

**APLIKASI *REAL OPTION* DALAM
VALUASI PROYEK MIGAS YANG MEMILIKI
FLEKSIBILITAS FASILITAS PRODUKSI**

TESIS

ZULKHA ARFAT

0606162220



**UNIVERSITAS INDONESIA
FAKULTAS EKONOMI
PROGRAM MAGISTER MANAJEMEN
JAKARTA
APRIL 2009**

**PERPUSTAKAAN PUSAT
UNIVERSITAS INDONESIA**

**APLIKASI *REAL OPTION* DALAM
VALUASI PROYEK MIGAS YANG MEMILIKI
FLEKSIBILITAS FASILITAS PRODUKSI**

TESIS

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

ZULKHA ARFAT

0606162220



**UNIVERSITAS INDONESIA
FAKULTAS EKONOMI
PROGRAM MAGISTER MANAJEMEN
JAKARTA
APRIL 2009**

HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS

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

Nama : Zulkha Arfat

NPM : 0606162220

Tanda Tangan : 

Tanggal : 7 April 2009

HALAMAN PENGESAHAN

Tesis ini diajukan oleh :
Nama : Zulkha Arfat
NPM : 0606162220
Program Studi : Magister Manajemen
Judul Tesis : Aplikasi *Real Option* dalam Valuasi Proyek Migas yang Memiliki Fleksibilitas Fasilitas Produksi

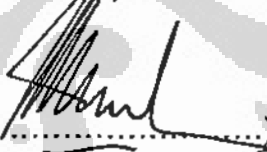
Telah berhasil dipertahankan di hadapan Dewan Penguji dan diterima sebagai bagian persyaratan yang diperlukan untuk memperoleh gelar Magister Manajemen pada Program Studi Magister Manajemen, Fakultas Ekonomi, Universitas Indonesia.

DEWAN PENGUJI

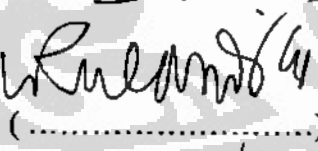
Pembimbing : Dr. Bambang Hermanto

()

Penguji : Dr. Muhammad Muslich

()

Penguji : Dr. Irwan Adi Ekaputra

()

Ditetapkan di : Jakarta

Tanggal : 7 April 2009

KATA PENGANTAR

Alhamdulillah akhirnya penulis dapat menuntaskan karya akhir ini yang berjudul **"Aplikasi *Real Option* dalam Valuasi Proyek Migas yang Memiliki Fleksibilitas Fasilitas Produksi"** sebagai bagian dari syarat-syarat yang diperlukan guna mencapai gelar Magister Manajemen (MM) dari Universitas Indonesia.

Dalam proses penyusunan karya akhir ini penulis berusaha untuk mencari, mengolah, menganalisis serta membuat kesimpulan dan saran secara maksimal meskipun terdapat beberapa rintangan yang harus dilalui, namun atas bantuan dan dukungan dari berbagai pihak, penulis akhirnya dapat menyelesaikannya dengan baik dan maksimal. Pada kesempatan ini, penulis ingin mengucapkan terima kasih kepada:

1. Ketua Program Magister Manajemen Universitas Indonesia (MMUI), Bapak Rhenald Kasali Phd.
2. Bapak Bambang Herinanto Phd. yang telah membantu lancarnya pembuatan karya akhir ini.
3. Para dosen yang telah mengajarkan dan berbagi ilmu semasa perkuliahan di Magister Manajemen Universitas Indonesia.
4. Para staf di Magister Manajemen Universitas Indonesia, mulai dari perpustakaan, *front office*, admisi, keuangan, kantin, laboratorium komputasi, akademik, dan pengamanan yang telah menemani dan memberikan bantuan selama masa perkuliahan penulis.
5. Kepada istriku tercinta Marissa Angelina dan anakku tersayang Muhammad Fariz Hisyam yang telah banyak berkorban selama penulis melakukan studi dan menyelesaikan karya akhir ini.
6. Rekan-rekan H-064 yang beraneka ragam dan membuat masa perkuliahan ini tidak akan terlupakan.

Tanpa mengurangi rasa hormat, tidak lupa penulis juga mengucapkan terima kasih kepada rekan-rekan dan pihak lain yang tidak dapat dicantumkan satu per satu dalam tulisan ini. Semoga tulisan ini dapat memberikan manfaat.

Jakarta, April 2009

Zulkha Arfat



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

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

Nama : Zulkha Arfat
NPM : 0606162220
Program Studi : Magister Manajemen
Departemen :
Fakultas : Ekonomi
Jenis karya : Tesis

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

“Aplikasi *Real Option* dalam Valuasi Proyek Migas yang Memiliki Fleksibilitas Fasilitas Produksi”

berserta perangkat yang ada (jika diperlukan). Dengan Hak Bebas Royalti Noneksklusif ini Universitas Indonesia berhak menyimpan, mengalihmedia/format-kan, 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 : 07 April 2009

Yang menyatakan



(Zulkha Arfat)

ABSTRAK

Nama : Zulkha Arfat
Program Studi : Magister Manajemen
Judul : Aplikasi *Real Option* dalam Valuasi Proyek Migas yang Memiliki Fleksibilitas Fasilitas Produksi

Karya akhir ini akan menunjukkan bagaimana fleksibilitas fasilitas produksi (*option to expand*) dalam sebuah proyek migas dapat memberikan nilai yang lebih tinggi dibandingkan apabila fasilitas tersebut bersifat statis. Metode yang akan digunakan dalam menilai fleksibilitas tersebut adalah *Real Option Analysis* (ROA). Karya akhir ini juga akan menghitung berapa nilai proyek tersebut apabila desain fasilitasnya bersifat statis dan lalu dibandingkan dengan nilai proyek apabila terdapat fleksibilitas didalamnya. Dari hasil evaluasi tersebut juga akan diperoleh rekomendasi skenario produksi serta jenis dan jumlah sumur yang akan digunakan dalam proses produksi.

Kata Kunci:

Real Option Analysis (ROA), Net Present Value (NPV), Discounted Cash Flow (DCF)

ABSTRACT

Name : Zulkha Arfat
Study Program : Magister Manajemen
Judul : Aplikasi *Real Option* untuk Valuasi Proyek Migas yang Memiliki Fleksibilitas Fasilitas Produksi

This thesis show how flexibility in production facility (*option to expand*) in oil project will give higher value rather than if the project use static facility. The method which is used to valuate that flexibility is *Real Option Analysis* (ROA). This thesis will also value the project if has a static facility design and then compare it with the value when the flexibility exists. From the evaluation, there will be recommendation what is the best scenario in production, also type and numbers of well should be used in the process of production.

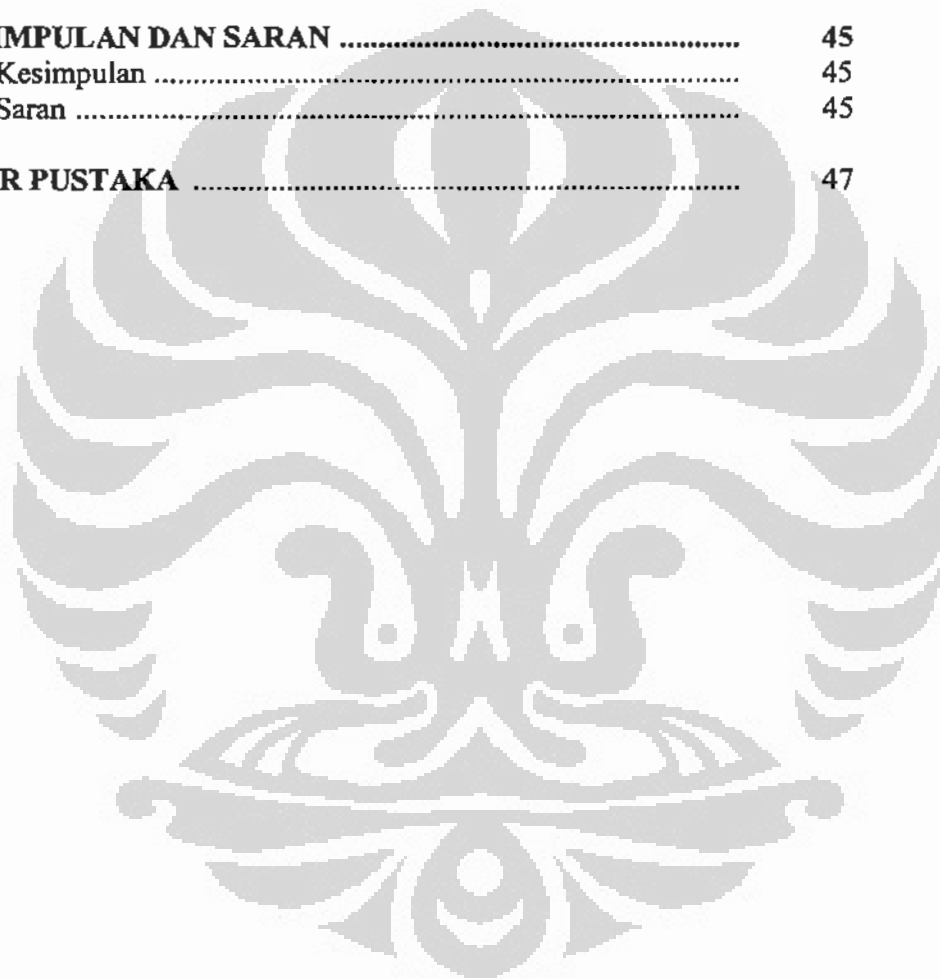
Key Words:

Real Option Analysis (ROA), Net Present Value (NPV), Discounted Cash Flow (DCF)

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL	i
HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS	ii
LEMBAR PENGESAHAN	iii
KATA PENGANTAR	iv
LEMBAR PERSETUJUAN PUBLIKASI KARYA ILMIAH	vi
ABSTRAK	vii
DAFTAR ISI	viii
DAFTAR GAMBAR	x
1. PENDAHULUAN	1
1.1. Latar Belakang	1
1.2. Perumusan Masalah	1
1.3. Tujuan Penelitian	2
1.4. Metode dan Kerangka Analisa	3
1.5. Pembatasan Masalah	3
1.6. Sistematika Penulisan	3
2. LANDASAN TEORI	5
2.1. Teori Investasi	5
2.1.1. Net Present Value (NVP)	5
2.1.2. Internal Rate of Return (IRR).....	6
2.1.3. Pay Back Period	6
2.2. Teori Decision Tree Analysis.....	7
2.2.1. Teori Probabilitas	7
2.2.2. Decision Tree Analysis	7
2.3. Teori Valuasi	9
2.3.1. Weighted Average Cost of Capital (WACC).....	9
2.3.2. Discounted Cash Flow Model (DCF)	11
2.4. Teori Real Option Analysis.....	12
2.4.1. Definisi dan Variabel Dasar	12
2.4.2. Taksonomi Real Option	13
2.4.3. Nilai Fleksibilitas dan Nilai ROA	14
2.5. Production Sharing Contract (PSC)	15
2.5.1. Prinsip-prinsip PSC	15
2.5.2. Sistem Bagi Hasil.....	17
3. TINJAUAN PERUSAHAAN	20
3.1. Sejarah Perusahaan	20
3.2. Kegiatan Usaha	22
3.3. Struktur Organisasi	23

4. ANALISA DAN PEMBAHASAN	25
4.1. Sejarah Lapangan BMG	25
4.2. Ketidak pastian (uncertainty)	27
4.3. Asumsi Dasar	27
4.4. Aplikasi Real Option di Proyek BMG.....	30
4.4.1. Skenario 1 : Produksi Minyak Saja	35
4.4.2. Skenario 2 : Produksi Minyak dan Gas	38
5. KESIMPULAN DAN SARAN	45
5.1. Kesimpulan	45
5.2. Saran	45
DAFTAR PUSTAKA	47



DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1	Sistem Bagi Hasil Production Sharing Contract.....	17
Gambar 3.1	Road Map PT MIGAS.....	20
Gambar 3.2	Produksi Minyak PT MIGAS.....	22
Gambar 3.3	Produksi Gas PT MIGAS.....	22
Gambar 3.4	Struktur Organisasi PT MIGAS.....	23
Gambar 4.1	Proyeksi Produksi Minyak & Gas.....	29
Gambar 4.2	Segitiga Keputusan.....	33
Gambar 4.3	Identifikasi Pilihan.....	34
Gambar 4.4	Decision Tree–Produksi Minyak Saja dan Tanpa Option	36
Gambar 4.5	Decision Tree–Produksi Minyak Saja dengan Option.....	37
Gambar 4.6	Value at Risk Skenario Produksi Minyak Saja.....	38
Gambar 4.7	Decision Tree – Produksi Minyak & Gas Tanpa Option	39
Gambar 4.8	Decision Tree – Produksi Minyak & Gas dengan Option	40
Gambar 4.9	Value at Risk Skenario Produksi Minyak & Gas.....	41
Gambar 4.10	Decision Tree – Produksi minyak & Gas dengan Option (\$45/barel).....	42
Gambar 4.11	Decision Tree – Produksi Minyak & Gas dengan Option (\$75/barel)	43
Gambar 4.12	Sensitivitas NPV terhadap Harga Minyak.....	44

DAFTAR TABEL

Tabel 2.1	Kesimpulan dari NPV	6
Tabel 4.1	Capital Expenditure Proyek BMG	28
Tabel 4.2	Tambahan Capex Bila Gas Ikut Diproduksikan.....	28
Tabel 4.3	Cost of Equity PT MIGAS.....	30
Tabel 4.4	Identifikasi Fakta, Ketidakpastian dan Keputusan	32
Tabel 4.5	Perbandingan NPV Skenario Minyak Saja	38
Tabel 4.6	Perbandingan NPV Skenario Minyak & Gas.....	41

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Proyek pengembangan lapangan migas merupakan suatu proyek yang mengandung tingkat ketidakpastian (*uncertainty*) yang tinggi karena yang menjadi objek dari pengembangan tersebut adalah sesuatu yang berada di dalam perut bumi dan tidak dapat diketahui secara pasti keadaannya. Meskipun teknologi perminyakan saat ini sudah berkembang dengan pesat namun teknologi tersebut tetap tidak dapat menghilangkan faktor ketidakpastian sama sekali. Ketidakpastian di dibawah permukaan bumi tersebut tentunya akan memberikan risiko dalam proses selanjutnya yaitu dari sisi teknologi yang akan digunakan dan kapasitas yang harus dipasang untuk mengekstrasi cadangan yang ada.

