

**ANALISIS PERBANDINGAN TERMIN FISKAL *PRODUCTION SHARING CONTRACT* DI INDONESIA, *PRODUCTION SHARING CONTRACT NON COST RECOVERY* DAN *PRODUCTION SHARING CONTRACT* DI MALAYSIA**

**TESIS**

**DIAH AYUDYA GALAWIDYA  
0606147195**



**UNIVERSITAS INDONESIA  
FAKULTAS EKONOMI  
PROGRAM STUDI MAGISTER MANAJEMEN  
JAKARTA  
DESEMBER 2008**

**ANALISIS PERBANDINGAN TERMIN FISKAL *PRODUCTION SHARING CONTRACT* DI INDONESIA, *PRODUCTION SHARING CONTRACT NON COST RECOVERY* DAN *PRODUCTION SHARING CONTRACT* DI MALAYSIA**

**TESIS**

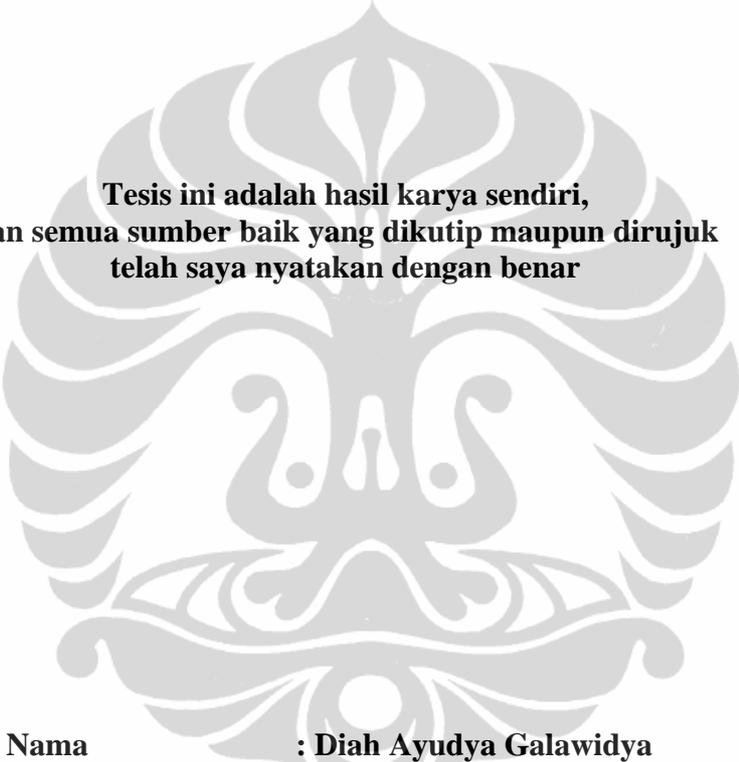
**Diajukan sebagai salah satu syarat untuk memperoleh gelar magister manajemen**

**DIAH AYUDYA GALAWIDYA  
0606147195**



**UNIVERSITAS INDONESIA  
FAKULTAS EKONOMI  
PROGRAM STUDI MAGISTER MANAJEMEN  
JAKARTA  
DESEMBER 2008**

## HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS



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

**Nama : Diah Ayudya Galawidya**  
**NPM : 0606147195**  
**Tanda Tangan :**  
**Tanggal :**

## HALAMAN PENGESAHAN

Tesis ini diajukan oleh :  
Nama : Diah Ayudya Galawidya  
NPM : 0606147195  
Program Studi : Magister Manajemen  
Judul Tesis : Analisis Perbandingan Termin Fiskal  
*Production Sharing Contract* di Indonesia,  
*Production Sharing Contract Non Cost  
Recovery* dan *Production Sharing Contract*  
di Malaysia

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

### DEWAN PENGUJI

Pembimbing : Ancella A. Hermawan, MBA ( )  
Penguji : Dr. Cynthia A. Utama ( )  
Penguji : Imo Gandakusumo, MBA ( )

Ditetapkan di : Jakarta

Tanggal :

## KATA PENGANTAR

Puji syukur saya panjatkan kepada Tuhan Yang Maha Esa, atas berkat dan rahmat-Nya, saya dapat menyelesaikan tesis ini. Penulisan tesis ini dilakukan dalam rangka memenuhi salah satu syarat untuk mencapai gelar Magister Manajemen pada Fakultas Ekonomi Universitas Indonesia. 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) Ancella Aniwati H SE, MBA, selaku dosen pembimbing yang telah menyediakan waktu, tenaga, dan pikiran untuk mengarahkan saya dalam penyusunan tesis ini;
- (2) Almarhumah Mama tercinta yang memberikan motivasi kepada saya untuk mengambil S2 ini, semoga mama mendapatkan tempat yang paling terbaik di sisi Allah, mama selamat jalan saya akan selalu mendoakan mama. Terima kasih mama dan saya cinta mama selalu.
- (3) Papa dan keluarga saya yang telah memberikan bantuan dukungan material dan moril;
- (4) Sahabat dan keluarga saya di kampus khususnya kelas G-06 yang telah membantu dan mengisi hari-hari perkuliahan saya dengan menyenangkan.
- (5) Suami saya tercinta, Bayu Putro Utomo Onodera yang telah banyak mendukung saya dan selalu setia mendampingi saya.

Akhir kata, saya berharap Tuhan Yang Maha Esa berkenan membalas segala kebaikan semua pihak yang telah membantu. Semoga tesis ini membawa manfaat bagi pengembangan ilmu.

Jakarta,

Diah Ayudya Galawidya

## HALAMAN PERNYATAAN PERSETUJUAN PUBLIKASI TUGAS AKHIR UNTUK KEPENTINGAN AKADEMIS

---

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

Nama : Diah Ayudya Galawidya  
NPM : 0606147195  
Program Studi : Magister Manajemen  
Departemen : Keuangan  
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 Perbandingan Termin Fiskal *Production Sharing Contract* di Indonesia, *Production Sharing Contract Non Cost Recovery* dan *Production Sharing Contract* di Malaysia

Beserta perangkat yang ada (jika diperlukan). Dengan Hak Bebas Royalti Noneksklusif ini Universitas Indonesia berhak menyimpan, mengalihmedia/formatkan, mengelola dalam bentuk pangkalan data (*database*), merawat, dan memublikasikan tugas akhir saya tanpa meminta izin dari 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 :  
Yang menyatakan,

(Diah Ayudya Galawidya)

## ABSTRAK

Nama : Diah Ayudya Galawidya  
Program Studi : Magister Manajemen  
Judul : Analisis Perbandingan termin fiskal *Production Sharing Contract* di Indonesia, *Production Sharing Contract Non Cost Recovery* dan *Production Sharing Contract* di Malaysia

Termin fiskal adalah salah satu faktor yang teramat penting dipertimbangkan untuk keputusan investasi di dalam minyak dan gas. *Royalty, cost recovery, contractor share, domestic market obligation, investment credit, first tranche petroleum*, dan tarif pajak (*tax*) mempunyai pengaruh yang signifikan untuk keputusan investasi.

Karya akhir ini menganalisa dan membandingkan termin fiskal PSC di Indonesia, PSC *Non Cost Recovery*, dan PSC di Malaysia. Dalam rangka menganalisa keuntungan dan kerugian dari setiap termin fiskal diperlukan analisis ekonomi dengan data lapangan yang sama dengan aplikasi dari termin fiskal yang berbeda. Termin fiskal yang umum digunakan dalam analisis karena investor biasanya dapat menegosiasikan termin spesial dengan pemerintah.

Informasi pada karya akhir ini sangat berguna bagi pemerintah ketika menginginkan termin fiskal yang kompetitif dibandingkan dengan termin fiskal di negara lain dalam hal ini Malaysia sejak Malaysia mengirimkan staf-staf Petronas untuk belajar di Indonesia namun hasilnya Malaysia lebih sukses dibandingkan di Indonesia dan yang terutama adalah mengatasi masalah di Indonesia sekarang ini yaitu masalah *cost recovery* yang semakin meningkat sedangkan produksi dan harga minyak semakin menurun. Analisis mendalam termin fiskal tersebut adalah sangat penting untuk industri minyak dan gas sehingga akan menambah pengetahuan dasar dari industri ini.

Kesimpulan dan rekomendasi dibuat dari pengaruh perbedaan termin fiskal dari *cash flow* dan *profitability* perusahaan minyak dan gas dan pengaruhnya terhadap kebijaksanaan pemerintah.

Kata kunci:

Termin fiskal, *cost recovery*, *non cost recovery*



## ABSTRACT

Name : Diah Ayudya Galawidya  
Study Program : Magister Management  
Title : Fiscal Terms Comparison Analysis Production Sharing Contract in Indonesia, Production Sharing Contract Non Cost Recovery and Production Sharing Contract in Indonesia

Fiscal Regimes is one of the most important factors to be considered for investment decisions in oil and gas industry. Royalty rate, cost recovery, contractor share, domestic market obligation, investment credit, first tranche petroleum and tax rate have a significant effect on the investment decisions.

The paper examines and compares the fiscal regimes PSC in Indonesia, PSC Non Cost Recovery and PSC in Malaysia. In order to analyze the advantages and disadvantages of each fiscal regime, the economic analysis of the same fields with the applications of those different fiscal regimes. Generic fiscal terms are used in the analysis since contractors usually can negotiate the special terms with governments.

The information of this paper is useful for the governments when they want to assess their fiscal regime competitiveness compared to other fiscal regime especially Malaysia since Malaysia delivered their Petronas's staffs to learn in Indonesia but the result is now on Malaysia more success than Indonesia and the most important is to handle the current situations in Indonesia which are the cost recoveries are increasing but the productions and oil price are getting decrease. In depth analysis on fiscal regimes of those countries is very important for oil and gas industry and it will add to the knowledge base of this industry.

Conclusions are made of the effects of these different fiscal regimes on oil and gas company cash flow and profitability and how they affect government policy.

Key words:

Fiscal terms, cost recovery, non cost recovery



# DAFTAR ISI

## Halaman

HALAMAN JUDUL.....	i
HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS .....	ii
HALAMAN PENGESAHAN .....	iii
KATA PENGANTAR .....	iv
HALAMAN PERNYATAAN PERSETUJUAN PUBLIKASI KARYA ILMIAH UNTUK KEPENTINGAN AKADEMIS .....	v
ABSTRAK.....	vi
DAFTAR ISI .....	x
DAFTAR TABEL .....	xiii
DAFTAR GAMBAR .....	xiv
DAFTAR LAMPIRAN .....	xv
<b>1. PENDAHULUAN .....</b>	<b>1</b>
1.1. Latar Belakang.....	1
1.2. Perumusan Masalah.....	2
1.3. Batasan Permasalahan .....	6
1.4. Tujuan Penulisan .....	7
1.5. Metodologi .....	7
1.6. Sistematika Pembahasan .....	8
<b>2. TINJAUAN PUSTAKA .....</b>	<b>10</b>
2.1. Manajemen Keuangan Perusahaan.....	10
2.1.1. Penyusutan Aktiva Tetap .....	10
2.1.2. Prinsip Akuntansi Perminyakan.....	12
2.1.3. Analisis Keekonomian Investasi .....	13
2.1.3.1. NPV ( <i>Net Present Value</i> ) .....	15
2.1.3.2. IRR ( <i>Internal Rate of Return</i> ).....	17
2.2. Manajemen Risiko dan Analisis Sensitivitas .....	18

<b>3. PSC, PSC NON COST RECOVERY, PSC DI MALAYSIA DAN PROFIL PERUSAHAAN.....</b>	<b>21</b>
3.1. PSC.....	21
3.1.1. Landasan Hukum.....	21
3.1.2. Sistem Kontrol.....	22
3.1.3. Sejarah PSC .....	23
3.1.4. Bentuk PSC .....	28
3.1.4.1. Jangka Waktu, Komitmen dan Wilayah Kerja .....	28
3.1.4.2. <i>Cost Recovery</i> .....	29
3.1.4.3. Definisi <i>Operating Cost</i> .....	30
3.1.4.4. Komponen <i>Operating Cost</i> .....	30
3.1.5. <i>Production Sharing Contract</i> (Kontrak Bagi Hasil) .....	30
3.1.5.1. Prinsip Dasar Bagi Hasil .....	30
3.1.5.2. Termin Fiskal di Indonesia.....	31
3.1.5.3. Bagi Hasil Minyak.....	32
3.1.5.4. Bagi Hasil Gas .....	33
3.1.6. <i>First Tranche Petroleum</i> (FTP).....	34
3.1.7. <i>Investment Credit</i> .....	34
3.1.7.1. Paket Insentif I.....	34
3.1.7.2. Paket Insentif II .....	35
3.1.8. <i>Domestic Market Obligation</i> (DMO) .....	35
3.1.8.1. Prinsip Dasar DMO .....	35
3.1.8.2. DMO sebagai Insentif Eksplorasi.....	35
3.2. <i>PSC Non Cost Recovery</i> .....	36
3.3. PSC Malaysia .....	38
3.3.1. Sejarah PSC Malaysia .....	38
3.3.2. Bentuk PSC Malaysia.....	40
3.3.2.1. Termin Fiskal di Malaysia.....	41
3.3.2.2. Diagram Alir Perhitungan PSC Malaysia.....	42
3.4. Profil Perusahaan.....	44

3.5. Sejarah PT Z.....	45
3.5.1. Sejarah Lapangan X.....	46
3.5.2. Sejarah Lapangan Y.....	46
<b>4. ANALISIS LINGKUNGAN BISNIS MIGAS.....</b>	<b>48</b>
4.1. Analisis Lingkungan Bisnis Hulu Migas.....	48
4.2. Analisis Industri.....	49
4.3. Karakteristik Investasi Migas di Indonesia .....	51
<b>5. ANALISIS DAN PEMBAHASAN .....</b>	<b>54</b>
5.1. Kasus Dasar .....	54
5.2. Sensitivitas.....	60
5.2.1. Hasil Analisis Sensitivitas Variabel untuk Lapangan Gas.....	61
5.2.2. Hasil Analisis Sensitivitas Variabel untuk Lapangan Minyak.....	69
5.3. Analisis PSC, PSC <i>Non Cost Recovery</i> , PSC di Malaysia.....	77
5.3.1. PSC.....	77
5.3.2. PSC <i>Non Cost Recovery</i> .....	78
5.3.3. PSC di Malaysia.....	80
5.4. Kesimpulan Hasil Analisis PSC, PSC <i>Non Cost Recovery</i> dan PSC di Malaysia.....	81
<b>6. KESIMPULAN DAN REKOMENDASI.....</b>	<b>82</b>
6.1. Kesimpulan .....	82
6.2. Rekomendasi .....	85
<b>DAFTAR REFERENSI.....</b>	<b>86</b>
<b>GLOSSARY</b>	

## DAFTAR LAMPIRAN

<u>Lampiran</u>	<u>Halaman</u>
Lampiran 1. Hasil Perhitungan Keekonomian PSC Gas di Indonesia.....	L1
Lampiran 2. Hasil Perhitungan Keekonomian PSC <i>Non Cost Recovery</i> Gas.....	L2
Lampiran 3. Hasil Perhitungan Keekonomian PSC <i>Revenue over Cost</i> Gas.....	L3
Lampiran 4. Hasil Perhitungan Keekonomian PSC Minyak di Indonesia.....	L4
Lampiran 5. Hasil Perhitungan Keekonomian PSC <i>Non Cost Recovery</i> Minyak.	L5
Lampiran 6. Hasil Perhitungan Keekonomian PSC <i>Revenue over Cost</i> Minyak .	L6



## DAFTAR TABEL

<u>Tabel</u>	<u>Halaman</u>
2.1. Tabel Tingkat Diskonto $r$ terhadap Investasi .....	17
3.1. Tabel Termin Fiskal PSC di Indonesia .....	30
3.2. Evolusi dari PSC berbanding lurus dengan perubahan lingkungan.....	37
3.3. Durasi dari PSC (dalam tahun) .....	38
3.4. Perbandingan Pendapatan Kontraktor.....	38
3.5. Konsep PSC yang berlaku di Malaysia.....	39
3.6. Termin Fiskal PSC di Malaysia .....	40
3.7. Perbedaan PSC, PSC <i>Non Cost Recovery</i> , PSC <i>Revenue over Cost</i> .....	42
3.8. Luas wilayah kerja PT Z.....	43
5.1. Termin Fiskal dan Asumsi Kontrak Minyak dan Gas Bumi.....	54
5.2. <i>Recovery over Cost</i> PSC Malaysia.....	54
5.3. Data Biaya dan Produksi Gas di Lapangan X .....	55
5.4. Data Biaya dan Produksi Minyak di Lapangan Y .....	56
5.5. Perbandingan Indikator Keuntungan PSC, PSC <i>Non Cost Recovery</i> dan PSC Malaysia .....	57
5.6. Faktor Pengaruh Keekonomian PSC, PSC <i>Non Cost Recovery</i> dan PSC Malaysia.....	59

## GLOSSARY

### ***Contractor Share***

Pendapatan kontraktor sebelum dikurangi pajak dan kewajiban DMO.

### ***Contractor Take***

Pendapatan kontraktor setelah dikurangi pajak dan kewajiban DMO.

### ***Cost Recovery***

Pengembalian semua biaya yang telah dikeluarkan oleh kontraktor, apabila berhasil memproduksi migas secara komersial.

### ***Cost Recovery Limit***

Dalam satu tahun kalender, biaya biaya yang boleh dibebankan oleh contractor dibatasi sampai sekian persen dari gross revenue. Sisanya dapat di carry forward ke tahun berikutnya. Besarnya limit bervariasi mulai dari 30% gross revenue sampai 100%.

### ***Domestic Market Obligation***

Kontraktor menyetujui pada tahap produksi komersial untuk menyerahkan minyak mentah yang menjadi bagiannya dipasarkan di dalam negeri untuk mensuplai kebutuhan pasar dalam. Kewajiban kontraktor ini ditentukan menurut rasio proporsional terhadap produksi total seluruh kontraktor. Batasan lainnya yakni mengenai kewajiban ini tidak boleh melebihi 25% dari produksi total kontraktor PSC. DMO ini tidak berlaku untuk gas.

### ***Enhanced Oil Recovery***

Salah satu cara untuk kembali meningkatkan produksi minyak di Indonesia pada lapangan yang sudah tua.

### ***First Tranche Petroleum***

FTP merupakan penyisihan jumlah tertentu dari produksi setiap tahun sebelum diperuntukkan untuk pengembalian biaya. Prinsip FTP ini mirip dengan pembatasan Cost Recovery.

### ***Government Share***

Pendapatan pemerintah sebelum pajak dan kewajiban DMO.

### ***Government Take***

Pendapatan pemerintah setelah pajak dan kewajiban DMO.

### ***Investment Credit***

Salah satu bentuk insentif untuk pengembangan lapangan dengan syarat mutlak yakni *directly production facilities* dan “49% dari produksi”.

### **Lapangan Marjinal**

Lapangan minyak dan gas yang mendapatkan insentif dari pemerintah sebagai tambahan penggantian biaya eksplorasi dan eksploitasi 20 persen lebih besar dari yang disetujui oleh pemerintah jika tingkat pengembalian investasi (*rate of return/ROR*) kurang dari 15 persen. Insentif ini tidak diberikan apabila terjadi perbaikan ROR lebih dari 30 persen selama masa produksi.

### ***Recovery over Cost***

Kumulatif *revenue* dibagi dengan kumulatif *cost*. *Revenue* disini adalah *cash inflow* kontraktor yang terdiri dari: *cost* dan *profit oil/gas*.

### ***Royalty***

Dalam konsesi kontraktor menjadi pemilik dari hidrokarbon yang diproduksi dengan kewajiban membayar *royalty* dalam bentuk fisik (minyak atau gas) atau dalam bentuk tunai, pada waktu mereka dikeluarkan dari dalam tanah dan mencapai kepala sumur.

### ***Unused Cost Oil atau Excess Cost Oil***

*Excess cost oil* adalah biaya-biaya (*depresiasi capex + opex + unrecovered previous cost*) pada tahun kalender itu lebih kecil dari *cost recovery limit*, maka sisanya disebut *excess cost oil*

## BAB 1

### PENDAHULUAN

#### 1.1. Latar Belakang

Akhir-akhir ini masalah pengembalian biaya (“*cost recovery*”) sering dibicarakan oleh media massa khususnya pemberitaan mengenai *cost recovery* yang terus meningkat sementara pada saat yang sama produksi terus menurun. Begitu pula diskusi mengenai pro dan kontra dengan sistem Kontrak Kerja Sama (“KKS”) atau *Production Sharing Contract* (“PSC”) di Indonesia.

Pertama, secara alamiah sumur minyak dan gas (“migas”) itu akan terus menurun produksinya, sebagian besar lapangan-lapangan yang beroperasi di Republik Indonesia saat ini merupakan lapangan yang sudah tua (*mature*) sehingga produksinya akan terus menurun (*declining stage*). Pada periode menurun ini, perusahaan migas akan berusaha kuat untuk menemukan cadangan/lapangan baru, melakukan optimasi produksi supaya laju penurunan produksi (*decline rate*) tidak tambah turun. Dalam kaitannya dengan fase yang terjadi pada lapangan migas ini, yaitu: eksplorasi, pengembangan, produksi (*plateau, decline*), ada *time lag* yang cukup lama antara penemuan baru (dalam Wilayah Kerja yang sudah berproduksi) dengan produksi, biaya eksplorasi dapat langsung dibebankan karena dalam satu Wilayah Kerja, sementara manfaatnya baru dapat dirasakan beberapa tahun kemudian. Dengan demikian, agak sulit membandingkan industri migas dengan industri secara umum dalam kaitannya dengan menyamakan biaya dengan pendapatan.

Adanya sifat dasar bisnis tersebut perlu dipahami untuk memperoleh pemahaman yang komprehensif namun bukan untuk menjustifikasi bahwa *cost recovery* yang tinggi ini dibolehkan, justru efisiensi biaya harus ditingkatkan pada saat tahapan *decline* ini. Pengeluaran-pengeluaran ataupun proyek-proyek yang tidak terkait langsung dengan penambahan cadangan dan atau produksi merupakan sasaran untuk pengurangan biaya. Disinipun perlu hati-hati karena

pada saat *mature stage* ini, lapangan-lapangan tua tetap perlu pemeliharaan peralatan atau mungkin mengganti fasilitas sarana penunjang karena umurnya sudah tua. Disinilah dilematisnya, apabila tidak dilakukan penggantian atau perbaikan, bisa jadi akan menimbulkan masalah lingkungan yang serius, sebaliknya apabila dilakukan penggantian, tentu akan menimbulkan tambahan beban *cost recovery*.

Namun demikian, masih banyak upaya yang bisa dilakukan dalam rangka menekan *cost recovery*, khusus untuk perusahaan-perusahaan migas internasional yang cukup banyak menggunakan tenaga kerja asing (“TKA”), pada saat *declining stage* ini sebenarnya saat yang tepat untuk melakukan pengurangan TKA secara signifikan. Memaksimalkan ahli Indonesia yang saat ini malah berkeliaran di luar negeri, dengan fasilitas dan *benefit* yang sedikit di bawah apa yang diterima *expatriate* sehingga mereka akan kembali berkiparah di Indonesia.

Hal yang perlu dipahami bahwa makin tinggi *cost recovery*, tidak hanya merugikan Negara, tetapi kontraktor juga tidak diuntungkan.

Bagaimana mengontrol biaya? Mengapa di Negara lain yang memakai PSC, tidak terjadi apa-apa? Apakah PSC perlu diganti menjadi model lain?

## 1.2. Perumusan Masalah

Pemerintah akan mengkaji kembali pola bagi hasil antara pemerintah dengan perusahaan-perusahaan migas menyusul temuan Badan Pemeriksa Keuangan (BPK) maupun Badan Pengawasan Keuangan dan Pembangunan (BPKP) atas kelemahan pola bagi hasil yang ada sekarang ini. Model kontrak atau kerjasama migas antara Pemerintah dengan perusahaan-perusahaan migas dapat dibagi menjadi 3 (tiga) jenis, yaitu: *Consession* (belakangan lebih populer dengan istilah *Royalty/Tax*, *PSC*, kadang disebut juga *Production Sharing Agreement* (“*PSA*”) dan terakhir *Service Contract*. Setiap Negara tentu mempunyai alasan mengenai jenis kontrak mana saja yang akan dipilih, tidak heran kalau suatu Negara bisa saja mempunyai lebih dari satu macam model kontrak, malah bisa saja 3 (tiga) jenis kontrak tersebut tersedia.

Banyak hal yang membedakan model kontrak/kerjasama tersebut, baik aspek legal (*transfer of ownership*), pengakuan cadangan dan metoda pembagian revenue antara Negara dengan perusahaan migas. Dari segi *transfer of ownership*, sistem *Royalty Tax* yang paling ekstrim, dalam arti kepemilikan minyak tersebut di transfer ke perusahaan migas, perusahaan timbul kewajiban untuk membayar *royalty* dan pajak. Pada sistem PSC, pada dasarnya kepemilikan aset migas tetap berada di Pemerintah, namun demikian, kontraktor dapat memiliki bagiannya berupa keuntungan (*profit*) migas dan *cost recovery*. Perbedaan utama adalah dimana terjadinya *point of transfer of ownership* tersebut, jadi dalam sistem PSC, *transfer of ownership* bagian kontraktor terjadi pada *point of export*, sementara, kalau sistem *Royalty Tax*, *point of transfer* langsung terjadi di *wellhead* (kepala sumur). Sedangkan pada sistem *service contract*, secara umum dalam model *Service Contract*, tidak terjadi *transfer of ownership*.

Kalau dilihat dari aspek pengakuan cadangannya (*reserve recognition*), jika dilihat dari perspektif perusahaan migas, tingkat pengakuan cadangan ini berbanding lurus dengan tingkat kepemilikan, dengan demikian, kalau diurut akan seperti ini: *Service Contract*, PSC, *Royalty Tax*. Makin ke arah *Royalty Tax* makin besar tingkat pengakuan cadangan migasnya.

Kalau dilihat dari aspek metoda pembagian *revenue*, untuk sistem *Royalty Tax*, secara umum Pemerintah hanya memperoleh *royalty* dan pajak. Sementara sistem PSC, Pemerintah akan mendapat *royalty*, *profit* migas dan pajak. Tentu hal ini tidak berlaku umum, sebagian PSC tidak mengenakan *royalty*, untuk kasus di Indonesia, menggunakan FTP, mirip *royalty* hanya saja FTP ini dibagi antara Pemerintah dengan perusahaan migas. Sedangkan *Service Contract*, pada dasarnya semuanya akan masuk ke pundi Pemerintah, Pemerintah hanya *reimburse* atau *re-cover* biaya-biaya termasuk bunga yang diizinkan ditambah *fee* atau *remuneration*.

*Service Contract* tentu paling menarik bagi Pemerintah dan kurang menarik dari sisi investor, umumnya negosiasi *Service Contract* terbatas untuk proyek-proyek dalam rangka peningkatan produksi, sehingga risikonya lebih

kearah risiko kegagalan teknologi dibanding risiko eksplorasi. Kalau mau menawarkan Wilayah Kerja baru, tentu tidak menarik kalau menawarkan model *Service Contract*, mungkin tidak ada investor yang tertarik. Jika ingin menggunakan model *Service Contract* untuk kasus di Indonesia, terbatas pada pengelolaan lapangan-lapangan tua, lapangan marjinal, aplikasi teknologi *Enhanced Oil Recovery* (“EOR”) dan proyek-proyek terkait dengan peningkatan produksi.

Untuk sistem *Royalty Tax*, seperti dibahas sebelumnya, didalam sistem *Royalty Tax*, Pemerintah tidak mendapat *profit* migas, jadi hanya memperoleh *royalty* dan pajak. Masalah akan timbul apabila ternyata terjadi kenaikan harga minyak yang tinggi atau ternyata cadangannya sangat besar, maka Pemerintah tidak dapat apa-apa, paling pajaknya meningkat. Di beberapa Negara kalau ada kejadian tersebut, biasanya Pemerintah mengenakan tambahan pajak berupa *windfall profit tax*. Namun untuk sistem *Royalty Tax* ada *transfer of ownership* terjadi di kepala sumur, di Indonesia system ini tidak dapat dilakukan karena bertentangan dengan UUD 45 pasal 33 (2): cabang produksi yang penting bagi negara dan yang menguasai hajat hidup orang banyak dikuasai oleh Negara dan (3): bumi dan air dan kekayaan yang terkandung di dalamnya dikuasai oleh Negara dan dipergunakan sebesar-besarnya untuk kepentingan rakyat.

Penjelasan tersebut di atas menjelaskan bahwa kedua kontrak selain PSC tersebut tidak dapat digunakan sebagai pembanding oleh karenanya untuk mengatasi masalah *cost recovery* maka penulis akan mengkaji dan mengevaluasi model kontrak kerjasama antara PSC di Indonesia dibandingkan dengan PSC *Non Cost Recovery* dimana bagian kontraktor masih kotor (belum dikurangi *cost recovery*), oleh karenanya agar PSC *Non Cost Recovery* dapat memberikan keuntungan sama dengan PSC maka akan dinaikkan bagian kontraktornya.

Selain PSC *Non Cost Recovery* bisa dijadikan alternatif untuk mengatasi masalah *cost recovery*, kalau kita lihat model-model kontrak perminyakan di dunia ini, banyak juga yang menggunakan *cost recovery limit*, artinya dalam satu tahun kalender, biaya-biaya yang boleh dibebankan oleh kontraktor dibatasi

sampai sekian persen dari *gross revenue*. Sisanya dapat di *carry forward* ke tahun berikutnya. Besarnya *limit* bervariasi mulai dari 30% *gross revenue* sampai 100% (kalau 100% jadinya *no cost recovery limit*). Biasanya negara yang memakai *cost recovery limit* sampai kecil sekali (misal: 25-50%), umumnya tidak mengenakan *royalty*, jadi dari *gross revenue* bisa langsung potong buat *cost recovery*, oleh karenanya diberi limit karena jika tidak maka nantinya bisa habis untuk *me-cover cost* saja, pemerintah tidak mendapat bagian di awal-awal produksi.

