M	=E x Gov Share	179.808	11.566.209
Government Tax	J	48% x (F+G)	70.275	4.520.482
Sub Jumlah	N	=L+M+J	304.527	19.588.781
Jumlah			442.353	28.454.458
Lifting- Cost Recovery		= A - D	380.658	24.485.970
Net share after tax				
Pemerintah				19.588.781
Kontraktor				4.897.189
Prosentase Net-After Tax				
Pemerintah				0,80
Kontraktor				0,20

Dengan tidak adanya *investment credit* dan DMO maka bagian pemerintah dan kontraktor setelah pajak akan sesuai dengan bagian semula yaitu 80/20. Dengan ketentuan mengenai *investment credit* dan pengenaan DMO akan sangat mempengaruhi bagian dari masing-masing pihak. Adanya *investment credit* akan

cenderung menaikkan bagian kontraktor sedangkan DMO akan menaikkan bagian pemerintah (hal ini telah dibahas di sub bab sebelumnya).

4.3. Permasalahan Dalam *Cost Recovery*

Masalah *cost recovery* terus menjadi topik yang selalu disorot berbagai kalangan karena dari tahun ke tahun tingkat produksi terus mengalami penurunan sedangkan *cost recovery* mengalami kenaikan. Dari sudut pandang ekonomi mikro, volume produksi memiliki korelasi positif dengan biaya produksi karena itu jika produksi menurun seharusnya biaya produksi juga menurun. Data terkait hal tersebut dapat dilihat sebagai berikut:

Tabel 4.8. Data Produksi dan *Cost Recovery*

	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Produksi minyak (ribuan bbl)	419.255	400.554	386.483	367.049	348.348	357.501
Produksi gas (MMSCF)	3.155.243	3.003.945	2.985.341	2.953.997	2.805.540	2.885.328
Cost Recovery/ Juta US\$	5.661	7.126	7.413	7.841	8.524	9.051

Sumber data: BPMigas dan Ditjen Migas

Dari 2003 sampai dengan 2008 produksi minyak mengalami penurunan 14,7% dan produksi gas mengalami penurunan sebesar 8,55%, sedangkan *cost recovery* mengalami kenaikan sebesar 60%. Hal inilah yang banyak dipertanyakan oleh berbagai kalangan dan juga DPR karena dianggap ada sesuatu yang salah dalam pengelolaan industri minyak dan gas bumi di Indonesia. Namun jika dilihat dari jumlah penerimaan bagian Negara di sektor ini terlihat bahwa dari tahun ke tahun mengalami peningkatan, yaitu:

Tabel 4.9. Perbandingan *Cost Recovery*, *Government Share* dan *Net Contractor Share* Terhadap *Gross Revenue*

Gross Revenue	Million US\$	19.019	24.153	32.051	36.294	38.707	54.461
Cost Recovery	Million US\$	5.661	7.126	7.413	7.841	8.524	9.051
	% to GR	0,30	0,30	0,23	0,22	0,22	0,17
Government Share	Million US\$	10.845	13.675	19.797	22.793	23.793	35.338
	% to GR	0,57	0,57	0,62	0,63	0,61	0,65
Net Contractor Share	Million US\$	2.157	3.026	4.691	6.204	6.204	9.996
	% to GR	0,11	0,13	0,15	0,17	0,16	0,18
R/C	%	3,36	3,39	4,32	4,63	4,54	6,02

Sumber : BPMigas, diolah

Secara jumlah *cost recovery* memang mengalami kenaikan dari tahun 2003-2008, akan tetapi *gross revenue* (pendapatan kotor) hasil migas maupun bagian Negara (*government share*) dari migas juga mengalami kenaikan baik secara US\$ maupun secara prosentase terhadap *gross revenue*. Namun harus dicermati juga bahwa kenaikan *gross revenue* tersebut terutama disebabkan kenaikan harga minyak dunia saat itu sehingga walaupun produksi turun namun *gross revenue* nya akan naik. Karena itu kenaikan *gross revenue* tidak bisa dijadikan indikasi bahwa pengelolaan migas telah efektif dalam peningkatan pendapatan ke Negara, karena faktor tersebut merupakan faktor yang *uncontrollable* yaitu disebabkan adanya kenaikan harga minyak dunia saat itu. Harga minyak dari tahun ke tahun dapat dilihat dari data *Indonesian Crude Price* (ICP) berikut ini:

Tabel 4.10. Data Crude Oil Price (Average)

Tahun	2003	2004	2005	2006	2007	2008
US\$/bareil	26,34	36,39	53,66	64,27	72,31	96,13

Sumber : Dirjen Migas Kementerian ESDM

Untuk dapat menilai seberapa besar tingkat proporsi margin kegiatan hulu migas dapat dilihat dari table berikut ini:

Tabel 4.11. Tingkat Proporsi Margin

	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Gross Revenue	19.019	24.153	32.051	36.294	38.707	54.461
Cost Recovery	5.661	7.126	7.413	7.841	8.524	9.051
R/C	3,36	3,39	4,32	4,63	4,54	6,02

Sumber: BPMigas

Walaupun *cost recovery* mengalami kenaikan dari tahun ke tahun, namun tingkat proporsi margin yang dilihat dari perbandingan revenue dan *cost recovery* mengalami kenaikan yang cukup signifikan selama tahun 2003 sampai 2008.

Peningkatan *cost recovery* disebabkan sejumlah faktor antara lain lapangan produksi minyak Indonesia mayoritas adalah lapangan tua yang sudah beroperasi 50 tahun lebih, sehingga untuk dapat mempertahankan cadangan dibutuhkan teknologi dan peralatan tambahan. Usaha tersebut antara lain dengan *Enhanced Oil Recovery* (EOR) yang biayanya bisa mencapai US\$20-30 per barel (Prof. Widjajono Partowidagdo, 2008). Biaya produksi per barel juga akan makin tinggi jika produksi minyak dan gas berkurang serta meningkatnya produksi air di lapangan-lapangan yang sudah lama berproduksi.

Selain itu kenaikan *cost recovery* disebabkan kenaikan harga barang dan jasa untuk material produksi. Kenaikan harga minyak pada tahun 2007-2008 mendorong perusahaan migas untuk menaikkan produksi sehingga terjadi persaingan untuk mendapatkan barang dan jasa akibatnya terjadi kenaikan barang dan jasa seperti rig untuk pengeboran. Kenaikan barang dan jasa tersebut secara signifikan akan menaikkan *cost recovery* karena sebagian besar struktur biaya kontraktor berasal dari pengadaan barang dan jasa. Namun yang perlu diperhatikan adalah adanya potensi penggelembungan biaya (*mark-up*) dari pengadaan barang dan jasa. *Mark-up* tersebut dalam rangka memperbesar nilai *cost recovery*, sehingga akan memperkecil *equity to be split* yang akan dibagi ke pemerintah maupun kontraktor, sehingga otomatis penerimaan Negara juga akan berkurang. Dalam hal ini peran dari BPMigas dan eksternal auditor (BPK dan BPKP) sangat penting untuk memantau adanya potensi penyimpangan tersebut dan memastikan bagian Negara akan tetap terjaga.