1.2 Perumusan Masalah

Saat ini, sebagian besar pelaku bisnis masih menggunakan metode valuasi konvensional dalam melakukan pengambilan keputusan investasi seperti *Payback Period*, *Net Present Value* (NPV) dan *Internal Rate of Return* (IRR). Akan tetapi metode ini tidak mempertimbangkan faktor ketidakpastian variabel-variabel yang mungkin akan muncul dimasa mendatang sehingga metode-metode tersebut tidak cukup tepat untuk digunakan dalam mengevaluasi proyek-proyek besar yang memiliki banyak ketidakpastian di dalamnya. Khususnya dalam industri perminyakan, sebagian besar keputusan investasi masih mengandalkan metode NPV yang dihitung dengan menggunakan suatu asumsi harga minyak dan *discount rate* tertentu. Metode NPV ini hanya menggunakan satu skenario dalam pembuatannya (*statis*), sedangkan ketidakpastian dalam pengambilan keputusan biasanya dimasukkan dalam besaran *discount rate* yang digunakan. Hal inilah yang menyebabkan metode konvensional tidak efektif lagi digunakan dalam

pengambilan keputusan investasi dalam dunia migas karena tidak mengakomodir secara tepat ketidakpastian yang ada.

Alternatif untuk metode konvensional tersebut, yaitu metode *Real Option Analysis* (ROA), dapat memecahkan kekakuan dalam metode tradisional. ROA mengakomodasi ketidakpastian dan fleksibilitas dalam pengambilan keputusan.

Proyek BMG merupakan suatu studi kasus yang menarik untuk melihat bagaimana ROA digunakan untuk mengakomodasi ketidakpastian dan fleksibilitas dalam proyek migas. Proyek ini adalah proyek migas lepas pantai yang dapat memiliki pilihan fasilitas produksi untuk memproduksi minyak dan gas yang ada. Hal yang sangat krusial dalam evaluasi keekonomian lapangan tersebut adalah jenis dan besarnya kapasitas yang harus dipasang mengingat ketidakpastian cadangan yang ada di bawahnya.

Fokus permasalahan dalam kasus ini adalah fleksibilitas kapasitas produksi, khususnya dalam bentuk pilihan (*option to expand*) untuk mengubah skala proyek migas tersebut. Karya akhir ini akan menunjukkan bagaimana fleksibilitas kapasitas dapat memberikan kontribusi besar dalam memberikan nilai kepada proyek dan selanjutnya karya akhir akan memberikan rekomendasi jenis serta level kapasitas fasilitas produksi yang paling tepat untuk mengembangkan proyek tersebut.

1.3 Tujuan Penelitian

Secara spesifik tujuan dari studi kasus ini adalah untuk menunjukkan mengapa metode konvensional tidak efektif dalam pengambilan keputusan investasi migas dan bagaimana metode ROA khususnya fleksibilitas untuk pengembangan (*option to expand*) dapat memberikan kontribusi nilai kepada suatu proyek.

1.4 Metode dan Kerangka Analisis

Dalam melakukan analisis terhadap proyek ini, metoda yang akan digunakan adalah metoda ROA. Dalam penulisan karya akhir ini terdapat beberapa hal yang menjadi dasar utama penulisan:

- 1 Dalam melakukan analisis, terdapat dua skenario yang digunakan yaitu skenario bila hanya minyak saja yang diproduksi dan skenario kedua yaitu bila minyak dan gas yang diproduksi.
- 2 Perhitungan keekonomian menggunakan sistim *Production Sharing Contract* (PSC) antara kontraktor (perusahaan minyak) dengan Pemerintah Republik Indonesia.
- 3 Untuk menjaga kerahasiaan data, penulis akan menyebut proyek ini sebagai Proyek BMG yang dilakukan oleh PT Migas dan melakukan beberapa perubahan terhadap data yang ada.

1.5 Pembatasan Masalah

Untuk dapat lebih fokus pada tujuan penelitian yang telah disampaikan, maka penulis melakukan pembatasan masalah dimana faktor ketidakpastian harga minyak tidak ikut diperhitungkan dan analisis akan menggunakan harga minyak tertentu dalam evaluasi nilai proyek.

1.6 Sistematika Penulisan

Karya akhir ini terdiri dari lima bab yang saling berkaitan. Sesuai dengan judulnya yaitu “Aplikasi *Real Option* dalam Valuasi Proyek Migas yang Memiliki Fleksibilitas Fasilitas Produksi”, maka setiap bab diarahkan untuk dapat mendukung topik utamanya yakni bagaimana *Real Option* khususnya *option to expand* dapat memberikan kontribusi nilai suatu proyek.

Topik-topik dalam kelima bab ini dapat diringkas sebagai berikut:

1. Bab I – Pendahuluan

Pendahuluan ini memuat konsep penulisan yang terdiri atas latar belakang penulisan, tujuan penulisan, metode dan kerangka analisis, pembatasan masalah dan sistematika penulisan.

2. Bab II – Landasan Teori

Dalam landasan teori ini, akan dikemukakan beberapa teori yang digunakan dalam menganalisis permasalahan. Teori-teori yang digunakan antara lain adalah teori investasi, teori valuasi, *decision tree* analisis, *real option* analisis dan *Production Sharing Contract* (PSC)

3. Bab III – Tinjauan Perusahaan PT MIGAS

Bab ketiga akan disajikan sejarah perusahaan, visi, misi, struktur perusahaan dan kegiatan usahanya. Dengan tinjauan perusahaan ini diharapkan pembaca dapat lebih memahami konteks studi kasus ini.

4. Bab IV – Analisis dan Pembahasan

Bab ini akan melakukan analisis terhadap permasalahan dengan menggunakan dasar-dasar teori yang ada dalam bab kedua. Bab ini juga akan menunjukkan besaran nilai (*value*) yang dihasilkan proyek tersebut bila desain fasilitas produksi dilakukan secara statis dan juga *value* dari proyek bila ketidakpastian diakomodasikan dengan penggunaan fleksibilitas pengembangan fasilitas produksi (*option to expand*).

5. Bab V – Kesimpulan dan Saran

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

BAB II

LANDASAN TEORI

Bab ini akan membahas berbagai dasar teori yang akan digunakan dalam analisis valuasi Proyek BMG. Beberapa teori dasar yang akan disampaikan antara lain adalah teori investasi yang meliputi *Net Present Value* (NPV), *Internal Rate of Return* (IRR) dan *Payback Period*. Teori selanjutnya yang akan diuraikan adalah teori *decision tree* analisis, teori valuasi, teori *Real Option Analysis* (ROA) dan *Production Sharing Contract* (PSC) model. Teori-teori tersebut akan dijadikan dasar teori dalam perhitungan bagaimana nilai fleksibilitas fasilitas produksi dapat memberikan kontribusi signifikan kepada proyek migas.

2.1 TEORI INVESTASI

2.1.1 NPV (Net Present Value)

Indikator keekonomian yang umum digunakan dalam memvaluasi sebuah proyek adalah dengan menggunakan besaran NPV. NPV adalah besaran keekonomian yang membandingkan antara nilai investasi yang dikeluarkan dengan hasil yang didapat dari investasi tersebut yang kemudian di diskon dengan satu nilai tertentu agar diketahui nilai sekarang dari proyek tersebut (Arthur J. Keown, 2007).

Net Present Value dinyatakan dengan rumus:

$$NPV = \sum_{t=1}^T \frac{C_t}{(1+r)^t} - C_0 \quad (2.1)$$

Dengan:

- NVP = *Net Present Value*
- C_t = *After-tax cash flow*
- R = *Tingkat diskon/ Cost of capital*
- C₀ = *Investasi awal*
- T = *Lama proyek*

Berikut adalah kesimpulan NPV dalam beberapa kondisi:

Tabel 2.1 Kesimpulan dari Net Present Value (NPV)

Jika	Artinya	Maka
NPV > 0	Investasi akan memberikan nilai tambah ke perusahaan	Proyek dapat diterima
NPV < 0	Investasi akan mengurangi nilai perusahaan	Proyek harus ditolak
NPV = 0	Investasi tidak akan memberikan keuntungan/ kerugian pada perusahaan	<i>Indifferent</i> untuk menerima atau menolak proyek

2.1.2 IRR (Internal Rate Return)

Indikator lain yang juga umum digunakan adalah *Internal Rate of Return* (IRR). IRR adalah tingkat diskon yang digunakan dalam mengevaluasi keekonomian suatu investasi sehingga NPV dari proyek tersebut bernilai nol. Formula berikut menggambarkan apa itu IRR:

$$NPV = \sum_{t=0}^N \frac{C_t}{(1+r)^t} = 0 \quad (2.2)$$

Oleh karena NPV telah ditentukan sama dengan nol maka kita dapat menentukan r (tingkat diskon) yang merupakan IRR.

Kesimpulan yang dapat digunakan dari IRR adalah

- Apabila IRR lebih besar dari tingkat diskon (*cost capital*) perusahaan maka proyek tersebut akan diterima karena dapat memberikan nilai tambah ke perusahaan.
- Sebaliknya investasi akan ditolak apabila nilai IRR lebih kecil dibandingkan dengan tingkat diskon (*cost of capital*) perusahaan.

2.1.3 Pay Back Period (PP)

Pay back period merupakan metode paling simpel dalam menganalisis suatu proyek investasi. *Pay back period* fokus dalam menghitung berapa lama waktu yang diperlukan dalam mengembalikan investasi yang telah dikeluarkan.

Metode untuk menghitung *Payback Period* adalah sebagai berikut:

$$PP = \text{Jumlah Investasi} / \text{Jumlah Kas Masuk tahunan}$$

Meskipun *Payback Period* merupakan metode yang paling simpel, akan tetapi metode ini memiliki banyak kelemahan diantaranya:

- *Payback Period* mengabaikan cash flow yang terjadi sesudah *Payback Period*.
- *Payback Period* mengabaikan *time value of money*.

2.2 Teori Decision Tree Analysis

2.2.1 Teori probabilitas

Probabilitas adalah suatu nilai antara nol dan satu yang menunjukkan kemungkinan relatif suatu kejadian yang akan muncul. Tiga hal yang menyertai probabilitas yakni eksperimen, *outcome* dan *event*. Eksperimen adalah suatu proses yang akan menyebabkan munculnya satu (dan hanya satu) dari beberapa observasi yang dilakukan. *Outcome* adalah hasil yang muncul dari suatu eksperimen. *Event* adalah suatu kumpulan dari satu atau lebih *outcome* dari suatu eksperimen

2.2.2 Decision Tree Analysis

Menurut Kneale T Marshal dan Robert M Oliver dalam bukunya *Decision Making and Forecasting*, pada awalnya *Decision Tree* digunakan untuk analisis keputusan perdagangan saham sejak tahun 1960-an. Saat ini *Decision Tree* tidak hanya digunakan untuk perdagangan saham saja dan telah digunakan secara luas oleh pengambil keputusan dalam menghadapi masalah yang kompleks sehingga diperoleh perspektif yang jelas, skenario mana yang layak dijalankan.

Elemen suatu Pengambilan keputusan

Tiga elemen dalam pengambilan keputusan adalah alternatif/tindakan, *state of nature* dan *payoff*. *Alternative* adalah pilihan yang tersedia dalam pengambilan

keputusan; *state of nature* adalah kondisi atau kejadian yang akan muncul dan *payoff* adalah hasil dari perhitungan yang mengkombinasikan alternatif dan *state of nature*

Event tree /Decision tree

Event tree atau *decision tree* adalah suatu gambar dari semua *outcome* yang mungkin terjadi. *Decision tree* ini dibangun berdasarkan *payoff table* (yakni tabel yang memuat *payoff* dari setiap alternatif/tindakan) dan *state of nature*-nya.

Strategi pengambilan keputusan

Strategi dalam pengambilan keputusan antara lain maksimasi, minimasi, maximin; masing-masing untuk mencari nilai yang terbesar, untuk mencari nilai minimum dan untuk mencari nilai maksimum dari komponen yang bernilai minimum.

Terdapat tiga bentuk anak panah dasar yang digunakan dalam menggambarkan *decision tree* yaitu :

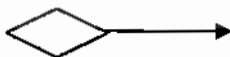
Berbentuk persegi empat yang bermakna decision atau pilihan:



Berbentuk lingkaran yang bermakna *random quantities* atau *events*:



Berbentuk permata yang berarti hasil dari *decision program*:



2.4 Teori Valuasi

2.3.1 Weighted Average Cost of Capital (WACC)

Weighted Average Cost of Capital (WACC) adalah tingkat diskon yang diharapkan perusahaan untuk membiayai aset-asetnya. Oleh karena itu WACC merupakan tingkat pengembalian minimum yang mesti diperoleh perusahaan sehingga ia dapat memuaskan kreditornya, pemiliknya dan pihak-pihak lain yang memberikan kapital.

Seperti yang diketahui, perusahaan dapat memperoleh modal atau pembiayaan dari berbagai macam sumber misalnya modal (*equity*) dan hutang. Setiap modal dan pembiayaan tersebut mengharapkan tingkat pengembalian yang berbeda-beda. Dengan demikian WACC dapat dihitung dengan cara menghitung rata-rata tertimbang dari tingkat pengembalian yang diharapkan oleh semua modal dan pembiayaan tersebut:

$$KA = (W_d \times k_d) + (W_p \times k_p) + (W_e \times k_e) + (W_r \times k_r) \quad (2.3)$$

dimana:

- W_d = Prosentase total kapital yang berasal dari hutang
- W_p = Prosentase total kapital yang berasal dari saham preferen
- W_e = Prosentase total kapital yang berasal dari pemegang saham biasa
- W_r = Prosentase total kapital yang berasal dari *retained earnings*
- k_d = *Cost of debt* setelah pajak : $k = (1 - \text{tax rate})$
- k_p = *Cost of preferred stock*
- k_e = *Cost of equity*
- k_r = *Cost of retained earnings*

a. *Cost of equity*

Dalam teori finansial, *cost of equity* merupakan tingkat pengembalian yang diharapkan pemegang saham dari perusahaan. Oleh karena setiap investor

memiliki alternatif dalam melakukan investasi, tentunya investor tersebut mengharapkan agar tingkat pengembalian yang mereka dapatkan akan lebih tinggi dari tingkat pengembalian yang mereka dapatkan dari investasi tanpa risiko.

Hubungan antara tingkat pengembalian yang diharapkan pemegang saham dengan tingkat pengembalian investasi tanpa risiko dapat digambarkan dengan menggunakan persamaan Capital Asset Pricing Model (CAPM) (Ross 260) :

$$E(R_i) = R_f + \beta_i(E(R_m) - R_f) \quad (2.4)$$

R_i = Expected return dari saham

R_f = Risk free rate

R_m = Return market

β_i = Beta

Selain penting bagi investor, *expected return* juga menjadi indikator yang penting bagi manajemen perusahaan sendiri. Hal ini karena *expected return* bisa dilihat sebagai suatu target minimum yang harus dicapai oleh perusahaan dari sisi operasional guna menjaga kepuasan pemegang saham.

b. *Cost of Debt*

Cost of debt merupakan tingkat bunga efektif yang harus dibayarkan oleh perusahaan terhadap hutang-hutangnya. Cost of debt ini dapat dihitung sebelum atau sesudah pajak, namun karena bunga dapat diperlakukan sebagai pengurang pajak maka cost of debt selalu dihitung setelah pajak.

$$\text{Cost of debt setelah pajak} = \text{Cost of debt sebelum pajak} (1 - \text{tax rate})$$

Apabila total hutang perusahaan hanya terdiri dari pinjam-pinjaman biasa, maka *cost of debt* merupakan *weighted average* dari nilai masing-masing pinjaman terhadap total hutang. Dalam hal perusahaan memiliki hutang dalam

bentuk obligasi maka pertama-tama harus dihitung dulu apa yang disebut *yield to maturity* (YTM) dari obligasi tersebut. YTM dapat didefinisikan sebagai return yang akan diterima oleh pemegang obligasi apabila mereka memegang obligasi tersebut hingga jatuh tempo.

c. Beta

Dalam dunia finansial, Beta diartikan sebagai bagaimana tingkat pengembalian dari suatu saham atau portofolio berhubungan dengan tingkat pengembalian dari pasar finansial secara keseluruhan (Bodie 281).