Sebenarnya yang lebih dibahas mengenai istilah yang biasanya muncul dari model kontrak tersebut yaitu ada *cost recovery limit*-nya, yaitu: *unused cost oil* atau *excess cost oil*. Definisi dari *excess cost oil* adalah biaya-biaya (depresiasi *capital expenditure* + *operational expenditure* + *unrecovered previous cost*) pada tahun kalender itu lebih kecil dari *cost recovery limit*, maka sisanya disebut *excess cost oil*, contoh: untuk satu tahun kalender, total biaya dari komponen biaya-biaya tersebut adalah 30 MM\$, kemudian *gross revenue* misal 100 MM\$, karena *cost recovery limit* = 40%, maka *excess cost oil*-nya sebesar 10 MM\$.

Pada umumnya, *excess cost oil* itu dibagi antara pemerintah dengan kontraktor dimana proporsinya sama dengan *profit oil split*, atau dengan kata lain, karena proporsi pembagiannya sama, maka dikatakan: *excess cost oil* itu langsung masuk ke *profit oil*.

Ada juga yang lain lagi, *excess cost oil* itu dibagi antara kontraktor dengan pemerintah, tapi proporsi pembagiannya beda dengan *profit oil split*, bisa lebih baik juga lebih buruk buat kontraktor. Kalau kasus yang lebih baik buat kontraktor, contohnya model R/C nya Malaysia.

Jadi, perlakuan *excess cost oil* ini harus jelas, kecenderungannya sekarang yaitu model *excess cost oil* langsung masuk ke pemerintah mulai berkurang, dianggap tidak terlalu baik karena tidak mendorong kontraktor untuk melakukan *cost saving*, karena semuanya masuk ke pemerintah, lebih baik *cost*-nya diperbesar saja sekalian.

Kalau model R/C Malaysia, mendorong kontraktor untuk lebih *cost effective*, karena kalau melakukan *cost saving*, *excess cost oil*-nya akan dapat lebih besar, dibanding dari *profit oil split*.

Sebenarnya banyak negara yang menerapkan sistem PSC dengan model R/C diantaranya seperti Angola, Banglades, Cina, Mesir, India, Nigeria, dan Malaysia, namun membandingkan termin PSC antara Indonesia dengan Malaysia sangatlah menarik. Kembali ke tahun 1970-an, waktu itu Indonesia memiliki Pertamina yang sudah cukup maju sistem pemanggilan investor perminyakannya. Cikal bakal Pertamina sendiri sudah ada sejak tahun 1960, dahulu dengan Pemina dan Pertamina. Tahun 1970-an itu Malaysia mengirimkan staf-staf Petronas terbaiknya untuk belajar di Pertamina. Namun saat ini yang terjadi justru sang murid sudah lebih maju dan lebih bagus dari sang guru.

Oleh karenanya penulis akan membandingkan apa yang dipelajari Petronas dari Indonesia dan sebagai gantinya apakah dapat dimanfaatkan di Indonesia. Banyak sekali bahan yang dapat dipelajari namun hanya salah satu yang disorot di sini yaitu investasi migas di Malaysia yaitu sistem bagi hasilnya.

Karya akhir ini akan mencoba membandingkan ketiga jenis PSC yaitu PSC di Indonesia, PSC *Non Cost Recovery* dan PSC di Malaysia dengan mengetahui bagaimana sistem tersebut menjadikan pemanfaatan sumberdaya alam tersebut menjadi efektif dan efisien. Atau lebih mudahnya memberikan keuntungan yang lebih banyak kepada tuan rumah dengan parameter yang paling sering dilihat adalah termin fiskal, termasuk prosentasi bagi hasil (*equity split*), juga *tax* dan skema *cost recovery*.

### **1.3. Batasan Permasalahan**

Karya akhir ini membahas bentuk kerjasama antara Pemerintah dengan Kontraktor minyak dan gas bumi dengan mengambil studi kasus pada lapangan minyak dan gas bumi yaitu lapangan Gas X dan Minyak Y yang terletak pada wilayah kerja Z. Mengingat tidak semua hal dibahas dalam karya akhir ini maka dilakukan pembatasan masalah meliputi:

**Universitas Indonesia**

1. Skenario produksi dibatasi hanya pada produksi minyak dan gas bumi saja, tidak termasuk di dalamnya produksi kondensat yang dihasilkan.
2. Perhitungan kontrak kerjasama antara Pemerintah dengan Kontraktor dilakukan mengikuti pola PSC di Indonesia, *PSC Non Cost Recovery* dan PSC di Malaysia.

#### 1.4. Tujuan Penulisan

Hasil dari pembahasan ini untuk mengkaji dan membandingkan karakteristik PSC di Indonesia, *PSC Non Cost Recovery* dan PSC di Malaysia berdasarkan parameter-parameter manajemen keuangan, sehingga diharapkan bisa memberikan usulan yang terbaik bagi negara dan menarik bagi investor atau kontraktor.

#### 1.5. Metodologi

Untuk menganalisis kedua sistem tersebut maka diperlukan evaluasi finansial menggunakan variabel – variabel diantaranya: besarnya jumlah cadangan minyak dan gas bumi yang ada, jumlah *capital expenditure* (“capex”) dan *operational expenditure* (“opex”), harga minyak gas dan *discount factor* yang digunakan Kontraktor.

Untuk mengevaluasi antara sistem PSC di Indonesia dengan *PSC Non Cost Recovery* dan PSC di Malaysia menggunakan teknik evaluasi seperti di bawah ini:

1. Rasio Keekonomian
  - *Net Cash Flow* (“NCF”), *Net Present Value* (“NPV”), *Interest Rate of Return* (“IRR”), dan bagian Pemerintah.
2. Analisis Skenario
  - Harga minyak dan gas bumi
  - Profil produksi
  - Estimasi *capex* dan *opex*

### 3. Analisis sensitivitas

- Harga minyak dan gas bumi, produksi, capex dan opex

Metode pengumpulan data dilakukan dengan melakukan:

- Pengumpulan data dari Kontraktor Z.
- Studi kepustakaan mengenai industri minyak dan gas bumi khususnya pada sistem perhitungan PSC di Indonesia, PSC *Non Cost Recovery* dan PSC di Malaysia.
- Studi kepustakaan yang menyangkut masalah strategi manajemen, lingkungan usaha, dan manajemen keuangan.

## 1.6. Sistematika Pembahasan

### Bab 1 Pendahuluan

Bab ini akan menyajikan pendahuluan berupa pemaparan tentang pendapatan negara Indonesia di sektor minyak dan gas bumi dengan sistem kontrak kerjasama PSC yang ada. Kondisi ini perlu disikapi dengan perlunya kontrak kerjasama yang paling optimal antara Pemerintah Indonesia dengan Kontraktor.

### Bab 2 Tinjauan Pustaka

Bab ini akan memaparkan telaah kepustakaan yang berhubungan dengan sistem PSC di Indonesia, PSC *Non Cost Recovery* dan PSC di Malaysia secara umum maupun khusus di industri minyak dan gas bumi, yang akan menjadi rujukan analisa.

### Bab 3 Model Ekonomi PSC, PSC *Non Cost Recovery*, PSC di Malaysia dan Profil Perusahaan

Bab ini akan memaparkan secara khusus bentuk dan detail dari sistem PSC, PSC *Non Cost Recovery*, dan PSC di Malaysia. Penjabaran ini diharapkan memberikan pemahaman yang mudah

**Universitas Indonesia**

terhadap sistem PSC, PSC *Non Cost Recovery*, dan PSC Malaysia. Selain itu, bab ini akan membahas PT Z sebagai perusahaan yang menjadi obyek penelitian.

Bab 4 Analisis Lingkungan Bisnis Migas

Bab ini memaparkan pemahaman terhadap lingkungan bisnis migas yang sangat diperlukan selain aspek teknik evaluasi.

Bab 5 Analisis dan Pembahasan

Bab ini akan membahas dan menganalisis hasil perhitungan yang dilakukan berdasarkan metodologi yang telah diuraikan sebelumnya

Bab 6 Kesimpulan dan Saran

Bab ini merupakan penutup dari karya akhir meliputi kesimpulan dan saran yang diberikan oleh penulis.

## BAB 2

### TINJAUAN PUSTAKA

#### 2.1. Manajemen Keuangan Perusahaan

##### 2.1.1. Penyusutan Aktiva Tetap

Penyusutan merupakan pelaksanaan dari prinsip akuntansi "matching principal" atau yang sering juga disebut prinsip "matching costs against revenue". Aktiva tetap mempunyai manfaat lebih dari satu tahun dan oleh karena itu biaya perolehannya tidak bisa dibebankan pada saat perolehannya saja tapi harus dialokasikan sesuai masa manfaatnya. Penyusutan aktiva bisa dibagi menjadi tiga jenis yaitu:

- a. Depresiasi yaitu penyusutan yang dilakukan untuk aktiva berupa barang modal seperti pabrik, mesin-mesin dan peralatan.
- b. Depleksi yaitu penyusutan untuk aktiva yang berupa cadangan sumber alam seperti minyak dan gas bumi atau barang tambang lainnya.
- c. Amortisasi yaitu penyusutan untuk aktiva lainnya seperti pembayaran di muka (*prepaid*), hak cipta dan nama baik (*goodwill*).

Dari segi metode yang digunakan, penyusutan bisa dilakukan dengan berbagai cara antara lain yaitu:

- a. Metode garis lurus (*straight line method*) yaitu metode penyusutan yang dilakukan dengan membagi rata biaya penyusutan sesuai dengan umur ekonomis yang ditetapkan atas aktiva yang dimiliki.
- b. Metode unit produksi (*unit of production method*) yaitu metode penyusutan yang dilakukan berdasarkan banyaknya jumlah output yang dihasilkan pada suatu periode. Pada perusahaan minyak dan gas bumi di luar negeri, metode inilah yang paling umum dilakukan yakni dengan mengalikan volume produksi dengan tarif per barrel (yang dihitung berdasar nilai aktiva tetap dibagi jumlah cadangan terbukti).

- c. Metode jumlah tahun (*sum of years digit*) yaitu metode penyusutan yang didasarkan atas jumlah angka tahun dari umur ekonomis aktiva.
- d. Metode saldo menurun (*declining balance method*) yaitu metode penyusutan yang menggunakan persentase tertentu berdasarkan nilai saldo dari aktiva yang bersangkutan. Dalam kontrak pengusahaan minyak dan gas bumi di Indonesia, metode ini dan metode garis lurus merupakan metode yang boleh digunakan. Untuk aktiva berupa fasilitas pengeboran dan produksi, digunakan metode saldo menurun berupa *double declining balance* dengan umur ekonomis tujuh (7) tahun. Sedangkan untuk aktiva peralatan kantor digunakan metode garis lurus dengan umur ekonomis lima (5) tahun.

Dengan digunakannya metode *double declining balance* dengan umur ekonomis tujuh tahun untuk aktiva fasilitas produksi dan metode garis lurus dengan umur ekonomis lima tahun untuk aktiva peralatan kantor, maka kontrak bagi hasil minyak dan gas bumi di Indonesia sebenarnya memberikan percepatan penyusutan (*accelerated depreciation*) karena aktiva-aktiva tersebut pada umumnya bisa memberikan manfaat lebih lama dari yang telah ditentukan di atas. Dengan percepatan penyusutan ini berarti juga akan meningkatkan arus kas (*cash flow*) bagi kontraktor bagi hasil yang mengelola lapangan minyak atau gas tersebut. Arus kas yang lebih baik ini tentunya juga akan membuat keekonomian investasi minyak dan gas bumi dengan sistem bagi hasil di Indonesia lebih baik jika dibandingkan dengan sistem di negara lain yang menggunakan metode depresiasi berdasarkan unit produksi, terutama jika lapangan minyak atau gas tersebut mempunyai cadangan yang besar dan mampu memproduksi lebih dari tujuh tahun.

### 2.1.2. Prinsip Akuntansi Perminyakan

Sektor industri minyak dan gas bumi, seperti halnya sektor yang berbasis sumber alam lainnya, memiliki prinsip dan metode akuntansi yang agak berbeda dari sektor industri manufaktur lainnya. Perbedaan ini terutama terletak pada perlakuan atas biaya eksplorasi dan pengembangan. Di Amerika, prinsip akuntansi perminyakan diatur dalam *Statement of Financial Accounting Standard No.19 (FAS 19)* dari *Financial Accounting Standard Board (FASB)* dan di Indonesia hal ini diatur dalam Standar Akuntansi Keuangan (SAK) dalam PSAK No. 29. Pada prinsipnya ada dua konsep perlakuan terhadap biaya eksplorasi dan pengembangan minyak dan gas bumi yaitu:

- a. *Successful Effort Accounting* yang pada prinsipnya menyatakan bahwa biaya yang berhubungan dengan eksplorasi dan pengembangan harus dikapitalisir (*capitalized*) jika berhasil ditemukan cadangan minyak atau gas dari kegiatan tersebut. Biaya yang harus dikapitalisir tersebut antara lain biaya G&G dan biaya sumur eksplorasi dan sumur delineasi. Namun jika dari kegiatan eksplorasi dan pengembangan ini tidak ditemukan cadangan minyak atau gas, maka biaya-biaya tersebut bisa dibukukan sebagai beban (*expense*) pada periode bersangkutan.
- b. *Full Costing* yang pada prinsipnya menyatakan bahwa semua biaya eksplorasi dan pengembangan harus dikapitalisir baik ditemukan dan tidak ditemukan cadangan minyak atau gas dari kegiatan tersebut. Biaya-biaya ini, yang dicatat pada pos tertentu, kemudian akan diakui sebagai beban melalui amortisasi berdasarkan cadangan dan produksi minyak atau gas dari lapangan lainnya yang dimiliki perusahaan.

Dari kedua metode diatas, metode "*successful effort*" merupakan metode yang pada umumnya banyak digunakan oleh perusahaan minyak dan gas bumi di luar negeri. Pada kontrak perusahaan minyak dan gas bumi di Indonesia, prinsip yang diterapkan lebih menyerupai prinsip "*successful effort*" tapi agak lebih agresif. Untuk biaya eksplorasi yang

meliputi biaya G&G, biaya pengeboran sumur eksplorasi dan delineasi, semuanya selalu dianggap sebagai beban. Untuk biaya pengembangan (*development*), "*intangible cost*" dari biaya sumur pengembangan (*development well*) semuanya yang dianggap sebagai beban baik sumur tersebut akan berproduksi atau tidak. Sedangkan "*tangible cost*" dari biaya sumur pengembangan akan dikapitalisir jika sumur tersebut berhasil memproduksi minyak atau gas dan akan dianggap sebagai beban jika tidak berhasil berproduksi.

Dengan prinsip akuntansi yang merupakan prinsip '*successful effort*' yang lebih agresif ini maka kontrak bagi hasil pengelolaan minyak dan gas bumi di Indonesia akan memberikan keekonomian yang lebih baik dibandingkan dengan sistem "*successful effort*" yang murni apalagi dengan sistem "*full costing*". Ini dikarenakan dengan makin banyak komponen biaya yang bisa dimasukkan sebagai beban berarti akan memperkecil kewajiban pajak di masa awal produksi. Hal ini berarti akan meningkatkan arus kas perusahaan di periode awal, yang pada umumnya merupakan periode dengan tingkat produksi yang paling tinggi, yang hasilnya tentunya akan memperbaiki "*net present value*" investasinya karena factor "*time value of money*" terutama jika lapangan tersebut hanya akan berproduksi dalam waktu yang tidak terlalu lama, misalnya kurang dari sepuluh tahun.

### 2.1.3. Analisis Keekonomian Investasi

Penanaman modal (investasi) didasarkan pada keuntungan yang diperoleh. Indikator keuntungan mempunyai ciri:

1. Harus dapat tepat untuk membandingkan dan mengelompokkan kesanggupan memberikan keuntungan (*profitability*) dari kesempatan-kesempatan penanaman modal.
2. Parameter hendaknya mencerminkan nilai waktu dari modal perusahaan dan secara realistis merupakan masukan bagi

kebijaksanaan fiskal dari perusahaan, termasuk investasi kembali di masa yang akan datang.

3. Parameter itu hendaknya dapat menunjukkan keuntungan walaupun sekecil-kecilnya.
4. Hendaknya mencakup pernyataan-pernyataan kuantitatif dari risiko.
5. Parameter hendaknya menggambarkan faktor-faktor lain seperti hasil gabungan, risiko dan kekayaan perusahaan bila mungkin.

Aswath Damodaran menyatakan bahwa secara umum kriteria mengenai keputusan investasi bisa dikelompokkan dalam tiga kelompok yaitu:

1. Yang berdasarkan ukuran keuntungan yang ditinjau dari sisi akuntansi (*accounting income*) yang meliputi analisa rasio seperti "*return on capital asset – ROA*", "*return on equity – ROE*", "*DuPont return on investment*"
2. Yang berdasarkan arus kas (*cash flow*) yang meliputi analisa atas arus kas yang tersedia bagi perusahaan (*free cash flow to firm – FCFF*), arus kas yang tersedia untuk keperluan modal (*free cash flow to equity – FCFE*), waktu pengemlian investasi (*payback period*)
3. Yang berdasarkan arus kas yang didiskonto (*discounted cash flow*) yang meliputi analisa "*discounted payback*", "*net present value – NPV*" dan "*internal rate of return – IRR*", "*modified internal rate of return – MIRR*" serta "*profitability index – PI*".

Pada perusahaan minyak dan gas bumi, termasuk yang beroperasi di Indonesia dengan sistem bagi hasil, hanya empat yang paling umum dipakai yaitu *NPV*, *IRR*, *PI* dan "*payback period*". Namun, untuk perbandingan keekonomian sesuai dengan tujuan karya akhir ini maka kriteria yang dipakai adalah *NPV*, *IRR* dan bagian pemerintah. Oleh karena itulah maka dalam analisa dan pembahasan rinci yang akan dilakukan pada bab 5 nanti hanya ketiga kriteria atau parameter inilah yang akan dibahas.

Untuk menilai keekonomian suatu proyek perlu dilihat semua pengeluaran dan pendapatan sepanjang umur proyek tersebut (*life cycle analysis*), adalah tidak tepat pernyataan yang menyebutkan biaya suatu lapangan turun hanya dengan melihat biaya per satuan produksi di tahun tersebut. Masing-masing indikator dijelaskan dalam sub bab ini.

#### 2.1.3.1. NPV (*Net Present Value*)

NPV merupakan penjumlahan dari nilai kini (*present value*) dari semua arus kas masuk yang di terima di masa yang akan datang dikurangi dengan jumlah investasi yang dikeluarkan. Secara umum NPV bisa diformulasikan sebagai berikut:

$$\text{NPV} = -\text{Investasi Awal} + \sum_{t=1}^{t=n} (CF_t / (1+r)^t)$$

Dimana:

CF = *cash flow* pada periode t

r = tingkat diskonto yang digunakan

n = umur proyek

Keputusan investasi dengan indikator NPV adalah sebagai berikut:

- NPV positif jika hasil penjumlahan dari arus diskonto yang lebih besar dari investasi awal yang berarti karenanya proyek tersebut layak dipertimbangkan.
- Sebaliknya, NPV negatif jika hasil penjumlahan dari arus diskonto yang lebih kecil dari investasi awal, maka nilai NPV akan negatif yang berarti proyek tersebut akan menyebabkan kerugian.

Hal lain yang perlu diperhatikan dalam formula NPV adalah besarnya tingkat diskonto  $r$  yang digunakan. Faktor-faktor yang mempengaruhi tingkat diskonto  $r$  adalah:

- Jika perusahaan beroperasi dengan modal pinjaman, bunga tersebut sekurang-kurangnya melebihi besarnya bunga yang dibayarkan pada pinjaman.
- Jika modal datang dari beberapa sumber, penentuan biaya modal rata-rata terkadang dipakai sebagai basis untuk harga tingkat diskonto  $r$ .
- Tujuan perusahaan adalah pertumbuhan dari kekayaan total yang dimilikinya dengan kecepatan yang ditetapkan oleh pimpinan perusahaan.
- Untuk perhitungan probabilistik (*Expected Monetary Value*) dimana probabilitas risiko kegagalan diberikan, maka risikonya tidak dinyatakan dalam tingkat diskonto  $r$  (untuk proyek yang berhasil) sedangkan untuk perhitungan deterministik, risiko dinyatakan dalam tingkat diskonto  $r$ . Tingkat diskonto  $r$  untuk proyek yang berisiko lebih tinggi dan proyek yang kurang berisiko. Misalnya untuk kegiatan hilir tingkat diskonto  $r$  adalah 12 persen, tetapi untuk kegiatan eksplorasi dan produksi (hulu) tingkat diskonto  $r$  adalah 15-20 persen.

Cara menentukan tingkat diskonto  $r$ :

1. Berdasarkan biaya total

Tingkat diskonto  $r = \text{biaya modal} + \text{profit margin} + \text{risk premium}$

*Profit margin* untuk perusahaan *bonafide* lebih besar sedangkan *risk premium* untuk proyek yang berisiko lebih besar.

## 2. Berdasarkan *opportunity cost*

Ditentukan dari perpotongan kurva permintaan dan pemasokan investasi. Makin banyak jumlah investasi, makin banyak uang yang dikeluarkan. Makin banyak investasi, maka keuntungan marjinalnya makin menurun sedangkan biaya marjinal untuk memperolehnya makin mahal.

Contoh:

Jika biaya kapital untuk \$ 5,000,000 adalah 15% dan naik 1% untuk \$ 5,000,000 berikutnya. Dari perpotongan kurva permintaan dan pemasokan dari tabel di bawah diperoleh tingkat diskonto  $r$  sebesar 17%.

Tabel 2.1. Tabel Tingkat Diskonto  $r$  terhadap Investasi

Keuntungan Tahunan Yang Diharapkan	Kebutuhan Investasi (Ribuan Dollars)	Investasi Kumulatif
40% atau lebih	\$ 2,200	\$ 2,200
30-39%	\$ 3,400	\$ 5,600
20-29%	\$ 6,800	\$ 12,400
10-19%	\$ 14,200	\$ 26,600
Di bawah 10%	\$ 22,800	\$ 49,400

Sumber: *Training Economic Evaluation for Oil and Gas Project* oleh Indocita Karya Global, Bandung

### 2.1.3.2. *Internal Rate of Return (IRR)*

*Internal Rate of Return* adalah tingkat pengembalian suatu investasi. IRR adalah tingkat suku bunga ( $r$ ) pada perhitungan NPV sehingga nilai NPV sama dengan nol. Rumus untuk menentukan IRR adalah rumus NPV.

Keputusan investasi dengan indikator IRR adalah sebagai berikut:

- IRR = tingkat diskonto  $r$  yang berarti bahwa perusahaan bisa menerima atau menolak proyek tersebut karena hasil proyek tersebut sama saja dengan hasil investasi tanpa risiko.
- IRR lebih besar daripada tingkat diskonto  $r$  yang berarti bahwa proyek tersebut akan memberikan tingkat hasil yang lebih besar dibandingkan investasi tanpa risiko dan oleh karenanya perusahaan sebaiknya menerima proyek investasi tersebut.
- IRR lebih kecil daripada tingkat diskonto  $r$  yang berarti bahwa proyek tersebut akan memberikan tingkat hasil yang lebih kecil dibandingkan dengan investasi tanpa risiko dan oleh karenanya sebaiknya tidak melaksanakan proyek investasi tersebut karena akan mengalami kerugian.

Tapi dalam menganalisa kelayakan suatu proyek, IRR tidak boleh digunakan sebagai satu-satunya parameter yang digunakan tapi harus digunakan dengan parameter lainnya terutama NPV.

## 2.2. Manajemen Risiko dan Analisis Sensitivitas

Risiko dari proyek adalah kumpulan dari ketidakpastian besaran-besaran yang mempengaruhi keuntungan. Ketepatan informasi dari besaran-besaran tersebut akan mempengaruhi ketepatan keuntungan. Kesulitannya biasanya disebabkan karena kurang baiknya kerjasama antar disiplin. Masing-masing disiplin kurang memahami disiplin lain.

Manajemen risiko biasanya terdiri dari:

- Analisis sensitivitas dari besaran-besaran yang mempengaruhi keuntungan
- Pengambilan keputusan menggunakan pohon keputusan (*decision tree*)
- Simulasi menggunakan bilangan acak (*random numbers*)

- Presentasi dari hasil-hasil di atas.

Presentasi dari manajemen risiko diperlukan, dengan alasan sederhana, karena manajemen tidak akan menyetujui sesuatu yang dia tidak mengerti. Walaupun pada waktu eksplorasi, dimana data masih sangat minim, manajemen membutuhkan informasi, baik kuantitatif maupun kualitatif untuk mengambil keputusan.

Analisis sensitivitas adalah cara untuk melihat pengaruh perubahan besaran-besaran yang mempengaruhi keuntungan pada keuntungan. Besaran-besaran yang sering digunakan untuk analisis sensitivitas adalah cadangan, produksi, harga, investasi, biaya operasi dan pajak (apabila dibutuhkan insentif).

Keuntungan dari analisis sensitivitas adalah:

1. Menolong untuk mengidentifikasi besaran-besaran yang sangat mempengaruhi keuntungan (dilihat dari berapa besarnya perubahan keuntungan yang diakibatkan oleh perubahan besaran tersebut).
2. Mudah dilakukan dengan komputer.

Kelemahan dari analisis sensitivitas adalah:

1. Tidak memberikan indikasi kemungkinan (*likelihood*) sesuatu yang diandalkan akan terjadi. Misalnya: berapa kemungkinan harga turun 20 persen.
2. Tidak memperlihatkan ketergantungan antar besaran-besaran yang mempengaruhi keuntungan.

Analisis sensitivitas perlu dilakukan, karena dalam proyek pengembangan lapangan migas penuh dengan ketidakpastian, mulai dari tahapan eksplorasi, pengeboran, produksi, sampai dengan transportasi. Perencanaan yang telah disusun sedemikian baik, bukan tidak mungkin akan meleset jauh dari yang semestinya. Rencana hanya mengebor 7 sumur, boleh jadi akan bertambah menjadi 10 sumur. Pemasangan

**Universitas Indonesia**

artificial lift yang semula kita rencanakan pada tahun ke-6, bukan tidak mungkin akan menjadi tahun ke-3. Tentunya ini akan mempengaruhi besarnya investasi yang kita keluarkan. Belum lagi jika peramalan produksi meleset terlalu jauh dan bertambahnya biaya operasi karena adanya masalah yang tidak kita duga sebelumnya. Dengan analisis sensitivitas ini, setidaknya akan dapat membantu perusahaan dalam mengantisipasi adanya ketidakpastian tersebut.



## BAB 3

### PSC, PSC *NON COST RECOVERY*, PSC DI MALAYSIA DAN PROFIL PERUSAHAAN

Telaah pustaka mengenai PSC, PSC *Non Cost Recovery*, PSC di Malaysia ini ditulis dalam bab ini dengan maksud untuk memberikan gambaran yang detail dari bentuk ketiga kerjasama tersebut. Pemahaman terhadap sistem-sistem tersebut penting guna memahami model perhitungan ekonomi.

Mengingat penjabaran PSC ini cukup panjang, maka telaah pustaka untuk PSC, PSC *Non Cost Recovery* dan PSC di Malaysia ini ditampilkan dalam satu bab tersendiri yang terdiri atas sub-bab: landasan hukum, sistem kontrol dan bentuk kontrak.

#### 3.1 PSC

##### 3.1.1. Landasan Hukum

Landasan hukum tertinggi dari pengelolaan sumberdaya alam adalah tertuang dalam Pasal 33 Undang-undang Dasar 1945 yang tertulis:

*“Bumi, tanah, dan air dan semua yang terkandung di dalamnya dikuasai negara dan dimanfaatkan sepenuhnya untuk kemakmuran rakyat”*

Berdasarkan pasal ini, pemerintah melakukan pengontrolan terhadap eksplorasi dan eksploitasi semua sumberdaya alam termasuk minyak dan gas bumi.

Pertamina sebagai perseroan milik Negara yang didirikan pada tahun 1968 yang sekarang ini dikenal sebagai Badan Usaha Milik Negara (BUMN), sesuai dengan UU No 8 tahun 1971 bertugas mengontrol eksplorasi dan eksploitasi SDA minyak dan gas bumi. Pertamina beroperasi di bawah otoritas Direktorat Jenderal Minyak dan Gas (MIGAS), Departemen Pertambangan dan Energi. Menurut UU Migas yang baru pengawasan terhadap perusahaan kontraktor asing ini Semarang dipegang oleh Badan Pelaksana Migas.

### 3.1.2. Sistem Kontrol

Semua aktivitas kontraktor PSC dikontrol oleh BPMIGAS. Secara legal, BPMIGAS bertanggung jawab terhadap manajemen semua operasi perminyakan di Indonesia, Namun secara praktis manajemen ini didelegasikan ke kontraktor PSC, sehingga kontraktor PSC mengatur sendiri semua biaya dan risiko-risiko dalam operasinya.

Mekanisme pengontrolan oleh BPMIGAS dilakukan dalam bentuk sebagai berikut:

1. Merevisi dan supervisi *Work Program & Budget (WP&B)* tahunan.
2. Memantau laporan periodik: bulanan, kuartalan dan tahunan
3. Memberikan persetujuan program kerja sebelum pelaksanaannya
4. Menilai komitmen kontraktor dalam melaksanakan programnya.

Untuk pengembangan lapangan baru, BPMIGAS melakukan pengontrolan dengan mekanisme sebagai berikut:

1. Kontraktor PSC mengajukan *plan of development (POD)* yakni rencana pengembangan untuk setiap penemuan cadangan baru yang memuat justifikasi terhadap rencana pengembangan yang diajukan.
2. BPMIGAS merevisi dan memberikan persetujuan terhadap suatu POD tersebut.
3. Kontraktor PSC bisa memulai memproduksi migas untuk tujuan komersil termasuk menjual hasil produksi sesuai dengan PSC.
4. Secara umum BPMIGAS tidak melakukan audit terhadap semua aktivitas Kontraktor PSC sampai adanya persetujuan terhadap suatu POD.