4.4. Upaya Pemerintah untuk Melakukan Penghematan Terhadap *Cost Recovery*

Dalam menanggapi isu yang berkembang sehubungan dengan kenaikan *cost recovery* dari tahun ke tahun, Pemerintah telah mengupayakan berbagai hal antara lain dengan mengeluarkan Peraturan Menteri ESDM Nomor 22 tahun 2008 tentang jenis-jenis biaya kegiatan usaha hulu minyak dan gas bumi yang tidak

dapat dikembalikan kepada KKKS, selain itu mulai anggaran tahun 2009, telah dilakukan pembatasan terhadap besaran *cost recovery* yang boleh ganti.

Akhir tahun 2008, pemerintah dan DPR sepakat membatasi pengembalian biaya operasi yang telah dikeluarkan oleh kontraktor yang melakukan kegiatan eksplorasi dan eksplotasi di sektor hulu minyak dan gas bumi atau *cost recovery*. Pada tahun 2009, APBN menetapkan batasan maksimum *cost recovery* sebesar US\$10,5 miliar, sedangkan pada tahun 2010 dipatok pada level US\$12 miliar. Pada awalnya kebijakan ini dimaksudkan agar bagian pemerintah dari migas ini akan mengalami peningkatan karena dengan naiknya *cost recovery* beberapa tahun terakhir ini dianggap tidak menguntungkan negara. Namun justru pembatasan ini akan menjadi hambatan, karena investor tidak mendapat kepastian bahwa uang yang dia keluarkan untuk kegiatan hulu migas ini akan dikembalikan pada waktunya. *Cost recovery* sebagai biaya operasi yang dikeluarkan oleh investor tersebut merupakan investasi bukan biaya sehingga jika *cost recovery* ini dibatasi maka pada akhirnya akan berdampak pada produksi juga, karena dengan membatasi *cost recovery* dianggap oleh investor sebagai pembatasan upaya untuk menaikkan tingkat produksi. Dalam jangka panjang, kebijakan ini akan menimbulkan efek yang kurang baik bagi industri migas di tanah air, karena investor juga akan berpikir ulang untuk berinvestasi di kegiatan hulu migas di Indonesia karena dengan risiko yang cukup tinggi namun mereka kurang mendapatkan kepastian apakah investasi yang mereka tanamkan akan segera mendapatkan pengembalian.

Selain upaya pembatasan *cost recovery*, Pemerintah melalui Menteri ESDM telah mengeluarkan Peraturan Menteri ESDM Nomor 22 Tahun 2008 yang berisi tentang 17 (tujuh belas) item *Cost Recovery* yang dikeluarkan dari *operating cost* yaitu:

- 1) Pembebanan biaya yang berkaitan dengan kepentingan pribadi pekerja KKKS antara lain *personal income tax*, rugi penjualan rumah, dan mobil pribadi.
- 2) Pemberian insentif kepada karyawan KKKS yang berupa *long term incentive plan* atau insentif lain yang sejenis.
- 3) Penggunaan tenaga kerja asing/ekspatriat tanpa melalui prosedur RPTKA dan tidak memiliki izin kerja tenaga asing (IKTA) bidang migas.

- 4) Pembebanan biaya konsultan hukum yang tidak terkait dengan operasi KKKS.
- 5) Pembebanan biaya *tax consultant fee*.
- 6) Biaya pemasaran migas bagian KKKS (kontraktor kontrak kerja sama) yang timbul karena kesalahan yang disengaja, terkait dengan pemasaran minyak dan gas bumi.
- 7) Pembebanan biaya *public relation* tanpa batasan, baik jenis maupun jumlahnya tanpa daftar nominative penerima manfaat sebagaimana diatur dalam ketentuan perpajakan antara lain: biaya golf, bowling, credit card, member fee, family gathering, farewell party, sumbangan ke yayasan pendidikan KKKS, biaya ulang tahun KKKS, sumbangan kepada persatuan istri karyawan, *exercise, nutrition and fitness*.
- 8) Pembebanan dana pengembangan lingkungan dan masyarakat setempat (community development) pada masa eksploitasi.
- 9) Pengelolaan dan penyimpanan dana cadangan untuk *abandonment* dan *site restoration* pada rekening KKKS.
- 10) Pembebanan semua jenis technical training untuk *expatriate*.
- 11) Pembebanan biaya merger atau akuisisi.
- 12) Pembebanan biaya bunga atas pinjaman untuk kegiatan *petroleum operation*.
- 13) Pembenanan Pajak Penghasilan (PPH) pihak ketiga.
- 14) Pengadaan barang dan jasa serta kegiatan lainnya yang melampaui nilai persetujuan otorisasi pembelanjaan financial (*Authorization for Expenditure/AFE*) di atas 10% dari nilai AFE dan tanpa justifikasi yang jelas.
- 15) Surplus material yang berlebihan akibat kesalahan perencanaan dan pembelian.
- 16) Pembangunan dan pengoperasian projek/fasilitas yang telah PIS (*Placed Into Service*) dan tidak dapat beroperasi sesuai dengan umur ekonomis akibat kelalaian KKKS.
- 17) Transaksi dengan pihak-pihak yang menjadi afiliasinya (*affiliated parties*) yang merugikan Pemerintah, tanpa tender atau bertentangan dengan Undang-Undang Nomor 5 tahun 1999 tentang Larangan Praktek Monopoli dan

Persaingan Usaha Tidak Sehat serta peraturan perundang-undangan di bidang perpajakan.

Tujuh belas item ini berasal dari temuan-temuan BPK yang dinilai sebagai *grey area* karena tidak secara jelas dimasukkan dalam kontrak PSC. Dalam kontrak PSC hanya menyebutkan bahwa biaya yang diperbolehkan untuk diganti adalah biaya yang berhubungan dengan kegiatan operasi PSC. Karena itu auditor sering menyoroti biaya-biaya yang tidak terkait dengan operasi PSC seperti golf, *community development*, *tax consultant fee*, perayaan ulang tahun KKKS dan biaya-biaya lain yang dinilai tidak terkait operasi langsung.

Dan setelah dikeluarkannya Peraturan tersebut BPMigas pada tahun 2009 menindaklanjuti dengan mengeluarkan SK nomor 043/BP00000/2009/SO tentang pedoman pelaksanaan atas peraturan tersebut untuk lebih memberi kepastian bagi KKKS. Misalnya biaya *community development* dijelaskan yang tidak termasuk biaya *comdev* adalah biaya pembangunan infrastruktur operasi, kompensasi dan ganti rugi kepada masyarakat, pengeluaran yang berkaitan dengan perijinan, dan biaya yang berkaitan dengan kepatuhan peraturan (misalnya pemenuhan komitmen AMDAL). Dalam PSC baru ditetapkan, kontraktor tidak boleh menagihkan biaya yang dikeluarkannya untuk membiayai program *community development*, kecuali PSC tersebut masih dalam tahap eksplorasi. Bila sudah masuk dalam tahap produksi, *community development* dianggap sebagai kewajiban moral perusahaan untuk melakukan program *community development* sebagai bentuk kepedulian kontraktor terhadap masyarakat di sekitar wilayah usaha.