Asset yang memiliki Beta sama dengan nol berarti harga aset tersebut tidak berkorelasi sama sekali dengan pasar, atau dengan kata lain asset tersebut independen. Beta yang positif berarti harga aset tersebut secara umum mengikuti harga pasar. Beta yang negatif berarti harga aset tersebut berkebalikan dengan harga pasar.

Koefisien Beta tersebut merupakan parameter utama dalam melakukan perhitungan *Capital Asset Pricing Model* (CAPM). Beta koefisien ini menghitung varian dari aset yang tidak dapat di mitigasi melalui diversifikasi yang dapat dilakukan melalui portofolio aset-aset. Perhitungan Beta untuk sebuah perusahaan dapat dilakukan dengan menggunakan metode *regression analysis* dengan menggunakan indeks pasar sebagai pembanding.

2.3.2 Discounted Cash Flow Model (DCF)

Irving Fisher pada bukunya ditahun 1930 yaitu "The Theory of Interest" dan John Burr Williams pada tahun 1938 dalam bukunya "The Theory of Investment Value" adalah orang-orang yang pertama sekali secara formal mengemukakan metode DCF dalam ekonomi modern.

Discounted Cash Flow merupakan metode untuk menilai sebuah proyek, perusahaan atau asset dengan menggunakan konsep *time value of money*. DCF

dilakukan dengan memperkirakan semua arus kas ke depan dan mendiskontokan arus kas tersebut sehingga didapat nilainya saat ini. Tingkat diskonto yang digunakan dalam perhitungan tersebut adalah WACC yang telah dihitung sebelumnya.

2.4 Teori Real Option Analysis

Terminologi “*real option*” sebenarnya masih relatif baru dalam dunia finansial dimana para pebisnis telah melakukan kegiatan investasi selama berabad-abad. Terminologi ini pertama sekali diperkenalkan oleh Professor Stewart Myer dari MIT Sloan School of Management pada tahun 1977.

Konsep *real option* ini kemudian di populerkan oleh Michel J. Maubossin, kepada Strategi Investasi Amerika di Credit Suisse First Boston dan profesor keuangan dari Columbia Business School. Maubossin menggunakan *real option* untuk menjelaskan gap yang terjadi antara harga saham suatu perusahaan dengan nilai intrinsik perusahaan tersebut yang dihitung menggunakan analisis finansial, khususnya *Discounted Cash Flow*.

2.4.1 Definisi dan Variabel Dasar

Real option adalah hak untuk memilih suatu tindakan (contoh: penundaan, perluasan, pengurangan skala, penjualan dan sebagainya) pada suatu *predetermined cost* yakni *exercise price* untuk suatu jangka waktu tertentu. Analisis *real option* ini kemudian dikenal sebagai *real option analysis* (ROA).

Variabel-variabel dasar dalam valuasi ROA, antara laina:

1. *Underlying risky asset*; aset ini dapat berupa suatu proyek, investasi atau akuisisi. Jika nilai aset meningkat nilai option juga meningkat.
2. *Exercise Price*, yaitu harga pada saat dilakukan *exercise option*.
3. Waktu *expire option*; yaitu waktu habisnya *option* tersebut. Semakin panjang waktu habisnya *option* maka semakin tinggi nilainya.

4. Standar deviasi nilai *underlying risky asset*. Nilai *underlying risky asset* merupakan suatu distribusi normal dengan standar deviasi yang menunjukkan tingkat risiko asset.
5. *Risk free interest* selama usia option. R_f adalah faktor diluar option yang punya pengaruh terhadap harga *option*. Semakin tinggi R_f maka semakin tinggi nilai *option*.

2.4.2 Taksonomi Option

1. Abandonment Option

Adalah opsi untuk melepaskan atau menjual suatu proyek, contoh: opsi untuk menjual suatu asset. Opsi ini ekuivalen dengan *put option* pada saham.

2. Defferal Option

Adalah opsi untuk mendunda suatu proyek, contohnya opsi peundaan pengembangan lapangan minyak karena situasi harga minyak yang terlalu rendah. Opsi ini ekuivalen dengan *call option* pada produk saham.

3. Contract Option

Adalah opsi untuk ekspansi suatu proyek. Contohnya adalah ekspansi pabrik dengan suatu akses tertentu untuk meningkatkan level produksi. Opsi ini ekuivalen dengan *call option*.

4. Extend Option

Adalah opsi untuk memperpanjang usia dari suatu aset. Contoh perpanjangan kontrak suatu konsensi oleh perusahaan kontraktor minyak. Opsi ini sejalan dengan *call option*.

5. Scope up atau scope down

Adalah opsi untuk menambah atau mengurangi skop kontrak kerja. Contohnya memperluas suatu kontrak kerja. Opsi ini ekuivalen dengan *call*.

Beberapa bentuk option yang lebih kompleks lainnya adalah sebagai berikut:

1. Switching Option

Adalah opsi untuk pengalihan suatu aset atau investasi, contoh: portofolio investasi. Opsi ini ekuivalen dengan *portofolio option*.

2. Compound option

Adalah suatu proyek multifase, contohnya adalah opsi pengembangan fasilitas produksi yang terdiri dari fase desain, *engineering* dan sebagainya.

3. Compound Rainbow Option

Adalah opsi yang muncul akibat sumber ketidakpastian ganda, contohnya adalah proyek eksplorasi dan eksploitasi minyak yang melibatkan ketidakpastian teknologi dan ketidakpastian harga minyak. Opsi ini disebut sebagai *Compound Rainbow Option*.

Dalam karya akhir ini, penulis akan memfokuskan pada opsi untuk pengembangan atau perluasan (*option to expand*) pada fasilitas produksi minyak lepas pantai.

2.4.3 Nilai Fleksibilitas dan Nilai ROA

Nilai fleksibilitas didefinisikan sebagai nilai tambahan suatu proyek sebagai akibat sifat proyek yang fleksibel terhadap beberapa faktor yang terangkai dalam bentuk *decision tree* yang kemudian dilakukan analisis *real option* (ROA). Berdasarkan pengertian ini nilai fleksibilitas adalah nilai ROA dikurangi dengan NPV:

$$\begin{aligned}\text{Nilai Fleksibilitas} &= \text{Nilai ROA} - \text{NPV} \\ \text{Nilai ROA} &= \text{NPV} + \text{Nilai Fleksibilitas}\end{aligned}$$

Secara sederhana langka-langkah yang dilakukan untuk menghitung ROA adalah sebagai berikut:

1. Menghitung NPV tradisional dengan model DCF sebagai *base case*. Tujuannya adalah untuk menghitung *value* dengan menghiraukan fleksibilitas.
2. Membuat model ketidakpastian dengan *decision tree model* untuk melihat bagaimana *present value* berjalan sesuai waktu.
3. Identifikasi dan menyertakan fleksibilitas manajerial sebagai respon terhadap informasi. Tujuannya adalah analisis *decision tree* untuk identifikasi dan menyertakan fleksibilitas manajerial sehingga dapat merespon informasi baru.
4. Melakukan analisis dengan metode ROA. Tujuannya menentukan nilai proyek secara keseluruhan dengan menggunakan metodologi perhitungan aljabar.

2.5 Production Sharing Contract

2.5.1 Prinsip-Prinsip Production Sharing Contract

Menurut Sutadi Pudjo (2000), pada hakekatnya pengertian kerjasama merupakan suatu ikatan antara dua atau lebih dari perorangan atau badan yang mempunyai kepentingan yang sama didalam mencapai suatu tujuan. Walaupun kepentingan ini tidak seluruhnya sama, namun paling tidak ada sebagian kepentingan tersebut yang bertemu menjadi titik keseimbangan. Sejauh mana titik keseimbangan ini dapat bertahan akan sangat tergantung dari sejauh mana pihak-pihak yang terlibat dalam kepentingan ini dapat memenuhi hak dan kewajibannya sesuai dengan yang tercantum di dalam perjanjian kerjasama.

Ciri dari usaha perminyakan selain memerlukan dana yang besar dan tingkat teknologi canggih juga mengandung risiko yang besar. Untuk dapat melakukan operasi pengambilan cadangan minyak dan gas pemerintah akan bekerjasama dengan investor atau perusahaan minyak yang dapat memenuhi semua kebutuhan baik dana dan bantuan teknis dalam operasi perminyakan.

Dari pemikiran diatas sangat jelas bahwa dengan adanya suatu kepentingan yang sama maka dapat terbentuklah sebuah kerjasama, dalam hal ini kita membahas kerjasama antara pemerintah dan kontraktor/perusahaan minyak. Kontrak kerjasama ini disebut juga kontrak *production sharing* atau *Production Sharing Contract (PSC)*.

BPMIGAS sebagai wakil dari pemerintah Indonesia bertugas untuk melaksanakan dan mengendalikan kegiatan usaha hulu dibidang minyak dan migas bumi berdasarkan Kontrak Kerjasama dengan Investor agar pengambilan sumber daya alam milik negara dapat memberikan manfaat dan penerimaan untuk sebesar-besarnya kemakmuran rakyat.

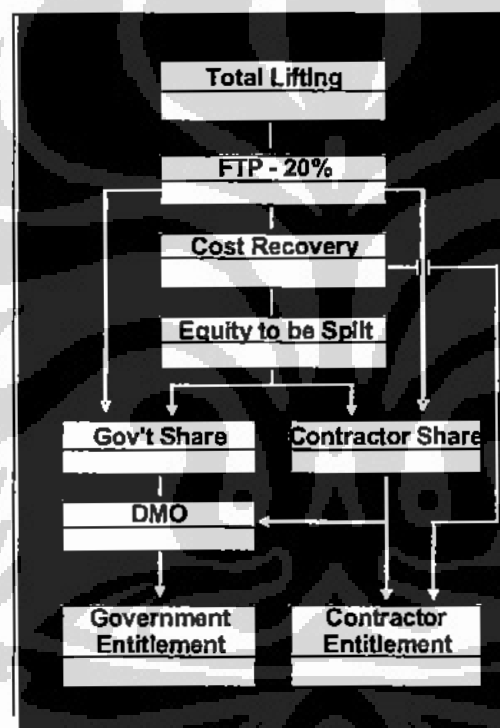
Dalam undang-undang migas ditegaskan bahwa minyak dan gas bumi sebagai sumber daya alam strategis tak terbarukan yang terkandung didalam Wilayah Hukum Pertambangan Indonesia merupakan kekayaan nasional yang dikuasai negara. Penguasaan negara tersebut diselenggarakan oleh Pemerintah sebagai pemegang Kuasa Pertambangan. Dan selanjutnya pemerintah membentuk Badan Pelaksana untuk melakukan pengendalian Kegiatan Usaha Hulu di bidang Minyak dan Gas Bumi.

Dalam pelaksanaannya operasi perminyakan, investor/kontraktor akan bertanggung jawab terhadap pemerintah. Sesuai dengan Undang-undang No. 22 tahun 2001 tentang minyak dan gas bumi, pemerintah akan membentuk suatu badan pelaksan kegiatan usaha hulu minyak dan gas bumi, dimana badan tersebut akan mewakili pemerintah dalam pelaksanaan dan pengawasan usaha hulu minyak dan gas bumi di Indonesia.

Kerjasama operasi perminyakan menurut Sutadi (2000) meliputi pengaturan prinsip mengenai masalah kepemilikan potensi cadangan, luas wilayah kerja, masa eksplorasi, komitmen kegiatan dan pembagian pendapatan.

2.5.2 Sistim Bagi Hasil

Dalam sistim bagi hasil indonesia, secara umum mekanisme pembagian antar kontraktor dan pemerintah dapat digambarkan dalam diagram berikut:



Sumber : www.bpmigas.com

Gambar 2.1 Sistim Bagi Hasil Production Sharing Contract

Split

Dalam kontrak PSC terdapat persentase pembagaian antara pemerintah dan kontraktor. Secara umum persentase pembagian antara minyak dan gas berbeda. Untuk minyak, *rule of thumb* pola bagi hasil umumnya adalah 85% dan 15% untuk pemerintah dan kontraktor. Sedangkan gas adalah 70% dan 30% untuk masing-masing pemerintah dan kontraktor. Namun persentase tersebut adalah

persentase setelah pajak (*after tax*) dan yang tercantum dalam kontrak PSC adalah persentase sebelum pajak (*before tax*).

First Tranche Petroleum (FTP)

FTP merupakan pengalokasian pertama dari hasil penjualan minyak dan gas bumi sebesar 20% dari total produksi. Dari 20% tersebut akan dialokasikan sesuai dengan persentase masing-masing untuk pemerintah dan kontraktor. Dalam kontrak PSC terbaru saat ini, besaran FTP berubah menjadi sebesar 10% akan tetapi semuanya menjadi milik pemerintah.

Pada prinsipnya FTP adalah merupakan suatu pembatasan pengembalian biaya operasi secara jelas yang berkaitan dengan gross revenue, sehingga gross revenue tidak seluruhnya untuk membayar biaya operasi. Hal ini sangat berguna pada saat masa-masa lapangan mulai di produksi dan biaya-biaya operasi belum semuanya terbayar.

Cost Recovery

Adalah biaya yang dapat ditagih kembali kepada pemerintah apabila kegiatan eksplorasi dari lapangan tersebut sudah menghasilkan minyak atau gas bumi. Biaya-biaya yang termasuk didalam *cost recovery* adalah *non capital expenditure/operating expense, depreciation expense* dan *investment credit*. Nilai *cost recovery* yang belum dapat dibayarkan di tahun produksi dapat dialihkan ke tahun-tahun berikutnya. Nilai *cost recovery* ini tidak dikenakan pajak.