Tujuan utama audit BPMIGAS adalah memeriksa kebenaran klaim *cost recoverable* oleh kontraktor PSC. Untuk tujuan ini BPMIGAS memberikan pengesahan terhadap pengeluaran-pengeluaran tergolong *cost recoverable*. Selanjutnya kontraktor PSC akan mendapatkan penggantian pengeluaran-

pengeluaran tersebut sesuai dengan terminologi PSC tanpa catatan tambahan dari BPMIGAS.

BPMIGAS dapat menolak klaim *cost recoverable* dari kontraktor PSC apabila:

1. Pengeluaran tidak termasuk dalam WP&B
2. Pengeluaran tidak sesuai dengan peraturan pembelian/pengadaan
3. Pengeluaran tidak sesuai dengan aturan-aturan dalam PSC

Secara akunting, pemerintah Republik Indonesia dalam hal ini Kementerian Keuangan, telah menetapkan prinsip-prinsip akuntansi yang berlaku khusus bagi perusahaan kontraktor migas.

### 3.1.3. Sejarah PSC

Sebelum membahas lebih detail mengenai bentuk PSC, ada baiknya kita mengetahui sejarah PSC, yaitu diantaranya:

#### 1. PSC Generasi Pertama

Prinsip PSC pada generasi pertama adalah:

*Cost recovery* dibatasi sebesar 40% dari total pendapatan per tahun.

- a. Selisih antara pendapatan kotor per tahun dengan *cost recovery* (60%) dibagi antara Pertamina dan Kontraktor sebesar 65%:35% (dimana 65% bagian Pemerintah sudah termasuk pajak Kontraktor).
- b. Kontraktor diwajibkan memasok 25% dari bagian produksinya untuk keperluan DMO dengan harga USD 0.20/barrel.

Termin PSC untuk generasi pertama sangat simpel, dimana porsi pemerintah relatif konstan sekitar 49% (bagian Pemerintah x 60%) + (DMO yang besarnya 25% x bagian Kontraktor) dari produksi per tahun. Pada saat terjadi krisis energi tahun 1973 yang mengakibatkan melonjaknya harga minyak, maka Pemerintah melakukan pengaturan

**Universitas Indonesia**

fiskal berupa pajak progresif terhadap “windfall profit” yang diperoleh Kontraktor. Untuk itu, pada awal tahun 1974 dikeluarkan amandemen PSC, dimana bagian Kontraktor dihargai dengan USD 5 per barrel sebagai dasar perhitungan (dengan eskalasi secara proporsional terhadap kenaikan harga minyak). Selanjutnya selisih antara harga minyak aktual dengan harga ini dikalikan dengan bagian Kontraktor yang kemudian di bagi antara Pertamina dan Kontraktor dengan perbandingan 85:15.

## 2. PSC Generasi Kedua

Pada PSC generasi pertama, aspek perpajakan belum jelas pengaturannya, bagian Pemerintah sebesar 65% dianggap sudah termasuk pajak yang dibayar oleh Kontraktor. Perubahan termin PSC 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 termin PSC 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:

- a. *Cost recovery* tidak dibatasi dan didasarkan pada *Generally Accepted Accounting Principle* (GAAP).
- b. 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).
- c. 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).
- d. Dengan adanya undang-undang pajak tahun 1984 dimana total pajak turun dari 56% menjadi 48%, maka untuk mempertahankan

**Universitas Indonesia**

pembagian di atas, pembagian produksi sebelum kena pajak diubah menjadi: 71.15%:28.85% (minyak) dan 42.31%:57.69%(gas).

- e. Untuk lapangan baru, Kontraktor diberi kredit investasi sebesar 20% dari pengeluaran capital untuk fasilitas produksi.
- f. Pengeluaran capital dapat didepresiasi selama 7 tahun dengan metoda *Double Declining Balance* (DDB).

Modifikasi ini memungkinkan Kontraktor untuk melakukan “maximum cost recovery” dimuka, dengan demikian Kontraktor dapat memperoleh arus kas lebih awal. PSC generasi kedua ini jauh lebih baik bagi Kontraktor dibandingkan dengan PSC generasi pertama. Termin PSC 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 dalam periode tersebut, sementara itu biaya produksi meningkat akibat inflasi. Situasi ini diperburuk oleh kenyataan bahwa lapangan minyak yang berproduksi sudah mulai tua dan produksinya sudah mulai menurun sehingga perlu perawatan yang lebih intensif. Kondisi buruk ini mencapai puncaknya ketika harga minyak tiba-tiba anjlok dibawah USD 20 per barrel.

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

- a. 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 marjinal.
- b. Anjloknya harga minyak menjadi masalah bagi Pemerintah mengingat minyak menyumbang kontribusi besar bagi APBN.

**Universitas Indonesia**

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.

- c. 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 termin PSC yang baru yaitu PSC generasi ketiga.

### 3. PSC generasi ketiga

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

Mengingat bisnis perminyakan ini sarat dengan risiko, 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 risiko yang relatif tinggi, baik dari segi risiko geologis maupun risiko 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

Pada Paket Insentif Pertama (Agustus 1988), diberikan kredit investasi untuk kapital sebesar 17%, selain itu kriteria komersialitas dimana Pemerintah harus memperoleh minimum 49% dari Pendapatan Kotor tidak berlaku lagi, jaminan minimum untuk Pemerintah menjadi 25% dari Pendapatan Kotor. DMO dihargai sebesar 10% dari harga ekspor setelah 60 bulan produksi, selain itu untuk mendorong aktivitas eksplorasi di daerah *frontier* maka pembagian produksi dibuat lebih baik, yaitu untuk minyak, apabila produksi kurang dari 50,000 Barrel Per Hari (BPH), pembagiannya 80:20, untuk produksi (50,000-150,000 BPH) pembagiannya 85:15 dan apabila produksi lebih dari 150,000 BPH maka pembagiannya 90:10, sedangkan untuk gas, pembagiannya 70:30. Pada paket insentif Agustus 1988 sudah termasuk adanya deregulasi dalam prosedur pengadaan.

Paket Insentif Kedua (Februari 1989) berupa perubahan pembagian produksi (*equity to be split*) untuk lapangan marginal, untuk minyak yang diproduksi dari batuan *reservoir Pre-Tertiary* dan untuk proyek-proyek EOR serta insentif berupa kredit investasi untuk kontrak di Area Laut Dalam (*Deep Sea Contract*).

Paket Insentif Ketiga (Agustus 1992) dimaksudkan untuk mendorong aktivitas dalam eksplorasi gas baik di area konvensional maupun *frontier*, insentif tersebut dalam bentuk perubahan pembagian produksi (*equity to be split*), kredit investasi, dan DMO.

Paket Insentif Keempat dikeluarkan akhir tahun 1993, paket ini didasarkan lebih banyak kepada pertimbangan aspek geologi dan geografi, insentif ini diberikan untuk mendorong investor melakukan aktivitas eksplorasi di wilayah Indonesia timur, insentif pada paket ini berupa kenaikan *DMO fee* dari 15% menjadi 25% dari harga ekspor dari *First Tranche Petroleum (FTP)* diturunkan dari 20% menjadi 15%.

#### 3.1.4. Bentuk PSC

Hal-hal penting dalam PSC meliputi terminologi kontrak, komitmen kontraktor dan pengembalian wilayah kerja, *cost recovery*, *production sharing*, *First Tranche Petroleum (FTP)*, *investment credit*, *Domestic Market Obligation (DMO)* dan aspek pemasaran produk yang dihasilkan.

##### 3.1.4.1. Jangka waktu, Komitmen dan Wilayah Kerja

- Jangka Waktu Kontrak (Term)

Kontrak bagi hasil berjangka waktu paling lama 30 tahun. Jangka waktu ini adalah untuk melakukan eksplorasi, pengembangan, dan produksi cadangan Migas dalam area wilayah kerjanya. Jangka waktu kontrak tidak berlaku mutlak melainkan terbuka kemungkinan adanya pemutusan kontrak di tengah perjalanannya karena berbagai sebab atau kondisi tertentu. Sasaran pemberian jangka waktu ini untuk membatasi masa eksplorasi dan mendorong percepatan aktivitas eksplorasi.

- Jangka Waktu Eksplorasi

Pada periode eksplorasi 6-10 tahun pertama, kontraktor melakukan komitmen program kerja tahunan yang termuat dalam paket kontrak. Mulai akhir tahun ketiga dalam periode eksplorasi ini, setiap tahunnya Kontraktor mempunyai opsi untuk mengambil atau mengembalikan wilayah kerja ke pemerintah.

Dalam beberapa kontrak bagi hasil yang standar, Kontraktor diminta untuk mengembalikan sebagian wilayah kerja secara periodik, sehingga pada akhir masa eksplorasi apabila tidak menemui cadangan Migas yang komersial, kontrak bagi hasil ini otomatis habis masa berlakunya.

- Kewajiban Kontinuitas Eksplorasi

Kontraktor diwajibkan untuk terus melakukan eksplorasi meskipun sudah menemukan lapangan produksi. Pendorong aktivitas untuk secara kontinyu melakukan eksplorasi ini diatur dengan satu pasal yang menyatakan bahwa apabila selama dua tahun berturut-turut pada suatu wilayah tertentu tidak ada program eksplorasi, bagian daerah tersebut harus dikembalikan kepada Pemerintah (BPMIGAS).

Aktivitas eksplorasi ini bergantung pada hasil perolehan data dan *exploration campaign*. Apabila kajian teknis menunjukkan bahwa kegiatan eksplorasi tidak mungkin dilanjutkan, pada akhir tahun ke-2 atau ke-3 kontraktor bisa mengajukan pemutusan kontrak.

#### 3.1.4.2. *Cost Recovery*

- Prinsip Pengembalian *Operating Cost*

Kontraktor akan memperoleh kembali biaya operasi yang dibayarkan dari perolehan minyak secara *inkind* untuk pengembalian biaya di mana kontraktor mempunyai hak mengambil dan bebas untuk menjual/mengekspor.

Pengembalian biaya operasi (*operating cost*) menganut azas *zero balance* dengan batasan produksi dan jangka waktu kontrak. Biaya operasi akan dikembalikan secara sepenuhnya apabila memungkinkan. Berdasarkan prinsip ini, apabila besarnya produksi pada tahun berjalan tidak mencukupi untuk pengembalian biaya operasi, maka biaya operasi

yang belum terbayarkan, (*unrecovered operating cost*) akan diperoleh dari produksi tahun-tahun berikutnya.

#### 3.1.4.3. Definisi *Operating Cost*

*Operating cost* didefinisikan sebagai semua pengeluaran dan kewajiban yang terjadi untuk melaksanakan operasi perminyakan. Operasi perminyakan meliputi semua kegiatan mulai dari eksplorasi, pengembangan, ekstraksi, produksi, pengangkutan dan pemasaran yang dikuasakan dalam kontrak.

Dalam prosedur akuntansi, kategori *operating cost* ini mulai ada pada saat mulai produksi komersial; dengan demikian semua biaya yang timbul sebelum mulai produksi secara komersial merupakan penundaan biaya dan bukan merupakan beban. Dengan prinsip demikian, biaya yang dikeluarkan berkenaan dengan *Production Sharing Contract* bukan merupakan hutang bagi Perusahaan Negara.

#### 3.1.4.4. *Komponen Operating Cost*

*Operating cost* dalam konteks PSC terdiri dari tiga kategori yakni:

1. Biaya pada tahun berjalan yang bukan biaya kapital
2. Depresiasi pada tahun berjalan untuk biaya kapital
3. Biaya operasi pada tahun sebelumnya (belum ter-recover) yang dibawa ke tahun berjalan.

Prinsip akuntansi PSC membuat kategori biaya menjadi biaya kapital dan non kapital.

#### 3.1.5. *Production Sharing Contract* (Kontrak Bagi Hasil)

##### 3.1.5.1. Prinsip Dasar Bagi Hasil

Dalam kontrak PSC yang dibagi adalah migas hasil produksi dari suatu wilayah kerja secara terus-menerus sampai akhir masa kontrak.

**Universitas Indonesia**

Perhitungan pembagian pendapatan ini didasarkan pada kuantitas bukan nilai. Dalam kontrak bagi hasil ini, Negara memiliki hak sepenuhnya terhadap migas yang diproduksi dari suatu wilayah kerja sampai titik pelepasan hak atau titik penjualan. Ketentuan ini memberikan kesempatan kepada Negara untuk secara aktif melakukan pemasaran/penjualan hasil produksi berupa migas.

### 3.1.5.2. Termin Fiskal di Indonesia

Tabel berikut merupakan termin fiskal PSC di Indonesia yang digunakan sebagai struktur pembagian hasil produksi migas di Indonesia.

Tabel 3.1. Tabel Termin Fiskal PSC di Indonesia

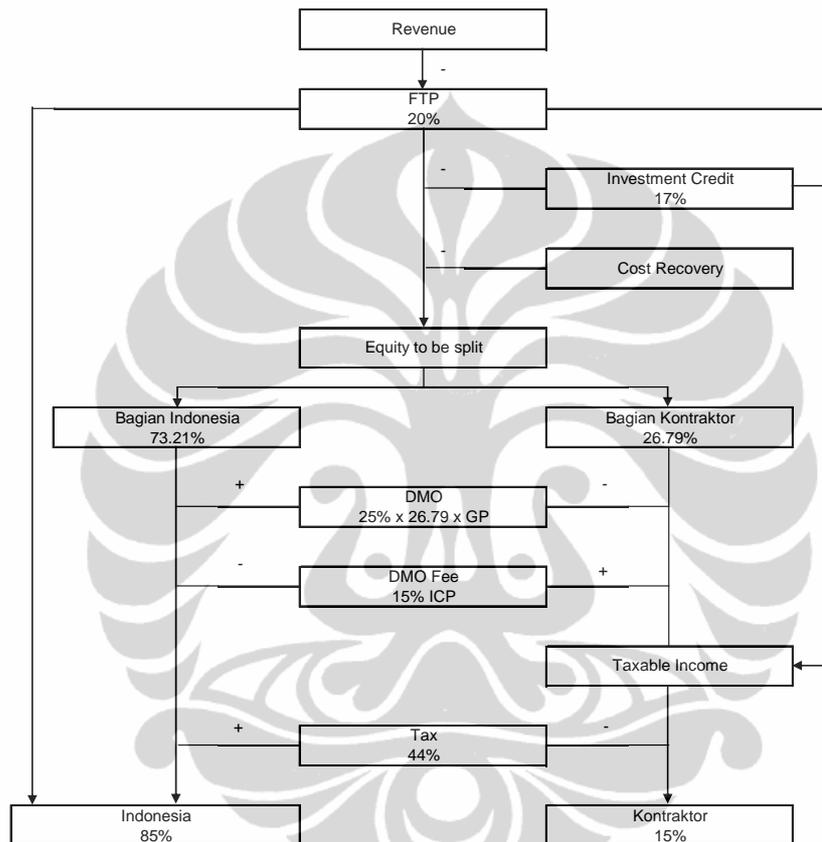
Termin Fiskal	Indonesia
Durasi	
- Eksplorasi	6-10 tahun
- Produksi	30 tahun termasuk eksplorasi
- Perpanjangan	20-30
<i>Limit Cost Recovery</i>	80-85%
<i>Signature Bonus</i>	tergantung negosiasi
<i>Production Bonus</i>	tergantung negosiasi
<i>Royalty</i>	tidak ada
<i>Equity oil</i> (sesuai dengan pajak pemerintah)	85%/15%
<i>Equity gas</i> (sesuai dengan pajak pemerintah)	70-65%/30-35%
<i>DMO (Domestic Market Obligation)</i>	25% dari ekuitas minyak, gas tidak ada DMO
Pajak	44% pada ekuitas
Partisipasi perusahaan nasional	10%

Sumber: PriceWaterhouse Cooper tahun 2003, berjudul "Asia Pacific: Energy, Utilities & Mining Investment Guide.

### 3.1.5.3. Bagi Hasil Minyak

Berikut terlampir di bawah diagram alir perhitungan PSC Minyak di Indonesia.

Gambar 3.1. Struktur Pembagian Hasil Produksi Minyak



Sumber: Inhouse Training tahun 2007, berjudul “The Indonesia PSC System”

Sistem bagi hasil ini telah mengalami beberapa kali perubahan sejak kelahirannya. Pada awalnya bagi hasil ditetapkan sebesar 65 : 35 (65% untuk Negara dan 35% untuk kontraktor). Pada tahun 1975 perbandingan bagi hasil berubah menjadi 85 : 15 (85% untuk negara dan 15% untuk kontraktor).

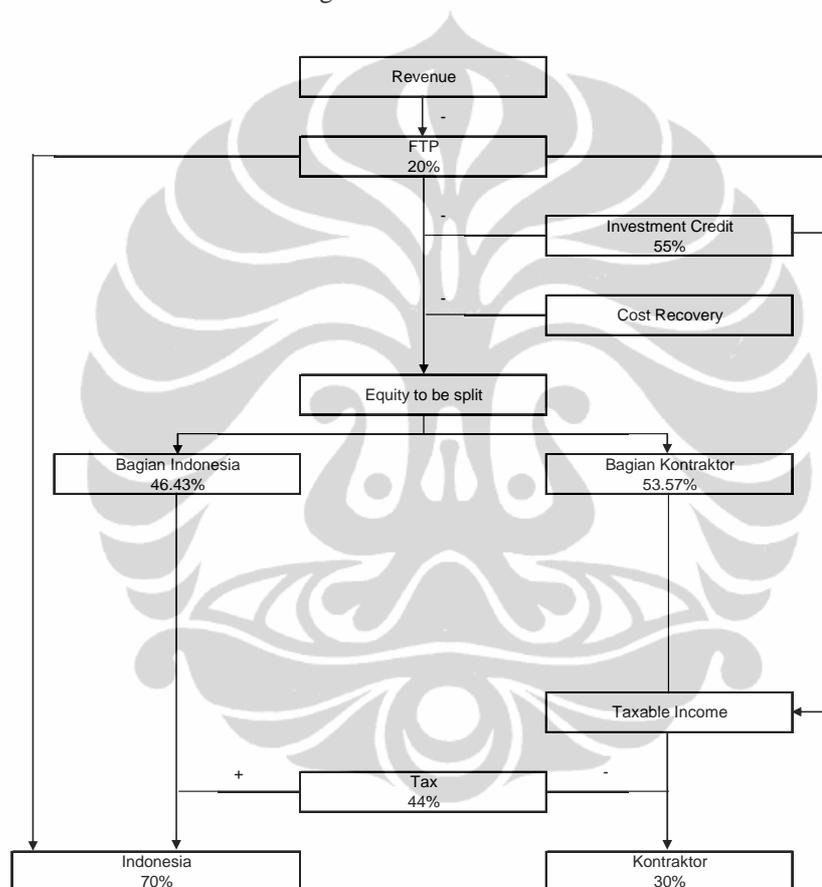
Perkembangan UU Pajak memberikan tarif pajak sebesar 48%, pembagian pendapatan antara Negara dengan kontraktor berubah

menjadi 71.15% dan 28.85%, dan setelah dikurangi pembayaran pajak besarnya bagi hasil ini tetap 85% dan 15%.

#### 3.1.5.4. Bagi Hasil Gas

Berikut terlampir di bawah diagram alir perhitungan PSC Gas di Indonesia.

Gambar 3.2. Struktur Pembagian Hasil Produksi Gas



Sumber: PT Z Inhouse Training tahun 2007, berjudul “Half Day Seminar about the Indonesia PSC System”

Bagi hasil untuk gas antara Negara dengan Kontraktor ditetapkan sebesar 70% dan 30%. Apabila kontraktor menemukan cadangan gas yang dinilai komersial, Pemerintah memberlakukan perlakuan yang sama dengan minyak untuk pembiayaan pendirian fasilitas produksinya.

**Universitas Indonesia**

### 3.1.6. *First Tranche Petroleum (FTP)*

FTP merupakan penyisihan jumlah tertentu dari produksi setiap tahun sebelum diperuntukkan untuk pengembalian biaya. Prinsip FTP ini mirip dengan pembatasan Cost Recovery. FTP tidak berupa *royalty*, sehingga tetap dibagi antara Negara dengan kontraktor dengan perbandingan 70%/85% untuk negara dan 30%/15% untuk kontraktor. FTP ini diberlakukan terhadap pengembangan lapangan baru.

### 3.1.7. *Investment Credit*

*Investment Credit* ini adalah salah satu bentuk insentif untuk pengembangan lapangan dengan syarat mutlak yakni *directly production facilities* dan “49% dari produksi”. Pengembalian insentif ini dilakukan secara *advance*. *Investment Credit* diberikan khusus untuk investasi yang “*directly production facilities*” untuk proyek produksi minyak baik secara *primary*, *secondary* maupun *tertiary* di luar skema produksi interim atau investasi lanjutan untuk *enhanced production* dari pengurusan minyak dalam tahap produksi primer.

Angka 49% dari produksi tidak berarti bahwa 49% dianggap sebagai batas komersialitas pengembangan lapangan, melainkan hanya syarat yang berkenaan dengan pemberian *investment credit*. Angka 49% diambil dari penerimaan minimal Indonesia dengan sistem PSC sebelum tahun 1973. Pada awalnya pemberian *investment credit* ini dikaitkan dengan filosofi bahwa penerimaan pemerintah harus melebihi apa yang diterima sebelum ada insentif.

#### 3.1.7.1. Paket Insentif I

*Investment Credit* sebesar 17% dari nilai investasi kapital diberikan untuk pengembangan lapangan minyak baru. Khusus untuk KPS yang beroperasi di daerah lepas pantai dengan kedalaman air lebih dari 600 feet mendapatkan *investment credit* sebesar 110% untuk lapangan minyak dan 55% untuk lapangan gas.

### 3.1.7.2. Paket Insentif II

Tambahan *investment credit* diberikan 110% untuk semua penemuan lapangan di batuan *pre-tercier* dan pada kedalaman air 200-1500 meter, baik gas maupun minyak, lama maupun baru. Dengan tambahan ini, *investment credit* untuk lapangan gas di lahan lama menjadi 110%; sedangkan untuk penemuan lapangan di perairan dengan kedalaman air lebih dari 1500 meter menerima *investment credit* sebesar 125%.

### 3.1.8. *Domestic Market Obligation* (DMO)

#### 3.1.8.1. Prinsip Dasar DMO

Kontraktor menyetujui pada tahap produksi komersial untuk menyerahkan minyak mentah yang menjadi bagiannya dipasarkan di dalam negeri untuk mensuplai kebutuhan pasar dalam. Kewajiban kontraktor ini ditentukan menurut rasio proporsional terhadap produksi total seluruh kontraktor. Batasan lainnya yakni mengenai kewajiban ini tidak boleh melebihi 25% dari produksi total kontraktor PSC. DMO ini tidak berlaku untuk gas.

#### 3.1.8.2. DMO sebagai Insentif Eksplorasi

Pembayaran *fee* untuk penyerahan DMO selama jangka waktu 60 bulan pertama dari lapangan baru, nilainya sama dengan harga yang digunakan untuk perhitungan *Cost Recovery*. Hal demikian merupakan insentif bagi kontraktor untuk lebih giat melakukan eksplorasi guna menemukan cadangan baru. Pengertian lapangan baru diperluas dengan proyek produksi secara sekunder maupun tertier.

*Fee* penyerahan minyak untuk DMO dari lapangan lama besarnya adalah \$0.20 per barrel. Setelah 60 bulan, *fee* untuk DMO dinaikkan dari \$0.20 per barrel menjadi 10% dari harga minyak untuk perhitungan *Cost Recovery* (bentuk Paket Insentif II). Paket insentif III

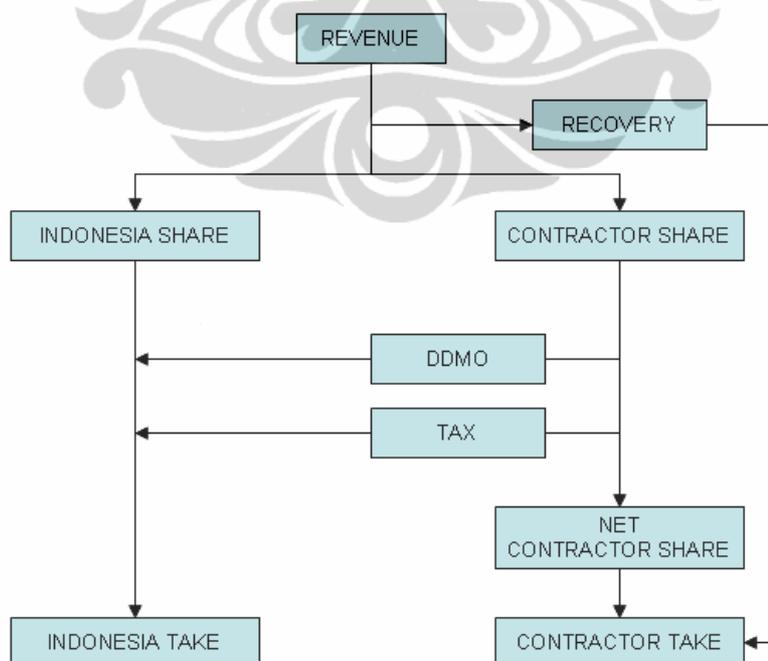
berupa kenaikan *fee* untuk DMO dari 10% menjadi 15% harga minyak, diberikan untuk penemuan cadangan baru setelah paket insentif II.

Kebijaksanaan perubahan *fee* untuk DMO ini berlaku untuk semua lapangan baru untuk semua sistem PSC baik di daerah *frontier* maupun di daerah konvensional.

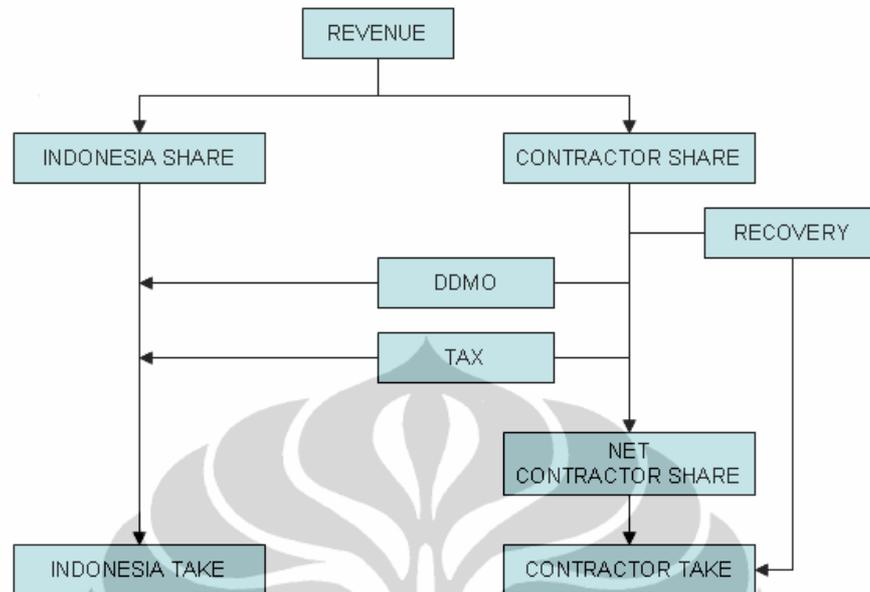
### 3.2 PSC Non Cost Recovery

Kontrak Bagi Hasil *Non Cost Recovery* merupakan model kajian kontrak kerja sama perusahaan migas dengan kompensasi bagi hasil, yang diambil langsung dari produksi tanpa adanya mekanisme pengembalian biaya terlebih dahulu kepada kontraktor. Berbeda halnya dengan Kontrak Bagi Hasil yang berlaku selama ini, pada Kontrak Bagi Hasil *Non Cost Recovery* produksi migas yang dihasilkan langsung dibagi dengan split tertentu antara Pemerintah (Indonesia) dan kontraktor. Perbandingan diagram alir perhitungan Kontrak Bagi Hasil dan model kajian Kontrak Bagi Hasil *Non Cost Recovery*.

Gambar 3.3. Diagram Alir Model PSC Recovery



Gambar 3.4. Diagram Alir Model PSC Non Cost Recovery



Sumber Gambar 3.3 dan 3.4: [www.ekonomi-migas.blogspot.com](http://www.ekonomi-migas.blogspot.com), berjudul “PSC Non Cost Recovery”

Beberapa prinsip perhitungan yang diberlakukan dalam model kajian Kontrak Bagi Hasil *Non Cost Recovery* adalah sebagai berikut:

1. Biaya yang dikeluarkan oleh kontraktor tidak akan dikembalikan dari produksi (tidak berlaku *cost recovery*). Perhitungan *cost recovery* hanya digunakan untuk perhitungan pajak atas bagian yang diterima oleh kontraktor.
2. Kontraktor mendapatkan kompensasi berupa bagi hasil yang diambil langsung dari produksi.
3. Bagi hasil ditentukan berdasarkan prosentase setelah pajak.
4. DMO dihitung dari bagian *revenue* kontraktor, paling banyak 25% (dua puluh lima persen) bagiannya dari hasil produksi minyak bumi dan/atau gas bumi untuk memenuhi kebutuhan dalam negeri.

### 3.3 Kontrak Bagi Hasil Malaysia

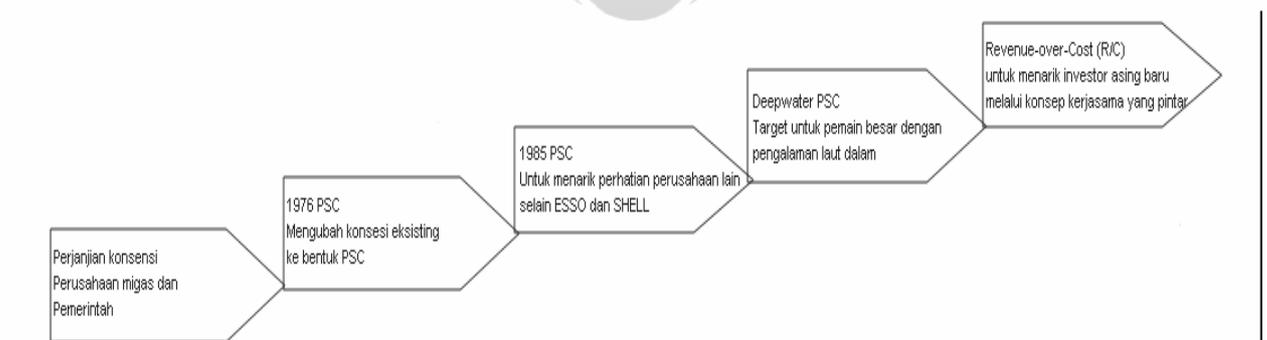
#### 3.3.1. Sejarah PSC Malaysia

Sebelum tahun 1976, perusahaan-perusahaan migas di Malaysia beroperasi di bawah sistem konsensi. PETRONAS terbentuk dari hasil *Petroleum Development Act* (PDA) pada tahun 1974, dan mengambil alih sebagai satu-satunya penjaga dari semua sumber migas di Malaysia. PSC diperkenalkan pada tahun 1976. Pada tahun 1985, termin PSC baru diperkenalkan pertama kali untuk menarik perhatian investor asing agar mengeksplorasi sumber-sumber migas yang ada. Pada tahun 1985 termin PSC menawarkan pembagian keuntungan yang lebih baik bagi kontraktor.