Penjelasan lain adalah terkait masalah biaya pemasaran migas bagi KKKS (kontraktor kontrak kerja sama) yang timbul karena kesalahan yang disengaja, dalam pedoman dijelaskan maksud dengan kesalahan yang disengaja terkait pemasaran minyak dan gas bumi adalah tindakan atau perbuatan KKKS dalam pemasaran minyak dan gas bumi yang dapat dikategorikan sebagai *wildful misconduct*⁶ serta tidak sesuai dengan *reasonable and prudent operator*⁷. Jadi

⁶ *Wildful misconduct* atau *gross negligence* dijelaskan dalam lampiran Surat Keputusan tersebut adalah kelalaian berat atau perbuatan salah yang disengaja atau kecorobohan yang dilakukan oleh manajemen atau pejabat senior dari kontraktor.

kalau terjadi hal-hal yang diakibatkan oleh ketidakhati-hatian atau ketidak-ahlian kontraktor, maka semua biaya yang timbul tidak boleh dianggap sebagai biaya operasi yang bisa diganti. Ini untuk mengantisipasi agar kejadian seperti Lapindo tidak terulang lagi sehingga setiap kontraktor selalu menerapkan prinsip *reasonable and prudent operator*.

Dengan adanya peraturan tersebut, diharapkan dapat dilakukan penghematan terhadap biaya-biaya yang tidak terkait langsung dengan operasi migas. Dari ketujuh belas item di atas hampir sebagian besar masuk dalam biaya administrasi seperti biaya tax consultant, biaya konsultan hukum, dan biaya public relation. Dari data sebelumnya (table 4.2.), pengeluaran untuk biaya administrasi terutama untuk wilayah yang sudah berproduksi hanya mencapai 9% dari total pengeluaran KKKS. Selain itu ketujuh belas item biaya tersebut tidak selalu ada dalam *operating cost* KKKS seperti contohnya biaya merger atau akuisisi.

Berikut contoh biaya operasi dari suatu KKKS:

Uraian	<i>Non Capital US\$</i>
<i>Exploration/Development</i>	436,022
<i>Production</i>	3,299,282
<i>Administration</i>	444,176
Jumlah Pengeluaran Non-Capital	4,179,480
Depresiasi	203,594
Operating Cost	4,383,075.68

Biaya administrasi hanya mencapai 10% dari total pengeluaran non-capital maupun dari *operating cost*. Dari biaya administrasi tersebut ada biaya untuk konsultan pajak yang tidak boleh diganti sebesar US\$45,600 , biaya hukum yang tidak terkait operasi KKKS sebesar US\$29,700 dan total keduanya US\$75,300 atau 1,8% dari pengeluaran non capital.

Dan karena dikeluarkannya peraturan tersebut berasal dari temuan-temuan auditor eksternal, maka adanya audit sangat diperlukan untuk pengawasan atas biaya-biaya tersebut agar tidak dimasukkan dalam perhitungan *cost recovery* di masa datang. Walaupun biaya-biaya tersebut tidak mengambil porsi yang besar

⁷ *reasonable and prudent operator* adalah pihak yang dengan itikad baik melakukan kewajiban kontraktualnya dan dalam melakukan hal tersebut serta dalam keseluruhan pelaksanaannya dari tanggung jawabnya, mengimplementasikan skala keahlian, ketelitian, kehati-hatian serta pemikiran ke masa depan yang dapat diterima.

dalam *operating cost* namun dengan adanya peraturan tersebut akan memperjelas biaya-biaya apa yang tidak boleh dimasukkan dalam *cost recovery*.

Biaya operasi migas terutama adalah biaya eksplorasi, pengembangan dan produksi. Biaya-biaya tersebut sebagian besar dilakukan untuk biaya pengadaan dan logistic yang diperkirakan sekitar 73% dari struktur biaya KKKS (Buletin BPMigas No 52 Tahun 2008). Biaya pengadaan yang tinggi dipengaruhi banyak faktor antara lain struktur wilayah geografis Indonesia, mahal nya harga barang dan jasa dan kurang koordinasinya antar KKKS dalam melakukan kegiatan operasinya.

Indonesia adalah Negara kepulauan dimana kegiatan perminyakan terbentang di seluruh wilayah dari Sumatera hingga Papua. Suatu bentang geografis yang sangat luas dan merupakan salah satu faktor yang membuat biaya operasi tinggi. Dan pola operasi KKKS masih sendiri-sendiri, rencana kerja yang tidak dibuat bersama antar KKKS berdekatan, dan KKKS masih melakukan pengadaan sendiri-sendiri yang penuh dengan kegiatan transaksional (*kontrak/purchasing order*) yang sangat memakan biaya, dan penggunaan fasilitas logistik sendiri-sendiri juga telah memberikan biaya operasi yang tinggi. Karena itu untuk melakukan efisiensi *cost recovery* harus dilakukan upaya efisiensi pengadaan barang dan jasa KKKS. Yang perlu dilakukan adalah melakukan inisiatif-inisiatif strategis di bidang *procurement* dan *logistics* atau saat ini dikenal dengan *Supply Chain Management*. Pola pengadaan yang sangat transaksional (banyak *Purchase Order*/Kontrak) dan pola pengelolaan logistik yang sendiri-sendiri perlu di reformasi menjadi pola pengadaan yang strategis dan pengelolaan logistik bersama atau meningkatkan penggunaan *shared facilities*. Pola ini bisa diterapkan untuk KKKS yang wilayahnya berdekatan, contohnya untuk Jawa Timur adalah Santos (Sampang), EMP Kangean, Kodeco Energy dan Hess (Indonesia Pangkah), atau untuk Kalimantan Timur adalah Chevron, Total, Vico dan Pertamina.

Dengan pola ini akan terjalin kerjasama yang saling menguntungkan antara KKKS yang berdekatan tersebut dalam rangka efisiensi biaya, percepatan proses, pemanfaatan kapasitas lebih dan optimalisasi pemanfaatan peralatan atau jasa. Untuk melakukan inisiatif ini diperlukan peran BPMigas sebagai badan

pelaksana MIGAS di Indonesia dapat menjadi penggerak utama. BPMigas dapat melakukan koordinasi di antara KKKS yang wilayahnya berdekatan untuk melakukan pengadaan secara bersama, atau menyatukan *logistic base* di satu wilayah. Koordinasi tersebut akan menjadi solusi bahwa efisiensi bisa dilakukan tanpa mengorbankan kepentingan yang lebih besar. Dan diharapkan akan tercapai optimalisasi produksi migas nasional yang akan meningkatkan penerimaan Negara di sektor migas ini.



BAB 5

KESIMPULAN DAN SARAN-SARAN

5.1. Kesimpulan

Dari penjelasan Bab – Bab sebelumnya, maka penulis dapat menyimpulkan beberapa hal sebagai berikut:

1. Pengusahaan Migas di Indonesia sejak tahun 1966 dilakukan dengan suatu konsep bagi hasil atau *Production Sharing Contract* (PSC) dimana pembagian atas minyak dan gas berasal dari produksinya. Konsep *Production Sharing Contract* ini dianggap paling sesuai dengan amanat Undang-Undang Dasar 1945 pasal 33 yang menyebutkan bahwa sumber daya alam dikuasai Negara dan digunakan sebesar-besarnya untuk kemakmuran rakyat. Dengan *Production Sharing Contract*, sumber daya alam tetap dimiliki oleh Negara, dan investor diwajibkan menyediakan dana, teknologi dan keahlian profesionalnya.
2. *Production Sharing Contract* yang merupakan sistem fiskal Indonesia memiliki ketentuan-ketentuan yaitu *First Tranche Petroleum* (FTP), *Investment Credit*, Bonus, *Domestic Market Obligation* (DMO), *Cost Recovery*, Bagi Hasil Minyak dan Gas (*Profit Oil and Gas Split*), dan Perpajakan, yang bisa disebut dengan *fiscal term*. *Fiscal term* ini terus mengalami perubahan sejak awal adanya PSC sampai dengan sekarang yaitu dengan adanya PSC generasi 1 sampai 3 dan PSC pasca keluarnya Undang-Undang Migas Nomor 22 tahun 2001. Selain itu pemerintah juga telah mengeluarkan berbagai insentif dalam rangka mendorong investasi di bidang migas ini. Dengan perkembangan PSC tersebut pemerintah terus berupaya mendesain suatu sistem fiskal yang bertujuan mengoptimalkan pendapatan Negara dari sumber alam minyak dan gas bumi yang dimilikinya dan sekaligus menarik investor asing untuk menanamkan modalnya di industri yang memiliki risiko sangat besar ini.
3. Dengan ketentuan-ketentuan (*fiscal term*) di *Production Sharing Contract* dapat disimpulkan kaitannya dengan penerimaan Negara adalah:

- 1) Dengan adanya *First Tranche Petroleum* (FTP) penerimaan Negara akan lebih dapat dipastikan sejak awal produksi, meskipun biaya (*cost recovery*) lebih besar daripada pendapatan, karena FTP dibagi pertama kali dari *gross revenue* sebelum dikurangi dengan *cost recovery*. Setelah UU Migas Nomor 22 tahun 2001, FTP prosentasenya berkurang namun hanya dibagi ke pemerintah. Dengan kebijakan ini penerimaan Negara menjadi lebih baik terutama pada kondisi dimana *cost recovery* jauh lebih kecil daripada *gross revenue*.
- 2) Pemerintah memberikan insentif untuk pengembangan fasilitas produksi dengan memberikan *investment credit* kepada kontraktor dengan suatu prosentase tertentu. Dalam kondisi dimana produksi telah berlangsung baik sehingga pendapatan dari produksi jauh lebih besar daripada *cost recovery*, insentif ini akan berjalan efektif bagi kontraktor. Namun dengan adanya *investment credit* ini bagian pemerintah akan mengalami penurunan, walaupun demikian insentif ini akan mendorong kontraktor untuk terus mengembangkan fasilitas produksi yang pada akhirnya akan dapat meningkatkan produksi.
- 3) Pembayaran bonus baik *signature bonus* maupun *production bonus* akan meningkatkan penerimaan bagi pemerintah.
- 4) Dengan adanya kewajiban kontraktor untuk memberikan bagian minyaknya untuk kebutuhan dalam negeri atau *Domestic Market Obligation* (DMO), akan meningkatkan bagian Negara, karena harga DMO minyak setelah 60 bulan pertama yang relatif rendah dari harga pasar. Sedangkan dalam PSC baru pasca Undang-Undang Nomor 22 Tahun 2001 terdapat ketentuan baru antara lain kewajiban untuk menyediakan gas bumi untuk kebutuhan dalam negeri (DMO gas). Namun untuk DMO gas ini belum ada aturan pelaksana mengenai tata cara penyerahan gas untuk memenuhi kebutuhan dalam negeri serta penetapan harga DMO-nya.
- 5) *Cost recovery* merupakan salah satu *fiscal term* yang penting. *Cost recovery* merupakan pengurang dari pendapatan kotor yang berasal dari produksi untuk mendapatkan suatu *equity to be split* yang akan dibagi

kepada pemerintah dan kontraktor. Karena itu besarnya *cost recovery* akan sangat mempengaruhi bagian dari pemerintah. Semakin besar *cost recovery* maka akan semakin berkurang *equity to be split* yang akan dibagi ke pemerintah dan kontraktor. Besar kecilnya *cost recovery* dipengaruhi banyak faktor antara lain kondisi geologis, geografis dan operasi lapangan. Lokasi operasi hulu migas seperti di daerah *onshore*, *offshore* ataupun laut dalam (*deep water*) juga sangat mempengaruhi besar kecilnya *cost recovery*. Salah satu item *cost recovery* adalah *interest cost recovery*. Adanya biaya bunga (*interest cost recovery*) sebenarnya tidak diperkenankan dalam PSC namun dianggap suatu insentif dan perhitungannya dalam *cost recovery* harus mendapat persetujuan dari BPMigas.

- 6) Aspek perpajakan dalam PSC ini menganut asas *uniformity* yang berarti perlakuan pendapatan dan pengeluaran untuk *cost recovery* dan tujuan pengurangan pajak harus sama dengan beberapa pengecualian seperti pembayaran bonus. Ketentuan dalam PSC merupakan *lex specialis*, namun dengan Undang-Undang Nomor 22 Tahun 2001 kontraktor diberi pilihan apakah kewajiban membayar pajak dilakukan sesuai dengan ketentuan peraturan perundang-undangan yang berlaku pada saat kontrak ditandatangani atau ketentuan peraturan perundang-undangan di bidang perpajakan yang berlaku. Pilihan manapun yang dipilih oleh kontraktor tidak akan merubah *net share after tax* yang ditetapkan pada saat penandatanganan kontrak sehingga bagian pemerintah akan tetap dapat dipertahankan. Selain itu dalam PSC baru pasca Undang-Undang Migas Nomor 22 tahun 2001, ditambahkan ketentuan bahwa *branch profit* tidak dapat memanfaatkan *tax treaty* (perjanjian penghindaran pajak berganda, sehingga akan menghilangkan potensi berkurangnya *net-share after tax* pemerintah.
4. Selama periode tahun 2003-2008 terjadi kenaikan *cost recovery* namun produksi minyak terus mengalami penurunan. Namun dari segi penerimaan Negara terjadi kenaikan yang disebabkan kenaikan harga minyak. Kenaikan *cost recovery* antara lain karena kenaikan harga minyak yang berimbas pada

kenaikan harga barang dan jasa. Di samping itu sumur migas di Indonesia yang sudah tua akan mempengaruhi kenaikan *cost recovery* karena untuk mempertahankan cadangan diperlukan teknologi dan biaya tambahan.

5. Pemerintah terus berupaya untuk mengakomodasi berbagai sorotan mengenai *cost recovery*, antara lain dengan menetapkan batasan besarnya *cost recovery* yang dapat diganti di APBN 2009 dan 2010. Selain itu pemerintah mengeluarkan peraturan yang menetapkan biaya-biaya apa saja yang tidak dapat dimasukkan dalam perhitungan *cost recovery* yaitu dengan Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 22 Tahun 2008. Dengan adanya kebijakan-kebijakan diharapkan akan terjadi penghematan *cost recovery* sehingga akan menaikkan bagian pemerintah.

5.2. Saran-Saran

Saran yang dapat disampaikan untuk perbaikan ke depan adalah:

1. Dalam mendesain *fiscal term* dalam *Production Sharing Contract* di perusahaan minyak dan gas bumi, pemerintah harus mempertimbangkan untuk memenuhi baik tujuan pemerintah dalam rangka mengoptimalkan penerimaan Negara sekaligus dapat menarik investor untuk berinvestasi. Kemudian Pemerintah Indonesia harus terus memperbaiki ketentuan-ketentuan yang terkait dengan *Production Sharing Contract*-nya agar dapat mengoptimalkan penerimaan Negara. Beberapa hal yang harus menjadi perhatian adalah:
 - 1) Agar memperjelas aturan untuk kewajiban memenuhi kebutuhan gas dalam negeri (DMO gas) antara lain masalah harga, siapa yang mendapat prioritas untuk mendapatkan gas dalam negeri dan tata cara penyerahan gas untuk memenuhi kebutuhan dalam negeri.
 - 2) Mempertegas aturan mengenai tidak berlakunya aturan *tax treaty* dalam rangka menghitung *branch profit tax* terutama untuk kontrak sebelum UU Migas. Hal ini bertujuan agar bagian pemerintah (*net share after-tax*) tetap terjaga pada prosentase yang telah ditetapkan.
2. Melakukan control atau pengawasan melalui BPMigas agar insentif-insentif yang diberikan kepada kontraktor untuk peningkatan produksi tidak akan

menjadi disinsentif yang malah tidak menguntungkan bagi negara seperti penganan *investment credit* dan *DMO holiday*.