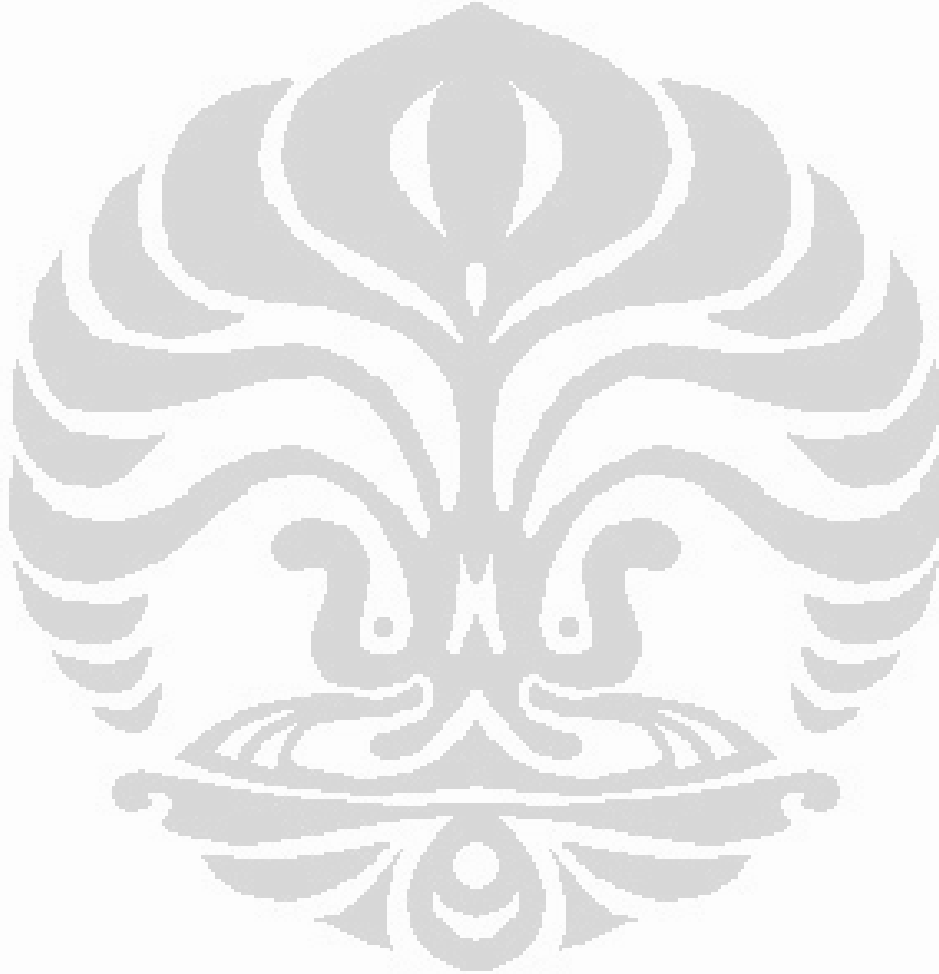
Equity to be split

Merupakan selisih dari total gross production setelah dikurangi dengan FTP, *investment credit* (jika ada) dan *cost recovery*. Equity split tersebut akan dialokasikan untuk pemerintah dan kontraktor sebesar splitnya masing-masing.

Domestic Market Obligation (DMO)

Adalah sejumlah kewajiban penjualan minyak kepada pemerintah sebesar maksimum 25% dari *Gross Production* untuk memenuhi kebutuhan domestic.

Pemerintah akan membeli dengan harga tertentu yang besarnya sekitar 10% hingga 15% dari *Indonesian Crude Price* (ICP). Sebagai insentif, untuk lapangan yang baru berproduksi, kewajiban DMO akan dibebaskan selama 60 bulan, dihitung sejak dimulainya produksi pertama dari lapangan tersesebut. Sebagai catatan, DMO juga hanya dikenakan untuk lapangan yang menghasilkan minyak mentah saja. Dalam PSC generasi terbaru saat ini, DMO juga diterapkan untuk gas meskipun belum ada kejelasan bagaimana cara penerapannya.



BAB III LATAR BELAKANG PERUSAHAAN

3.1 Sejarah Perusahaan

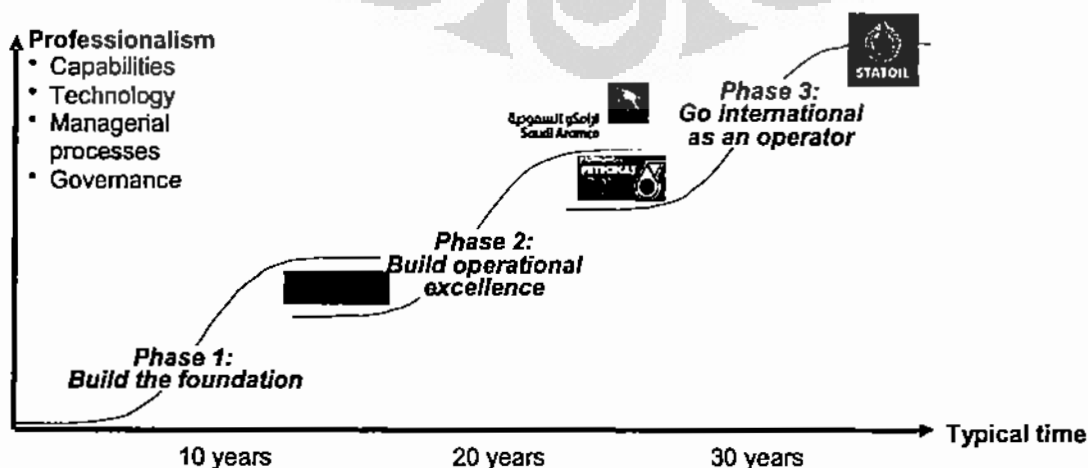
PT Migas adalah perusahaan minyak dan gas bumi yang berdiri sejak tanggal 10 Desember 1957 dan pernah beberapa kali berganti nama yaitu pada tahun 1968 dan 1971. Pada tahun 2003, PT Migas yang sebelumnya bukan dalam bentuk Perseroan Terbatas berubah menjadi bentuk Perseroan Terbatas.

Visi dan Misi PT Migas adalah sebagai berikut:

Visi : Menjadi Perusahaan Minyak Nasional Kelas Dunia

Misi : Menjalankan usaha inti minyak, gas dan bahan bakar nabati secara terintegrasi, berdasarkan prinsip-prinsip komersial yang kuat

Untuk mencapai visi menjadi perusahaan minyak nasional kelas dunia tersebut, PT MIGAS telah menyusun road map untuk 20 tahun kedepan dan menetapkan rencana-rencana detail secara terukur untuk mencapai hal tersebut. Visi PT MIGAS untuk menjadi perusahaan minyak kelas dunia dan *benchmark* perusahaan yang akan dijadikan acuan digambarkan dalam grafik berikut:



Gambar 3.1 Road Map PT MIGAS

Dalam menjalankan perusahaan, karyawan PT MIGAS memiliki tata nilai yang harus dipegang:

Clean (Bersih)

Dikelola secara profesional, menghindari benturan kepentingan, tidak menoleransi suap, menjunjung tinggi kepercayaan dan integritas. Berpedoman pada asas-asas tata kelola korporasi yang baik.

Competitive (Kompetitif)

Mampu berkompetisi dalam skala regional maupun internasional, mendorong pertumbuhan melalui investasi, membangun budaya sadar biaya dan menghargai kinerja

Confident (Percaya Diri)

Berperan dalam pembangunan ekonomi nasional, menjadi pelopor dalam reformasi BUMN, dan membangun kebanggaan bangsa

Customer Focused (Fokus Pada Pelanggan)

Beorientasi pada kepentingan pelanggan, dan berkomitmen untuk memberikan pelayanan terbaik kepada pelanggan.

Commercial (Komersial)

Menciptakan nilai tambah dengan orientasi komersial, mengambil keputusan berdasarkan prinsip-prinsip bisnis yang sehat.

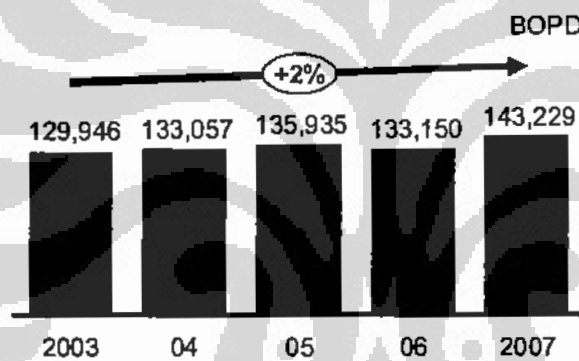
Capable (Berkemampuan)

Dikelola oleh pemimpin dan pekerja yang profesional dan memiliki talenta dan penguasaan teknis tinggi, berkomitmen dalam membangun kemampuan riset dan pengembangan.

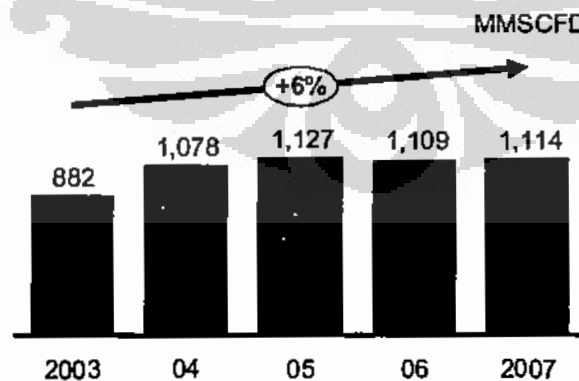
3.2 Kegiatan Usaha

PT MIGAS memiliki kegiatan usaha migas baik di sektor hulu dan hilir. Di sektor hulu, PT MIGAS memiliki kegiatan usaha ekstraksi minyak dan gas bumi serta usaha panas bumi/ geothermal. Selain itu PT MIGAS juga memiliki kegiatan dalam bidang LNG dimana PT MIGAS memiliki saham di kilang-kilang LNG di Indonesia. Di sektor hilir, PT MIGAS memiliki kilang-kilang pengolahan minyak yang produknya digunakan di seluruh Indonesia.

Produksi minyak dan gas PT MIGAS dari tahun ke tahun selalu mengalami peningkatan:



Gambar 3.2 Produksi Minyak PT MIGAS



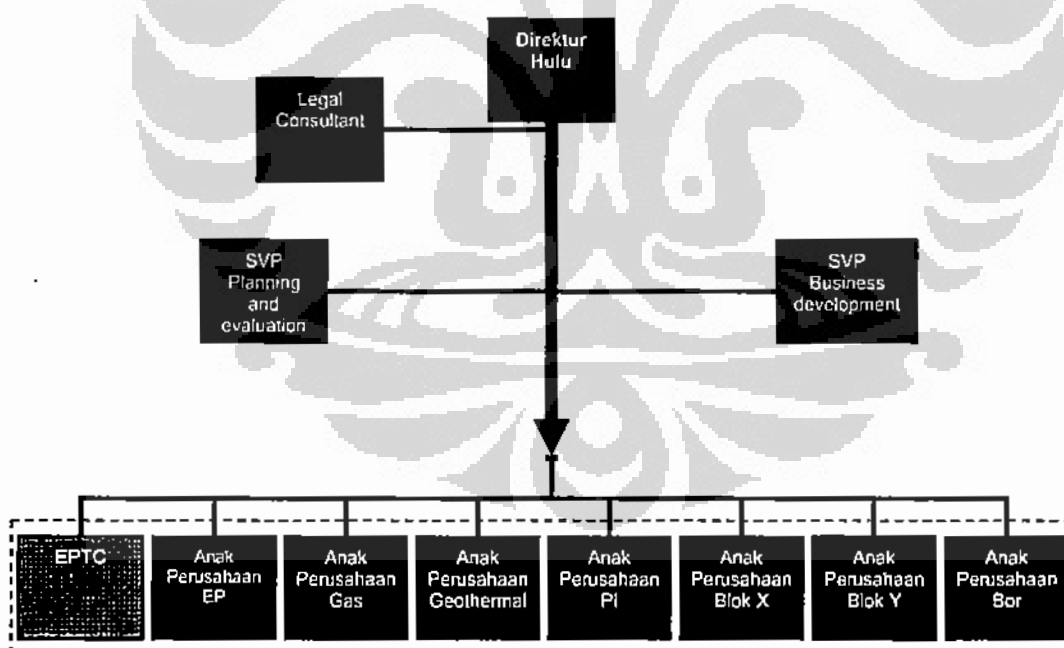
Grafik 3.3 Produksi Gas PT MIGAS

Selain sektor hulu dan hilir migas, PT MIGAS juga memiliki berbagai anak perusahaan di bidang lain seperti perhotelan, rumah sakit, asuransi, penerbangan. Anak-anak perusahaan didirikan untuk mendukung kegiatan operasional dari bisnis inti PT MIGAS.

3.3 Struktur Organisasi

Struktur organisasi utama PT MIGAS terdiri dari Direktur Utama dan Wakil Direktur Utama serta lima orang direktur lainnya yang terdiri dari Direktur Hulu, Direktur Pengolahan, Direktur Pemasaran & Niaga, Direktur Umum & SDM dan Direktur Keuangan.

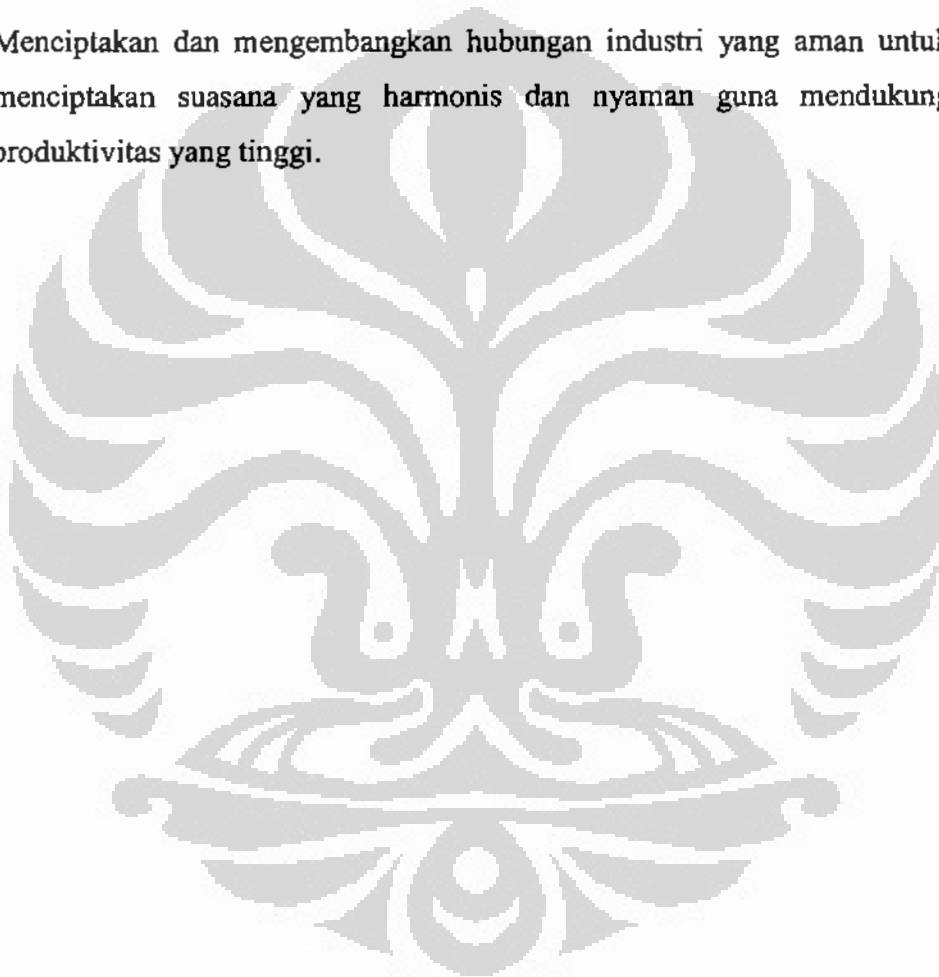
Secara lebih detail struktur organisasi dibawah Direktur Hulu digambarkan sebagai berikut:



Gambar 3.4 Struktur Organisasi PT MIGAS

Dalam pengembangan karyawan, PT MIGAS telah memiliki komitmen sebagai berikut :

- Mengimplementasikan pengembangan pekerja yang terorganisasi dan konsisten sehingga para pekerja memiliki kompetensi, ketrampilan, dedikasi, kinerja dan produktivitas yang tinggi.
- Memberikan penghargaan dalam bentuk kesejahteraan dan remunerasi yang kompetitif serta memberikan perlindungan kepada pekerja sesuai dengan standar perusahaan migas di Indonesia dan peraturan yang berlaku.
- Menciptakan dan mengembangkan hubungan industri yang aman untuk menciptakan suasana yang harmonis dan nyaman guna mendukung produktivitas yang tinggi.