Untuk mendorong eksplorasi laut dalam, PETRONAS memperkenalkan *Deepwater PSC* pada tahun 1992 yang didesain secara special untuk mempercepat eksplorasi di laut yang lebih dalam (> 200m).

Pada tahun 1997, pembagian hasil migas yang lebih liberal diperkenalkan. PSC R/C merupakan formula yang menjustifikasikan sendiri dari kumulatif *revenue/kumulatif cost* yang didesain untuk menyediakan insentif untuk membangun penemuan migas yang lebih kecil.

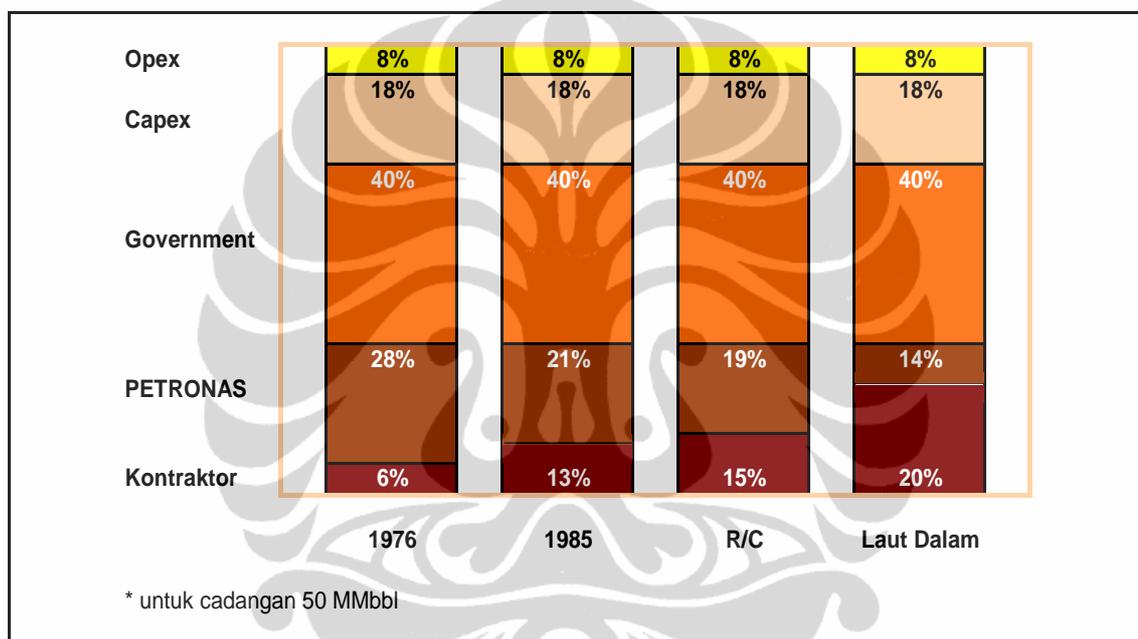
Tabel 3.2. Evolusi dari PSC berbanding lurus dengan perubahan lingkungan



Tabel 3.3. Durasi dari PSC (dalam tahun)

	1976	1985	Laut Dalam	"R/C"
<b>Total Durasi</b>	24	24	38	29
<b>Eksplorasi</b>	3+2	5	7	5
<b>Pengembangan</b>	2+2	4	6	4
<b>Produksi</b>	15	15	25	20

Tabel 3.4. Perbandingan Pendapatan Kontraktor

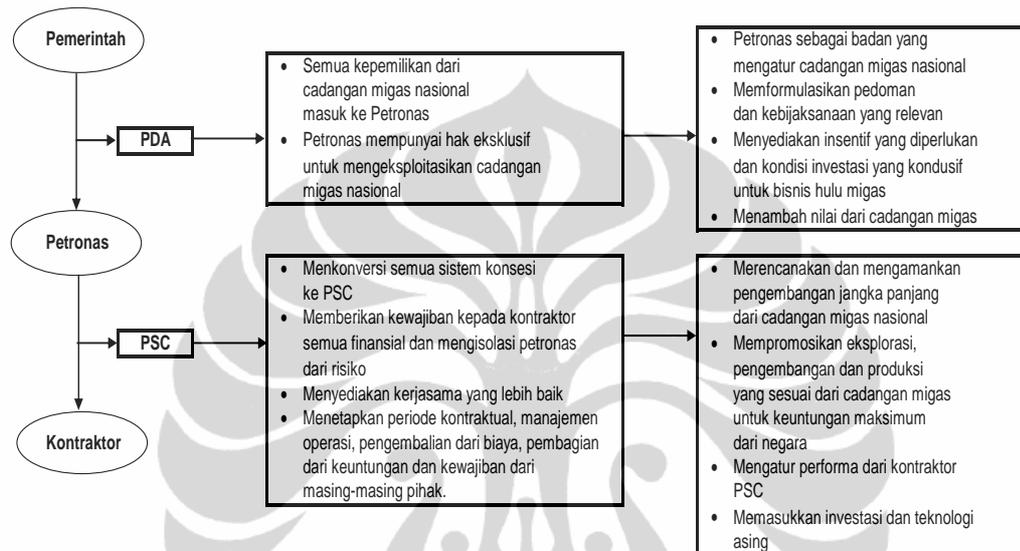


Sumber Tabel 3.2, 3.3 dan 3.4: [www.ccop.or.th](http://www.ccop.or.th), berjudul "Overview of Malaysian System"

### 3.3.2. Bentuk PSC Malaysia

Berikut penjelasan mengenai konsep PSC yang berlaku di Malaysia dapat dilihat dari tabel berikut di bawah ini:

Tabel 3.5 Konsep PSC yang berlaku di Malaysia.



Sumber: [www.ccop.or.th](http://www.ccop.or.th), berjudul "Overview of Malaysian System"

Konsep PSC yang berlaku di Malaysia sesuai dengan tabel di atas yaitu pada awalnya Petronas ditunjuk sebagai perusahaan migas nasional Malaysia pada tanggal 17 Agustus 1974. Dan pada tahun yang sama tanggal 1 Oktober, Petroleum Development Act (PDA) dibuat dengan tugas dan wewenang Petronas sebagai badan pelaksana kegiatan hulu migas, sedangkan PSC antara Petronas dengan Kontraktor menjelaskan tugas dan wewenang Petronas sebagai perusahaan migas nasional Malaysia.

### 3.3.2.1. Termin Fiskal di Malaysia

Tabel berikut merupakan termin fiskal PSC di Malaysia yang digunakan sebagai struktur pembagian hasil produksi migas di Indonesia.

Tabel 3.6. Termin Fiskal PSC di Malaysia

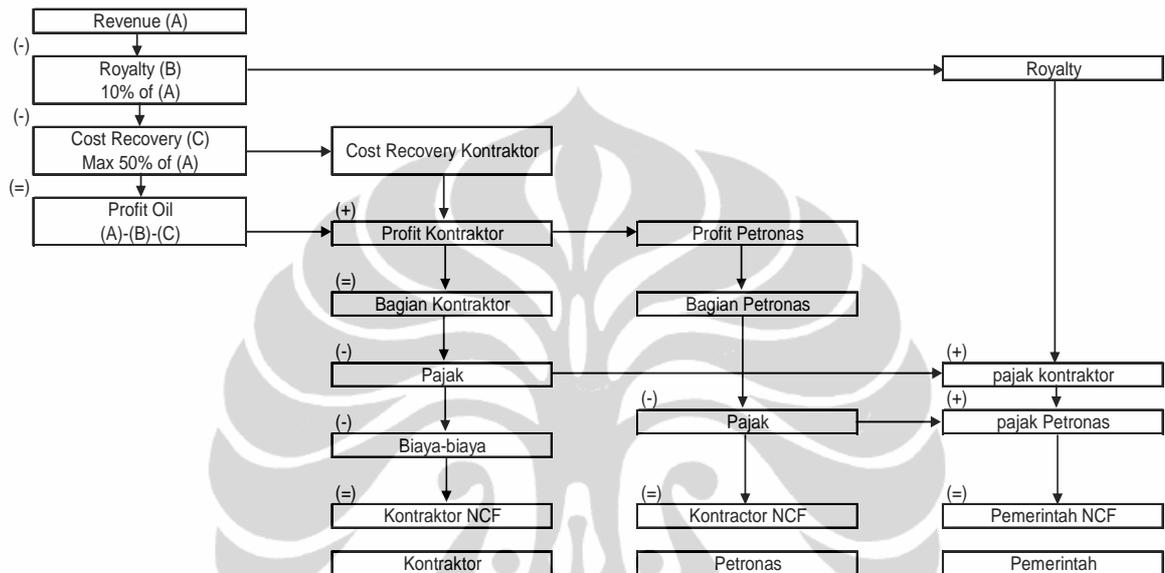
Termin Fiskal	Malaysia
Durasi	
- Eksplorasi	5 tahun
- Produksi	4 tahun pengembangan, 15 tahun minyak, 20 tahun gas
- Perpanjangan	tergantung negosiasi
<i>Limit Cost Recovery</i>	50% minyak, 60% gas
<i>Signature Bonus</i>	tidak ada
<i>Production Bonus</i>	tidak ada
<i>Royalty</i>	10% ditambah 0.5% untuk penelitian
<i>Equity oil</i> (sesuai dengan pajak pemerintah)	70%-50%/30%-50% tergantung produksi
<i>Equity gas</i> (sesuai dengan pajak pemerintah)	70%-50%/30%-50% tergantung produksi
DMO (Domestic Market Obligation)	tidak ada
Pajak	38% pada ekuitas
Partisipasi perusahaan nasional	opsional sampai dengan 15%

Sumber: PriceWaterhouse Cooper tahun 2003, berjudul "Asia Pacific: Energy, Utilities & Mining Investment Guide.

### 3.3.2.2. Diagram alir perhitungan PSC Malaysia

Berikut penjelasan mengenai diagram alir perhitungan PSC yang berlaku di Malaysia dapat dilihat di bawah ini:

Gambar 3.5. Diagram Alir Perhitungan PSC Malaysia



Sumber: [www.ccop.or.th](http://www.ccop.or.th), berjudul "Overview of Malaysian System"

Diagram alir di atas menjelaskan mengenai perhitungan PSC Malaysia di mana setelah *revenue*, 10% dari *revenue* langsung masuk ke pemerintah kemudian kontraktor dapat *re-recover* biaya-biaya sampai dengan maksimum 50%. *Profit* yang didapat setelahnya akan dibagi antara kontraktor dengan Petronas dan terakhir pajak dari kontraktor maupun Petronas akan masuk ke Pemerintah. Perbedaan antara PSC, model kontrak PSC *Non Cost Recovery*, dan model kontrak PSC *Revenue over Cost* dapat dilihat secara jelas pada deskripsi berikut.

Tabel 3.7. Perbedaan PSC, PSC Non Cost Recovery, PSC Revenue over Cost

No	Komponen	PSC	PSC Non Cost Recovery	PSC di Malaysia
1	Sistem pembagian hasil produksi	Dihitung dari Produksi/Revenue setelah dikurangi recoverable cost	Dihitung langsung dari produksi	Dihitung dari Produksi/Revenue setelah dikurangi recoverable cost
2	Cost recovery yang belum terbayarkan	Unrecovered Cost	Tidak ada cost recovery. Cost recovery hanya untuk perhitungan pajak	Contractor's Cost Recovery Limit dan Unused Cost Split ditentukan dengan R faktor Kontraktor dan Volume Kumulatif Penjualan
3	Batasan pembagian	Contractor Share after tax	Contractor Share after tax	Contractor Share after tax ditentukan dengan R faktir kontraktor dan volume kumulatif penjualan

Tabel di atas menjelaskan perbedaan PSC, PSC *Non Cost Recovery* dan PSC di Malaysia, diantaranya:

1. Bahwa untuk sistem pembagian hasil produksi untuk PSC di Indonesia maupun Malaysia berlaku sama yaitu setelah dikurangi oleh biaya yang sudah dikembalikan dari Pemerintah ke Kontraktor (*Recoverable Cost*) sedangkan pada PSC *Non Cost Recovery* langsung dari *revenue*.
2. *Cost recovery* yang belum terbayarkan (*Unrecovered Cost*) untuk PSC di Indonesia menjadi *unrecovered cost* yang bisa ditagihkan di tahun berikutnya selama masa produksi, sedangkan untuk PSC *Non Cost Recovery* tidak ada *cost recovery* dan *cost recovery* hanya untuk perhitungan pajak, sedangkan untuk PSC Malaysia batas besar *cost recovery* (*contractor cost recover limit*) dan *cost recovery* yang belum terbayarkan (*unused cost split*) ditentukan dengan menggunakan faktor R dan volume kumulatif dari penjualan.
3. Mengenai batasan pembagian untuk PSC di Indonesia dan PSC *Non Cost Recovery* bagian kontraktor adalah setelah pajak, sedangkan untuk PSC di Malaysia ditentukan dengan menggunakan faktor R dan volume kumulatif dari penjualan.

### 3.4 Profil Perusahaan

PT Z merupakan pemegang izin pengelolaan blok Kangean yang terdiri dari beberapa lapangan migas yang sudah terbukti cadangannya, yaitu Pagerungan, Sepanjang, Terang Sirasun Batur, Pagerungan Utara dan Kangean Barat. Produksi harian PT Z saat ini terdiri dari Gas yang berasal dari lapangan Pagerungan sebesar 60 MMSCFD yang dialirkan melalui pipa bawah laut (*Sub Sea Pipeline*) ke konsumen-konsumen gas di Jawa Timur diantaranya PT Petrokimia Gresik (“PKG”), PT Perusahaan Listrik Negara (“PLN”), PT Perusahaan Gas Negara (“PGN”), dan PT Indogas Kriya Dwiguna (“Indogas”) dan Minyak Mentah yang berasal dari lapangan Sepanjang sebesar 3.000 BBLSD yang dijual domestik ke Unit Pengolahan III Plaju milik PT Pertamina (Persero) dan ekspor ke Dalian China melalui Petro Diamond.

Wilayah kerja blok Kangean berada pada 115° Bujur Timur dan 7° Lintang Selatan, terletak di timur laut Pulau Jawa, atau lebih tepat di timur laut Pulau Madura dengan luas 4509,52 km<sup>2</sup>. Dibagi kedalam 5 blok wilayah kerja dan pembagian blok serta luas wilayah tiap blok pada *Production Sharing Contract* (PSC) Kangean dapat dilihat pada tabel 3.7.

Tabel 3.8. Luas Wilayah Kerja PT Z

BLOK	KM <sup>2</sup>
A	3830,13
B	160,08
C	277,62
D	158,87
E	82,84
TOTAL	4509,2

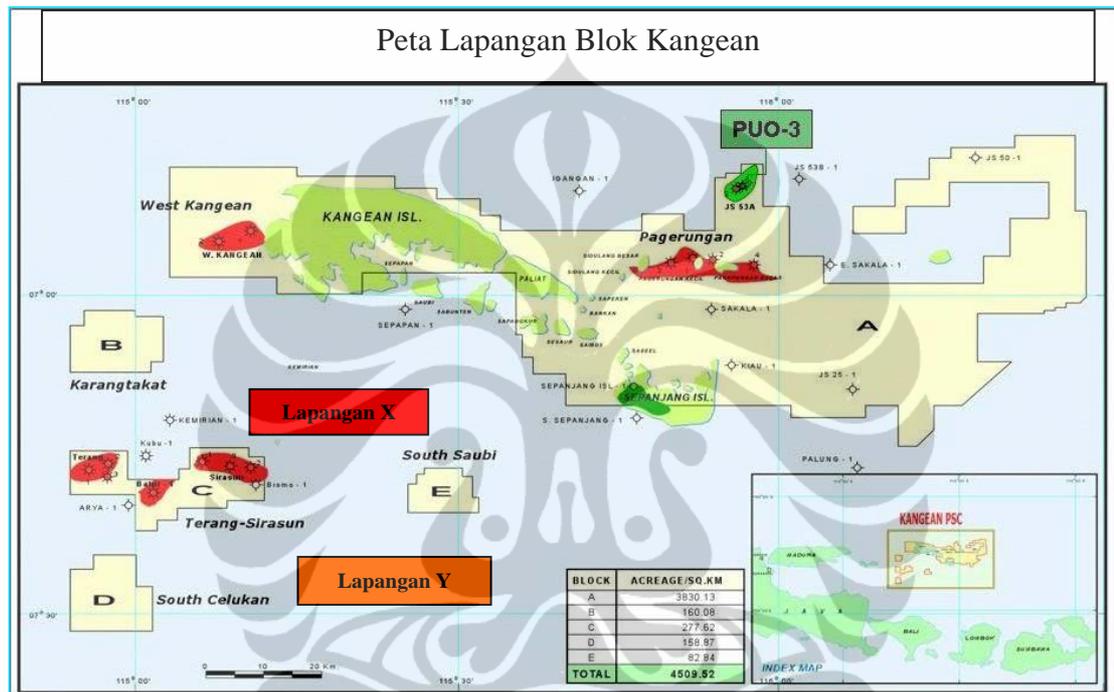
Kelompok sumur tersebut terbagi berdasarkan tempat atau lokasi, yaitu:

- ✓ A : Kangean Barat, Pagerungan, Pulau Sepanjang, Pagerungan Utara Offshore
- ✓ B : Karang Takat
- ✓ C : Terang – Sirasun

- ✓ D : Celukan Selatan
- ✓ E : Saubi Selatan

Daerah yang diberi tanda pada peta di bawah ini menunjukkan lokasi sumur-sumur di blok Kangean.

Gambar 3.6. Peta Lapangan Blok Kangean



### 3.5 Sejarah PT Z

*Production Sharing Contract* (PSC) Kangean pertama kali diberikan kepada ARCO pada bulan November 1980. Pada 1982, ARCO menjual 40% sahamnya kepada Bitoil, yang kemudian menjadi British Petroleum (sekarang Beyond Petroleum).

Pada blok Kangean ditemukan cadangan migas yang potensial untuk dikomersilkan, yaitu lapangan Pangerungan, Sepanjang, Terang Sirasun Batur, Kangean Barat, Pangerungan Utara dan Sepanjang.

PT. Energi Mega Persada Tbk. (EMP Tbk) memiliki semua saham dari Energi Mega Pratama Inc. sebuah perusahaan induk dari PT Z. Sejak bulan

**Universitas Indonesia**

September 2004, PT Z merupakan operator dari PSC Kangean dan telah mendapatkan persetujuan pemerintah untuk melakukan pengembangan sampai dengan tahun 2030.

Namun pada perjalanannya salah satu unit EMP Tbk yaitu Lapindo Brantas mengalami musibah sebagaimana disebut dengan lumpur Lapindo. Hal tersebut mengakibatkan unit-unit bisnis yang lain di bawah EMP Tbk harus menutup segala biaya yang harus dikeluarkan untuk kasus lumpur Lapindo tersebut. Pada akhirnya unit-unit bisnis yang lain juga tidak dapat terus menerus menutup biaya-biaya tersebut, oleh karenanya salah satu cara yang harus ditempuh adalah dengan menjual salah satu unit bisnis dari EMP Tbk. Salah satu yang paling potensial dari unit bisnis EMP Tbk adalah PT Z yang kemudian dijual kepemilikannya sebesar 50% kepada konsensi Mitsubishi Japex.

#### 3.5.1. Sejarah Lapangan X

Lapangan X ditemukan pada tahun 1982 dan 1993, sampai dengan sekarang sudah dilakukan pengeboran 6 (enam) sumur eksplorasi dan sumur deliniasi.

Lapangan X mempunyai cadangan gas sebesar 1.6 TCF terdiri dari 1.4 cadangan terbukti dan 0.2 cadangan yang mungkin. Berdasarkan diskusi antara PT Z dengan BPMIGAS, maka ekspektasi penjualan gas dari lapangan X sebesar 868 BCF.

Saat ini PT Z. telah melakukan evaluasi data-data dan membuat program-program kerja ulang sumur (*workover*) untuk meningkatkan produksi gas di lapangan X.

#### 3.5.2. Sejarah Lapangan Y

Lapangan Y merupakan lapangan minyak eksplorasi, sampai dengan sekarang telah dilakukan pengeboran masing-masing satu untuk sumur eksplorasi maupun sumur deliniasi. Dari hasil tersebut dianalisa maka lapangan Y

mempunyai cadangan minyak sekitar 125 MMBO dengan produksi rata-rata per hari 30,000 BOPD.

Saat ini PT Z. telah melakukan evaluasi data-data dan membuat program-program kerja ulang sumur (*workover*) untuk meningkatkan produksi gas di lapangan Y.



## BAB 4

### ANALISIS LINGKUNGAN BISNIS MIGAS

#### 4.1. Analisis Lingkungan Bisnis Hulu Migas

Aktivitas bisnis hulu Migas dapat dilaksanakan oleh pelaku bisnis dan Badan Usaha Tetap dengan basis kontrak kerjasama bersama BPMIGAS. Kontrak ini harus terdiri dari minimum termin dan kondisi sebagai berikut:

- Kepemilikan dari minyak dan gas bumi tetap pada Pemerintah sampai dengan Titik Penyerahan.
- Kontrol manajemen dari operasi tetap dengan BPMIGAS, dan
- Semua modal dan risiko akan ditanggung oleh kontraktor.

Ketentuan-ketentuan dasar dari kontrak kerjasama harus sesuai dengan hukum dan regulasi yang berlaku dan setelah konsiderasi dari level risiko dan kemungkinan keuntungan terbesar kepada Pemerintah. Bentuk dan ketentuan dasar dari kontrak kerjasama membutuhkan persetujuan dari Migas dan Kepala BPMIGAS.

Kontrak kerjasama harus terdiri dari klausa-klausa yang mencakup prinsip dasar, seperti pendapatan Negara, area kerja dan pengembaliannya, kewajiban untuk mengeluarkan dana, transfer kepemilikan dari kelanjutan produksi minyak dan gas bumi, periode waktu dan kondisi perpanjangan kontrak, resolusi dari perselisihan, kewajiban untuk menyuplai minyak mentah dan/atau gas bumi untuk kebutuhan dalam negeri, pengakhiran kontrak, kewajiban lanjutan dari operasi pertambangan, menyediakan keselamatan dan kesehatan, manajemen dari lingkungan yang natural, transfer hak dan kewajiban, melaporkan keperluan, perencanaan pengembangan lapangan, prioritas untuk menggunakan barang dan jasa dalam negeri, pengembangan terhadap masyarakat setempat dan jaminan hak-hak dari masyarakat tradisional dan prioritas untuk menggunakan sumber daya manusia Indonesia.

## 4.2. Analisis Industri

Analisis industri ini mendeskripsikan model industri Migas yang bersifat global dengan pemain yang terdiri perusahaan-perusahaan multinasional dan pemasaran produk Migas secara global.

Analisis industri dilakukan dengan pengelompokan lima bagian yakni ancaman pendatang baru, persaingan dari perusahaan sejenis, posisi tawar pembeli, posisi tawar-menawar pemasok, dan ancaman produk pengganti.

- Hambatan pendatang baru

Hambatan pendatang baru industri hulu Migas tergolong sangat tinggi karena untuk memasuki industri ini diperlukan modal yang sangat besar (modal teknologi dan modal kapital). Pencarian cadangan Migas semakin sulit karena tantangan medannya seperti daerah perairan dalam, daerah terpencil dengan dukungan infrastruktur yang sangat minimal dan hambatan-hambatan lainnya.

Risiko kegagalan eksplorasi dengan biaya yang sangat mahal secara wajar diterima oleh perusahaan-perusahaan raksasa Migas yang sudah memiliki cadangan dana yang besar untuk maksud tersebut.

- Persaingan dari perusahaan sejenis

Berbeda dengan industri manufaktur biasa di mana sering terjadi persaingan yang ketat antara pemain, untuk industri Migas persaingan antara kontraktor Migas ini relatif kurang. Migas merupakan komoditi yang mudah pemasarannya dibandingkan dengan komoditas produk manufaktur khususnya *consumer goods* yang persaingannya ketat. Konsumer Migas adalah perusahaan-perusahaan besar dari berbagai industri yang mengkonsumsi baik Migas sebagai bahan bakar maupun sebagai bahan baku.

Persaingan utama di antara perusahaan-perusahaan Migas adalah bagaimana mencapai operasi yang lebih efisien. Dengan rendahnya *operating cost*

ini, bagi hasil yang diperoleh perusahaan lebih besar sehingga keuntungan *cash* juga lebih besar.

Persaingan di antara perusahaan bisa terjadi apabila terjadi *over supply*. Sebagai contoh persaingan untuk menjadi penyuplai gas di Jawa Timur (2000).

Persaingan antara kontraktor juga terjadi pada saat pelelangan wilayah kerja baik lama maupun baru. Kekuatan *financial back-up* diadu dalam pelelangan tersebut sehingga terjadi seleksi alami di mana perusahaan raksasa melawan perusahaan raksasa dan demikian sebaliknya.

- Posisi tawar pembeli

Pembeli produk minyak dan gas bumi adalah perusahaan-perusahaan besar dengan tingkat urgensi yang tinggi di mana pemenuhan kebutuhan minyak dan gas yang tersebut bersifat mutlak. Dengan tingkat kepentingan demikian, sebenarnya kekuatan yang dimiliki pembeli tidak terlalu kuat karena pembeli mempunyai ketergantungan terhadap suplai.

- Posisi tawar menawar pemasok

Berkebalikan dengan kekuatan pembeli, penyuplai minyak dan gas mempunyai kekuatan yang lebih dibandingkan pembeli. Dalam pasar minyak dan gas bumi, harga jual sangat dipengaruhi oleh kondisi *demand-supply* di samping faktor-faktor lain seperti krisis politik dan sebagainya. Demand dari energi (minyak dan gas) yang dipengaruhi juga oleh situasi perekonomian dunia cenderung untuk meningkat sedangkan suplai minyak dan gas sangat dipengaruhi oleh "tingkah laku" para penyuplai. Sebagai contoh OPEC bisa juga menurunkan atau menaikkan produksinya sehingga suplai minyak bisa berubah-ubah.

- Hambatan produk pengganti

Sampai saat ini produk Migas yang bisa diterima oleh semua pihak belum tersedia. Energi nuklir masih menjadi perdebatan yang belum bisa diterima dengan alasan keamanan terhadap kehidupan. Energi surya sudah bisa

dimanfaatkan namun terbatas pada skala kecil sehingga tidak bisa mensuplai kebutuhan energi untuk industri. Energi panas bumi merupakan energi alam yang ramah lingkungan, namun masih tergolong mahal dan ketersediaannya sangat alamiah. Batubara dapat berfungsi menggantikan Migas, namun volume dan pemakaiannya sangat terbatas sehingga tidak bisa memenuhi seluruh kebutuhan energi. Dengan melihat kondisi demand yang ada, minyak dan masih merupakan produk energi yang mempunyai pasar yang luas.

### 4.3. Karakteristik Investasi Migas di Indonesia

Karakteristik investasi migas pada umumnya antara lain: kapital intensif, risiko (moderat – tinggi), investasi jangka panjang, teknologi yang tinggi.

Tahapan investasi hulu yakni pertama, eksplorasi yang terdiri dari *seismic*, eksplorasi, *drilling*, dan *appraisal* mempunyai risiko sangat tinggi (8-10% rasio sukses) dan kapital yang besar (4 tahun); kedua, pengembangan yang terdiri dari pengeboran, fasilitas produksi tergantung besar dan kompleksitas dari lapangan; ketiga, Eksploitasi (produksi) yang terdiri dari biaya produksi dan *workover*, *engineering*, *general & administration*, biaya kapital (*develop well*, sarana produksi) dan terakhir *Enhanced Oil Recovery* (EOR).

- Kondisi Migas saat ini

Pada lapangan berproduksi memiliki kondisi *mature*, cadangan dan produksi menurun dan biaya produksi naik. Potensi eksplorasi untuk Indonesia Barat (Jawa, Sumatera) – *proven basin* namun kesempatan terbatas; Indonesia Timur, laut dalam – risiko dan biaya sangat tinggi.

- Peranan pengusaha Indonesia di bisnis migas

Peranan Pengusaha Indonesia pada perusahaan migas hulu sangat terbatas oleh modal, teknologi, dan *entrepreneurship*.

- Tahapan strategi pengusaha migas di Indonesia

Pertama-tama yang perlu dilakukan adalah memilih *entry point* yang tepat yaitu modal (risiko yang rendah), teknologi (tidak kompleks), *cash flow* jangka pendek. Kedua, jika lapangan berada pada tahap eksplorasi di dalam kontrak area yang sudah berproduksi, risiko tidak terlalu tinggi (*proven basin*), *quick tie-in* (dapat diproduksi dengan cepat). Sedangkan ketiga, jika lapangan berada pada tahap development yang memiliki akses ke *capital market* maka perlu adanya *project financing*.

- Strategi investasi di bisnis migas

Strategi yang perlu disadari di dalam investasi di bisnis migas yang pertama adanya isu biaya yang dikeluarkan untuk mempertahankan dan mengoptimalkan lapangan produksi yang ada. Kedua, adanya isu *revenue* akibat pertumbuhan yang ekonomis. Dan yang terakhir adanya isu reputasi yang merupakan operasi yang kompetitif di Indonesia dan dunia.