3. Pemerintah melalui BPMigas harus terus melakukan kontrol atas *cost recovery* melalui *Plan of Development* (POD), *Work Program and Budget* (WP&B) dan *Authorization for Expenditure* (AFE) sehingga biaya-biaya yang terjadi secara efektif dan efisien akan dapat menaikkan produksi. Selain itu pengawasan atas item *cost recovery* harus terus ditingkatkan melalui audit baik audit internal oleh BPMigas sendiri maupun audit oleh auditor eksternal seperti BPK dan BPKP.
4. Pemerintah harus terus menelaah kebijakan-kebijakan terkait dengan *cost recovery*, karena ketidaktepatan dari kebijakan yang diambil akan berdampak kurang baik untuk perkembangan industri ini. Salah satu kebijakan yang dapat berdampak pada jangka panjang adalah adanya pembatasan *cost recovery* karena dengan adanya pembatasan ini akan mengurangi ketertarikan mereka untuk berinvestasi di Indonesia karena mereka tidak mendapat kepastian apakah dana yang mereka investasikan akan segera kembali.
5. Pemerintah melalui BPMigas harus terus mencari cara untuk melakukan penghematan dalam *cost recovery* seperti efisiensi pada pengadaan barang dan jasa yang merupakan pengeluaran terbesar dalam struktur biaya kontraktor, misalnya dengan menerapkan *Supply Chain Management*. Namun dengan harapan akan terjadinya efisiensi tersebut, sebaiknya tidak mengorbankan kepentingan yang lebih besar yaitu dalam rangka peningkatan produksi nasional.

DAFTAR REFERENSI

- BPK RI, *Laporan Hasil Pemeriksaan atas Laporan Keuangan Pemerintah Pusat tahun 2008*, Jakarta, 20 Mei 2009.
- Bindenmann, Kirsten, *Production Sharing Agreement – An Economic Analysis*, Oxford Institute for Energy Studies, 1999.
- Departemen Keuangan *Nota Keuangan dan APBN Tahun Anggaran 2009*
- Dharmadji, Temmy dan Parlindungan, Tumbur, *Fiscal Regime Competitiveness Comparison of Oil and Gas Producing Countries in the Asia Pacific Region: Australia, China, India, Indonesia and Malaysia*, Society of Petroleum Engineers, 2002.
- Haryono, *Akuntansi Perminyakan*, Penerbit Universitas Trisakti, Jakarta, 2003.
- Ikatan Akuntan Indonesia, *PSAK Nomor 29 Akuntansi Minyak dan Gas Bumi*, Jakarta, 2002.
- Johnston, Daniel, *International Petroleum Fiscal System and Production Sharing Contracts*, PennWell Publishing Company, Tulsa Oklahoma, 1994.
- Johnston, Daniel, *International Exploration, Economics, Risk and Contract Analysis*, PennWell Publishing Company, Tulsa Oklahoma, 2003.
- Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral, *Handbook of Energy & Economics Statistics of Indonesia 2009*, Jakarta, 2010.
- Machmud, Tengku Nathan. *The Indonesian Production Sharing Contract – An Investor Perspective*, Kluwer Law International, The Hague, 2000.
- Manao, Hekinus; Saragih, Tetty & P Teddy Setya. *Evaluasi Kelayakan Perpajakan terhadap Kontraktor Minyak Asing*, Pusat Penelitian dan Pengembangan Sistem Pengawasan BPKP, 2001.
- McMichael, Claude L. & Young, E.D. *Guidelines for the Evaluation of Petroleum Reserves and Resources – Chapter 9: Reserve Recognition Under Production-Sharing and Other Nontraditional Agreements*, Society of Petroleum Engineers, 2001.
- Nakhle, Caroline, *Petroleum Taxation – Sharing the Oil Wealth : A Study of Petroleum Taxation Yesterday, Today and Tomorrow*, Routledge Studies in International Business and The World Economy, New York, 2008.

PriceWaterHouse and Coopers, *Oil and Gas in Indonesia – Investment and Taxation Guide*, PWC, Jakarta, 2005.

US Embassy, *Petroleum Report Indonesia 2007 – 2008*, Jakarta, September 2008.

Seba, R.D., *Economics of Worldwide Petroleum Production*, Oil and Gas Consultants International Publications, Tulsa, Oklahoma, 2003

Wright, Charlotte J & Gallun, Rebecca, *International Petroleum Accounting*, PennWell Corporation, Tulsa Oklahoma, 2005.

Artikel:

_____, *Cost Recovery dalam Kontrak Production Sharing Migas dan Gas Bumi di Indonesia*, Makalah untuk Seminar “Cost Recovery: Daya Tarik Investasi Atau Beban Bagi Negara”, Masyarakat Mahasiswa Universitas Trisakti, 11 Juni 2007.

_____, *Tinjauan Historis Yuridis Terhadap Pengusahaan Pertambangan Minyak Bumi Dan Gas Di Indonesia*, BPK RI, tanpa tahun.

_____, *Meninjau Ulang Pembatasan Cost Recovery*, Buletin BPMigas Nomor 60, Desember 2009.

_____, *Cost Recovery Tetap Menarik*, Buletin BPMigas Nomor 57, Mei 2009.

_____, *Meneropong WP&B 2009*, Buletin BPMigas Nomor 56, April 2009.

_____, *Efisiensi Biaya dan Cost Recovery*, Buletin BPMigas Nomor 52, September 2008.

Section 1.01 Lubiantara, Benny. *Kilas Balik PSC Kita*, April 16, 2007 (<http://www.economi-migas.blogspot.com/2007/04/kilas-balik-psc-kita.html>).

Section 1.02

Lubiantara, Benny. *Indonesian Crude Price*, 28 Oktober 2007 (<http://www.economi-migas.blogspot.com/2007/10/indonesian-crude-price-icp.html>).

Lubiantara, Benny, *Investment Credit –Insentif?*, 20 Juni 2007 (<http://www.economi-migas.blogspot.com/2007/06/investment-credit-insentif.html>).

Partowidagdo, Widjayono. *PSC di Indonesia versus Pengusahaan Migas Dunia Cost Recovery versus Peningkatan Produksi Migas di Indonesia*”, 31 Juli 2008 (<http://www.gamil-opinion.blogspot.com/2008/08/makalah-prof-widjajono-partowidagdo.html>).

PSC Discussion Forum, *Domestic Market Obligation- A Closer Look*, 9 Oktober 2008, (<http://www.pscforum.wordpress.com/2008/10/09/domestic-market-obligation-a-closer-look>).

Peraturan Perundang-Undangan:

Undang-undang Nomor 8 Tahun 1971 tentang Perusahaan Pertambangan Minyak Dan Gas Bumi Negara.