BAB IV

ANALISIS DAN PEMBAHASAN

Ketika sebuah lapangan minyak ditemukan dalam fase eksplorasi, petrophisik dan *resevoir engineer* akan membuat suatu perhitungan volume minyak dan gas yaitu "Oil Initially In Place" atau biasa disingkat dengan OIIP. Jika kandungan utama dari hidrokarbon adalah minyak, maka secara umum *recovery factor* dari lapangan tersebut adalah 30-35%. *Recovery factor* disini maksudnya adalah berdasarkan pengalaman dari banyak lapangan migas sebelumnya, perusahaan mengharapkan untuk dapat memproduksi 30-35% dari jumlah minyak yang ditemukan dalam *reservoir* tersebut. Jika kandungan utama dari hidrokarbon tersebut adalah gas, maka *recovery factor* dari gas tersebut biasanya adalah 75-85%. Disini artinya perusahaan dapat mengharapkan untuk memproduksi 75-85% dari cadangan gas yang ada.

Setelah menemukan cadangan hidrokarbon, perusahaan minyak harus menentukan struktur fasilitas produksi apa yang akan digunakan dalam memproduksi minyak atau gas tersebut. Sebagai contoh, alternatif jenis tipe struktur yang digunakan dalam pengembangan lapangan minyak antara lain *fixed leg platforms*, *tension leg platforms (TLP)*, *subsea developments* dan *floating production operation*. Biaya-biaya yang harus dikeluarkan untuk fasilitas tersebut sangat bervariasi dan tergantung pada kondisi cadangan dan lapangan yang ada. Oleh karena itu dalam perencanaanya, perusahaan minyak harus menentukan struktur fasilitas apa yang terbaik yang akan digunakan untuk mengembangkan lapangan. Ketika jenis fasilitas produksi sudah diputuskan maka selanjutnya kapasitas dari fasilitas tersebut juga harus dipertimbangkan dengan matang.

4.1 Sejarah Lapangan BMG

Lapangan BMG merupakan lapangan lepas pantai yang ditemukan pada tahun pada tahun 1983. Antara tahun 1983-1984 telah dilakukan 4 pengeboran

eksplorasi di lapangan BMG. Dari 4 pengeboran eksplorasi tersebut, 3 sumur berhasil membuktikan kandungan migas sedangkan 1 sumur tidak menghasilkan (*dry hole*). Namun sejak tahun 1980-an tersebut, keputusan untuk melakukan pengembangan lapangan baru dilakukan pada tahun 2008.

Berdasarkan hasil kajian dari tim teknis, terdapat beberapa kombinasi struktur fasilitas dan tipe sumur yang dapat digunakan untuk memproduksi lapangan lepas pantai BMG tersebut :

- *Floating Production Facility* (FPF) dengan sumur bawah laut (*Sub Sea wells*) yang terpasang pada FPF tersebut
- *Tension Leg Platform* (TLP) dengan *Direct Vertical Access* (DVA) dari platform dan *Sub Sea Wells* yang terpasang pada TLP tersebut.

Floating Production Facility (FPF) merupakan fasilitas produksi yang berbentuk kapal dan biasanya merupakan kapal tanker yang dimodifikasi untuk memproduksi minyak dan gas serta menyimpan minyak untuk sementara waktu.

Tension Leg Platform (TFP) merupakan platform yang mempunyai kemampuan untuk menstabilisasi gerakan vertikal dilaut. Secara umum TLP digunakan untuk produksi di laut dengan kedalaman sampai dengan 2000 m.

Direct Vertical Access (DVA) adalah fasilitas yang dipasang pada platform dan dapat digunakan untuk mengebor dan menghubungkan antara platform dengan *sub sea wells*.

Sub Sea Wells adalah sumur dimana *wellheadnya*, *christmass tree* dan perangkat kontrol peralatannya terdapat dibawah laut.

4.2 Ketidakpastian (Uncertainty)

Beberapa ketidakpastian muncul baik dari sisi *subsurface* dan fasilitas produksi. Masalah utama pada *subsurface* adalah dimana sebenarnya keadaan *subsurface* adalah merupakan hasil “tebakan akademis” tentang apa yang ada dan terjadi pada kedalaman 2000-3000 meter dibawah tanah. Sama halnya dengan pengembangan lapangan migas lainnya, terdapat beberapa ketidakpastian yang muncul dalam pengembangan lapangan migas tetapi masalah utama yang difokuskan dalam karya akhir ini adalah konektifitas, heterogenitas dan kompartementalisasi dari cadangan (*reservoir*).

Masalah ketidakpastian teknis terkait dengan konektifitas, heterogenitas dan kompartementalisasi cadangan ini akan mempengaruhi ukuran cadangan dan jumlah minyak dan gas yang terdapat dalam cadangan. Ketidakpastian di *subsurface* tersebut selanjutnya juga mempengaruhi perencanaan fasilitas produksi yang akan dibangun.. Ketidakpastian fasilitas produksi tersebut misalnya berapa berapa banyak sumur yang direncanakan untuk dibor dan berapa banyak produksi yang bisa dihasilkan serta berapa besar kapasitas fasilitas produksi yang akan dibangun.

Oleh karena struktur fasilitas produksi terdiri dari perangkat keras yang bisa dilihat, ketidakpastian yang bersumber dari fasilitas produksi itu sendiri akan sangat kecil dibandingkan ketidakpastian yang berasal dari *subsurface*.

4.3 Asumsi Dasar

Pengembangan lapangan BMG ini memiliki 2 skenario utama :

Skenario 1 : Memproduksi minyak saja

Skenario 2 : Memproduksi minyak dan gas

Berdasarkan kajian teknis, dari dua alternatif struktur fasilitas yang memungkinkan yaitu *Floating Storage Operation (FSO)* atau *Tension Leg*

Platform (TLP), tim teknis merekomendasikan pemakaian *Tension Leg Platform* (TLP) karena lebih cocok dengan karakter lapangan yang ada.

Dengan menggunakan TLP maka dengan skenario pertama dimana hanya minyak yang diproduksi maka total biaya kapital (*Capital Expenditure*) yang harus dikeluarkan adalah sebagai berikut:

Tabel 4.1 Capital Expenditure Proyek BMG

<i>Capital Expenditure</i>	Juta US\$	
	Tahun 1	Tahun 2
Biaya Pengeboran	132	81
Barang-barang Bawah laut	26	0
Instalasi Bawah Laut	39	6
LP Gas Recovery	7	0
Team Bawah Laut	4	0
Penyimpanan, Logistik & Asuransi	1	0
Studi	4	4
Cadangan (Allowance)	6	0
Total Biaya	219	91

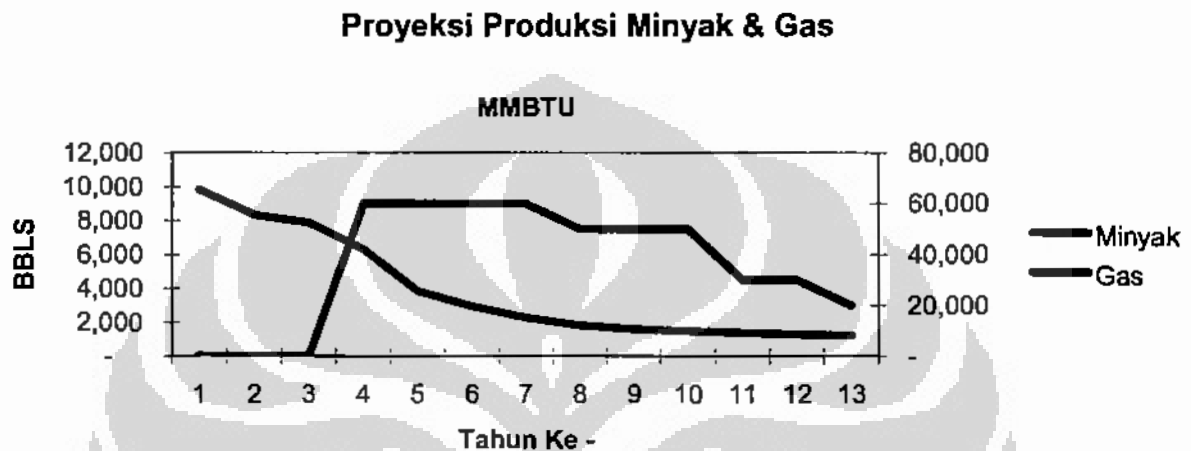
Adapun bila dilakukan skenario kedua dimana gas juga turut diproduksi dan dijual secara komersial maka diperlukan tambahan (incremental) biaya modal sebagai berikut:

Table 4.2 Tambahan Capex Bila Gas Ikut Diproduksi

<i>Incremental Capex</i>	Juta US\$		
	Tahun 1	Tahun 2	Tahun 3
Appraisal Sumur	11		
Penggantian FSO		42	
Pengeboran			110
Fasilitas gas bawah laut			100
Pipa Gas			90
Total Biaya	11	42	300

Sedangkan biaya operasi (Opex) yang diperlukan untuk kedua skenario tersebut berkisar antara \$70 -80 juta setiap tahunnya.

Terdapat tiga skenario cadangan yang terdapat di BMG yaitu 50 MMBO, 70 MMBO dan 90 MMBO. Berikut proyeksi produksi minyak dan gas bumi apabila menggunakan skenario cadangan 50 MMBO :



Gambar 4.1 Proyeksi Produksi Minyak dan Gas Bumi

Jenis minyak yang dihasilkan dari lapangan BMG memiliki spesifikasi yang sama dengan minyak Brent. Oleh karena itu asumsi harga minyak yang digunakan dalam perhitungan nilai proyek ini mengacu pada minyak Brent. Berdasarkan harga *future* minyak Brent (Light Sweet Crude Oil) yang diperdagangkan di New York Mercantile Exchange, dalam jangka panjang harga Light Sweet ini akan berkisar pada harga \$50 sampai dengan \$70 per barel. Dalam aplikasi perhitungan *Real Option*, asumsi harga yang digunakan adalah \$60/barel.

Weighted Average Cost of Capital yang digunakan dalam perhitungan nilai proyek BMG ini adalah sebesar 15%. WACC ini sama dengan *Cost of Equity* PT MIGAS karena PT MIGAS tidak memiliki hutang jangka panjang untuk membiayai kegiatan operasinya.

Tabel 4.3 Cost of Equity PT MIGAS

Faktor	%	Penjelasan
Tingkat suku bunga bebas resiko (rf)	8.10%	Indonesia Government Securities Yield Curve dalam US\$
Premi Resiko	6.90%	
Beta	1	
Biaya Ekuitas (Ke)	15.00%	CAPM; $Ke = Rf + B (Rm - Rf)$

4.4 Aplikasi Real Option di Proyek BMG

Real Option Analysis (ROA) akan diterapkan dalam melakukan evaluasi studi kasus lapangan BMG ini. Dengan menggunakan *real option*, karya akhir ini akan mengeksplorasi cara terbaik untuk mengembangkan lapangan tersebut dari sisi kapasitas struktur fasilitasnya berdasarkan ketidakpastian teknis yang ada. Seperti yang disampaikan sebelumnya konektivitas, heterogenitas dan kompartementalisasi *reservoir* akan mempengaruhi jumlah cadangan yang tersedia sehingga mempengaruhi pilihan kapasitas yang akan digunakan.

Secara spesifik pilihan (*real option*) yang diterapkan untuk kasus ini adalah sebagai berikut:

1. *Real option* pada struktur fasilitas dipermukaan (*surface facilities*) sehingga memungkinkan untuk fleksibilitas pengembangan kapasitas jika diperlukan dikemudian hari.
2. Menambah beberapa ekstra slot dalam struktur fasilitas yang telah dipilih, sehingga dengan adanya ekstra slot tersebut akan terdapat *option* untuk mengebor sumur-sumur tambahan jika diperlukan dimasa mendatang. *Real option* yang kedua ini akan memberikan "*option to expand*" untuk *subsurface* dimasa mendatang, misalnya dimasa mendatang diperlukan lebih banyak sumur karena *reservoir* yang ada sangat terpecah-pecah (*highly compartmentalized*).

Tahapan Proses Aplikasi Real Option

Dalam melakukan *real option* analisis kasus ini, karya akhir ini akan menggunakan dua perangkat yaitu analisis *decision trees* dan *net present value* (NPV) dalam melakukan evaluasi. Untuk memudahkan, maka proses aplikasi ROA ini dibagi menjadi lima tahapan sehingga kita akan terbantu untuk memetakan manakah yang menjadi fakta, mana ketidakpastian yang ada dan keputusan apa yang perlu dibuat. Pendekatan yang diambil adalah menggunakan *real option* sehingga akhirnya dapat memaksimalkan *expected value* dari keputusan yang dibuat. Lima tahapan ini adalah:

1. Mengidentifikasi mana fakta, ketidakpastian dan keputusan yang harus dibuat.
2. Memecah-mecah keputusan menjadi hirarki keputusan.
3. Mengidentifikasi *option* berdasarkan masalah yang telah diidentifikasi melalui hirarki keputusan.
4. Membuat *decision tree* untuk menghitung nilai dari desain fasilitas yang statis dan *decision tree* untuk menghitung nilai apabila faktor *real option* telah dimasukkan..
5. Menentukan *expected value* maksimal untuk membuat keputusan.