- Risiko investasi migas hulu di Indonesia

Risiko investasi migas hulu di Indonesia sangat besar, diantaranya yang pertama adalah risiko pra-kontrak yaitu perlu adanya studi FEED (*Front End Engineering Design*) dari lapangan dan AMDAL dari lingkungan, risiko eksplorasi yang bersandar pada konsep ketidakpastian, risiko teknikal sangat berpengaruh terhadap bentuk fisik, sifat dan kelakuan yang pasti dari deposito minyak dan gas bumi, risiko bisnis karena adanya inflasi, harga minyak dan keadaan ekonomi yang tidak menentu, sedangkan risiko politik, sosial dan ekonomi tertangani oleh kontrak.

- Bisnis migas di Indonesia

Kondisi bisnis migas di Indonesia saat ini sudah matang, sedangkan penemuan baru relative kecil melawan global portfolio, biaya operasi tinggi akibat fasilitas lama dan proses baru (EOR), termin PSC yang ketat,

perubahan situasi politik dan social, hubungan bisnis dengan pemerintah, perpanjangan kontrak sharing risiko dengan bisnis kepemilikan pemerintah

- Mitigasi risiko yang didambakan

Kontraktor dalam hal ini sangat mendambakan adanya mitigasi risiko diantaranya penurunan biaya termasuk efisiensi birokrasi, insentif bagi investasi eksplorasi daerah baru, teknologi baru, dan kinerja yang baik, menumbuhkan sikap saling percaya, dialog yang bermanfaat, dan mulai menggeser hubungan kontraktor dengan pemerintah sebagai mitra.

- Strategi umum untuk menarik kembali investor

Strategi-strategi yang dibutuhkan untuk menarik kembali investor adalah pertama menurunkan biaya dengan cara mengurangi birokrasi dan bekerja sebagai mitra, kedua dengan memodifikasi PSC menjadi lebih kompetitif sehingga mendorong investasi jangka panjang, dan yang terakhir adalah dengan mempertahankan reputasi yang baik dengan menjaga kontrak kerjasama yang ada dan perpanjangan kontrak diberikan berdasarkan kinerja.

## BAB 5

### ANALISIS DAN PEMBAHASAN

Bab ini akan membandingkan perhitungan PSC di Indonesia, PSC *Non Cost Recovery* dan PSC Malaysia dengan membandingkan keekonomian Kontraktor dilihat dari IRR, NPV, penerimaan kontraktor dan bagian kontraktor setelah *tax* serta keekonomian pemerintah dilihat dari NPV dan penerimaan pemerintah. Dari keenam indikator keekonomian tersebut di atas akan dianalisis sensitivitas masing-masing terhadap *capex*, *opex*, produksi dan harga untuk mengetahui lebih lanjut pengaruh komponen-komponen tersebut terhadap masing-masing jenis PSC.

Umumnya yang menjadi fokus dalam analisa sistem fiskal dalam migas dari sisi pemerintah adalah segi *profit* sebagai contoh *government take* yaitu persentase pembagian pemerintah dari *profit*. Selain hal tersebut, NPV juga memperlihatkan indikator keekonomian yang bagus dari *profit* karena memasukkan *time value of money*, sedangkan dari sisi kontraktor dapat dilihat dari *contractor take*, NPV dan IRR.

Dalam rangka membandingkan indikator keekonomian dan *profit* dari ketiga PSC tersebut, dibutuhkan data yang sama untuk perhitungan keekonomiannya karena jika menggunakan data yang berbeda maka akan didapatkan data yang tidak dapat dibandingkan. Oleh karenanya, dari perhitungan ketiga model PSC tersebut digunakan produksi, harga dan struktur biaya yang sama.

#### 5.1 Kasus Dasar

Berikut adalah contoh kasus perhitungan keekonomian kontrak gas di lapangan X dan minyak bumi di lapangan Y. Termin fiskal dan asumsi kontrak gas di lapangan X dan kontrak minyak di lapangan Y ditunjukkan oleh tabel 5.1, sedangkan tabel 5.2. digunakan untuk perhitungan PSC di Malaysia. Data

produksi dan biaya yang diperlukan untuk perusahaan masing-masing blok tersebut ditunjukkan oleh tabel 5.3 dan 54.

Tabel 5.1 Termin Fiskal dan Asumsi Kontrak Minyak & Gas Bumi

No.	Fiscal Terms/Asumsi	Nilai
<b>A. Fiscal Terms Kontrak</b>		
1	Tax	44%
2	FTP	20%
3	Investment Credit	Minyak: 17%, Gas: 55%
4	DMO	25%
	*) DMO Fee	10%
	*) Start of DMO	tahun ke-6
<b>B. Asumsi</b>		
1	Depresiasi	Double Decline 5 thn
2	Discount Rate	15%
3	Price	
	*) Gas	3 US\$/MCF
	*) Minyak	40 US\$/Bbl

Sumber: PT Visidata Riset Indonesia (2007), berjudul Studi tentang: Peluang dan Prospek Investasi Minyak dan Gas di Indonesia.

Sedangkan untuk kontrak PSC di Malaysia, berikut terlampir di bawah tabel *Recovery over Cost* untuk mengetahui besarnya *cost recovery limit* dan *equity to be split*.

Tabel 5.2 *Recovery over Cost* PSC Malaysia

R Factor (%)	Cost Recovery Limit (%)	Contractor Unused Cost Recovery Below THV1 (%)	Contractor Unused Cost Recovery Above THV1 (%)	Contractor Profit Share Below THV1 (%)	Contractor Profit Share Above THV1 (%)
< 1	70	80	40	80	40
1 - 1.4	60	80	40	70	30
1.4 - 2.0	50	70	40	60	30
2.0 - 2.5	30	60	40	50	30
2.5 - 3.0	30	50	40	40	30
> 3.0	30	40	20	30	10

Sumber: [www.ccop.or.th](http://www.ccop.or.th), berjudul "Overview of Malaysian System"

*R Factor* = Kontraktor Kumulatif *Cost Recovery*, *Unused Cost Recovery* dan *Profit Oil* dibagi dengan Kumulatif *Cost*

THV (*Treshold Volume*) = 30 MMBBL total produksi Minyak (750 BCF total produksi Gas)

Tabel 5.3 Data Biaya dan Produksi Gas di lapangan X

Tahun	Biaya Investasi Gas (MMUS\$)			OpCost US\$/MCF	Produksi MMSCFD
	Capital	Non Capital	Jumlah		
0	18	72	90		
1	9	36	45	0.45	0
2	9	36	45	0.45	0
3	6	24	30	0.45	0
4	0	0	0	0.45	300
5	0	0	0	0.45	300
6	0	0	0	0.45	300
7	0	0	0	0.45	220
8	6	24	30	0.45	200
9	0	0	0	0.45	200
10	0	0	0	0.45	200
11	0	0	0	0.45	160
12	0	0	0	0.45	97
13	6	24	30	0.45	86
14	0	0	0	0.45	67
15	0	0	0	0.45	51
16	0	0	0	0.45	39
17	0	0	0	0.45	32
<b>Total</b>	<b>54</b>	<b>216</b>	<b>270</b>		

Sumber: Data Produksi dan Biaya Gas Perusahaan Z

Tabel 5.4 Data Biaya dan Produksi Minyak di lapangan Y

Tahun	Biaya Investasi Minyak (MMUS\$)			OpCost US\$/Bbl	Produksi MBOPD
	Capital	Non Capital	Jumlah		
0	14	56	70		
1	7	28	35	9	0
2	7	28	35	9	0
3	5	20	25	9	0
4	0	0	0	9	54
5	0	0	0	9	74
6	0	0	0	9	73
7	0	0	0	9	58
8	16	64	80	9	32
9	0	0	0	9	20
10	0	0	0	9	12
11	0	0	0	9	7
12	0	0	0	9	6
13	8	32	40	9	4
14	0	0	0	9	2
15	0	0	0	9	2
<b>Total</b>	<b>57</b>	<b>228</b>	<b>285</b>		

Sumber: Data Produksi dan Biaya Minyak Perusahaan Z

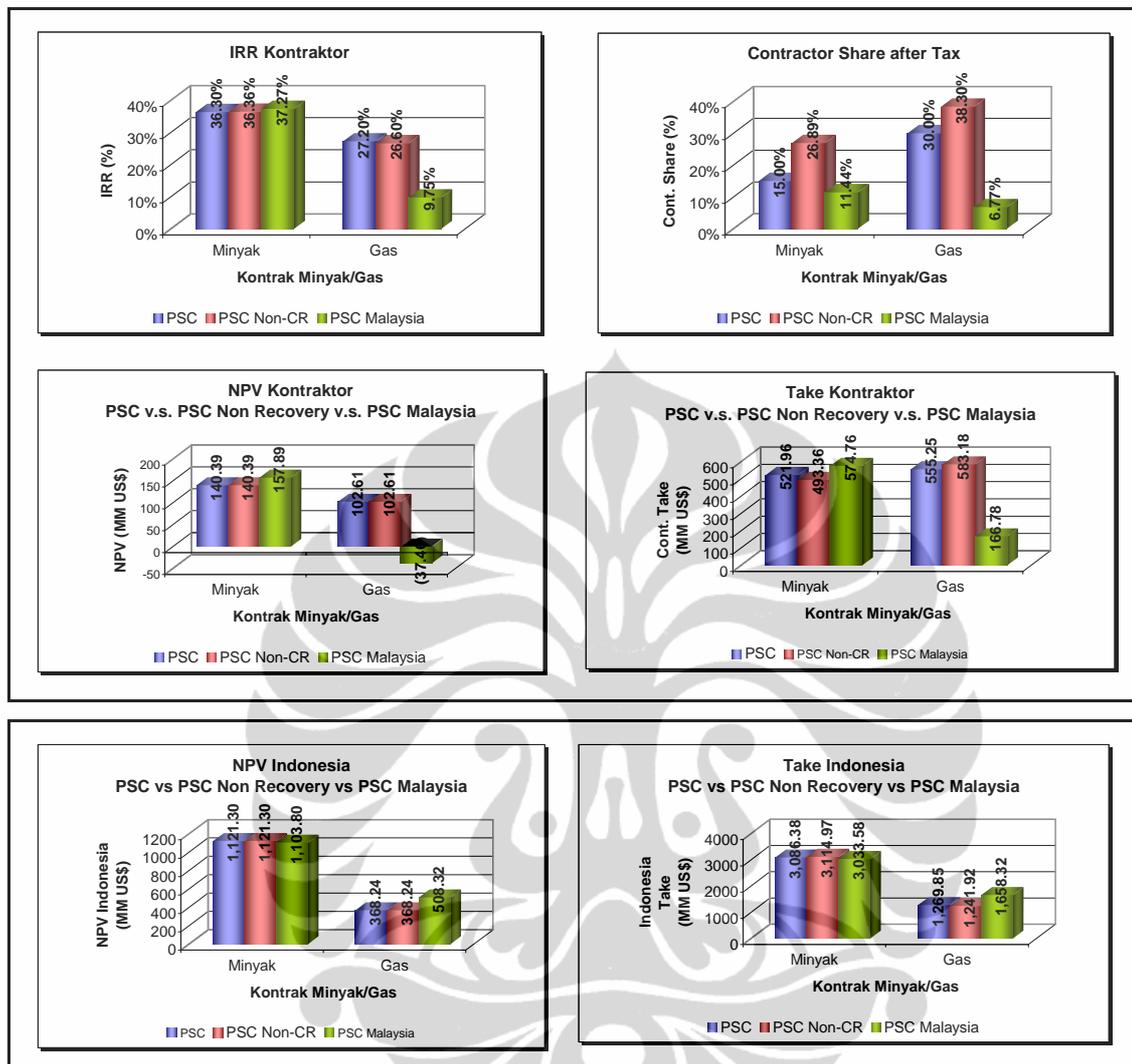
Dari keterangan data di atas dapat dihitung keekonomian model Kontrak Bagi Hasilnya (*PSC Cost Recovery*) dengan output IRR, *Contractor NPV*, *Cocontractor Take*, *Government NPV*, dan *Government Take* sebagaimana terlampir. Hasil lengkapnya ditunjukkan oleh tabel 5.5 di bawah ini.

Tabel 5.5 Perbandingan Indikator Keuntungan PSC, PSC Non Cost Recovery dan PSC Malaysia

Indikator	Satuan	PSC		PSC Non-CR		PSC Malaysia	
		Minyak	Gas	Minyak	Gas	Minyak	Gas
IRR Contr.	%	36.30%	27.20%	36.36%	26.60%	37.27%	9.75%
Contractor Share	%	15.00%	30.00%	26.89%	38.30%	11.44%	6.77%
Contractor NPV	MMUS\$	140.39	102.61	140.39	102.61	157.89	(37.46)
Contractor Take	MMUS\$	521.96	555.25	493.36	583.18	574.76	166.78
Government NPV	MMUS\$	1,121.30	368.24	1,121.30	368.24	1,103.80	508.32
Government Take	MMUS\$	3,086.38	1,269.85	3,114.97	1,241.92	3,033.58	1,658.32

Perbedaan hasil perhitungan keekonomian ketiga model kontrak tersebut di atas, baik keekonomian kontraktor maupun pemerintah dapat ditunjukkan secara grafis pada Gambar 5.1 di bawah ini.

Gambar 5.1. Hasil Perhitungan Keekonomian Ketiga Model Kontrak



Gambar di atas merupakan hasil perhitungan keekonomian berdasarkan indikator keekonomian dari ketiga bentuk PSC. Semua indikator keekonomian memberikan hasil yang konsisten, PSC di Malaysia memberikan porsi yang paling besar bagi Pemerintah untuk gas karena adanya indeks R/C sehingga membatasi *contractor take* dengan *cost recovery limit* dan *equity to be split* yang kecil karena *revenue* gas yang tidak begitu besar, sedangkan PSC *Non Cost Recovery* memberikan porsi yang paling besar bagi pemerintah untuk minyak karena positif *cash flow* di awal yang besar akibat tidak adanya *cost recovery* dan *government share*nya paling besar dibandingkan PSC di Malaysia dan PSC di Indonesia. Dapat dilihat sisi NPV yang merupakan nilai sekarang dari *cash flow* dengan

menggunakan *discount rate* tertentu. Semakin tinggi nilai NPV memperlihatkan bahwa hasil akhir dari investasi sekarang yang paling besar. Pada umumnya, perhitungan keekonomian dengan kondisi dimana mempunyai proporsi *revenue* yang lebih besar di awal dibandingkan di akhir akan mempunyai NPV yang lebih besar. Sedangkan IRR, adalah bunga yang membuat NPV dari *revenue* sama dengan NPV pada investasi. Semakin tinggi IRR, semakin memberikan pengembalian yang besar dari investasi. Oleh karenanya hanya kontraktor yang memperhitungkan faktor IRR karena yang melakukan investasi adalah kontraktor sedangkan pemerintah tidak melakukan investasi.

Beberapa faktor yang dapat mempengaruhi dari proses analisis, yaitu sebagai berikut:

- *Cost Recovery Limit*

*Cost recovery limit* mempunyai pengaruh yang sangat besar pada NPV, pada PSC di Malaysia batasannya tergantung dari indeks R/C sedangkan PSC di Indonesia sebesar 80% akibat adanya FTP. *Cost recovery limit* membuat kontraktor *cash flow* semakin kecil karena *revenue* yang dapat digunakan untuk *cost recovery* akan menjadi terbatas dan sisanya akan menjadi *equity to be split* atau *profit* yang dapat dibagi dengan pemerintah.

- *Government Take*

Semakin tinggi *government take* semakin tinggi *cash flow* dan NPV pemerintah. Pada PSC Malaysia, *government take* antara 50% dan 70% tergantung dari besarnya produksi, sedangkan pada PSC di Indonesia *government take* sebesar 85% untuk minyak dan 70% untuk gas. Pada PSC *Non Cost Recovery* dengan menyamakan IRR didapatkan *government take* antara 73% untuk minyak dan 62% untuk gas.

- *Tax*

*Tax* juga dapat mengurangi kontraktor *cash flow* dan NPV. Semakin tinggi *tax* semakin rendah *cash flow* dan NPV dari kontraktor. PSC di Indonesia dan PSC *Non Cost Recovery* menggunakan *tax* sebesar 44% sedangkan PSC di Malaysia besarnya *tax* adalah 38%.

- *Domestic Market Obligation (DMO)*

Pada PSC di Indonesia, kontraktor mempunyai kewajiban untuk menjual porsi minyaknya ke domestik dengan harga diskon. Kewajiban ini juga mengurangi kontraktor *cash flow* dan NPV.

Beberapa faktor yang dapat mempengaruhi dari proses analisis keekonomian ketiga model kontrak tersebut di atas, baik keekonomian kontraktor maupun pemerintah dapat ditunjukkan pada Tabel 5.6 di bawah ini.

Tabel 5.6. Faktor Pengaruh Keekonomian PSC, PSC *Non Cost Recovery* dan PSC Malaysia

No.	Indikator	Satuan	Kontrak Minyak Bumi						Kontrak Gas Bumi					
			PSC		PSC Non CR		PSC Malaysia		PSC		PSC Non CR		PSC Malaysia	
			Kontraktor	Indonesia	Kontraktor	Indonesia	Kontraktor	Indonesia	Kontraktor	Indonesia	Kontraktor	Indonesia	Kontraktor	Indonesia
1	Contractor Share after Tax	%	15.00%		26.89%		11.44%		30.00%		38.30%		6.77%	
2	IRR	%	36.30%		36.36%		37.27%		27.20%		26.60%		9.75%	
3	NPV @ 15%	MMUS\$	\$140.39	1,121.30	\$140.39	1,121.30	\$157.89	\$1,103.80	102.61	368.24	\$102.61	368.24	(\$37.46)	\$508.32
4	Total Take	MMUS\$	521.96	3,086.38	493.36	3,114.97	574.76	3,033.58	555.25	1,269.85	583.18	1,241.92	166.78	1,658.32
	a. Total Net Recovery	MMUS\$	1,415.32	-	-	-	1,376.03	-	639.72	-	-	-	639.72	-
	b. Total Net Share	MMUS\$	973.61	2,634.73	1,002.15	2,606.19	(434.02)	2,666.33	991.52	833.58	1,048.79	776.31	269.00	1,556.10
	c. Total DDMO	MMUS\$	(41.55)	41.55	(424.93)	424.93								
	d. Total Tax	MMUS\$	(410.11)	410.11	(83.86)	83.86	(367.25)	367.25	(436.27)	436.27	(465.61)	465.61	(102.22)	102.22
5	Revenue	MMUS\$	3,608.34		3,608.34		3,608.34		1,825.10		1,825.10		1,825.10	

Setiap kombinasi dari termin fiskal akan menentukan ketertarikan dari jenis PSC tersebut. Dengan mengerti termin tersebut, investor dapat membuat keputusan investasi yang baik.

## 5.2 Sensitivitas

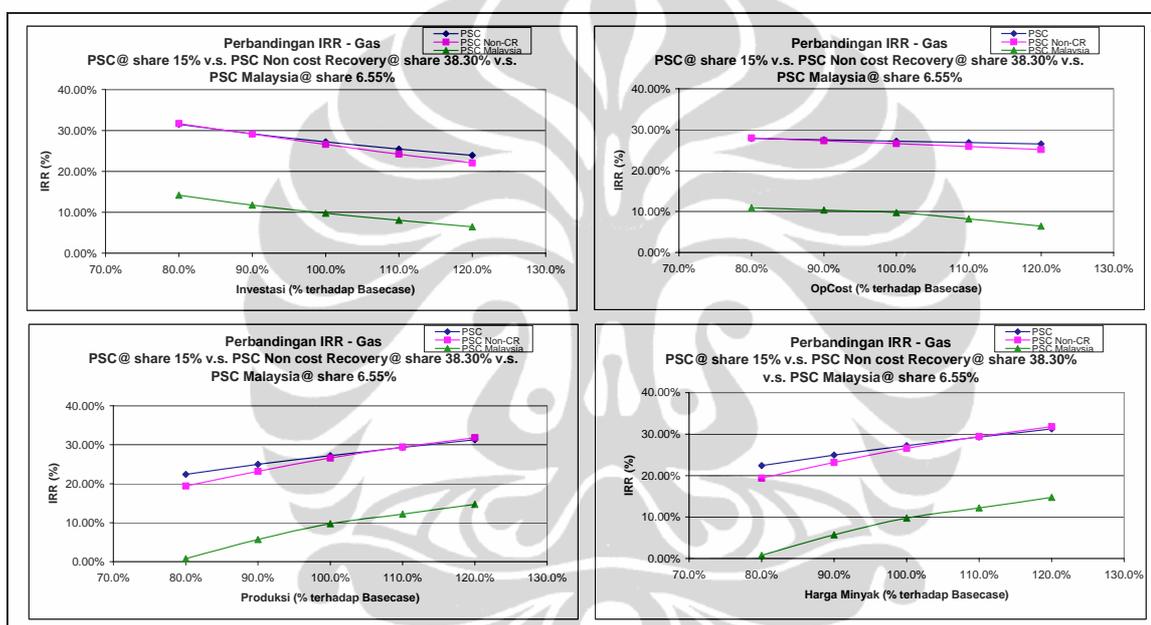
Untuk mengetahui pengaruh beberapa variabel penting (biaya investasi, operating cost, produksi, dan harga) terhadap keuntungan masing-masing model kontrak, penulis melakukan analisis sensitivitas. Hasil simulasi variabel tersebut

terhadap indikator IRR, Kontraktor NPV, dan *Contractor Take* ditunjukkan oleh gambar 5.2 sampai dengan 5.6. untuk lapangan gas dan 5.7 samapi dengan 5.11 untuk lapangan minyak.

### 5.2.1. Hasil Analisis Sensitivitas Variabel untuk Lapangan Gas

Berikut tabel dan penjelasan hasil analisis sensitivitas variabel produksi, biaya operasi, produksi dan harga pada lapangan gas terhadap IRR kontraktor :

Gambar 5.2 Analisis Sensitivitas Variabel terhadap IRR Kontraktor - Gas



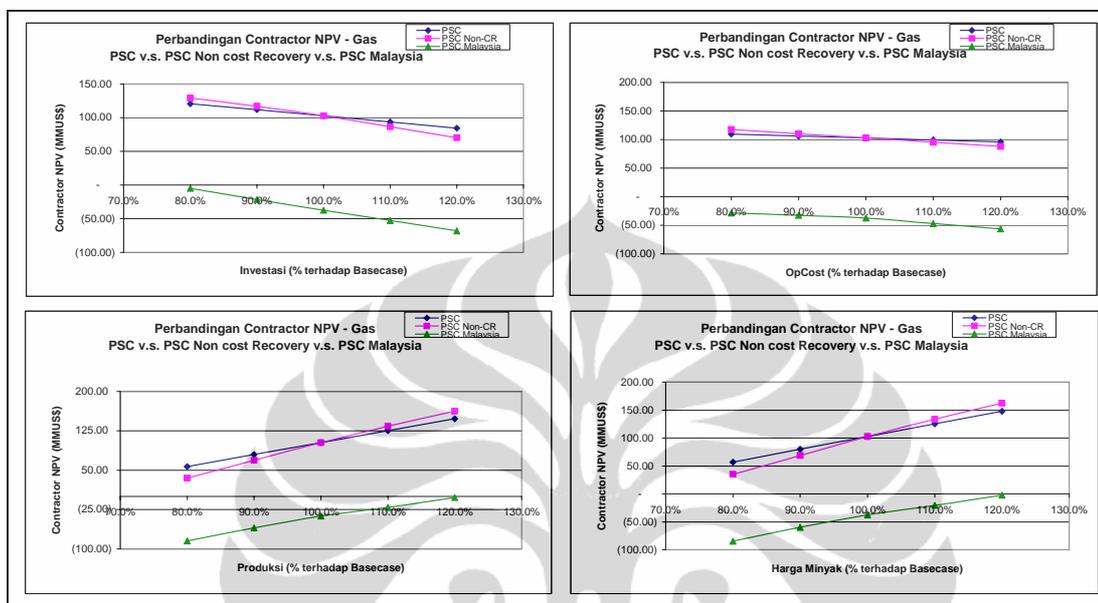
Gambar di atas menunjukkan bahwa pada kondisi investasi dan *operating cost* yang menurun, dampak positifnya lebih dirasakan pada model *PSC Non Cost Recovery*, hal ini disebabkan karena pada model *PSC* perhitungan *cost recovery*-nya menurun dan *contractor share*-nya lebih kecil dibandingkan *PSC Non Cost Recovery* sehingga positif *cash flow* di awal untuk *PSC Non Cost Recovery* lebih besar oleh karenanya menghasilkan IRR juga lebih besar. Sementara pada kondisi sebaliknya, model *PSC* di Indonesia jauh lebih baik daripada model *PSC Non Cost Recovery* hal ini disebabkan karena pada model *PSC* di Indonesia perhitungan *cost recovery*-nya meningkat sehingga walaupun *contractor share*-nya lebih kecil dibandingkan *PSC Non Cost Recovery* namun positif *cash flow* di

awal untuk PSC di Indonesia lebih besar oleh karenanya menghasilkan IRR juga lebih besar. Sedangkan pada model PSC Malaysia dampak negatif dari investasi dan *operating cost* sangat mencolok karena tergantung dari besarnya R/C dalam hal ini *cost recovery limit* dan *equity to be split*-nya kecil akibat *revenue* yang tidak begitu besar, oleh karenanya positif *cash flow* di awal paling kecil dibandingkan PSC di Indonesia dan PSC *Non Cost Recovery*.

Pada kondisi produksi dan harga yang menurun, model PSC di Indonesia jauh lebih baik daripada model PSC *Non Cost Recovery* hal ini disebabkan karena pada model PSC di Indonesia perhitungan *cost recovery*-nya lebih besar sehingga walaupun *contractor share*-nya lebih kecil dibandingkan PSC *Non Cost Recovery* namun positif *cash flow* di awal untuk PSC di Indonesia lebih besar oleh karenanya menghasilkan IRR juga lebih besar. Sementara pada kondisi sebaliknya, model PSC *Non Cost Recovery* jauh lebih baik daripada model PSC di Indonesia hal ini disebabkan karena pada model *Non Cost Recovery* memiliki *contractor share*-nya lebih besar dibandingkan PSC di Indonesia dengan *cost recovery* yang kecil sehingga positif *cash flow* di awal untuk PSC *Non Cost Recovery* lebih besar oleh karenanya menghasilkan IRR juga lebih besar. Sedangkan pada model PSC Malaysia dampak negatif dari produksi dan harga sangat mencolok karena tergantung dari besarnya R/C dalam hal ini *cost recovery limit* dan *equity to be split*-nya kecil akibat *revenue* yang tidak begitu besar, oleh karenanya positif *cash flow* di awal paling kecil dibandingkan PSC di Indonesia dan PSC *Non Cost Recovery*.

Berikut tabel dan penjelasan hasil analisis sensitivitas variabel produksi, biaya operasi, produksi dan harga pada lapangan gas terhadap NPV kontraktor :

Gambar 5.3 Analisis Sensitivitas Variabel terhadap NPV Kontraktor – Gas



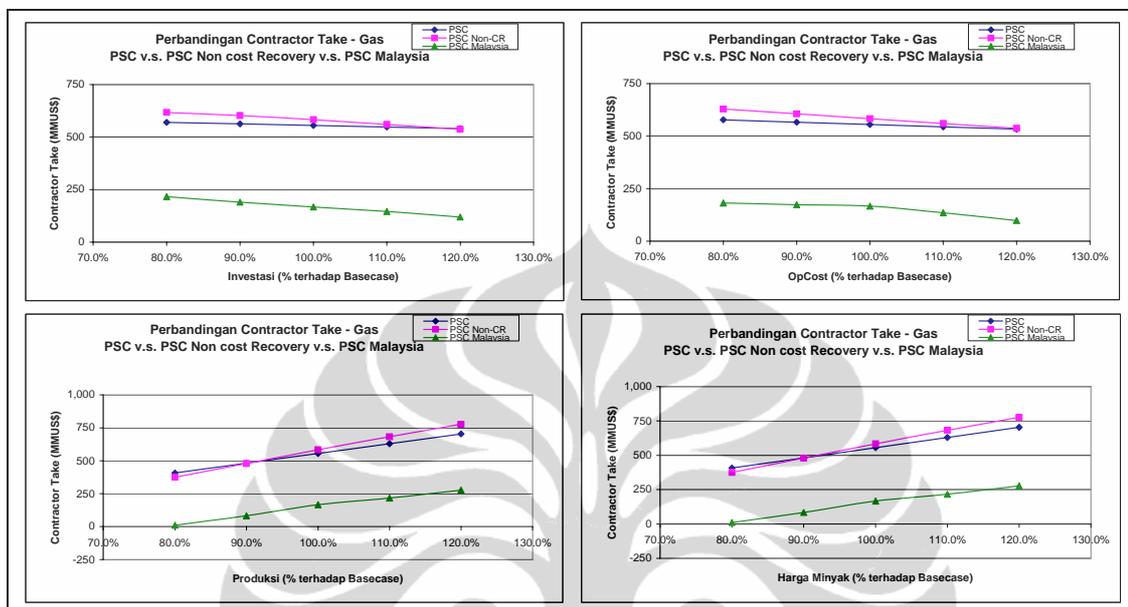
Gambar di atas menunjukkan bahwa pada kondisi investasi dan *operating cost* yang menurun, dampak positifnya lebih dirasakan pada model *PSC Non Cost Recovery*, hal ini disebabkan karena pada model *PSC* perhitungan *cost recovery*-nya menurun dan *contractor share*-nya lebih kecil dibandingkan *PSC Non Cost Recovery* sehingga positif *cash flow* di awal untuk *PSC Non Cost Recovery* lebih besar oleh karenanya menghasilkan NPV juga lebih besar. Sementara pada kondisi sebaliknya, model *PSC* di Indonesia jauh lebih baik daripada model *PSC Non Cost Recovery* hal ini disebabkan karena pada model *PSC* di Indonesia perhitungan *cost recovery*-nya meningkat sehingga walaupun *contractor share*-nya lebih kecil dibandingkan *PSC Non Cost Recovery* namun positif *cash flow* di awal untuk *PSC* di Indonesia lebih besar oleh karenanya menghasilkan NPV juga lebih besar. Sedangkan pada model *PSC Malaysia* dampak negatif dari investasi dan *operating cost* sangat mencolok karena tergantung dari besarnya R/C dalam hal ini *cost recovery limit* dan *equity to be split*-nya kecil akibat *revenue* yang

tidak begitu besar, oleh karenanya positif *cash flow* di awal paling kecil dibandingkan PSC di Indonesia dan PSC *Non Cost Recovery*.