Undang-Undang Nomor 44 Prp. Tahun 1960 tentang Pertambangan Minyak Dan Gas Bumi

Undang-Undang Nomor 22 Tahun 2001 tentang Minyak dan Gas Bumi.

Undang-Undang Nomor 7 Tahun 1983 tentang Pajak Penghasilan.

Undang-Undang Nomor 17 Tahun 2000 Perubahan Ketiga atas UU No 7 Tahun 1983 tentang Pajak Penghasilan.

Undang-Undang Nomor 36 Tahun 2008 Perubahan Keempat atas UU No 7 Tahun 1983 tentang Pajak Penghasilan.

Peraturan Pemerintah Nomor 35 tahun 2004 tentang Kegiatan Usaha Hulu Minyak Dan Gas Bumi.

Peraturan Menteri ESDM Nomor 22 tahun 2008 tentang Jenis-Jenis Biaya Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi yang Tidak Dapat Dikembalikan kepada KKKS.

Surat Keputusan Kepala BPMigas Nomor KEP-043/BP00000/2009/SO tentang Pedoman Pelaksanaan Permen ESDM Nomor 22 Tahun 2008.

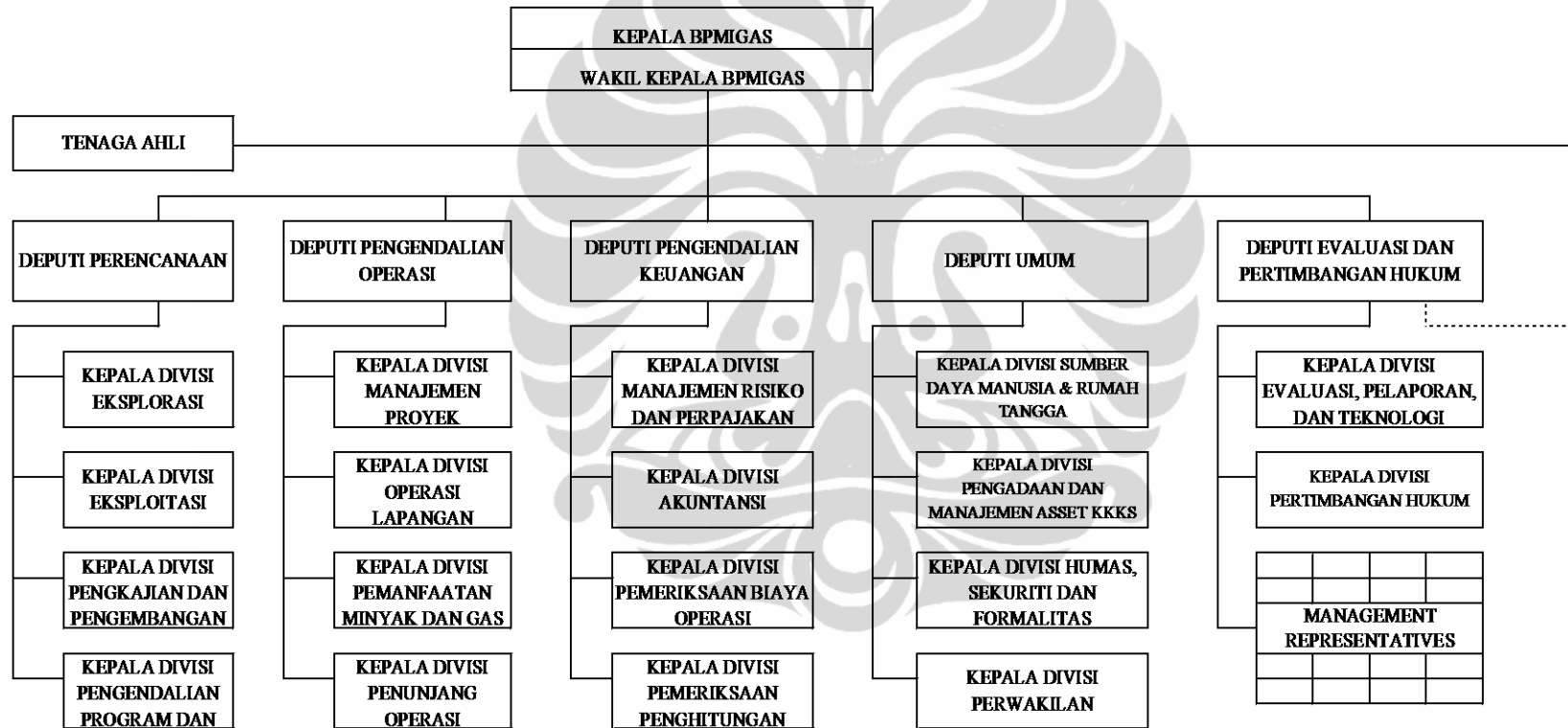
DAFTAR SINGKATAN

AFE	= Authorization For Expenditure
APPI	= Asian Petroleum Price Index
BPMigas	= Badan Pelaksana Kegiatan Hulu Minyak dan Gas Bumi
DDB	= Double Declining Balance
DMO	= Domestic Market Obligation
EOR	= Enhanced Oil Recovery
FC	= Full Cost
FOC	= Foreign Oil Company
FTP	= First Tranche Petroleum
GAAP	= Generally Accepted Accounting Principle
IAS	= International Accounting Standards
ICP	= Indonesian Crude Price
IFRS	= International Financial Reporting Standards
IIAPCO	= Indonesian Independent American Petroleum Company
IMTA	= Ijin Mempekerjakan Tenaga Kerja Asing
JOA/JOB	= Joint Operating Agreement/Joint Operating Body
KKKS	= Kontraktor Kontrak Kerja Sama
NOC	= National Oil Company
PIS	= Placed Into Service
PO	= Purchase Order
POD	= Plan of Development
PNBP	= Penerimaan Negara Bukan Pajak
PSC/PSA	= Production Sharing Contract/ Production Sharing Agreement
RPTKA	= Rencana Penggunaan Tenaga Kerja Asing
SE	= Successful Effort
TAC	= Technical Assistance Contract
WP&B	= Work Program and Budget