1. Mengidentifikasi Fakta, Ketidakpastian dan Keputusan yang harus dibuat

Meskipun bagi orang yang telah terbiasa dengan proyek migas akan sangat mudah untuk membedakan antara fakta, ketidakpastian dan keputusan yang harus dibuat, namun bagi orang awam akan sering ditemukan kesulitan untuk memisahkannya. Oleh karena itu dengan menyusun fakta, ketidakpastian dan keputusan yang harus diambil menjadi suatu tabel yang sederhana maka akan mudah bagi kita untuk mengidentifikasinya:

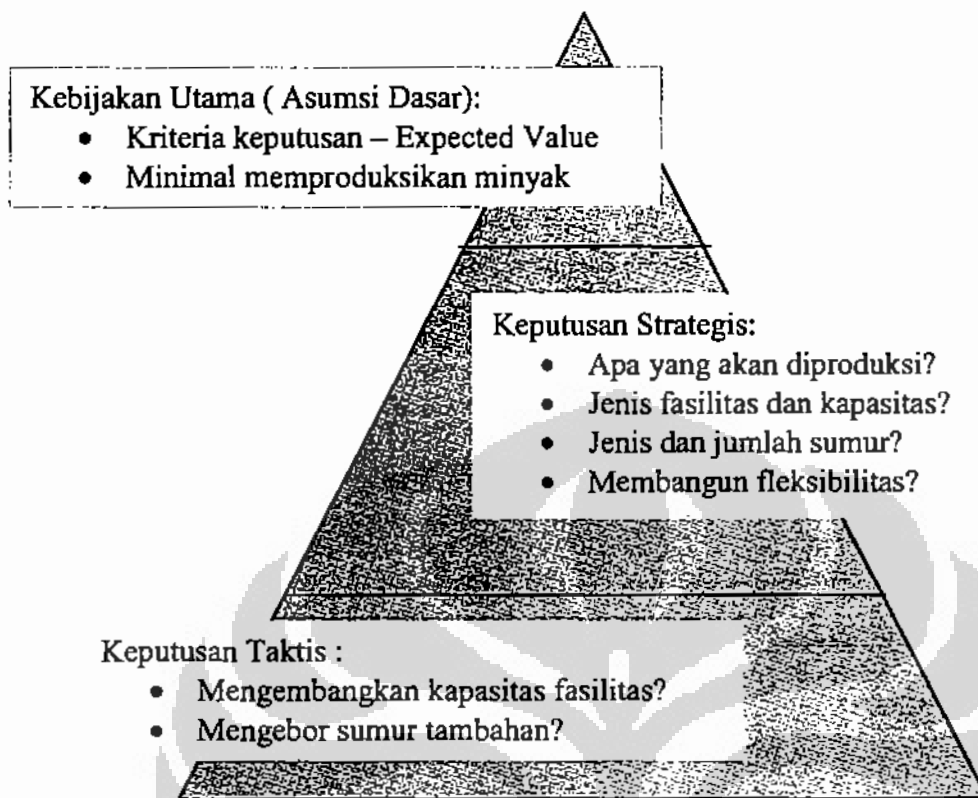
Tabel 4.4 Identifikasi Fakta, Ketidakpastian dan Keputusan

Kategori	Permasalahan
Fakta	Lapangan lepas pantai dengan kedalaman 1500 meter
Ketidakpastian cadangan minyak	Pola kompartemen cadangan yang selanjutnya mempengaruhi jumlah cadangan minyak (50, 70, 90 mmbo)
Ketidakpastian cadangan gas*	Pola kompartemen dari cadangan gas yang selanjutnya mempengaruhi jumlah cadangan gas
Ketidakpastian harga minyak*	Harga minyak dimasa depan
Keputusan	Fasilitas apa yang akan dipasang (TLP, FPSO, SPAR)
Keputusan	Berapa banyak sumur yang akan di bor

* Sesuai dengan tujuan karya akhir yaitu untuk memfokuskan pada permasalahan fleksibilitas, maka faktor ketidak pastian cadangan gas dan harga minyak diabaikan dan dijadikan kepastian.

2. *Memecah keputusan-keputusan menjadi hirarki keputusan agar lebih fokus ke permasalahan.*

Bagian paling atas dari hirarki keputusan adalah bagaimana pengambilan keputusan akan dilakukan. Para pemegang saham jelas menginginkan : 1) keputusan atas bagaimana sebuah lapangan akan dikembangkan dilakukan berdasarkan pilihan yang memberikan expected value paling tinggi 2) minimal yang diproduksi minyak

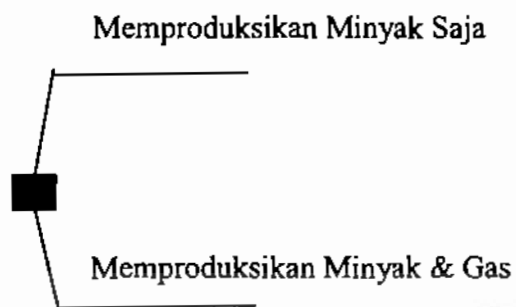
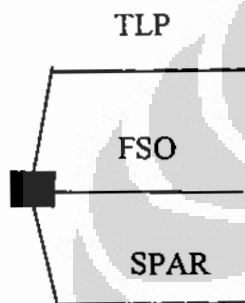
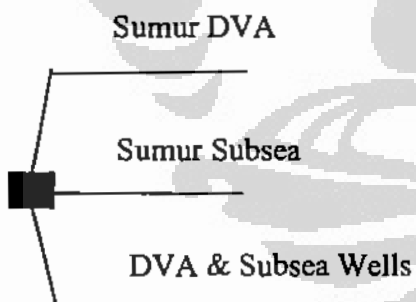
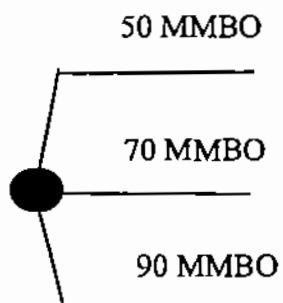


Gambar 4.2 Segitiga Keputusan

Bagian tengah dari segitiga adalah keputusan-keputusan strategis yang harus diambil. Inilah dimana *real option* akan memberikan kontribusi nilai yang terbesar. Keputusan-keputusan tersebut meliputi: apakah yang akan diproduksi (minyak atau minyak & gas), tipe fasilitas apa yang akan dipasang dan kapasitas yang akan digunakan. Selain itu harus ditentukan jenis dan jumlah sumur serta apakah perlu dibuat fleksibilitas ke dalam sistem fasilitas tersebut.

3. Mengidentifikasi pilihan (*option*) yang ada

Langkah selanjutnya adalah mengidentifikasi pilihan-pilihan yang ada berdasarkan fokus permasalahan yang dikemukakan diatas. Pilihan-pilihan yang dapat dibuat adalah pilihan terkait dengan output yang akan diproduksi, fasilitas dan sumur produksi.

Pilihan Produksi**Pilihan Fasilitas****Pilihan Jenis Sumur****State of Nature****Gambar 4.3 Identifikasi Pilihan**

4. Membuat *decision tree* untuk menghitung nilai dari desain fasilitas yang statis dan *decision tree* untuk menghitung nilai apabila faktor *real option* telah dimasukkan..

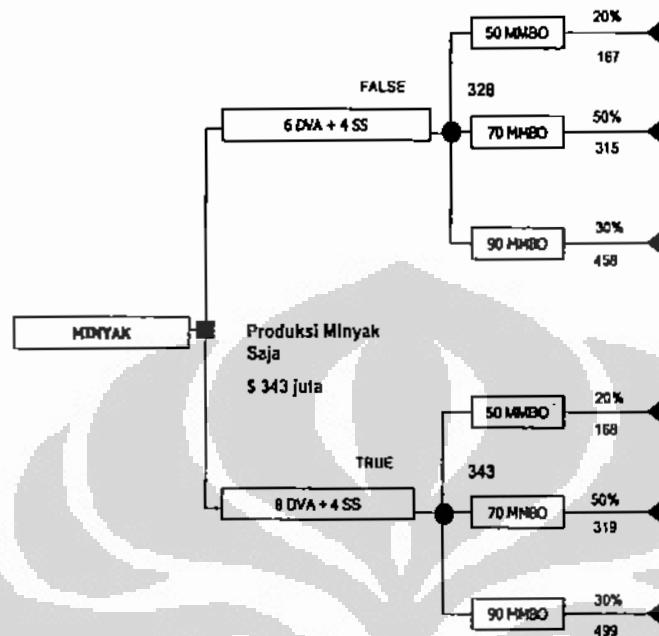
Dari pilihan-pilihan fasilitas yang ada, manajemen PT MIGAS telah memutuskan untuk menggunakan TLP daripada FSO dan SPAR karena kemampuannya untuk mengebor. Dengan demikian selanjutnya yang diperlukan adalah pilihan terkait dengan jenis produksi (minyak atau minyak dan gas) dan jenis sumur (DVA atau Sub Sea atau DVA & Subsea) serta berapa jumlahnya. Dari pilihan-pilihan yang ada, akan dihitung *expected value* yang maksimal yang dapat diperoleh PT MIGAS.

4.4.1 Skenario 1 : Produksi Minyak Saja

Dalam skenario pertama ini, lapangan hanya ditujukan untuk menghasilkan minyak saja, gas tetap akan terproduksi namun tidak dijual melainkan diinjeksikan kembali ke bumi. Dalam melakukan evaluasi, terdapat 2 pilihan jenis dan jumlah sumur yang akan digunakan dalam produksi yaitu:

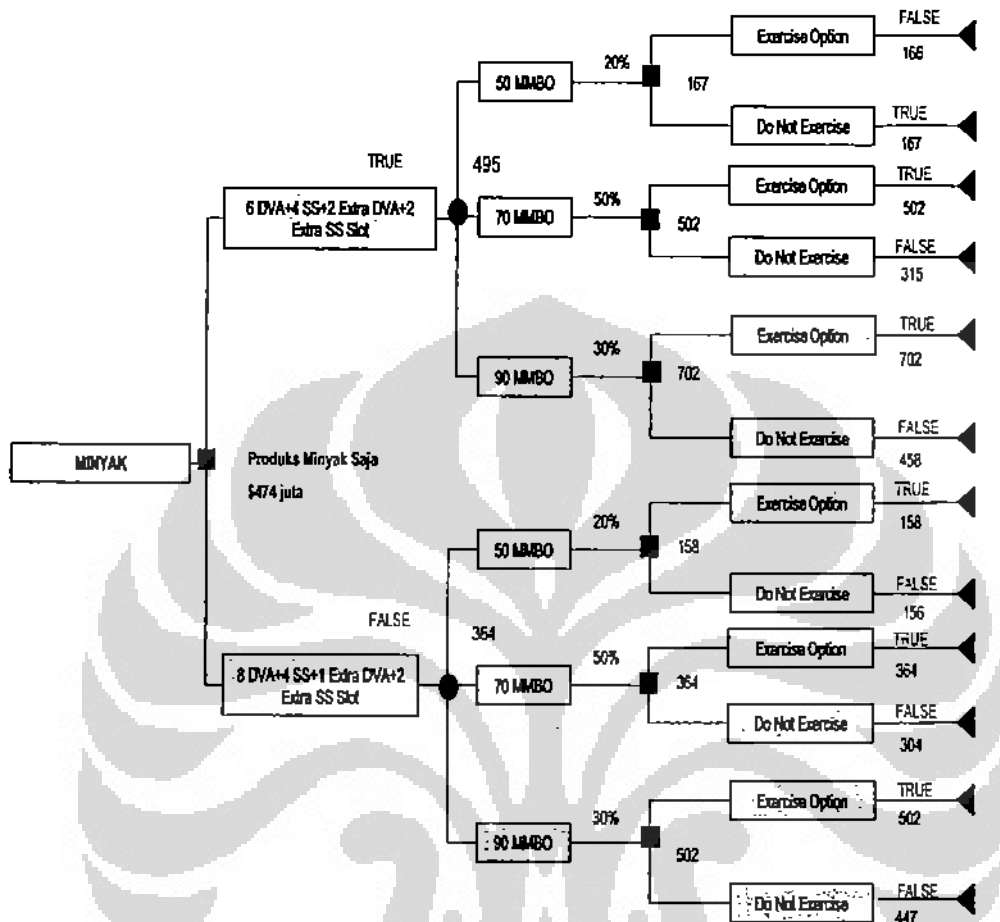
- 6 sumur DVA dan 4 sumur Sub Sea atau
- 8 sumur DVA dan 4 sumur Sub Sea.

Dalam melakukan evaluasi ini, ketidakpastian cadangan turut diperhitungkan dengan menggunakan tiga kemungkinan cadangan yaitu 50 MMBO, 70 MMBO, 90 MMBO. Berdasarkan perhitungan, *expected value* dari memproduksi minyak saja adalah sebesar \$343 juta dengan menggunakan TLP dengan 8 sumur DVA dan 4 sumur Sub Sea.



Gambar 4.4 Decision Tree – Produksi minyak Saja dan Tanpa Option

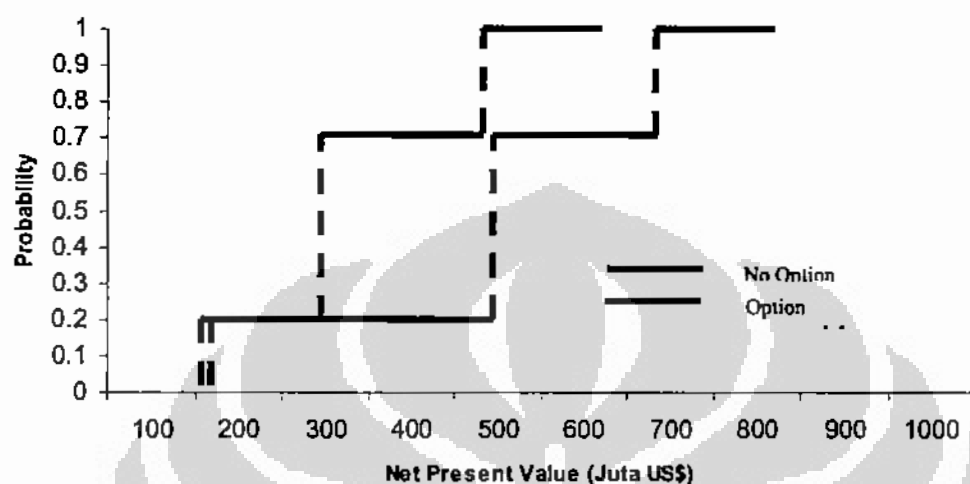
Hasil perhitungan diatas merupakan *expected value* dari fasilitas sumur yang statis. Selanjutnya, fleksibilitas kapasitas akan dimasukkan dalam desain fasilitas produksi yang dibuat yang awalnya hanya bersifat statis saja. Pilihan pertama adalah dengan memasang 6 DVA dan 4 sumur Sub Sea dengan tambahan 2 ekstra DVA dan 2 ekstra slot Sub Sea atau pilihan kedua dengan memasang 8 DVA dan 4 sumur Sub Sea dengan 1 ekstra DVA dan 2 ekstra slot SS. Sama seperti sebelumnya, tiga kemungkinan cadangan tetap diperhitungkan yaitu 50 MMBO, 70 MMBO dan 90 MMBO. *Expected value* yang didapat dengan menambahkan fleksibilitas untuk mengembangkan kapasitas tersebut (*real option*) adalah sebesar \$522 juta, yaitu lebih tinggi \$179 juta dibandingkan dengan pengembangan tanpa real option. Nilai tersebut dapat dicapai dengan pilihan fasilitas TLP dengan 6 DVA dan 4 sumur Sub Sea dan tambahan 2 ekstra DVA dan 2 ekstra slot Sub Sea. Berikut adalah hasil perhitungan *expected value* dengan menggunakan real option:



Gambar 4.5 Decision Tree – Produksi Minyak Saja dengan Option

Value at Risk dari memproduksi minyak saja

Value at Risk (VaR) analisis akan menunjukkan *cumulative density function* (CDF) dari hasil yang terjadi dari desain yang ada.