Pada kondisi produksi dan harga yang menurun, model PSC di Indonesia jauh lebih baik daripada model PSC *Non Cost Recovery* hal ini disebabkan karena pada model PSC di Indonesia perhitungan *cost recovery*-nya lebih besar sehingga walaupun *contractor share*-nya lebih kecil dibandingkan PSC *Non Cost Recovery* namun positif *cash flow* di awal untuk PSC di Indonesia lebih besar oleh karenanya menghasilkan NPV juga lebih besar. Sementara pada kondisi sebaliknya, model PSC *Non Cost Recovery* jauh lebih baik daripada model PSC di Indonesia hal ini disebabkan karena pada model *Non Cost Recovery* memiliki *contractor share*-nya lebih besar dibandingkan PSC di Indonesia dengan *cost recovery* yang kecil sehingga positif *cash flow* di awal untuk PSC *Non Cost Recovery* lebih besar oleh karenanya menghasilkan NPV juga lebih besar. Sedangkan pada model PSC Malaysia dampak negatif dari produksi dan harga sangat mencolok karena tergantung dari besarnya R/C dalam hal ini *cost recovery limit* dan *equity to be split*-nya kecil akibat *revenue* yang tidak begitu besar, oleh karenanya positif *cash flow* di awal paling kecil dibandingkan PSC di Indonesia dan PSC *Non Cost Recovery*.

Berikut tabel dan penjelasan hasil analisis sensitivitas variabel produksi, biaya operasi, produksi dan harga pada lapangan gas terhadap kontraktor *take* :

Gambar 5.4 Analisis Sensitivitas Variabel terhadap Kontraktor *Take* - Gas



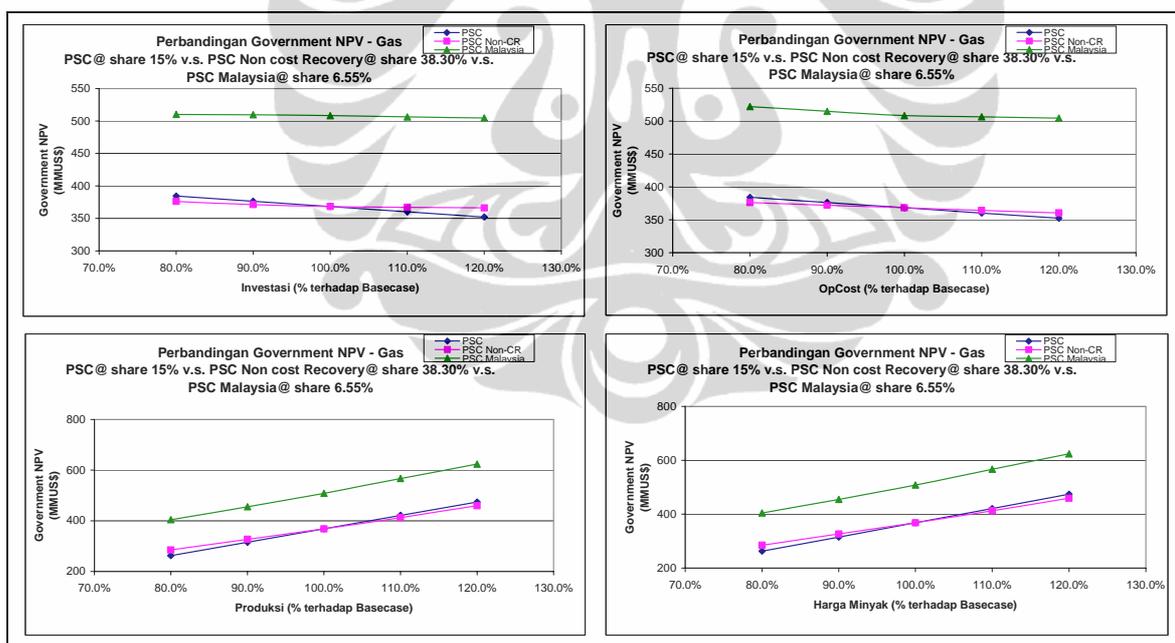
Gambar di atas menunjukkan bahwa pada kondisi investasi dan *operating cost* yang menurun, dampak positifnya lebih dirasakan pada model *PSC Non Cost Recovery*, hal ini disebabkan karena pada model *PSC Non Cost Recovery* perhitungan *cost recovery*-nya tidak ada dan *contractor take*-nya lebih besar dibandingkan *PSC* di Indonesia dengan *cost recovery* yang kecil. Sementara pada kondisi sebaliknya, model *PSC* di Indonesia jauh lebih baik daripada model *PSC Non Cost Recovery* hal ini disebabkan karena pada model *PSC* di Indonesia perhitungan *cost recovery*-nya meningkat walaupun *contractor take*-nya lebih kecil dibandingkan *PSC Non Cost Recovery*. Sedangkan pada model *PSC Malaysia* dampak negatif dari investasi dan *operating cost* yang meningkat maupun menurun sangat mencolok karena tergantung dari besarnya *R/C* dalam hal ini *cost recovery limit* dan *equity to be split*-nya kecil akibat *revenue* yang tidak begitu besar.

Pada kondisi produksi dan harga yang menurun, model *PSC* di Indonesia jauh lebih baik daripada model *PSC Non Cost Recovery* hal ini disebabkan karena

pada model PSC di Indonesia perhitungan *cost recovery*-nya lebih besar walaupun *contractor take*-nya lebih kecil dibandingkan PSC *Non Cost Recovery*. Sementara pada kondisi sebaliknya, model PSC *Non Cost Recovery* jauh lebih baik daripada model PSC di Indonesia hal ini disebabkan karena pada model *Non Cost Recovery* memiliki *contractor share*-nya lebih besar dibandingkan PSC di Indonesia dengan *cost recovery* yang kecil. Sedangkan pada model PSC Malaysia dampak negatif dari produksi dan harga yang meningkat maupun menurun sangat mencolok karena tergantung dari besarnya R/C dalam hal ini *cost recovery limit* dan *equity to be split*-nya kecil akibat *revenue* yang tidak begitu besar.

Berikut tabel dan penjelasan hasil analisis sensitivitas variabel produksi, biaya operasi, produksi dan harga pada lapangan gas terhadap NPV Pemerintah (“Government NPV”):

Gambar 5.5 Analisis Sensitivitas Variabel terhadap *Government NPV* - Gas



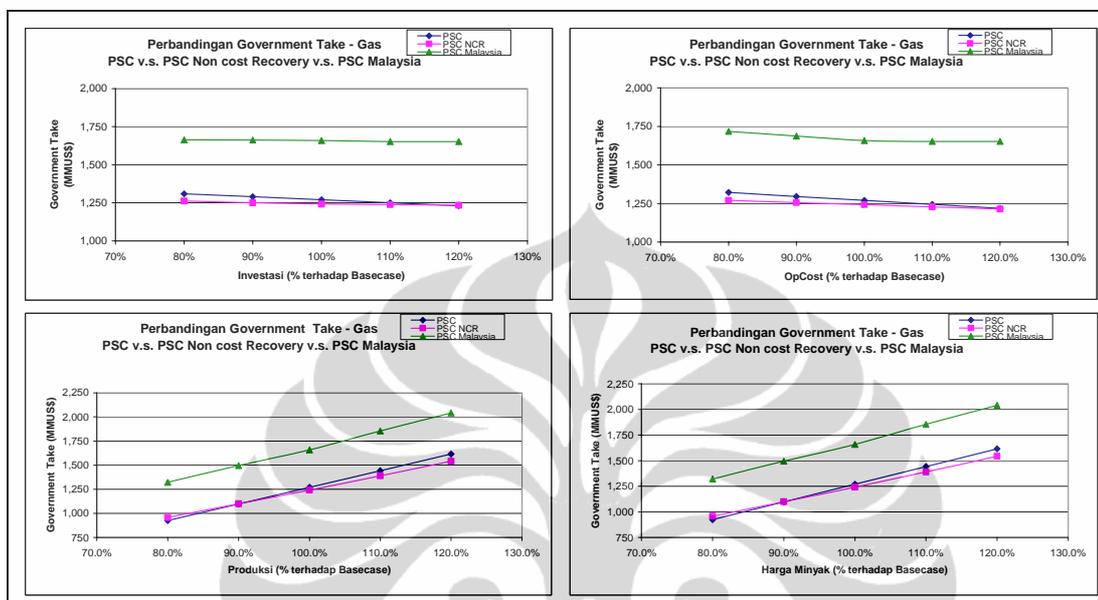
Pada kondisi investasi dan operating cost yang menurun, government NPV pada model PSC di Indonesia lebih baik daripada PSC *Non Cost Recovery*, hal ini disebabkan karena pada model PSC perhitungan *cost recovery* menurun sehingga *positif cash flow* di awal bagi government lebih besar oleh karenanya menghasilkan

government NPV yang besar. Sementara pada kondisi sebaliknya, model PSC *Non Cost Recovery* jauh lebih baik daripada model PSC di Indonesia hal ini disebabkan karena pada perhitungan PSC *Non Cost Recovery* untuk *government share* lebih besar dibandingkan PSC di Indonesia sehingga positif *cash flow* di awal untuk PSC *Non Cost Recovery* jauh lebih besar sehingga *Government NPV* juga lebih besar. Sedangkan pada PSC di Malaysia investasi dan *operating cost* yang meningkat maupun menurun tetap *Government NPV* lebih besar karena tidak begitu besar *revenue*-nya dilihat dari besarnya R/C.

Pada kondisi produksi dan harga yang menurun, model PSC di *Non Cost Recovery* lebih baik daripada model PSC di Indonesia hal ini disebabkan karena pada model PSC di *Non Cost Recovery* *contractor share*-nya lebih besar dibandingkan PSC di Indonesia sehingga positif *cash flow* di awal untuk PSC *Non Cost Recovery* lebih besar oleh karenanya menghasilkan *Government NPV* juga lebih besar. Sedangkan pada PSC Malaysia produksi dan harga yang meningkat maupun menurun tetap *Government NPV* lebih besar karena tidak begitu besar *revenue*-nya dilihat dari besarnya R/C.

Berikut tabel dan penjelasan hasil analisis sensitivitas variabel produksi, biaya operasi, produksi dan harga pada lapangan gas terhadap *Government Take* :

Gambar 5.6 Analisis Sensitivitas Variabel terhadap *Government Take* - Gas



Gambar di atas menunjukkan bahwa pada PSC di Indonesia dimana kondisi investasi dan *operating cost* meningkat *government take* PSC Non Cost Recovery lebih besar di bandingkan PSC di Indonesia karena pada PSC Non Cost Recovery *government take* lebih besar dibandingkan PSC di Indonesia dengan adanya *cost recovery* oleh karenanya menghasilkan *government take* yang juga lebih besar. Sementara pada kondisi sebaliknya, pada model PSC di Indonesia lebih baik daripada PSC Non Cost Recovery, hal ini disebabkan karena pada model PSC perhitungan *cost recovery* menurun dan *government take*-nya lebih besar. Sedangkan pada PSC Malaysia pada kondisi di mana investasi dan *operating cost* meningkat maupun menurun maka *government take* tetap paling besar karena *revenue* yang tidak begitu besar sehingga berpengaruh pada besarnya R/C.

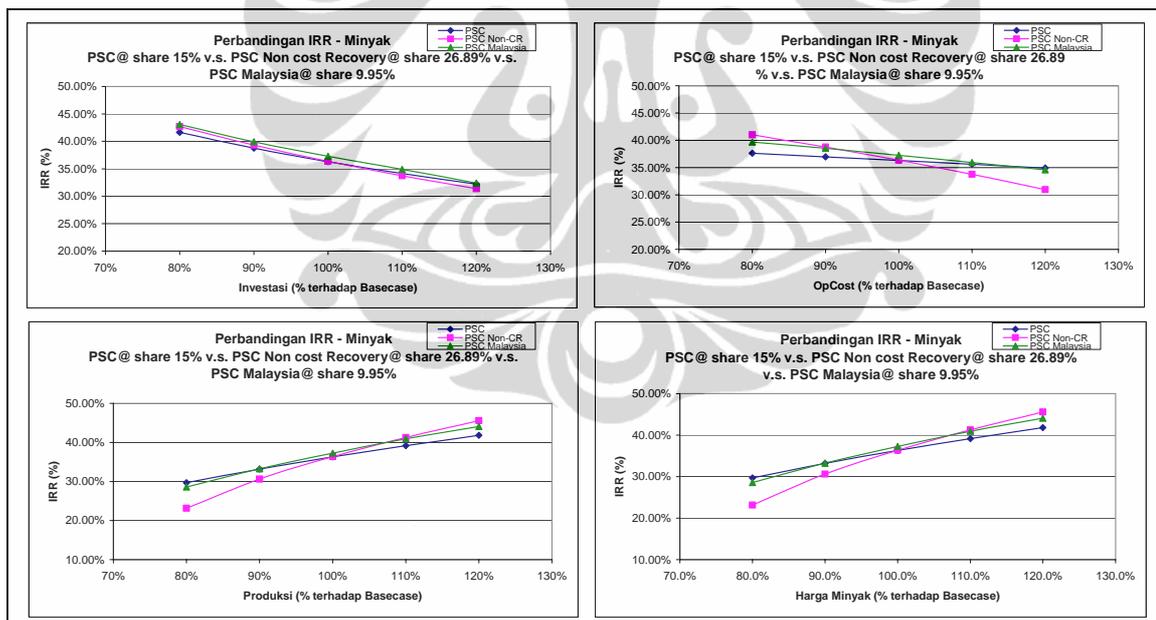
Pada kondisi produksi dan harga yang menurun, model PSC Non Cost Recovery jauh lebih baik daripada model PSC di Indonesia *contractor share* untuk PSC Non Cost Recovery lebih besar dibandingkan PSC di Indonesia akibat adanya *cost recovery* sehingga *government take* pada PSC Non Cost Recovery menjadi

besar. Sementara pada kondisi sebaliknya dimana kondisi produksi dan harga yang meningkat maka untuk PSC di Indonesia akan lebih baik karena *cost recovery*-nya lebih besar dibandingkan *government share* pada PSC *Non Cost Recovery* sehingga *government take*-nya akan lebih besar, sedangkan pada PSC Malaysia pada kondisi di mana produksi dan harga meningkat maupun menurun maka *government take* tetap paling besar karena *revenue* yang tidak begitu besar sehingga berpengaruh pada besarnya R/C.

### 5.2.2. Hasil Analisis Sensitivitas Variabel untuk Lapangan Minyak

Berikut tabel dan penjelasan hasil analisis sensitivitas variabel produksi, biaya operasi, produksi dan harga pada lapangan minyak terhadap IRR kontraktor :

Gambar 5.7 Analisis Sensitivitas Variabel terhadap IRR Kontraktor - Minyak



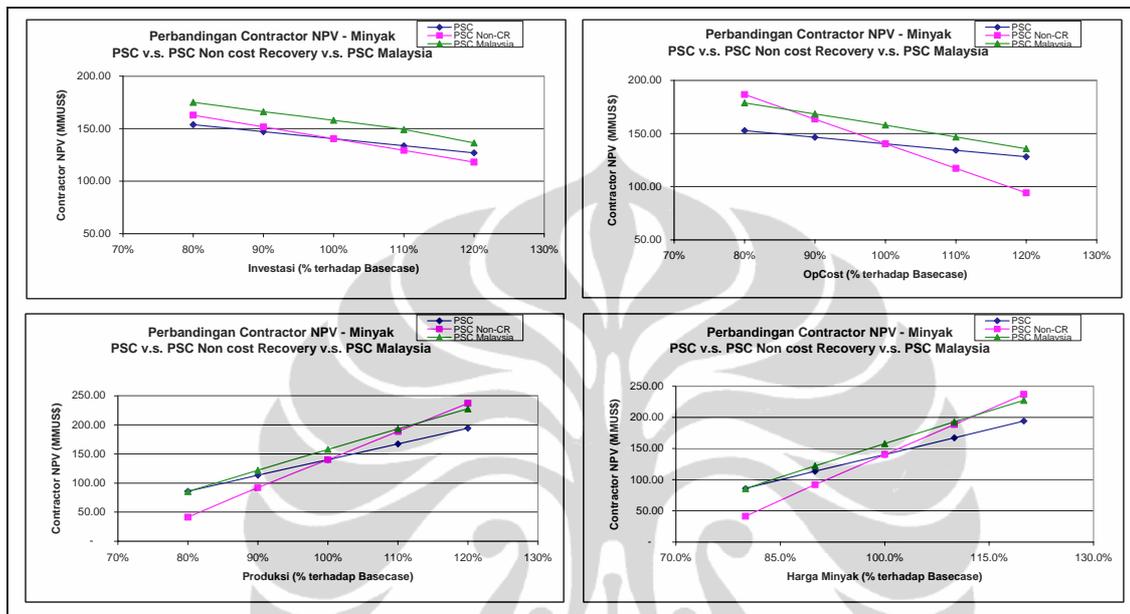
Gambar di atas menunjukkan bahwa pada kondisi investasi dan *operating cost* yang menurun, dampak positifnya lebih dirasakan pada model PSC *Non Cost Recovery*, hal ini disebabkan karena pada model PSC di Indonesia perhitungan *cost recovery*-nya menurun dan *contractor share*-nya lebih kecil dibandingkan PSC *Non Cost Recovery* sehingga positif *cash flow* di awal untuk PSC *Non Cost*

*Recovery* lebih besar oleh karenanya menghasilkan IRR juga lebih besar. Sementara pada kondisi sebaliknya, model PSC di Indonesia jauh lebih baik daripada model PSC *Non Cost Recovery* hal ini disebabkan karena pada model PSC di Indonesia perhitungan *cost recovery*-nya meningkat sehingga walaupun *contractor share*-nya lebih kecil dibandingkan PSC *Non Cost Recovery* namun positif *cash flow* di awal untuk PSC di Indonesia lebih besar oleh karenanya menghasilkan IRR juga lebih besar. Sedangkan pada model PSC Malaysia investasi dan *operating cost* yang meningkat maupun menurun tergantung dari besarnya R/C dalam hal ini *cost recovery limit* dan *equity to be split*-nya, oleh karena itu dampaknya terhadap IRR tidak terlalu signifikan bila dibandingkan PSC di Indonesia dan PSC *Non Cost Recovery*.

Pada kondisi produksi dan harga yang menurun, model PSC di Indonesia jauh lebih baik daripada model PSC *Non Cost Recovery* hal ini disebabkan karena pada model PSC di Indonesia perhitungan *cost recovery*-nya lebih besar sehingga walaupun *contractor share*-nya lebih kecil dibandingkan PSC *Non Cost Recovery* namun positif *cash flow* di awal untuk PSC di Indonesia lebih besar oleh karenanya menghasilkan IRR juga lebih besar. Sementara pada kondisi sebaliknya, model PSC *Non Cost Recovery* jauh lebih baik daripada model PSC di Indonesia hal ini disebabkan karena pada model *Non Cost Recovery* memiliki *contractor share*-nya lebih besar dibandingkan PSC di Indonesia dengan *cost recovery* yang kecil sehingga positif *cash flow* di awal untuk PSC *Non Cost Recovery* lebih besar oleh karenanya menghasilkan IRR juga lebih besar. Sedangkan pada model PSC Malaysia produksi dan harga yang meningkat maupun menurun tergantung dari besarnya R/C dalam hal ini *cost recovery limit* dan *equity to be split*-nya, oleh karena itu dampaknya terhadap IRR tidak terlalu signifikan bila dibandingkan PSC di Indonesia dan PSC *Non Cost Recovery*.

Berikut tabel dan penjelasan hasil analisis sensitivitas variabel produksi, biaya operasi, produksi dan harga pada lapangan minyak terhadap NPV kontraktor:

Gambar 5.8 Analisis Sensitivitas Variabel terhadap NPV Kontraktor - Minyak



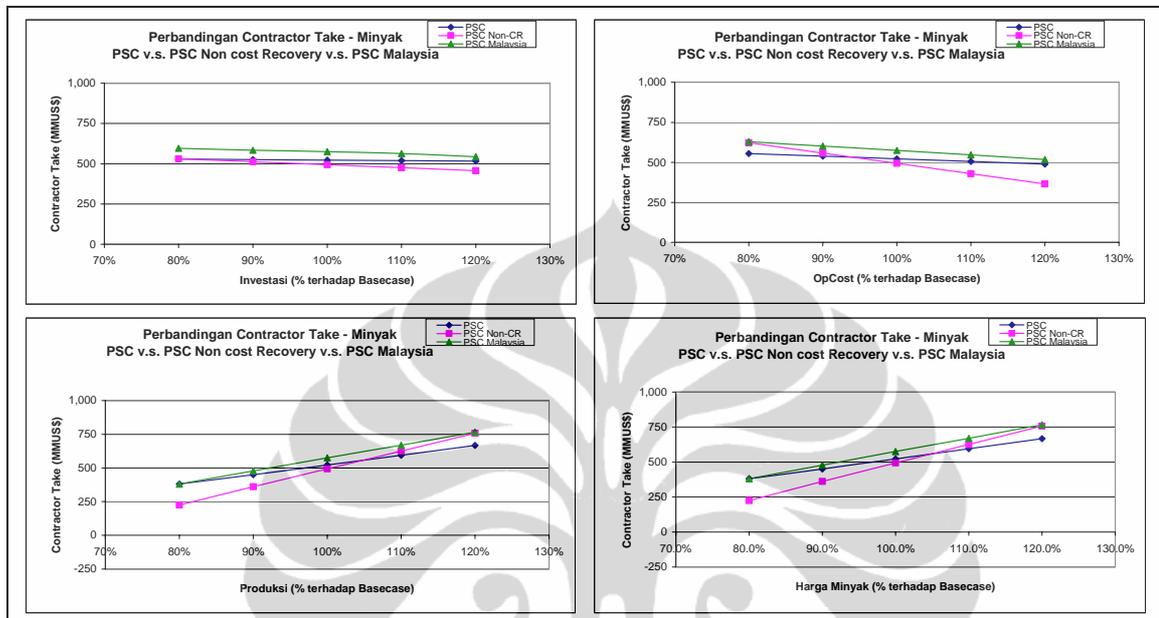
Gambar di atas menunjukkan bahwa pada kondisi investasi dan *operating cost* yang menurun, dampak positifnya lebih dirasakan pada model *PSC Non Cost Recovery*, hal ini disebabkan karena pada model *PSC* perhitungan *cost recovery*-nya menurun dan *contractor share*-nya lebih kecil dibandingkan *PSC Non Cost Recovery* sehingga positif *cash flow* di awal untuk *PSC Non Cost Recovery* lebih besar oleh karenanya menghasilkan NPV juga lebih besar. Sementara pada kondisi sebaliknya, model *PSC* di Indonesia jauh lebih baik daripada model *PSC Non Cost Recovery* hal ini disebabkan karena pada model *PSC* di Indonesia perhitungan *cost recovery*-nya meningkat sehingga walaupun *contractor share*-nya lebih kecil dibandingkan *PSC Non Cost Recovery* namun positif *cash flow* di awal untuk *PSC* di Indonesia lebih besar oleh karenanya menghasilkan NPV juga lebih besar. Sedangkan pada model *PSC* Malaysia dampak positif dari investasi dan *operating cost* yang meningkat maupun menurun sangat mencolok karena tergantung dari besarnya R/C dalam hal ini *cost recovery limit* dan *equity to be*

*split*-nya besar akibat investasi dan *operating cost* yang tidak begitu besar bila dibandingkan dengan *revenue*-nya, oleh karenanya positif *cash flow* di awal paling besar dibandingkan PSC di Indonesia dan PSC *Non Cost Recovery*.

Pada kondisi produksi dan harga yang menurun, model PSC di Indonesia jauh lebih baik daripada model PSC *Non Cost Recovery* hal ini disebabkan karena pada model PSC di Indonesia perhitungan *cost recovery*-nya lebih besar sehingga walaupun *contractor share*-nya lebih kecil dibandingkan PSC *Non Cost Recovery* namun positif *cash flow* di awal untuk PSC di Indonesia lebih besar oleh karenanya menghasilkan NPV juga lebih besar. Sementara pada kondisi sebaliknya, model PSC *Non Cost Recovery* jauh lebih baik daripada model PSC di Indonesia hal ini disebabkan karena pada model *Non Cost Recovery* memiliki *contractor share*-nya lebih besar dibandingkan PSC di Indonesia dengan *cost recovery* yang kecil sehingga positif *cash flow* di awal untuk PSC *Non Cost Recovery* lebih besar oleh karenanya menghasilkan NPV juga lebih besar. Sedangkan pada model PSC Malaysia dampak positif dari produksi dan harga yang meningkat maupun menurun sangat mencolok karena tergantung dari besarnya R/C dalam hal ini *cost recovery limit* dan *equity to be split*-nya besar akibat *revenue* yang besar, oleh karenanya positif *cash flow* di awal paling besar dibandingkan PSC di Indonesia dan PSC *Non Cost Recovery*.

Berikut tabel dan penjelasan hasil analisis sensitivitas variabel produksi, biaya operasi, produksi dan harga pada lapangan minyak terhadap kontraktor *take*:

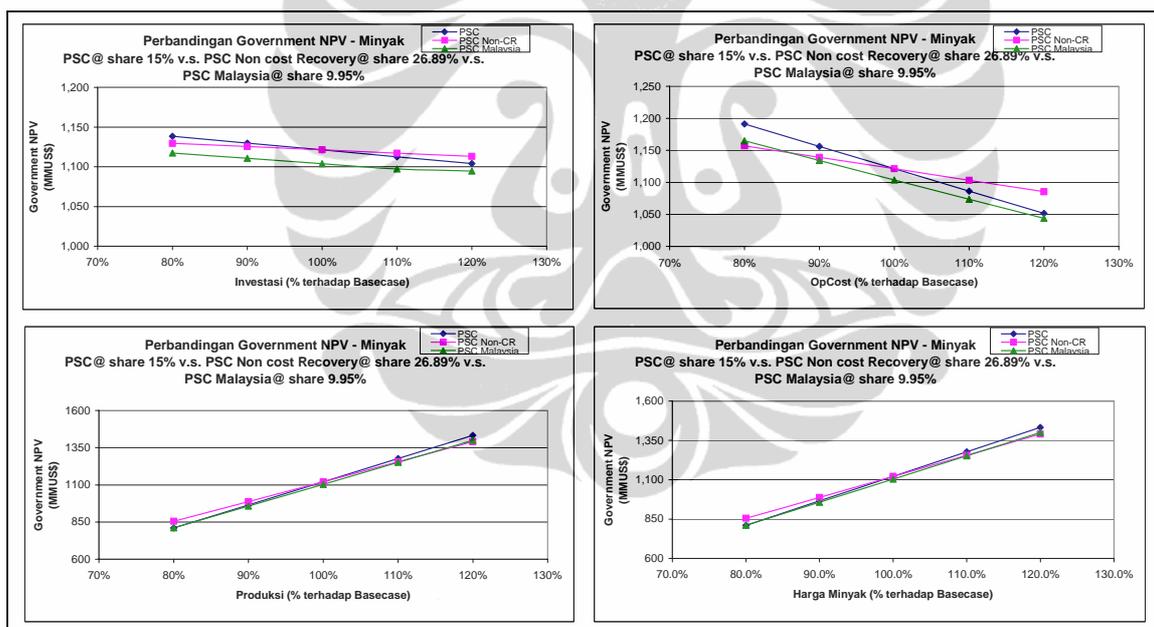
Gambar 5.9 Analisis Sensitivitas Variabel terhadap Kontraktor Take - Minyak



Gambar di atas menunjukkan bahwa pada kondisi investasi dan *operating cost* yang menurun, dampak positifnya lebih dirasakan pada model *PSC Non Cost Recovery*, hal ini disebabkan karena pada model *PSC Non Cost Recovery* perhitungan *cost recovery*-nya tidak ada dan *contractor take*-nya lebih besar dibandingkan *PSC* di Indonesia dengan *cost recovery* yang kecil. Sementara pada kondisi sebaliknya, model *PSC* di Indonesia jauh lebih baik daripada model *PSC Non Cost Recovery* hal ini disebabkan karena pada model *PSC* di Indonesia perhitungan *cost recovery*-nya meningkat walaupun *contractor take*-nya lebih kecil dibandingkan *PSC Non Cost Recovery*. Sedangkan pada model *PSC Malaysia* dampak positif dari investasi dan *operating cost* yang meningkat maupun menurun sangat mencolok karena tergantung dari besarnya *R/C* dalam hal ini *cost recovery limit* dan *equity to be split*-nya besar akibat investasi dan *operating cost* yang tidak begitu besar bila dibandingkan dengan *revenue*-nya.

Pada kondisi produksi dan harga yang menurun, model PSC di Indonesia jauh lebih baik daripada model PSC *Non Cost Recovery* hal ini disebabkan karena pada model PSC di Indonesia perhitungan *cost recovery*-nya lebih besar walaupun *contractor take*-nya lebih kecil dibandingkan PSC *Non Cost Recovery*. Sementara pada kondisi sebaliknya, model PSC *Non Cost Recovery* jauh lebih baik daripada model PSC di Indonesia hal ini disebabkan karena pada model *Non Cost Recovery* memiliki *contractor share*-nya lebih besar dibandingkan PSC di Indonesia dengan *cost recovery* yang kecil. Sedangkan pada model PSC Malaysia dampak positif dari produksi dan harga yang meningkat maupun menurun sangat mencolok karena tergantung dari besarnya R/C dalam hal ini *cost recovery limit* dan *equity to be split*-nya besar akibat *revenue* yang besar.