Daftar Kontrak PSC yang Masih Aktif

NO	NAMA BLOK	OPERATOR	LOKASI	PENANDATANGAN AN KONTRAK	AREA (KM2)	JENIS KONTRAK
1	Air Komering	PT Cahaya Baturaja	Ons, South Sumatra	Dec-04	4109	PSC Exp
2	Ambalat	Eni Ambalat	Off, East Kalimantan	Sep-99	1990	PSC Exp
3	Ambirip VI	ConocoPhillips	Off, Papua	Sep-06	9649	PSC Exp
4	Anambas	Sanyen Oil and Gas	Off, Natuna	Jun-04	3237	PSC Exp
5	Asahan	Asia Petroleum	Off, North Sumatra	Dec-96	2185	PSC Exp
6	Asmat	Inparol PTE. Ltd	Ons, Papua	Dec-04	30040	PSC Exp
7	Bangkalanai	Bmusa Bangkanai	Ons, Central Kalimantan	Dec-03	6976	PSC Exp
8	Banyumas	Lundin Banyumas	Off, Central Java	May-01	3997	PSC Exp
9	Barito	Altar Sociedade De Investimento Imobiliario	Ons, South Kalimantan	Dec-04	5244	PSC Exp
10	Belida	PT Sele Raya	Ons, South Sumatra	Dec-04	3391	PSC Exp
11	Bengara I	PT Expan Nusantara	Ons, East Kalimantan	Sep-99	3649	PSC Exp
12	Bengara II	Continental Geopetro	Ons, East Kalimantan	Dec-97	3652	PSC Exp
13	Bengkulu	Energy Bengkulu	Ons, Bengkulu	Oct-05	6311	PSC Exp
14	Bentu Segat	Kalila Limited	Ons, Central Sumatra	May-91	1047	PSC Exp
15	Berau	BP Berau Ltd	Ons, Papua	Feb-87	7800	PSC Exp
16	Biliton	Mitra Energy	Off, Java Sea	Dec-03	6578	PSC Exp
17	Binjai	Sinopec	Ons, North Sumatra	Sep-97	3889	PSC Exp
18	Biora	Kufpec Indonesia BV	Ons, Central Java	Oct-96	3431	PSC Exp
19	Bontang	Bontang Exploration Company	Ons, East Kalimantan	Dec-03	2170	PSC Exp
20	Bukat	Eni Bukat Ltd	Off, East Kalimantan	Feb-98	3644	PSC Exp
21	BULUNGAN	Sebada Ltd	Off, East Java	Oct-03	3495	PSC Exp
22	Bulungan	Eni Bulungan BV	Off, East Kalimantan	Dec-04	4048	PSC Exp
23	Bunga Mas	Bunga Mas International	Ons, South Sumatra	Oct-05	2234	PSC Exp
24	Cepu	Mobil Cepu Ltd	Ons, Central Java	Sep-05	919	PSC Exp
25	Citarum	Bumi Parahyangan Ranhill Energia Citarum	Ons, West Java	Oct-05	4440	PSC Exp
26	Donggala	Santos Donggala	Ons, East Kalimantan	Dec-01	3821	PSC Exp
27	East Ambalat	Chevron East Ambalat	Off, East Kalimantan	Dec-04	4740	PSC Exp
28	East Bawean II	Husky Oil Bawean Ltd	Off, East Java	Sep-06	4255	PSC Exp
29	East Kangean	Greenstar Oil Ltd	Off, East Java	Oct-05	5448	PSC Exp
30	East Sepanjang	PT Esasco East Sepanjang	Off, East Java	Dec-04	5083	PSC Exp
31	Ganal	Chevron Ganal	Off, East Kalimantan	Feb-98	2459	PSC Exp
32	Halmahera	Halmahera Petroleum	Ons&Off Maluku	Dec-03	10262	PSC Exp
33	Karapan	Petronas Carigali (Karapan)	Off East Java	Jun-98	1887	PSC Exp
34	Ketapang	ConocoPhillips (Ketapang)	Off East Java	Jun-98	2210	PSC Exp
35	Kisaran	PT Chevron Pacific Indonesia	Ons North Sumatra	May-01	3262	PSC Exp
36	Korinci Baru	Kalila (Korinci Baru)	Ons Central Sumatra	May-97	252.50	PSC Exp
37	Krueng Mane	Eni Krueng Mani Ltd	Off North Sumatra	Sep-99	4717	PSC Exp
38	Lampung II	Petronas Carigali (Lampung II Ltd)	Off Lampung	Sep-06	4140	PSC Exp
39	Lhokseumawe	Zaratex NV	Off, Aceh	Oct-05	5908	PSC Exp
40	Madura	Santos Sandura (Madura Off)	Off, East Java	Dec-97	2125	PSC Exp
41	Makasar	Chevron Makasar Ltd	Off, East Kalimantan	Jan-90	3516	PSC Exp
42	Manokwari	Irian Petroleum	Ons, Papua	Dec-04	6504	PSC Exp
43	Masela	Impex Masela Ltd	Off, Timor Sea	Nov-98	3221	PSC Exp
44	Merangin - I	PT Medco E&P Merangin	Ons, Jambi	Oct-03	3227	PSC Exp
45	Merangin - II	PT Sele Raya	Ons, Jambi	Oct-03	2847	PSC Exp
46	Muara Bakau	Eni Muara Bakau	Off, East Kalimantan	Dec-02	1807	PSC Exp
47	Muriah	PC Muriah Ltd	Off, Central Java	May-91	2789	PSC Exp
48	Muturi	BP Muturi	Ons, Papua	Aug-92	1344	PSC Exp
49	NLE Natuna	Titan Resources (Natuna) Indonesia Limited	Off, Natuna	May-97	1470	PSC Exp
50	Natuna D Alpha	Mobil Natuna D Alpha	Off, Natuna	Jan-80	4165	PSC Exp
51	North Bali - I	Santos Pty Ltd	Off, Bali	Oct-03	3954	PSC Exp
52	North East Madura I	KNOC Nemone Ltd	Off, East Java	Oct-03	4618	PSC Exp
53	North East Madura II	KNOC Nemone Ltd	Off, East Java	Oct-03	3434	PSC Exp
54	North East Madura III	Anadarko Petroleum	Off, East Java	Dec-04	3791	PSC Exp
55	North East Madura IV	Petronas Carigali (Northeast Madura IV)	Off, East Java	Dec-04	3785	PSC Exp
56	North Tanjung	Permintracur Petroleum	Ons, East Kalimantan	Feb-93	1271	PSC Exp
57	Northwest Natuna	Genting Oil & Gas Pte Ltd	Off, Natuna	Dec-04	2305	PSC Exp
58	Nunukan	PT Medco&EP Nunukan	Off, East Kalimantan	Dec-04	4917	PSC Exp
59	Madura Strait	Husky Oil (Madura) Ltd	Off, East Java	Oct-82	2976	PSC Exp
60	Madura Island	Job Pertamina - Medco Madura	Ons, East Java	May-97	2729	PSC Exp
61	Palmerah	Tatey NV	Ons, South Sumatra	Dec-03	1567	PSC Exp
62	Pandan	PT Tropik Energy Pandan	Ons, South Sumatra	Dec-04	2744	PSC Exp
63	Pangkah	Hess (Indonesia Pangkah)	Off, East Java	May-96	1918	PSC Prod
64	Papalang	Anadarko Papalang	Off, East Kalimantan	Dec-01	4200	PSC Exp
65	Pasangkayu	Marathon International	Off, Central Sulawesi	Sep-06	4708	PSC Exp
66	Pasiraman	Job Pertamina - Golden Spike Pasiraman	Ons, South Sulawesi	Feb-98	1717	PSC Exp
67	Popodi	Anadarko Popodi L.Td	Off, East Kalimantan	Dec-01	5438	PSC Exp
68	Rapak	Chevron Rapak Ltd	Off, East Kalimantan	Dec-97	1452	PSC Exp