Gambar 4.6 Value at Risk Skenario Produksi Minyak Saja

Tabel 4.5 Perbandingan NPV Skenario Produksi Minyak Saja

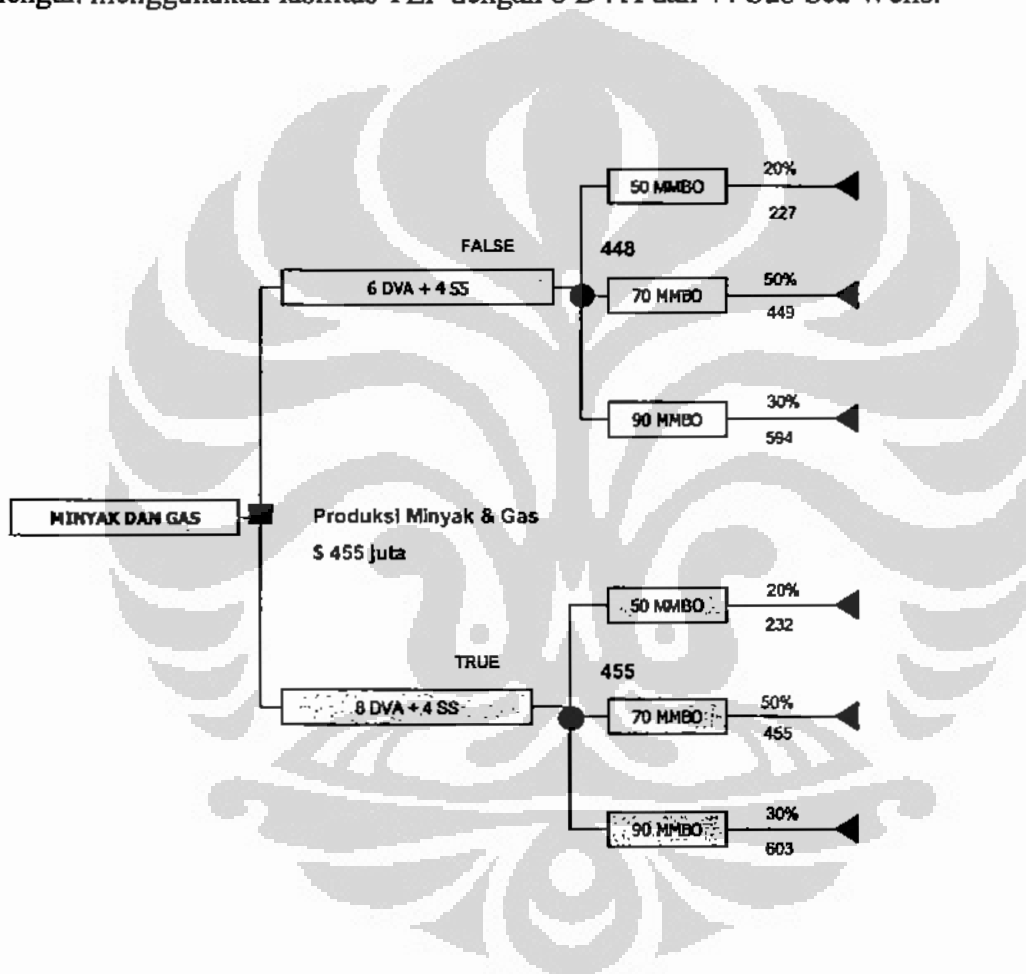
	Juta US\$		
	Desain Statis/ Options	Tanpa Desain dengan Option	Perbedaan
NPV	343	495	152
CAPEX	367	377	10

Jika dilihat dari gambar dan tabel diatas maka dengan hanya menginvestasikan tambahan Capex sebesar \$10 juta dapat memberikan tambahan nilai proyek sebesar \$179 juta atau \$17,9 untuk setiap satu dolar yang diinvestasikan.

4.4.1 Skenario 2 : Produksi Minyak dan Gas

Skenario selanjutnya adalah memproduksi baik minyak dan gas. Skenario untuk memproduksi gas saja dalam kasus ini tidak mungkin dilakukan karena lapangan ini adalah lapangan minyak. Gas yang dihasilkan adalah gas yang terasosiasi dengan minyak tersebut.

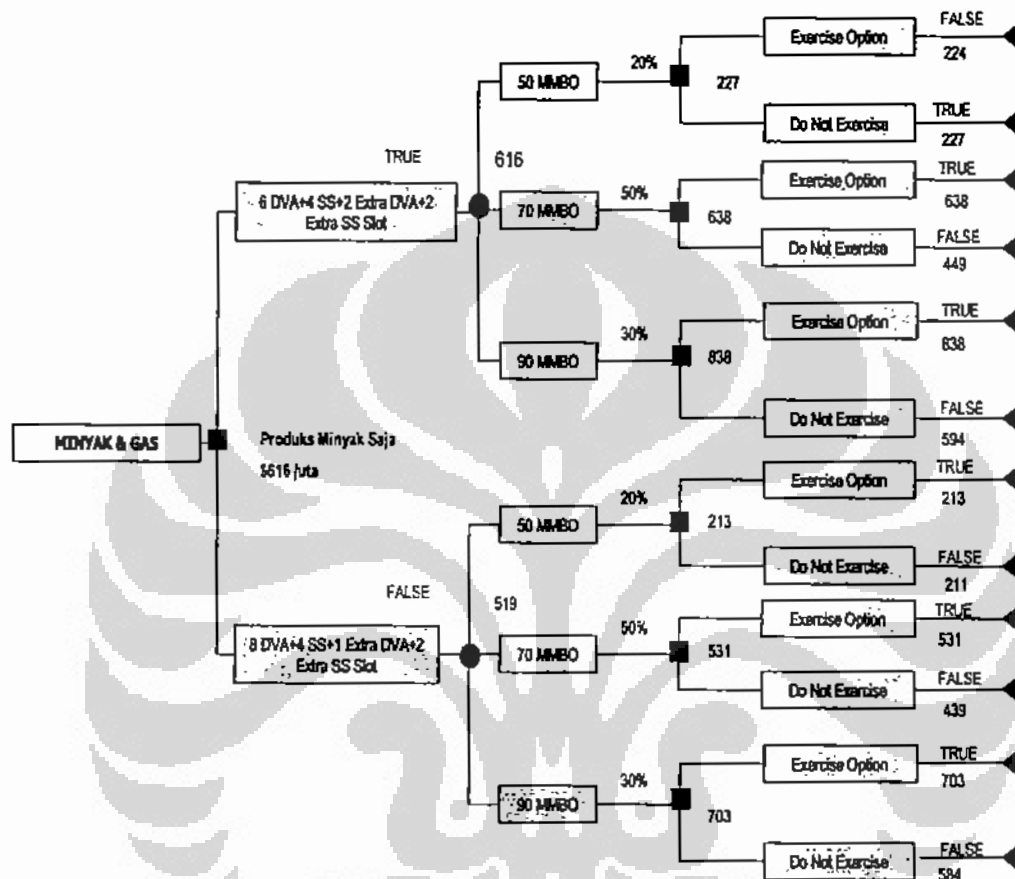
Dalam memproduksi minyak dan gas terdapat dua pilihan desain fasilitas yaitu dengan menggunakan TLP dengan 6 DVA atau dengan TLP dengan 8 DVA. Sama seperti sebelumnya, faktor ketidakpastian cadangan diperhitungkan dengan menggunakan 3 kemungkinan yaitu 50 MMBO, 70 MMBO atau 90 MMBO. Dengan memproduksi minyak dan gas dengan menggunakan desain statis tersebut maka *expected value* yang akan didapatkan adalah sebesar \$455 juta dengan menggunakan fasilitas TLP dengan 8 DVA dan 44 Sub Sea Wells.



Gambar 4.7 Decision Tree – Produksi minyak & Gas Tanpa Option

Dengan membangun *real option* di desain fasilitas tersebut yaitu dengan memasang tambahan ekstra DVA dan ekstra slot Sub Sea maka *expected value* yang akan didapat dari *real option* tersebut adalah sebesar \$616 juta, yaitu \$171 juta lebih tinggi daripada desain sebelumnya yang statis. Fasilitas yang dipilih

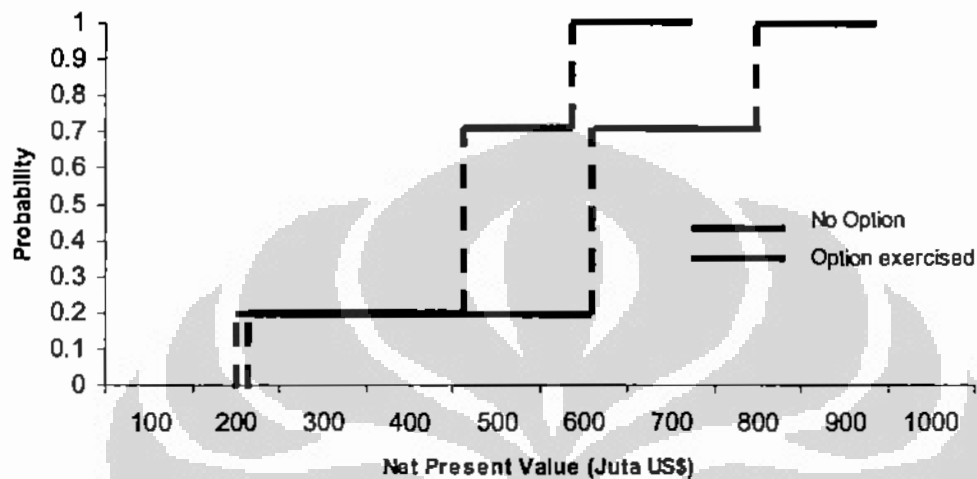
untuk mendapatkan nilai tersebut adalah TLP dengan 6 DVA dengan 4 sumur Sub Sea dengan fleksibilitas 2 DVA tambahan dan 2 ekstra slot Sub Sea.



Gambar 4.8 Decision Tree – Produksi Minyak & Gas dengan Option

Value at Risk dari memproduksi minyak dan gas

Value at Risk (VaR) dari skenario kedua ini adalah sebagai berikut :



Gambar 4.9 Value at Risk Skenario Produksi Minyak & Gas

Tabel 4.6 Perbandingan NPV Skenario Produksi Minyak & Gas

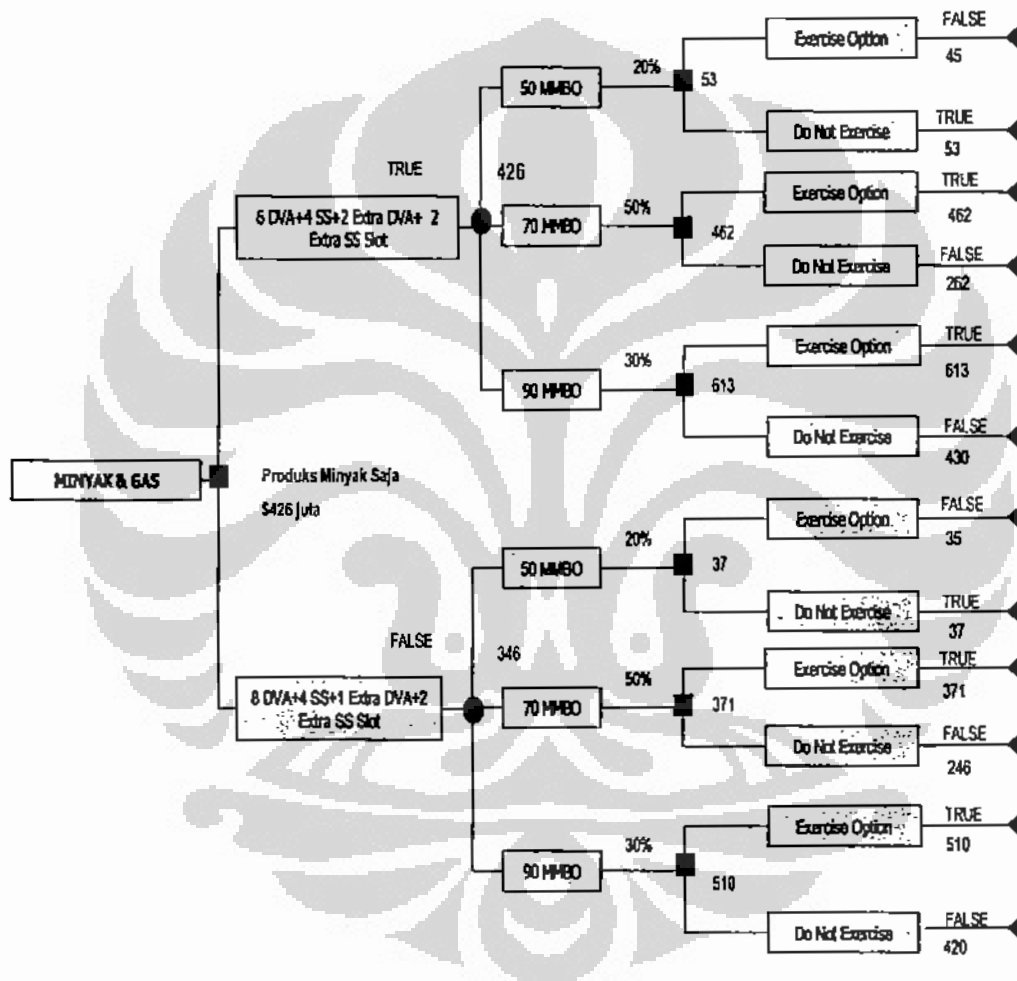
	Desain Statis/ Tanpa Options	Desain dengan Option	Perbedaan	Juta US\$
NPV	455	616	161	
CAPEX	720	730	10	

Berdasarkan perhitungan diatas dapat kita ketahui bahwa dalam skenario ke 2 yaitu memproduksi minyak dan gas bumi dengan memasukkan faktor fleksibilitas fasilitas akan memberikan tambahan NPV lebih sebesar \$161 juta dibandingkan dengan fasilitas produksi tanpa fleksibilitas.