Gambar 5.10 Analisis Sensitivitas Variabel terhadap Government NPV - Minyak



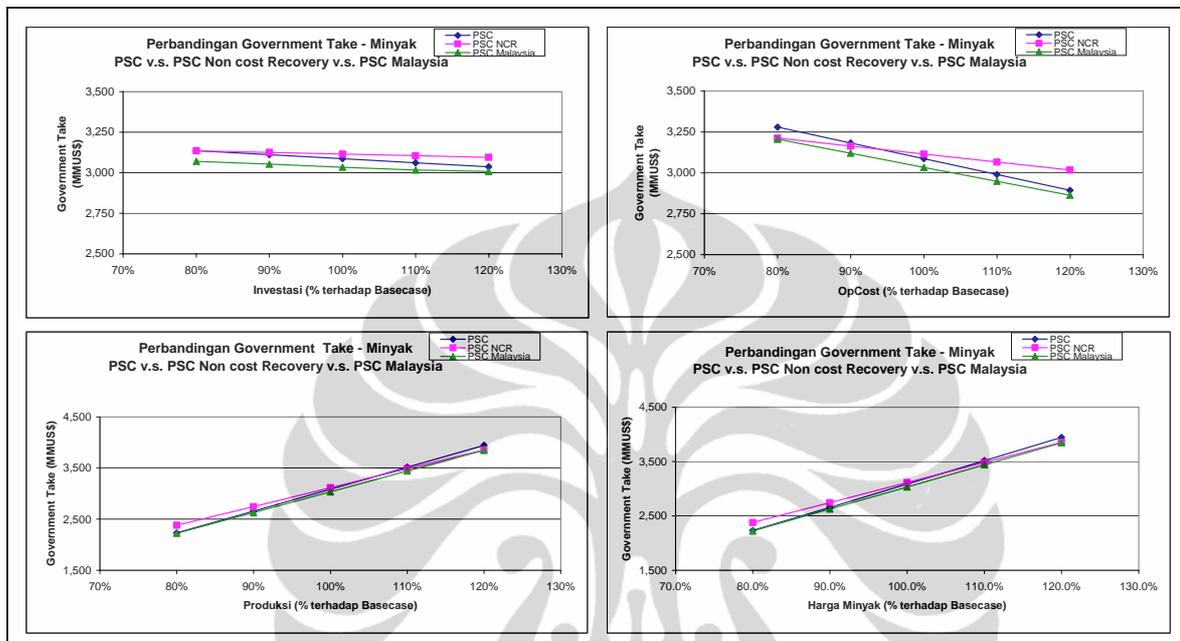
Pada kondisi investasi dan operating cost yang menurun, *government NPV* pada model PSC di Indonesia lebih baik daripada PSC *Non Cost Recovery*, hal ini disebabkan karena pada model PSC perhitungan *cost recovery* menurun dan *government share*-nya lebih besar sehingga *positif cash flow* di awal bagi pemerintah lebih besar oleh karenanya menghasilkan *government NPV* yang besar. Sementara pada kondisi sebaliknya, model PSC *Non Cost Recovery* jauh lebih

baik daripada model PSC di Indonesia hal ini disebabkan karena pada perhitungan PSC *Non Cost Recovery* untuk *government share* lebih besar dibandingkan PSC di Indonesia dengan *cost recovery* meningkat sehingga positif *cash flow* di awal untuk PSC *Non Cost Recovery* jauh lebih besar sehingga *government NPV* juga lebih besar. Sedangkan pada model PSC Malaysia dampak negatif dari investasi dan *operating cost* yang meningkat maupun menurun sangat mencolok karena tergantung dari besarnya R/C dalam hal ini *cost recovery limit* dan *equity to be split*-nya kecil akibat *revenue* yang besar.

Pada kondisi produksi dan harga yang menurun, model PSC di *Non Cost Recovery* lebih baik daripada model PSC di Indonesia hal ini disebabkan karena pada model PSC di *Non Cost Recovery* tidak ada *cost recovery* oleh karenanya menghasilkan *government NPV* juga lebih besar. Sementara pada kondisi sebaliknya, model PSC di Indonesia jauh lebih baik daripada model PSC *Non Cost Recovery* hal ini disebabkan karena pada model PSC di Indonesia memiliki *government share*-nya lebih besar walaupun dengan adanya *cost recovery*. Sedangkan pada model PSC Malaysia dampak dari produksi dan harga yang meningkat maupun menurun tergantung dari besarnya R/C dalam hal ini *cost recovery limit* dan *equity to be split*-nya kecil akibat *revenue* yang besar.

Berikut tabel dan penjelasan hasil analisis sensitivitas variabel produksi, biaya operasi, produksi dan harga pada lapangan minyak terhadap *Government Take*:

Gambar 5.11 Analisis Sensitivitas Variabel terhadap *Government Take* - Minyak



Gambar di atas menunjukkan bahwa pada PSC di Indonesia dimana kondisi investasi dan *operating cost* meningkat *government take* PSC *Non Cost Recovery* lebih besar di bandingkan PSC di Indonesia karena pada PSC *Non Cost Recovery* *government share* lebih besar dibandingkan PSC di Indonesia dengan adanya *cost recovery* oleh karenanya menghasilkan *government take* yang juga lebih besar pada PSC *Non Cost Recovery*. Sementara pada kondisi sebaliknya, pada model PSC di Indonesia lebih baik daripada PSC *Non Cost Recovery*, hal ini disebabkan karena pada model PSC perhitungan *cost recovery* menurun dan *government take*-nya lebih besar. Sedangkan pada PSC Malaysia dampak negatif dari investasi dan *operating cost* meningkat dan menurun sangat mencolok karena adanya indeks R/C maka *cost recovery limit* dan *equity to be split* juga akan meningkat akibat revenue yang besar sehingga *government take* paling kecil bila dibandingkan dengan PSC di Indonesia dan PSC *Non Cost Recovery*.

Pada kondisi produksi dan harga yang menurun, model *PSC Non Cost Recovery* jauh lebih baik daripada model *PSC* di Indonesia *contractor share* untuk *PSC Non Cost Recovery* lebih besar dibandingkan *PSC* di Indonesia akibat adanya *cost recovery* sehingga *government take* pada *PSC Non Cost Recovery* menjadi besar. Sementara pada kondisi sebaliknya dimana kondisi produksi dan harga yang meningkat maka untuk *PSC* di Indonesia akan lebih baik karena *cost recovery*-nya lebih besar dibandingkan *government share* pada *PSC Non Cost Recovery* sehingga *government take*-nya akan lebih besar, sedangkan pada *PSC* Malaysia juga tergantung dari besarnya *R/C*, oleh karena itu dampaknya terhadap *government take* tidak terlalu signifikan bila dibandingkan *PSC* di Indonesia dan *PSC Non Cost Recovery*.

### **5.3 Analisis *PSC*, *PSC Non Cost Recovery*, *PSC* di Malaysia**

#### **5.3.1. *PSC***

Berdasarkan hasil simulasi di atas ada beberapa hal yang bisa dianalisis dari model kajian Kontrak Bagi Hasil ini, yaitu yaitu atraktivitas investasi, efisiensi biaya, optimalisasi produksi, dan kondisi pasar. Atraktivitas investasi (kemampuan menarik investor untuk melakukan investasi) bisa dikatakan cukup tinggi karena dengan model ini dapat merangsang investor untuk mencari cadangan-cadangan baru yang lebih potensial dengan tingkat kesulitan/ketidakpastian yang tinggi, karena dengan model ini investor dapat melakukan eksplorasi di lapangan-lapangan lain dan mendapat pengembalian biaya eksplorasi tersebut dari lapangan yang sudah berproduksi.

Atraktivitas investasi yang tinggi akan sangat menguntungkan bagi Pemerintah, karena dapat meningkatkan arus investasi yang masuk ke dalam negeri. Dengan masuknya investasi tersebut, kemungkinan ditemukannya cadangan-cadangan migas baru menjadi jauh lebih besar. Oleh karenanya, dengan mempertimbangkan aspek ini Pemerintah berkepentingan untuk tetap mempertahankan Kontrak Bagi Hasil yang memberlakukan *cost recovery*.

Pada Kontrak Bagi Hasil yang memberlakukan *cost recovery*, dorongan untuk melakukan investasi yang tidak perlu jauh lebih kuat daripada melakukan

**Universitas Indonesia**

efisiensi biaya, karena *multiplier effect*-nya jauh lebih dirasakan daripada manfaat efisiensinya. Namun demikian, investasi yang tidak perlu ini kemungkinannya kecil dilakukan oleh kontraktor pada masa eksplorasi.

Dampak positif dari penurunan produksi jauh lebih dirasakan oleh kontraktor yang menggunakan model Kontrak Bagi Hasil yang memberlakukan *cost recovery* dibandingkan Kontrak Bagi Hasil *Non Cost Recovery* maupun PSC di Malaysia.

Harga minyak/gas yang rendah lebih dapat menarik investor yang menggunakan Kontrak Bagi Hasil yang memberlakukan *cost recovery* dibandingkan Kontrak Bagi Hasil *Non Cost Recovery* dan PSC di Malaysia.

### 5.3.2. PSC *Non Cost Recovery*

Berdasarkan hasil simulasi di atas, ada beberapa hal yang bisa dianalisis dari model kajian Kontrak Bagi Hasil *Non Cost Recovery* ini, yaitu atraktivitas investasi, efisiensi biaya, optimalisasi produksi, dan kondisi pasar. Atraktivitas investasi yang dihasilkan dari model ini bisa dikatakan cukup rendah, tidak seperti model kontrak bagi hasil yang memberlakukan *cost recovery*. Oleh karena itu, dengan model ini kurang dapat merangsang investor untuk mencari cadangan-cadangan baru yang lebih potensial dengan tingkat kesulitan/ketidakpastian yang tinggi. Keberanian investor untuk melakukan eksplorasi menjadi berkurang, karena secara psikologis sudah dibayang-bayangi oleh kemungkinan investasi yang telah dikeluarkannya tidak akan kembali. Akhirnya, mereka cenderung membatasi diri dalam mengambil keputusan untuk melakukan eksplorasi migas di negeri ini. Eksplorasi di daerah-daerah *remote* cenderung mereka hindari.

Pada saat yang bersamaan, meskipun atraktivitas investasi yang dihasilkan cukup rendah, model Kontrak Bagi Hasil *Non Cost Recovery* memiliki kemampuan mendorong investor untuk melakukan efisiensi lebih baik dibandingkan model Kontrak Bagi Hasil yang memberlakukan *cost recovery*. Tidak seperti Kontrak Bagi Hasil yang memberlakukan *cost recovery*, dampak efisiensi yang dilakukan pada Kontrak Bagi Hasil *Non Cost Recovery* lebih

dirasakan manfaatnya oleh kontraktor. Dorongan untuk melakukan investasi yang tidak perlu dapat ditekan dengan sendirinya, karena akan menimbulkan kerugian secara langsung terhadap *cash flow* kontraktor.

Betapapun efisiensi yang dilakukan oleh kontraktor Kontrak Bagi Hasil yang memberlakukan *cost recovery* jauh lebih menguntungkan Pemerintah dibandingkan Kontrak Bagi Hasil *Non Cost Recovery*, namun efisiensi tersebut tidak akan mungkin dilakukan oleh kontraktor tanpa adanya pengawasan yang ketat oleh BPMIGAS. Oleh karenanya, dalam hal ini Pemerintah sebenarnya lebih aman jika menggunakan Kontrak Bagi Hasil *Non Cost Recovery*, mengingat sulitnya pengawasan di lapangan. Apalagi dengan model Kontrak Bagi Hasil *Non Cost Recovery* ini, Pemerintah tetap lebih diuntungkan daripada Kontrak Bagi Hasil yang memberlakukan *cost recovery* meskipun kontraktor melakukan pemborosan biaya.

Dampak negatif dari penurunan produksi jauh lebih dirasakan oleh kontraktor yang menggunakan model Kontrak Bagi Hasil *Non Cost Recovery* dibandingkan Kontrak Bagi Hasil yang memberlakukan *cost recovery*. Sebaliknya, dampak positif dari peningkatan produksi juga lebih dirasakan oleh kontraktor yang menggunakan model Kontrak Bagi Hasil *Non Cost Recovery*. Oleh karena itu, dengan model Kontrak Bagi Hasil *Non Cost Recovery* ini kontraktor akan lebih terpacu untuk melakukan optimalisasi produksi dibandingkan model Kontrak Bagi Hasil yang memberlakukan *cost recovery*. Kontrak Bagi Hasil *Non Cost Recovery* bisa jadi alternatif yang lebih menguntungkan bagi Pemerintah.

*Windfall profit* akibat kenaikan harga minyak/gas di pasaran jauh lebih dirasakan oleh kontraktor yang menggunakan Kontrak Bagi Hasil *Non Cost Recovery* dibandingkan Kontrak Bagi Hasil yang memberlakukan *cost recovery*.

Bagi Pemerintah *windfall profit* jauh lebih menguntungkan pada Kontrak Bagi Hasil yang memberlakukan *cost recovery* dibandingkan Kontrak Bagi Hasil *Non Cost Recovery*. Namun, dengan naiknya harga minyak/gas kemungkinan investasi yang tidak perlu juga makin tinggi. Oleh karenanya, Kontrak Bagi Hasil *Non Cost Recovery* bisa dijadikan alternatif yang lebih menguntungkan bagi

**Universitas Indonesia**

Pemerintah. Apalagi dengan Kontrak Bagi Hasil *Non Cost Recovery* ini Pemerintah jauh lebih diuntungkan daripada Kontrak Bagi Hasil yang memberlakukan *cost recovery*, meskipun harga minyak/gas kembali turun.

### 5.3.3. PSC di Malaysia

Berdasarkan hasil simulasi di atas ada beberapa hal yang bisa dianalisis dari model kajian PSC Malaysia ini, yaitu yaitu atraktivitas investasi, efisiensi biaya, optimalisasi produksi, dan kondisi pasar. Untuk mengetahui berapa besar dari atraktivitas investasi pada PSC Malaysia, pertama-tama definisi luas daerah produktif antara Malaysia dan Indonesia sangatlah berbeda. Malaysia hanya menyisakan sedikit sekali daerah yang produktif karena ketentuan negara Malaysia hanya memperbolehkan menentukan daerah produksi seluas lapangan yang akan dikembangkan. Sedangkan di Indonesia daerah yang dikuasai oleh kontraktor ini sangatlah luas. Di Malaysia daerah eksplorasi sangatlah luas, artinya investasi berjalan terus. Dan sebuah daerah dapat dieksplorasi oleh dua atau tiga perusahaan secara bergantian.

Disamping itu, model R/C ini akan membuat kontraktor tidak segan melakukan investasi lagi, karena begitu mereka investasi lagi, indeks R/C akan turun, dengan demikian, *tranch (sliding scale)* untuk *cost oil* dan *profit oil split*-nya akan kembali meningkat buat kontraktor.

Di Malaysia bagi hasil dan *cost ceiling* ditentukan berdasarkan produksi. Makin besar produksinya maka makin besar bagian pemerintah dan *cost ceiling*-nya. Di Malaysia bagi hasil dan *cost ceiling* ditentukan berdasarkan R/C. Akibatnya di Indonesia, apabila ditemukan prospek yang kurang ekonomis maka sibuk menegosiasikan insentif dan kalau harga minyak tinggi orang berpikir mengenai *windfall profit tax*. Di Malaysia apabila cadangan (produksi), harga dan biaya berubah maka orang tidak usah pusing lagi.

#### 5.4 Kesimpulan Hasil Analisis PSC, PSC *Non Cost Recovery* dan PSC Malaysia

Pengertian yang baik mengenai termin fiskal dan pengaruhnya membuat pemerintah dapat menawarkan kesempatan investasi yang kompetitif kepada investor dan sebaliknya tetap menjaga aset negara dalam hal ini pemerintah dan perusahaan negara.

Dari ketiga hasil analisis keekonomian tersebut mengenai PSC di Indonesia, PSC *Non Cost Recovery* maupun PSC di Malaysia, diantaranya:

1. Keuntungan dari ketiga PSC tersebut adalah semuanya dapat digunakan di Indonesia karena prinsip dasar PSC-nya sama yang berbeda hanya model pembagian hasilnya saja yang berbeda.
2. Setiap jenis PSC mempunyai pengaruh terhadap *contractor take*, NPV, IRR sehingga juga mempengaruhi *government take* dan NPV. *Cost recovery limit* dan *equity to be split* mempunyai pengaruh yang paling signifikan bagi kontraktor dan pemerintah.
3. Situasi sekarang ini di Indonesia di mana *cost recovery* terus meningkat sedangkan pada saat yang sama produksi dan harga minyak terus menurun, sebaiknya Indonesia mulai menerapkan PSC Malaysia karena model PSC Malaysia dapat mengantisipasi perubahan harga, produksi dan biaya dengan adanya model bagi hasil dan *cost recovery limit* yang ditentukan dengan indeks R/C sehingga porsi Pemerintah akan selalu terjaga.

## BAB 6

### KESIMPULAN DAN REKOMENDASI

#### 6.1 Kesimpulan

Dari pembahasan bab 1 sampai dengan bab 5 bisa diambil kesimpulan sebagai berikut:

1. Perbandingan keuntungan dan kerugian dari sudut pandang investor dan pemerintah antara *PSC Non Cost Recovery* dan *PSC* di Malaysia sebagai penerapan alternatif *PSC* di Indonesia, yaitu sebagai berikut:

- Sudut Pandang Investor
  - a. Keuntungan

#### *PSC Non Cost Recovery*

- Barang investasi kapital bisa menjadi hak milik perusahaan dan mereka berhak mendapatkan biaya pengalihan jika digunakan oleh investor baru.
- Proses persetujuan rencana kerja & biaya bisa lebih cepat dan sederhana.

#### *PSC Revenue over Cost*

- Pada saat produksi awal, *cash flow* kontraktor masih buruk karena perlu waktu buat balik modal dulu, untuk itu, kontraktor dapat “insentif”, pada kasus R/C Malaysia ini, insentifnya berupa *cost tranche* yang lebih tinggi dan *profit oil split* yang lebih tinggi. Makin *profit* kontraktor dengan berjalannya waktu, maka pada saat itu berganti, sudah sewajarnya negara

(sebagai yang punya aset) menikmati keuntungan dengan proporsi yang lebih besar.

b. Kerugian

*PSC Non Cost Recovery*

- Keberanian investor untuk melakukan eksplorasi menjadi berkurang, karena secara psikologis sudah dibayang-bayangi oleh kemungkinan investasi yang telah dikeluarkannya tidak akan kembali. Akhirnya, mereka cenderung membatasi diri dalam mengambil keputusan untuk melakukan eksplorasi migas. Eksplorasi di daerah-daerah *remote* cenderung mereka hindari.
- Rencana investasi dan penerapan *Good Engineering Practice* jauh lebih ketat.
- Rentan terhadap penurunan harga.
- Risiko investor lebih besar.

*PSC Revenue over Cost*

- Sama dengan model *cost recovery* yang ada yaitu jika tidak menemukan cadangan produksi maka investor harus menanggung semua biaya.

• Sudut Pandang Pemerintah

a. Keuntungan

*PSC Non Cost Recovery*

- Operator/kontraktor akan terpacu untuk melakukan optimalisasi produksi.
- Operator/kontraktor akan lebih efisien.
- Kemungkinan terjadinya investasi yang tidak perlu lebih kecil.
- Penerimaan negara jauh lebih pasti.

**Universitas Indonesia**

### *PSC Revenue over Cost*

- kontraktor tidak segan melakukan investasi lagi, karena begitu mereka investasi lagi, indeks R/C akan turun, dengan demikian, *tranch (sliding scale)* untuk *cost oil* dan *profit oil split*-nya akan kembali meningkat buat kontraktor.
- Penerimaan kontraktor maupun negara disesuaikan waktunya.

### b. Kerugian

#### *PSC Non Cost Recovery*

- Memiliki atraktivitas investasi yang rendah, sehingga kurang dapat merangsang investor untuk mencari cadangan-cadangan baru yang lebih potensial dengan tingkat kesulitan/ketidakpastian yang tinggi.
- Barang investasi kapital yang dibeli kontraktor tidak lagi menjadi milik negara.

#### *PSC Revenue over Cost*

- Kontraktor mendapatkan manfaat yang lebih kecil jika indeks R/C naik yang diakibatkan dari kenaikan biaya, penurunan harga dan produksi.

2. Situasi sekarang ini di Indonesia sebagaimana disebutkan pada Bab 1 di mana *cost recovery* terus meningkat sedangkan pada saat yang sama produksi dan harga minyak terus menurun, maka model PSC alternatif yang perlu diterapkan adalah PSC di Malaysia, karena model PSC Malaysia yaitu dengan indeks R/C dapat mengantisipasi perubahan harga, produksi dan terutama biaya sehingga porsi pemerintah akan selalu terjaga.
3. Namun pada PSC di Malaysia, kendala yang akan dihadapi adalah dari segi atraktivitas investor akan kurang menarik, karena dari sisi bagi hasil

*contractor take*, *cash flow* dan NPV akan sangat bergantung sekali dari indeks R/C yaitu besarnya *cost recovery limit* dan *contractor profit split*, sehingga investor harus dapat memahami dengan baik termin fiskal ini dan memastikan produksi, biaya dan harga untuk perhitungan keekonomiannya.

## 6.2 Rekomendasi

1. Sistem persetujuan pengeluaran biaya-biaya yang nantinya akan menjadi *cost recovery* melalui BPMIGAS masih tidak dapat dikendalikan akibat individu-individu atau instansi-instansi yang bersangkutan di dalamnya. Untuk mengubah perilaku dan sistem birokrasi yang ada sekarang ini tidaklah mudah dan membutuhkan waktu yang lama, oleh karenanya rekomendasi bagi pemerintah sebaiknya mulai melihat dan membandingkan bentuk PSC Malaysia khususnya, sehingga setidaknya pemerintah tidak perlu repot mengawasi individu-individu atau instansi-instansi yang terlibat di dalamnya, namun dengan sendirinya sistem bagi hasil dengan indeks R/C dapat mengatasi permasalahan *cost recovery* yang terus meningkat serta produksi dan harga minyak yang terus menurun.
2. Selain itu sistem PSC *Revenue over Cost* membuat kontraktor tidak segan melakukan investasi lagi karena indeks R/C akan menurun sehingga *cost recovery limit* dan *equity to be split* dari kontraktor menjadi besar dan produksi migas semakin meningkat.
3. Jika ingin diimplementasikan, model PSC *Non Cost Recovery* lebih cocok diterapkan untuk blok-blok yang akan diperpanjang kontraknya, bukan blok baru yang akan dieksplorasi, karena sudah tidak adanya atau jumlahnya tidak begitu besar dari *unrecovered cost* sehingga *contractor take* lebih besar oleh karenanya model tersebut lebih menarik bagi investor khususnya untuk pengelolaan lapangan-lapangan tua, aplikasi teknologi *Enhanced Oil Recovery* dan proyek-proyek terkait dengan peningkatan produksi.

## DAFTAR REFERENSI

- Babusiaux, D. (2004), *Oil and Gas Exploration and Production Reserves, Costs, Contracts*, Institut Francais du Petrole
- Barrows (2004). *World Petroleum Arrangement*
- Coordinating Commitee for GeoscienceProgrammes in East and Southeast Asia* (2007). *Overview of Malaysian System*. <http://www.ccop.or.th/>
- Damodaran, A (1997). *Corporate Finance: Theory and Practice*, Edisi ke-1, Toronto, Canada, John Wiley & Sons Inc.
- Ikatan Akuntan Indonesia (1999). *Standar Akuntansi Keuangan-Buku Satu*, Salemba Empat, Jakarta
- Johnston, Daniel (1994). *Petroleum Fiscal System and Production Sharing Contracts*
- Kadir, Abdoel (2007). *Perbandingan PSC dengan PSC Non Cost Recovery*. <http://www.migas-indonesia.com/>
- Kjemperud, Dr. Alfred Bridge Group AS (2004). *Basic Concepts of Petroleum Economy and Modelling*
- Lubiantara, Benny (2007). *Model Kerjasama Kontrak Perminyakan*. <http://www.ekonomi-migas.blogspot.com/>
- Ong, H.L. (2007). *Inhouse training. An Overview of Fiscal Terms and Relationship between Host Government and the Oil Company*
- Partowidagdo, Msc. MSOR, Prof. Dr. Ir. Widjajono (2007). *Economic Evaluation of Oil and Gas Project*
- Price Waterhouse Cooper (2003). *Asia Pacific: Energy, Utilities & Mining Investment Guide*
- PT. Visidata Riset Indonesia(2007). *Studi tentang: Peluang dan Prospek Investasi Minyak dan Gas di Indonesia*
- Smith, Dennis (2007). *Economic Evaluation of Oil and Gas Project*

## Lampiran 1. Hasil Perhitungan Keekonomian PSC Gas di Indonesia

	Production (MMCF/Day)	Price (US\$/MCF)	Revenue (MM US\$)	FTP (MM US\$)	Investment Credit (MM US\$)	Revenue for Cost Recovery (MM US\$)	Cost (US\$/MCF)	Operating Cost (MM US\$)	Capital (MM US\$)	Non Capital (MM US\$)	Depreciation (MM US\$)	Unrecovered (MM US\$)	Cost Recovery (MM US\$)	Recovery (MM US\$)	Equity to be Split (MM US\$)	Contractor Share (MM US\$)	DDMO (MM US\$)	Tax (MM US\$)	Contractor Share (MM US\$)	Total Contractor Share (MM US\$)	Expenditure (MM US\$)	Cashflow (MM US\$)	Cumulative Cashflow (MM US\$)	Indonesia Take (MM US\$)	
0	0.0	0.0	0.0	-	-	-	0.00	0.00	18.0	72.0	0.00	0.00	72.00	0.00	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	90.0	-90.00	-90.00	0.00	
1	0.0	0.0	0.0	-	-	-	0.00	0.00	9.0	36.0	0.00	72.00	108.00	0.00	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	45.0	-45.00	-135.00	0.00
2	0.0	0.0	0.0	-	-	-	0.00	0.00	9.0	36.0	0.00	108.00	144.00	0.00	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	45.0	-45.00	-180.00	0.00
3	0.0	0.0	0.0	-	-	-	0.00	0.00	6.0	24.0	0.00	144.00	168.00	0.00	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	30.0	-30.00	-210.00	0.00
4	300.0	3.0	328.5	65.70	-	262.80	0.45	49.28	0.0	0.0	16.80	168.00	234.08	234.08	28.73	15.39	0.00	-22.26	15.39	227.21	49.3	177.93	-32.07	66.10	
5	300.0	3.0	328.5	65.70	-	262.80	0.45	49.28	0.0	0.0	10.08	0.00	59.36	59.36	203.45	108.99	0.00	-63.44	108.99	104.90	49.3	55.63	23.56	188.40	
6	300.0	3.0	328.5	65.70	-	262.80	0.45	49.28	0.0	0.0	6.05	0.00	55.32	55.32	207.48	111.15	0.00	-64.39	111.15	102.08	49.3	52.80	76.36	191.22	
7	220.0	3.0	240.9	48.18	-	192.72	0.45	36.14	0.0	0.0	3.63	0.00	39.76	39.76	152.96	81.94	0.00	-47.41	81.94	74.29	36.1	38.16	114.52	140.80	
8	200.0	3.0	219.0	43.80	26.40	148.80	0.45	32.85	6.0	24.0	7.84	0.00	64.69	64.69	84.11	45.06	0.00	-41.77	45.06	67.98	62.9	5.13	119.66	101.15	
9	200.0	3.0	219.0	43.80	-	175.20	0.45	32.85	0.0	0.0	1.44	0.00	34.29	34.29	140.91	75.49	0.00	-43.54	75.49	66.24	32.9	33.39	153.05	129.30	
10	200.0	3.0	219.0	43.80	-	175.20	0.45	32.85	0.0	0.0	0.96	0.00	33.71	33.71	141.49	75.80	0.00	-43.67	75.80	65.84	32.9	32.99	186.03	129.70	
11	160.0	3.0	175.2	35.04	-	140.16	0.45	26.28	0.0	0.0	0.52	0.00	26.80	26.80	113.96	60.73	0.00	-34.98	60.73	52.55	26.3	26.27	212.30	103.88	
12	97.0	3.0	106.2	21.24	-	84.97	0.45	15.93	0.0	0.0	0.78	0.00	16.71	16.71	68.26	36.57	0.00	-21.10	36.57	32.18	15.9	16.25	228.55	62.65	
13	86.4	3.0	94.6	18.92	3.30	72.39	0.45	14.19	6.0	24.0	2.40	0.00	40.59	40.59	31.79	17.03	0.00	-13.41	17.03	44.22	44.2	0.03	228.57	36.95	
14	66.5	3.0	72.8	14.57	-	58.26	0.45	10.92	0.0	0.0	1.44	0.00	12.36	12.36	45.90	24.59	0.00	-14.25	24.59	22.70	10.9	11.78	240.35	42.32	
15	50.9	3.0	55.7	11.15	-	44.59	0.45	8.36	0.0	0.0	0.86	0.00	9.22	9.22	35.36	18.94	0.00	-10.96	18.94	17.21	8.4	8.85	249.20	32.56	
16	38.6	3.0	42.3	8.46	0	33.86	0.45	6.35	0.0	0.0	0.52	0.00	6.87	6.87	26.99	14.46	0.00	-8.36	14.46	12.97	6.3	6.62	255.82	24.82	
17	31.5	3.0	34.5	6.90	0	27.62	0.45	5.18	0.0	0.0	0.78	0.00	5.96	5.96	21.66	11.60	0.00	-6.73	11.60	10.83	5.2	5.65	261.46	19.99	
<b>822</b>			<b>2,464.8</b>	<b>492.96</b>	<b>29.70</b>	<b>1,942.16</b>		<b>369.7</b>	<b>54.0</b>	<b>216.0</b>	<b>54.0</b>	<b>492.0</b>	<b>639.7</b>	<b>639.7</b>	<b>1,302.4</b>	<b>697.7</b>	<b>-</b>	<b>(436.3)</b>	<b>697.7</b>	<b>901.2</b>	<b>639.7</b>	<b>261.5</b>		<b>1,269.8</b>	