Struktur Organisasi BPMigas



Ringkasan Generasi PSC Indonesia

Elements	Generation 1 PSC (1965 – 1975)	Generation 2 PSC (1976-1988)	Generation 3 PSC (1988 -sekarang)	Generation Keempat – 1995 Indonesia Timur*	Kontrak Baru (Setelah UU No. 22)
FTP	Tidak ada	Tidak ada	15 – 20%	15%	10% hanya untuk BPMigas dan tidak dibagi ke kontraktor
Cost recovery limit	40%	100%	80 – 85%	85%	90%
Income tax • Effective on net income • On distributable income after tax (with-holding) • Total		• 45% to 35% • 20% or 11% to 13% 56%, 48%	• 35% to 30% • 20% or 13% to 14% 48%, 44%	• 30% • 14% 44%	30% 14% 44%
Equity split Government/ Contractor • oil • gas • oil • gas • oil • gas • oil • gas	Ditentukan dengan basis setelah pajak • 65/35% • N/A.	Ditentukan dengan basis setelah pajak • 85/15% split • 70/30% - 65/35% split. Before tax at 56%: • 65.909/34.091% • 31.8181/68.1819% • 20.4546/79.5454% Before tax at 48%: • 71.1538/28.8462% • 42.308/57.592% • 32.693/67.307%	Ditentukan dengan basis setelah pajak • 85/15% split • 70/30% - 65/35% split. Before tax at 56% • 65.909/34.091% • 31.8181/68.1818% • 20.4546/78.5454% Before tax at 48%: • 71.1538/28.8462% • 42.308/57.592% Before tax at 44%: • 73.215/26.785% • 46.429/53.571% • 37.5/62.5%	Ditentukan dengan basis setelah pajak • 85/15% split • 60/40% split.	Ditentukan dengan basis setelah pajak (berdasarkan negosiasi) • 75/25% split • 60/40% split.
Investment credit	0%	20%	17% to 20%	0%	17% (oil), 55% (gas)
DMO - oil	DMO ditentukan dari 25% bagian kontraktor dari total produksi minyak dengan harga \$0,2/bbl	25% dari bagian kontraktor dari total produksi minyak, full price untuk 5 th pertama, \$0,2/bbl setelahnya	25% dari bagian kontraktor dari total produksi minyak, full price untuk 5 th pertama, 10% dari harga ekspor setelahnya	25% dari bagian kontraktor dari total produksi minyak, full price untuk 5 th pertama, 25% dari harga ekspor setelahnya	maksimal persentase dari bagian kontraktor dari total produksi minyak, full price untuk 5 th pertama, 25% dari harga ekspor setelahnya
DMO - gas	N/A	N/A.	N/A.	N/A.	maksimal persentase dari bagian kontraktor dari total produksi minyak, harga tertimbang rata-rata

Depreciation • oil	Tidak ada perbedaan antara minyak dan gas bumi. DDB atau SLD sbb: •14 tahun untuk production facilities; • 3-18 tahun untuk moveable equipment • 14-20 tahun untuk lainnya	Tujuh tahun untuk capital costs (DDB) dan 10 th amortisasi non capital cost (switching ke SLD)) Setelah 1985, 7 th DB (saldo dari unrecovered capital costs disusutkan seluruhnya pada akhir masa manfaat aset individu)	7 th DB (saldo dari unrecovered capital costs disusutkan seluruhnya pada akhir masa manfaat aset individu)	7 th DB (saldo dari unrecovered capital costs disusutkan seluruhnya pada akhir masa manfaat aset individu)	7 th DB (saldo dari unrecovered capital costs disusutkan seluruhnya pada akhir masa manfaat aset individu)
• Gas		14 tahun (switching ke SLD), Setelah 1985 7 th DB (saldo dari unrecovered capital costs disusutkan seluruhnya pada akhir masa manfaat aset individu) kecuali untuk kontrak tertentu yang masih menggunakan 14 tahun	14 tahun (switching ke SLD), Setelah 1985 7 th DB (saldo dari unrecovered capital costs disusutkan seluruhnya pada akhir masa manfaat aset individu) kecuali untuk kontrak tertentu yang masih menggunakan 14 tahun	7 th DB (saldo dari unrecovered capital costs disusutkan seluruhnya pada akhir masa manfaat aset individu)	7 th DB (saldo dari unrecovered capital costs disusutkan seluruhnya pada akhir masa manfaat aset individu)
Interest recovery	Tidak ada	Tidak ada	Ada	Ada	Ada
Abandonment liability to PSC Contractor	Tidak ada	Tidak ada	Tidak ada. Setelah th 1985 PSC menghendaki kontraktor untuk menyediakan abandonment	Tidak ada. Setelah th 1985 PSC menghendaki kontraktor untuk menyediakan abandonment	PSC menghendaki kontraktor untuk menyediakan abandonment

Ringkasan Generasi PSC Indonesia (Lanjutan)

Elements	Paket Insentif		Kontrak Baru (Setelah UU No. 22)
	1988, 1989, 1992	1995 east frontier	
Minyak – after tax equipment split Government/Contractor	<p>Frontier production:</p> <ul style="list-style-type: none"> • <50 MBOD = 80%:20%; • 50 – 150 MBOD = 80%:15%; <p>and</p> <ul style="list-style-type: none"> • >150 MBOD = 90%:10%. <p>Conventional area = 85%:15%</p> <p>Marginal fields and BOR in Tertiary reservoir:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Conventional area = 80%:20%; • Frontier = 75%:25% Pre-Tertiary and deep sea (over 600 ft) production; and • Incremental split as for frontier production. <p>Field development in frontier areas = 80%:20%</p> <p>Field development in areas with water depth >1500m = 75%:25%.</p> <p>Frontier production =</p>	65/35% without investment credit.	Negotiable.
Gas – after tax equity split Government/Contractor	<p>Frontier production = 70%:30%.</p> <p>Conventional area = 70%:30%.</p> <p>Field development in conventional areas = 60%:35%.</p> <p>Field development in frontier areas = 60%:40%.</p> <p>Field development in areas with water depth >1500m = 55%:45%.</p>	60/40% without investment credit.	Negotiable.
DMO oil fee	10% to 15% of export price (after first five years).	25% of export price (after first five years).	Maximum of 25% of Contractors' share using WAP.
Investment Credit	<p>For deep sea areas: 110% (oil) over (600 ft):55% (gas).</p> <p>Development areas:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Pre-Tertiary reservoir rocks = 110% for oil and gas. • Water depth 200 – 1500m = 110% for oil and gas. • Water depth below 1500 m = 125% for oil and gas. 		Brown field and marginal field incentives provided.
Additional cost recovery for marginal fields			20%

Lampiran 4.

Perbandingan *System Fiscal* Indonesia dengan Berbagai Negara

	Australia	China	India	Indonesia	Malaysia
Type	1. Royalty Excise 2. PRRT	Production Sharing	Production Sharing	Production Sharing	Production Sharing
Jangka Waktu - Eksplorasi - Produksi	6 tahun 21 tahun	7 tahun 15 tahun	7 tahun 20 tahun	3 tahun 20 tahun	5 tahun 20 tahun
Bonus - Signature bonus - Production bonus	Tidak ada	Ya Tidak	Tidak ada	Ya Ya	Tidak ada
Royalty	1. Royalty 10%-12,5 % berdasarkan tk. produksi 2. PRRT 40%	Bervariasi berdasarkan tingkat produksi	12.5% onshore 10% offshore	Effective royalty dengan FTP	10%
Cost Recovery	-	Dibatasi 50% dari gross revenue	Tidak ada pembatasan	Dibatasi 80% dari gross revenue	Dibatasi berdasarkan R/C Ratio
Profit Share (pem/kont.)	Tidak ada	Bervariasi berdasarkan annual gross production	Bervariasi berdasarkan Investment Multiple	71.15% / 28.85% (tergantung saat ditandatangani)	Bervariasi berdasarkan R/C Ratio
Pajak	36%	33%	50%	48% (tergantung saat ditandatangani)	45% 25% duty on profit exported
Lainnya				Domestic Market Obligation	70% supplementary payment if price over base