Economic Indicators	Gas	Unit
Total Minimum Investment	210.00	MM US\$
Total Expenditure	639.72	MM US\$
Net Present Value @ 15%	102.61	MM US\$
Net Present Value Indonesia @ 15%	368.24	MM US\$
Internal Rate of Return	27.20%	Percent

Fiscal Terms	Gas	Unit
Price Assumption	3/MCF	US\$
Discount Rate	15.00%	Percent
Tax	44.00%	Percent
DMOI	25.00%	Percent
DMO Fee	15.00%	Percent
Start of DMO	6	th Year
Contractor Share	30.00%	Percent
FTPI	20.00%	Percent
Investment Credit	55.00%	Percent
CR Ceiling	100.00%	Percent

Revenue Distribution	Contractor	Indonesia	Unit
Total Net Recovery	639.72	0.00	MM US\$
Total FTP	264.09	228.88	MM US\$
Total Investment Credit	29.70	0.00	MM US\$
Total Equity Share	697.73	604.70	MM US\$
Total Tax	(436.27)	436.27	MM US\$
Total DDMO	0.00	-	MM US\$
Total Take	555.25	1,269.85	MM US\$
Total Revenue		1,825.10	MM US\$

## Lampiran 2. Hasil Perhitungan Keekonomian PSC *Non Cost Recovery Gas*

	Production (MMCF/Day)	Price (US\$/MCF)	Revenue (MM US\$)	FTP (MM US\$)	Investment Credit (MM US\$)	Revenue for Cost Recovery (MM US\$)	Cost (US\$/MCF)	Operating Cost (MM US\$)	Capital (MM US\$)	Non Capital (MM US\$)	Equity to be Split (MM US\$)	Contractor Share (MM US\$)	DDMO (MM US\$)	Tax (MM US\$)	Contractor Share (MM US\$)	Total Contractor Share (MM US\$)	Expenditure (MM US\$)	Cashflow (MM US\$)	Cumulative Cashflow (MM US\$)	Indonesia Take (MM US\$)
0	-	-	-	-	-	-	-	-	18.00	72.00	-	-	-	-	-	-	90.00	(90.00)	(90.00)	-
1	-	-	-	-	-	-	-	-	9.00	36.00	-	-	-	-	-	-	45.00	(45.00)	(135.00)	-
2	-	-	-	-	-	-	-	-	9.00	36.00	-	-	-	-	-	-	45.00	(45.00)	(180.00)	-
3	-	-	-	-	-	-	-	-	6.00	24.00	-	-	-	-	-	-	30.00	(30.00)	(210.00)	-
4	300.00	3.00	328.50	65.70	-	262.80	0.45	49.28	-	-	262.80	179.72	-	-	224.65	224.65	49.28	175.38	(34.62)	103.85
5	300.00	3.00	328.50	65.70	-	262.80	0.45	49.28	-	-	262.80	179.72	-	(72.73)	224.65	151.92	49.28	102.65	68.02	176.58
6	300.00	3.00	328.50	65.70	-	262.80	0.45	49.28	-	-	262.80	179.72	-	(74.50)	224.65	150.15	49.28	100.87	168.89	178.35
7	220.00	3.00	240.90	48.18	-	192.72	0.45	36.14	-	-	192.72	131.79	-	(54.99)	164.74	109.75	36.14	73.62	242.51	131.15
8	200.00	3.00	219.00	43.80	8.16	167.04	0.45	32.85	6.00	24.00	167.04	114.23	-	(38.57)	152.35	113.78	62.85	50.93	293.44	105.22
9	200.00	3.00	219.00	43.80	-	175.20	0.45	32.85	-	-	175.20	119.81	-	(50.81)	149.77	98.96	32.85	66.11	359.55	120.04
10	200.00	3.00	219.00	43.80	-	175.20	0.45	32.85	-	-	175.20	119.81	-	(51.06)	149.77	98.70	32.85	65.85	425.40	120.30
11	160.00	3.00	175.20	35.04	-	140.16	0.45	26.28	-	-	140.16	95.85	-	(40.93)	119.81	78.89	26.28	52.61	478.01	96.31
12	97.00	3.00	106.22	21.24	-	84.97	0.45	15.93	-	-	84.97	58.11	-	(24.61)	72.64	48.03	15.93	32.10	510.10	58.19
13	86.40	3.00	94.61	18.92	1.02	74.67	0.45	14.19	6.00	24.00	74.67	51.06	-	(10.75)	65.02	54.27	44.19	10.08	520.18	40.33
14	66.51	3.00	72.83	14.57	-	58.26	0.45	10.92	-	-	58.26	39.84	-	(16.47)	49.80	33.33	10.92	22.41	542.59	39.50
15	50.90	3.00	55.73	11.15	-	44.59	0.45	8.36	-	-	44.59	30.49	-	(12.71)	38.11	25.40	8.36	17.04	559.63	30.33
16	38.65	3.00	42.32	8.46	-	33.86	0.45	6.35	-	-	33.86	23.15	-	(9.71)	28.94	19.23	6.35	12.88	572.51	23.09
17	31.52	3.00	34.52	6.90	-	27.62	0.45	5.18	-	-	27.62	18.89	-	(7.77)	23.61	15.84	5.18	10.66	583.18	18.68
	<b>822.61</b>		<b>2,464.82</b>	<b>477.60</b>	<b>9.18</b>	<b>1,901.21</b>		<b>369.72</b>	<b>54.00</b>	<b>216.00</b>	<b>1,962.68</b>	<b>1,342.21</b>		<b>(465.61)</b>	<b>1,688.51</b>	<b>1,222.90</b>	<b>639.72</b>	<b>583.18</b>		<b>1,241.92</b>

Economic Indicators	Gas	Unit
Total Minimum Investment	210.00	MM US\$
Total Expenditure	639.72	MM US\$
Net Present Value @ 15%	\$102.61	MM US\$
Net Present Value Indonesia @ 15%	368.24	MM US\$
Internal Rate of Return	26.60%	Percent

Fiscal Terms	Gas	Unit
Price Assumption	3/MCF	US\$
Discount Rate	15.00%	Percent
Tax	44.00%	Percent
DMOi	25.00%	Percent
DMO Fee	15.00%	Percent
Start of DMO	6	th Year
Contractor Share	38.30%	Percent
FTPi	20.00%	Percent
Investment Crediti	17.00%	Percent
CR Ceiling	80.00%	Percent

Revenue Distribution	Contractor	Indonesia	Unit
Total FTP	337.12	155.84	MM US\$
Total Investment Credit	9.18	-	MM US\$
Total Equity Share	1,342.21	620.47	MM US\$
Total Tax	(465.61)	465.61	MM US\$
Total DDMO	-	-	MM US\$
Total Expenditure	(639.72)	-	MM US\$
Total Take	583.18	1,241.92	MM US\$
Total Revenue		1,825.10	MM US\$

### Lampiran 3. Hasil Perhitungan Keekonomian PSC Revenue over Cost Gas

	Production (MMCF/Day)	Price (US\$/MCF)	Revenue (MM US\$)	Royalty (MM US\$)	Revenue for Cost Recovery (MM US\$)	Cost (US\$/MCF)	Operating Cost (MM US\$)	Capital (MM US\$)	Non Capital (MM US\$)	Depreciation (MM US\$)	Unrecovered (MM US\$)	Cost Recovery (MM US\$)	Recovery (MM US\$)	Unused Cost Recovery (MM US\$)	Equity to be Split (MM US\$)	Contractor Share (MM US\$)	DDMO (MM US\$)	Tax (MM US\$)	Contractor Share (MM US\$)	Total Contractor Share (MM US\$)	Expenditure (MM US\$)	Cashflow (MM US\$)	Cumulative Cashflow (MM US\$)	Indonesia Take (MM US\$)	
0	0.0	0.0	0.0	-	-	0.00	0.00	18.0	72.0	-	0.00	72.00	0.0	0.0	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	90.0	-90.00	-90.00	0.00	
1	0.0	0.0	0.0	-	-	0.00	0.00	9.0	36.0	-	72.00	108.00	0.0	0.0	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	45.0	-45.00	-135.00	0.00	
2	0.0	0.0	0.0	-	-	0.00	0.00	9.0	36.0	-	108.00	144.00	0.0	0.0	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	45.0	-45.00	-180.00	0.00	
3	0.0	0.0	0.0	-	-	0.00	0.00	6.0	24.0	-	144.00	168.00	0.0	0.0	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	30.0	-30.00	-210.00	0.00	
4	300.0	3.0	328.5	78.40	250.10	0.45	49.28	0.0	0.0	16.80	168.00	234.08	88.7	0.0	206.96	20.70	0.00	0.00	0.00	20.70	109.39	49.3	60.12	-149.88	219.11
5	300.0	3.0	328.5	107.52	220.98	0.45	49.28	0.0	0.0	10.08	145.38	204.74	88.7	0.0	206.96	20.70	0.00	0.00	0.00	20.70	109.39	49.3	60.12	-89.77	219.11
6	300.0	3.0	328.5	107.20	221.30	0.45	49.28	0.0	0.0	6.05	116.04	171.36	88.7	0.0	206.96	20.70	0.00	0.00	0.00	20.70	109.39	49.3	60.12	-29.65	219.11
7	220.0	3.0	240.9	84.53	156.37	0.45	36.14	0.0	0.0	3.63	82.67	122.43	65.0	0.0	151.77	15.18	0.00	-7.55	15.18	72.67	36.1	36.53	6.88	168.23	
8	200.0	3.0	219.0	47.11	171.89	0.45	32.85	6.0	24.0	7.84	57.39	122.08	59.1	0.0	137.97	13.80	0.00	-3.13	13.80	69.80	62.9	6.95	13.83	149.20	
9	200.0	3.0	219.0	28.69	190.31	0.45	32.85	0.0	0.0	1.44	62.95	97.24	59.1	0.0	137.97	41.39	0.00	-25.17	41.39	75.35	32.9	42.50	56.33	143.65	
10	200.0	3.0	219.0	17.15	201.85	0.45	32.85	0.0	0.0	0.86	38.11	71.83	59.1	0.0	137.97	13.80	0.00	-14.90	13.80	58.03	32.9	25.18	81.51	160.97	
11	160.0	3.0	175.2	10.73	164.47	0.45	26.28	0.0	0.0	0.52	12.70	39.49	39.5	7.8	110.38	36.24	0.00	-18.59	36.24	57.14	26.3	30.86	112.36	118.06	
12	97.0	3.0	106.2	8.15	98.07	0.45	15.93	0.0	0.0	0.78	0.00	16.71	16.7	12.0	66.92	24.86	0.00	-9.45	24.86	32.12	15.9	16.19	128.55	74.09	
13	86.4	3.0	94.6	6.35	88.26	0.45	14.19	6.0	24.0	2.40	0.00	40.59	25.5	0.0	59.60	17.88	0.00	-1.08	17.88	42.35	44.2	-1.84	126.71	52.26	
14	66.5	3.0	72.8	3.48	69.35	0.45	10.92	0.0	0.0	1.44	15.05	27.41	27.4	5.4	32.77	11.98	0.00	-10.27	11.98	29.12	10.9	18.19	144.91	43.71	
15	50.9	3.0	55.7	3.07	52.66	0.45	8.36	0.0	0.0	0.86	0.00	9.22	9.2	5.8	35.11	4.68	0.00	-1.78	4.68	12.12	8.4	3.76	148.67	43.61	
16	38.6	3.0	42.3		42.32	0.45	6.35	0.0	0.0	0.52	0.00	6.87	6.9	12.2	19.04	10.58	0.00	-4.02	10.58	13.43	6.3	7.08	155.75	28.89	
17	31.5	3.0	34.5		34.52	0.45	5.18	0.0	0.0	0.78	0.00	5.96	6.0	3.4	21.75	7.87	0.00	-2.99	7.87	10.84	5.2	5.66	161.41	23.68	
822			2,464.8	502.37	1,885.62		369.7	54.0	216.0	54.0	1,022.3	639.7	639.7	46.5	1,532.1	260.3	-	(98.9)	260.3	801.1	639.7	161.4		1,663.7	

Economic Indicators	Gas	Unit
Total Minimum Investment	210.00	MM US\$
Total Expenditure	639.72	MM US\$
Net Present Value @ 15%	(38.82)	MM US\$
Net Present Value Indonesia @ 15%	\$509.68	MM US\$
Internal Rate of Return	9.52%	Percent

Fiscal Terms	Gas	Unit
Price Assumption	3/MCF	US\$
Discount Rate	15.00%	Percent
Tax	44.00%	Percent
Contractor Share	6.55%	Percent
Royalti	10.00%	Percent
CR Ceiling	50.00%	Percent

Revenue Distribution	Contractor	Indonesia	Unit
Total Royalty	-	246.48	MM US\$
Total Net Recovery	639.72	0.00	MM US\$
Total Equity Share	260.33	1,318.28	MM US\$
Total Tax	(98.93)	98.93	MM US\$
Total DDMO	0.00	-	MM US\$
Total Expenditure	(639.72)	-	MM US\$
Total Take	161.41	1,663.69	MM US\$
Total Revenue		1,825.10	MM US\$

## Lampiran 4. Hasil Perhitungan Keekonomian PSC Minyak di Indonesia

	Production (MMbbl/Day)	Price (US\$/bbl)	Revenue (MM US\$)	FTP (MM US\$)	Investment Credit (MM US\$)	Revenue for Cost Recovery (MM US\$)	Cost (US\$/bbl)	Operating Cost (MM US\$)	Capital (MM US\$)	Non Capital (MM US\$)	Depreciation (MM US\$)	Unrecovered (MM US\$)	Cost Recovery (MM US\$)	Recovery (MM US\$)	Equity to be Split (MM US\$)	Contractor Share (MM US\$)	DDMO (MM US\$)	Tax (MM US\$)	Contractor Share (MM US\$)	Total Contractor Share (MM US\$)	Expenditure (MM US\$)	Cashflow (MM US\$)	Cumulative Cashflow (MM US\$)	Indonesia Take (MM US\$)
0	-	-	-	-	-	-	-	-	14.00	56.00	-	-	56.00	-	-	-	-	-	-	-	70.00	(70.00)	(70.00)	-
1	-	-	-	-	-	-	-	-	7.00	28.00	-	56.00	84.00	-	-	-	-	-	-	-	35.00	(35.00)	(105.00)	-
2	-	-	-	-	-	-	-	-	7.00	28.00	-	84.00	112.00	-	-	-	-	-	-	-	35.00	(35.00)	(140.00)	-
3	-	-	-	-	-	-	-	-	5.00	20.00	-	112.00	132.00	-	-	-	-	-	-	-	25.00	(25.00)	(165.00)	-
4	53.70	40.00	784.00	156.80	-	627.20	9.00	176.40	-	-	3.30	132.00	311.70	311.70	315.50	126.51	-	(55.66)	126.51	382.55	176.40	206.15	41.15	401.46
5	73.64	40.00	1,075.20	215.04	-	860.16	9.00	241.92	-	-	2.97	-	244.89	244.89	615.27	222.40	-	(97.86)	222.40	369.44	241.92	127.52	168.66	705.76
6	73.42	40.00	1,072.00	214.40	-	857.60	9.00	241.20	-	-	2.67	-	243.87	243.87	613.73	221.82	-	(97.60)	221.82	368.09	241.20	126.89	295.55	703.91
7	57.90	40.00	845.27	169.05	-	676.22	9.00	190.19	-	-	2.41	-	192.59	192.59	483.63	174.82	-	(76.92)	174.82	290.49	190.19	100.31	395.86	554.78
8	32.27	40.00	471.07	94.21	8.33	368.53	9.00	105.99	16.00	64.00	3.77	-	173.76	173.76	194.77	85.74	-	(37.72)	85.74	221.77	185.99	35.78	431.64	249.30
9	19.65	40.00	286.85	57.37	-	229.48	9.00	64.54	-	-	3.39	-	67.93	67.93	161.55	58.64	(17.29)	(18.19)	41.35	91.09	64.54	26.55	458.18	195.76
10	11.75	40.00	171.51	34.30	-	137.21	9.00	38.59	-	-	3.05	-	41.64	41.64	95.57	34.79	(10.34)	(10.76)	24.45	55.33	38.59	16.74	474.93	116.18
11	7.35	40.00	107.30	21.46	-	85.84	9.00	24.14	-	-	2.74	-	28.89	28.89	58.96	21.54	(6.47)	(6.63)	15.07	35.33	24.14	11.19	486.11	71.97
12	5.58	40.00	81.47	16.29	-	65.17	9.00	18.33	-	-	2.47	-	20.80	20.80	44.37	16.25	(4.91)	(4.99)	11.34	27.15	18.33	8.82	494.93	54.32
13	4.35	40.00	63.46	12.69	1.36	49.40	9.00	14.28	8.00	32.00	14.53	-	60.81	49.40	-	4.76	-	(0.60)	4.76	53.57	54.28	(0.71)	494.22	9.89
14	2.38	40.00	34.80	6.96	-	27.84	9.00	7.83	-	-	1.57	11.40	20.80	20.80	7.03	3.75	(1.70)	(2.40)	2.05	20.46	7.83	12.63	506.85	14.34
15	2.11	40.00	30.74	6.15	-	24.59	9.00	6.92	-	-	14.13	-	21.05	21.05	3.54	2.59	(0.85)	(0.77)	1.74	22.02	6.92	15.11	521.96	8.71
	<b>125.59</b>		<b>5,023.66</b>	<b>1,004.73</b>	<b>9.69</b>	<b>4,009.24</b>		<b>1,130.32</b>	<b>57.00</b>	<b>228.00</b>	<b>57.00</b>	<b>395.40</b>	<b>1,415.32</b>	<b>1,415.32</b>	<b>2,593.92</b>	<b>973.61</b>	<b>(41.55)</b>	<b>(410.11)</b>	<b>932.06</b>	<b>1,937.28</b>	<b>1,415.32</b>	<b>521.96</b>		<b>3,086.38</b>

Economic Indicators	Oil	Unit
Total Minimum Investment	165.00	MM US\$
Total Expenditure	1,415.32	MM US\$
Net Present Value @ 15%	\$140.39	MM US\$
Net Present Value Indonesia @ 15%	1,121.30	MM US\$
Internal Rate of Return	36.30%	Percent

Fiscal Terms	Oil	Unit
Price Assumption	40/bbl	US\$
Discount Rate	15.00%	Percent
Tax	44.00%	Percent
DMOi	25.00%	Percent
DMO Fee	10.00%	Percent
Start of DMO	6	th Year
Contractor Share	15.00%	Percent
FTPi	20.00%	Percent
Investment Crediti	17.00%	Percent
CR Ceiling	80.00%	Percent

Revenue Distribution	Contractor	Indonesia	Unit
Total Net Recovery	1,415.32	-	MM US\$
Total FTP	269.12	735.61	MM US\$
Total Investment Credit	9.69	-	MM US\$
Total Equity Share	694.80	1,899.12	MM US\$
Total Tax	(410.11)	410.11	MM US\$
Total DDMO	(41.55)	41.55	MM US\$
Total Take	521.96	3,086.38	MM US\$
Total Revenue		3,608.34	MM US\$

## Lampiran 5. Hasil Perhitungan Keekonomian *PSC Non Cost Recovery* Minyak

	Production (Mbbl/Day)	Price (US\$/bbl)	Revenue (MM US\$)	FTP (MM US\$)	Investment Credit (MM US\$)	Revenue for Cost Recovery (MM US\$)	Cost (US\$/Bbl)	Operating Cost (MM US\$)	Capital (MM US\$)	Non Capital (MM US\$)	Equity to be Split (MM US\$)	Contractor Share (MM US\$)	DDMO (MM US\$)	Tax (MM US\$)	Contractor Share (MM US\$)	Total Contractor Share (MM US\$)	Expenditure (MM US\$)	Cashflow (MM US\$)	Cumulative Cashflow (MM US\$)	Indonesia Take (MM US\$)
0	-	-	-	-	-	-	-	-	14.00	56.00	-	-	-	-	-	-	70.00	(70.00)	(70.00)	-
1	-	-	-	-	-	-	-	-	7.00	28.00	-	-	-	-	-	-	35.00	(35.00)	(105.00)	-
2	-	-	-	-	-	-	-	-	7.00	28.00	-	-	-	-	-	-	35.00	(35.00)	(140.00)	-
3	-	-	-	-	-	-	-	-	5.00	20.00	-	-	-	-	-	-	25.00	(25.00)	(165.00)	-
4	53.70	40.00	784.00	156.80	-	627.20	9.00	176.40	-	-	627.20	376.49	-	(28.51)	376.49	347.98	176.40	171.58	6.58	436.02
5	73.64	40.00	1,075.20	215.04	-	860.16	9.00	241.92	-	-	860.16	516.33	-	(119.43)	516.33	396.89	241.92	154.97	161.56	678.31
6	73.42	40.00	1,072.00	214.40	-	857.60	9.00	241.20	-	-	857.60	514.79	-	(119.20)	514.79	395.59	241.20	154.39	315.94	676.41
7	57.90	40.00	845.27	169.05	-	676.22	9.00	190.19	-	-	676.22	405.91	-	(93.86)	405.91	312.05	190.19	121.87	437.81	533.22
8	32.27	40.00	471.07	94.21	8.33	368.53	9.00	105.99	16.00	64.00	368.53	230.55	-	(24.99)	230.55	205.56	185.99	19.57	457.38	265.52
9	19.65	40.00	286.85	57.37	-	229.48	9.00	64.54	-	-	229.48	137.75	(30.99)	(17.08)	106.76	89.67	64.54	25.13	482.51	197.18
10	11.75	40.00	171.51	34.30	-	137.21	9.00	38.59	-	-	137.21	82.36	(18.53)	(9.76)	63.83	54.07	38.59	15.48	497.98	117.44
11	7.35	40.00	107.30	21.46	-	85.84	9.00	24.14	-	-	85.84	51.53	(11.59)	(5.74)	39.93	34.19	24.14	10.05	508.03	73.11
12	5.58	40.00	81.47	16.29	-	65.17	9.00	18.33	-	-	65.17	39.12	(8.80)	(4.19)	30.32	26.13	18.33	7.80	515.84	55.34
13	4.35	40.00	63.46	12.69	1.36	49.40	9.00	14.28	8.00	32.00	49.40	31.18	(6.86)	(0.60)	24.32	23.72	54.28	(30.55)	485.28	39.73
14	2.38	40.00	34.80	6.96	-	27.84	9.00	7.83	-	-	27.84	16.71	(3.76)	(1.56)	12.95	11.39	7.83	3.56	488.84	23.41
15	2.11	40.00	30.74	6.15	-	24.59	9.00	6.92	-	-	24.59	14.76	(3.32)	-	11.44	11.44	6.92	4.52	493.36	19.30
	<b>125.59</b>		<b>5,023.66</b>	<b>1,004.73</b>	<b>9.69</b>	<b>4,009.24</b>		<b>1,130.32</b>	<b>57.00</b>	<b>228.00</b>	<b>4,009.24</b>	<b>2,417.48</b>	<b>(83.86)</b>	<b>(424.93)</b>	<b>2,333.62</b>	<b>1,908.69</b>	<b>1,415.32</b>	<b>493.36</b>		<b>3,114.97</b>

Economic Indicators	Oil	Unit
Total Minimum Investment	165.00	MM US\$
Total Expenditure	1,415.32	MM US\$
Net Present Value @ 15%	\$140.39	MM US\$
Net Present Value Indonesia @ 15%	1,121.30	MM US\$
Internal Rate of Return	36.36%	Percent

Fiscal Terms	Oil	Unit
Price Assumption	40/Bbl	US\$
Discount Rate	15.00%	Percent
Tax	44.00%	Percent
DMOi	25.00%	Percent
DMO Fee	15.00%	Percent
Start of DMO	6	th Year
Contractor Share	26.89%	Percent
FTPi	20.00%	Percent
Investment Credit	17.00%	Percent
CR Ceiling	100.00%	Percent

Revenue Distribution	Contractor	Indonesia	Unit
Total FTP	482.49	522.24	MM US\$
Total Investment Credit	9.69	-	MM US\$
Total Equity Share	1,925.30	2,083.94	MM US\$
Total Tax	(424.93)	424.93	MM US\$
Total DDMO	(83.86)	83.86	MM US\$
Total Expenditure	(1,415.32)	-	MM US\$
Total Take	493.36	3,114.97	MM US\$
Total Revenue	-	3,608.34	MM US\$

## Lampiran 6. Hasil Perhitungan Keekonomian PSC Revenue over Cost Minyak

	Production (MMbbl/Day)	Price (US\$/Bbl)	Revenue (MM US\$)	Royalty (MM US\$)	Revenue for Cost Recovery (MM US\$)	Cost (US\$/Bbl)	Operating Cost (MM US\$)	Capital (MM US\$)	Non Capital (MM US\$)	Depreciation (MM US\$)	Unrecovered (MM US\$)	Cost Recovery (MM US\$)	Recovery (MM US\$)	Unused Cost Recovery (MM US\$)	Equity to be Split (MM US\$)	Contractor Share (MM US\$)	DDMO (MM US\$)	Tax (MM US\$)	Contractor Share (MM US\$)	Total Contractor Share (MM US\$)	Expenditure (MM US\$)	Cashflow (MM US\$)	Cumulative Cashflow (MM US\$)	Indonesia Take (MM US\$)	
0	-	-	-	-	-	-	-	14.00	56.00	-	-	56.00	-	-	-	-	-	-	-	-	70.00	(70.00)	(70.00)	-	
1	-	-	-	-	-	-	-	7.00	28.00	-	56.00	84.00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	35.00	(35.00)	(105.00)	-
2	-	-	-	-	-	-	-	7.00	28.00	-	84.00	112.00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	35.00	(35.00)	(140.00)	-
3	-	-	-	-	-	-	-	5.00	20.00	-	112.00	132.00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	25.00	(25.00)	(165.00)	-
4	53.70	40.00	784.00	78.40	705.60	9.00	176.40	-	-	3.30	132.00	311.70	211.68	-	493.92	49.39	-	-	-	49.39	261.07	176.40	84.67	(80.33)	522.93
5	73.64	40.00	1,072.20	107.52	967.68	9.00	241.92	-	-	2.97	100.02	344.91	290.30	-	677.38	203.21	-	(75.24)	-	203.21	418.28	241.92	176.36	96.03	656.92
6	73.42	40.00	1,072.00	107.20	964.80	9.00	241.20	-	-	2.67	54.61	298.48	289.44	-	675.36	202.61	-	(94.31)	-	202.61	397.74	241.20	156.54	252.57	674.26
7	57.90	40.00	845.27	84.53	760.74	9.00	190.19	-	-	2.41	9.04	201.63	201.63	26.59	532.52	169.60	-	(67.88)	-	169.60	303.35	190.19	113.16	365.73	541.92
8	32.27	40.00	471.07	47.11	423.97	9.00	105.99	16.00	64.00	3.77	-	173.76	173.76	38.23	211.98	77.86	-	(29.59)	-	77.86	222.03	185.99	36.04	401.77	249.05
9	19.65	40.00	286.85	28.69	258.17	9.00	64.54	-	-	3.39	-	67.93	67.93	61.15	129.08	61.72	-	(23.45)	-	61.72	106.20	64.54	41.66	443.43	180.65
10	11.75	40.00	171.51	17.15	154.36	9.00	38.59	-	-	3.05	-	41.64	41.64	35.54	77.18	36.63	-	(13.92)	-	36.63	64.35	38.59	25.76	469.19	107.16
11	7.35	40.00	107.30	10.73	96.57	9.00	24.14	-	-	2.74	-	26.89	26.89	21.40	48.29	22.67	-	(8.61)	-	22.67	40.94	24.14	16.80	485.98	66.36
12	5.58	40.00	81.47	8.15	73.32	9.00	18.33	-	-	2.47	-	20.80	20.80	15.86	36.66	17.11	-	(6.50)	-	17.11	31.41	18.33	13.08	499.06	50.06
13	4.35	40.00	63.46	6.35	57.11	9.00	14.28	8.00	32.00	14.53	-	60.81	28.56	-	28.56	8.57	-	-	-	8.57	37.12	54.28	(17.16)	481.91	26.33
14	2.38	40.00	34.80	3.48	31.32	9.00	7.83	-	-	1.57	32.25	41.65	18.79	-	12.53	3.76	-	-	-	3.76	22.55	7.83	14.72	496.63	12.25
15	2.11	40.00	30.74	3.07	27.66	9.00	6.92	-	-	14.13	22.86	43.91	8.30	-	19.36	1.94	-	-	-	1.94	10.24	6.92	3.32	499.95	20.50
	<b>125.59</b>		<b>5,023.66</b>	<b>502.37</b>	<b>4,521.30</b>		<b>1,130.32</b>	<b>57.00</b>	<b>228.00</b>	<b>57.00</b>	<b>602.78</b>	<b>1,415.32</b>	<b>1,379.71</b>	<b>198.77</b>	<b>2,942.81</b>	<b>855.06</b>	-	<b>(319.50)</b>	-	<b>855.06</b>	<b>1,915.27</b>	<b>1,415.32</b>	<b>499.95</b>	<b>3,108.39</b>	

Economic Indicators	Oil	Unit
Total Minimum Investment	165.00	MM US\$
Total Expenditure	1,415.32	MM US\$
Net Present Value @ 15%	120.62	MM US\$
Net Present Value Indonesia @ 15%	\$1,141.07	MM US\$
Internal Rate of Return	32.07%	Percent

Fiscal Terms	Oil	Unit
Price Assumption	40/Bbl	US\$
Discount Rate	15.00%	Percent
Tax	44.00%	Percent
Contractor Share	9.95%	Percent
Royalty	20.00%	Percent
CR Ceiling	50.00%	Percent

Revenue Distribution	Contractor	Indonesia	Unit
Total Royalty	-	502.37	
Total Net Recovery	1,379.71	-	MM US\$
Total Equity Share	855.06	2,286.52	MM US\$
Total Tax	(319.50)	319.50	MM US\$
Total DDMO	0.00	-	MM US\$
Total Expenditure	(1,415.32)	-	MM US\$
Total Take	499.95	3,108.39	MM US\$
Total Revenue	-	3,608.34	MM US\$