5. Menentukan *expected value* untuk pengambilan keputusan

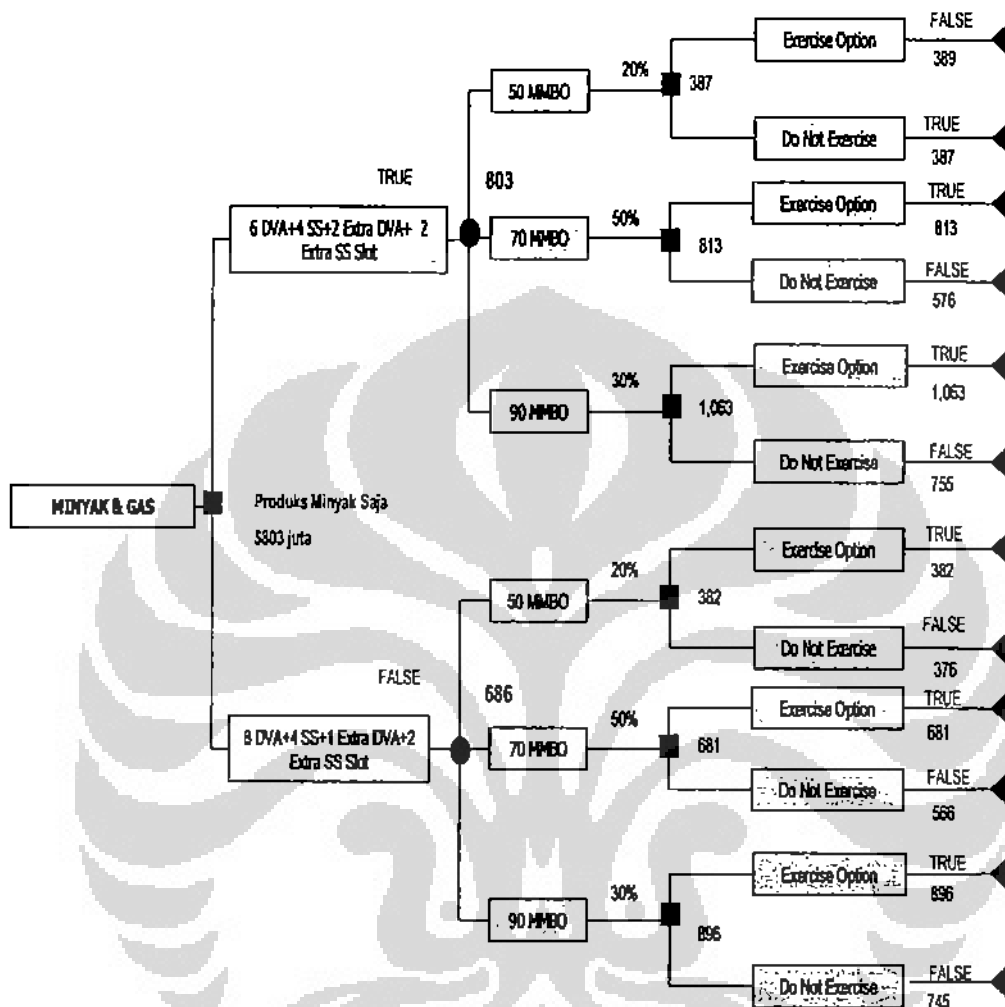
Berdasarkan perhitungan diatas, pilihan produksi dengan menggunakan 6 DVA dan 4 SS dengan dilengkapi fleksibilitas 2 ekstra DVA dan 2 sumur SS akan memberikan *expected value* tertinggi yaitu sebesar \$616 juta.

Perhitungan diatas menggunakan asumsi harga minyak \$60 per barel. Perhitungan Untuk melihat sensitivitas nilai proyek terhadap harga minyak maka diperlukan perhitungan *expected value* pada harga minyak yang lain misalnya \$45 per barel untuk *low case* dan menggunakan \$75 per barel dengan menggunakan *high case*. Berikut adalah *expected value* dengan menggunakan harga minyak \$45 per barel:



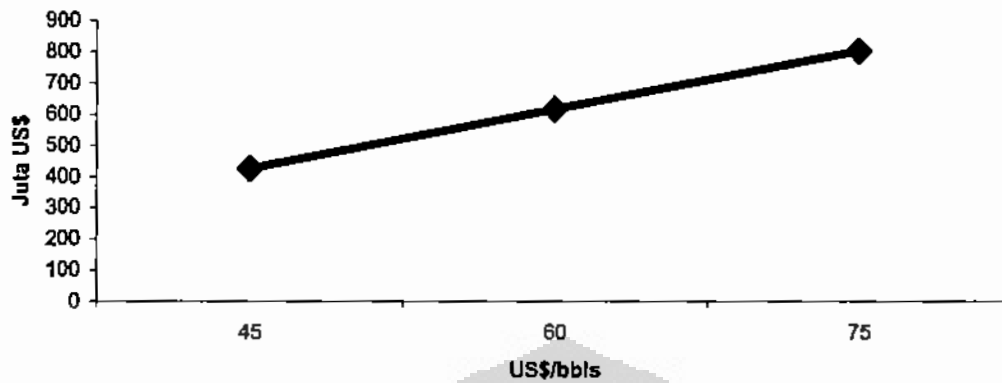
**Gambar 4.10 Decision Tree – Produksi minyak & Gas dengan Option
(Harga Minyak \$45/barel)**

Sedangkan *expected value* dengan menggunakan harga \$75 per barel adalah sebagai berikut:



**Gambar 4.11 Decision Tree – Produksi Minyak & Gas dengan Option
(Harga Minyak \$75/barel)**

Berdasarkan nilai proyek BMG dengan harga minyak US\$45 dan US\$70 per barel tersebut, dapat dilihat sensitivitas NPV terhadap harga minyak :



Gambar 4.12 Sensitivitas NPV terhadap Harga Minyak

Dengan menggunakan studi kasus ini, dengan jelas kita dapat pahami bagaimana penambahan fleksibilitas untuk pengembangan kapasitas (*option to expand*) dapat memberikan nilai yang lebih tinggi kepada suatu proyek migas daripada hanya menggunakan desain yang statis saja.

BAB V

KESIMPULAN & SARAN

5.1 Kesimpulan

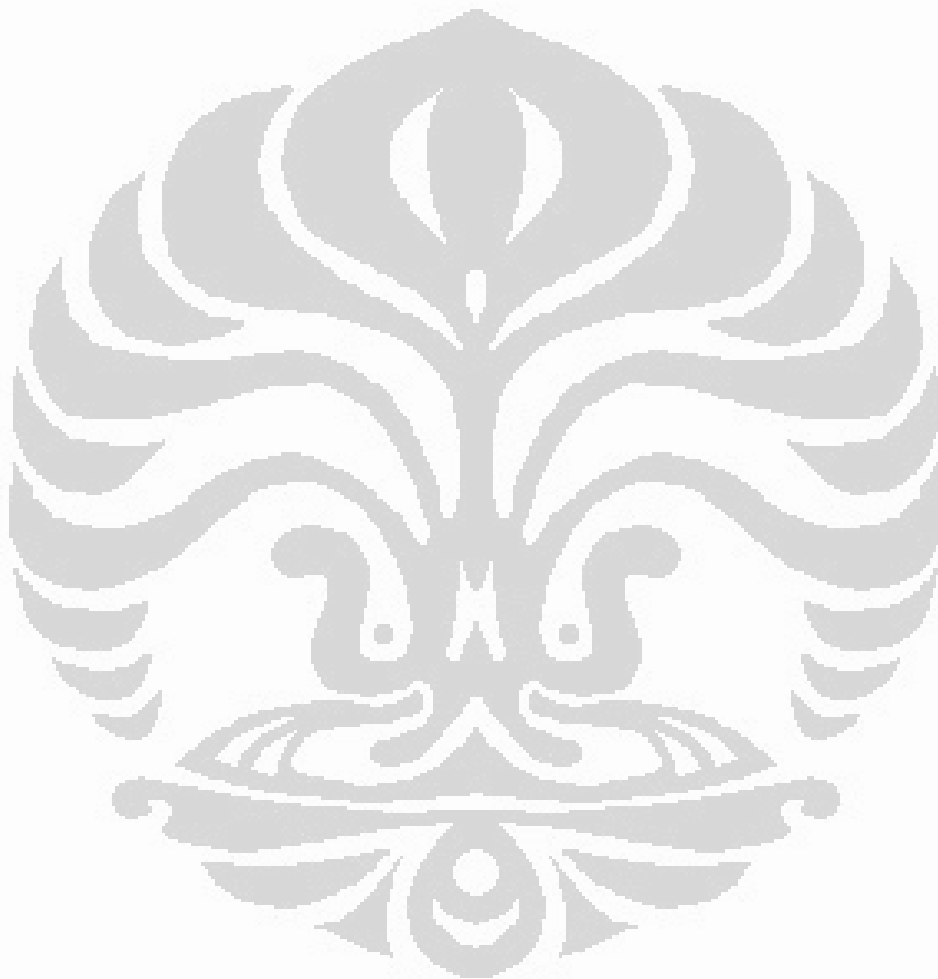
1. Pemasangan fleksibilitas dalam fasilitas produksi BMG telah menunjukkan bahwa desain yang memasukkan unsure fleksibilitas fasilitas dapat memberikan nilai proyek yang lebih tinggi dibandingkan dengan desain statis. Hasil analisis dengan menggunakan ROA menunjukkan bahwa dengan adanya ketidakpastian cadangan minyak, nilai proyek BMG tersebut dapat dimaksimalkan dengan memproduksi minyak dan gas serta menggunakan pilihan struktur Tension Leg Platform (TLP) dengan mengebor 6 sumur DVA dan 4 sumur Sub Sea serta menambahkan fleksibilitas kapasitas produksi dengan menambah 2 ekstra DVA dan 2 ekstra slot sumur Sub Sea lagi.
2. Nilai NPV yang dihasilkan dengan menggunakan *real option* tersebut adalah sebesar \$616 juta. Selisih yang dihasilkan antara perhitungan NPV dengan menggunakan skenario yang sama namun tanpa memasukkan unsur fleksibilitas adalah sebesar \$455 juta sehingga selisihnya yaitu sebesar \$161 juta merupakan nilai yang didapat dari fleksibilitas pengambilan keputusan.
3. Dari hasil pengujian sensitivitas dengan menggunakan harga minyak yang bervariasi yaitu \$45/barel dan \$75/barel dapat disimpulkan bahwa nilai proyek BMG cukup sensitif terhadap perubahan harga minyak.

5.2 Saran

1. Melihat manfaat yang didapat dari adanya pemasangan fleksibilitas pada desain fasilitas produksi serta penggunaan ROA dalam valuasinya, penulis

menyarankan kepada manajemen untuk selalu mempertimbangkan penggunaan fleksibilitas dan ROA dalam proyek-proyek migas selanjutnya.

2. Dalam karya akhir ini penulis tidak menggunakan simulasi Monte Carlo dalam aplikasi ROA. Penulis menyarankan kedepan untuk menggunakan simulasi Monte Carlo dalam aplikasi ROA tersebut.



DAFTAR PUSTAKA

- Bodie, Zvi, Alex Kane & Alan J. Marcus.(1996). *Investment Seven Edition*. McGraw Hills
- Brach, A Marion (2003). *Real Option in Practise*. John Willey & Sons Inc
- Copeland, Tom, Tim Koller, Jack Murrin (2000). *Valuation – Measuring and Managing The Value of Companies*. John Willey & Sons
- Damodaran, Aswath.(1996). *Investment Valuation, Tools & Technique for Determining The Value of Any Asset*. John Willey & Sons Inc.
- Hull, John. C (2000), *Options, Future & Other Derivatives*. Prentice Hall
- Marshall, Kneale T. Oliver, Robert M. (1995) . *Decision Making and Forecasting*. McGraw Hills
- Mun, Jonathan (2006). *Real Option Analysis Second Edition*. John Willey & Sons Inc
- Ross, Westfield, Jafe.(2001). *Corporate Finance, New York*. McGraw Hills.
- Utomo, Sutadji Pujo (2000). *PSC Accounting*. LDI Training.

Lampiran 1

Harga Future Minyak Sweet Ligth Crude di Nymex

Month	Most Recent Settlement
<u>May-09</u>	52.38
<u>Jun-09</u>	54.02
<u>Jul-09</u>	55.48
<u>Aug-09</u>	56.65
<u>Sep-09</u>	57.65
<u>Oct-09</u>	58.52
<u>Nov-09</u>	59.35
<u>Dec-09</u>	60.17
<u>Jan-10</u>	60.89
<u>Feb-10</u>	61.55
<u>Mar-10</u>	62.19
<u>Apr-10</u>	62.79
<u>May-10</u>	63.35
<u>Jun-10</u>	63.89
<u>Jul-10</u>	64.4
<u>Aug-10</u>	64.89
<u>Sep-10</u>	65.38
<u>Oct-10</u>	65.87
<u>Nov-10</u>	66.35
<u>Dec-10</u>	66.82

Month	Most Recent Settlement
<u>Jan-11</u>	67.22
<u>Feb-11</u>	67.6
<u>Mar-11</u>	67.97
<u>Apr-11</u>	68.32
<u>May-11</u>	68.66
<u>Jun-11</u>	68.99
<u>Jul-11</u>	69.31
<u>Aug-11</u>	69.59
<u>Sep-11</u>	69.85
<u>Oct-11</u>	70.1
<u>Nov-11</u>	70.35
<u>Dec-11</u>	70.59
<u>Jan-12</u>	70.82
<u>Feb-12</u>	71.05
<u>Mar-12</u>	71.27
<u>Apr-12</u>	71.47
<u>May-12</u>	71.67
<u>Jun-12</u>	71.85
<u>Jul-12</u>	72.02
<u>Aug-12</u>	72.19
<u>Sep-12</u>	72.35
<u>Oct-12</u>	72.51
<u>Nov-12</u>	72.67
<u>Dec-12</u>	72.83

Lampiran 2

NET PRESENT VALUE SKENARIO : PRODUKSI MINYAK DAN GAS, CADANGAN 50 MMBOE DAN EXERCISE OPTION

Year		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Days/yr		365	365	365	366	365	365	365	366	365	365	365	366	365
Production														
Oil														
Existing oil fields	bopd	27,602	23,378	22,115	17,692	10,741	8,214	6,318	5,055	4,423	4,084	3,811	3,586	3,391
Existing oil fields	mmbbl	10	9	8	6	4	3	2	2	2	1	1	1	1
Cum. production	mmbbl	10	19	27	33	37	40	42	44	46	47	49	50	51
Gas														
Existing gas fields	mmcf/d	0	0	0	164	164	164	164	137	137	137	82	82	55
Existing gas fields	bcf	0	0	0	60	60	60	60	50	50	50	30	30	20
Cum. production	bcf	0	0	0	60	120	180	240	290	340	390	420	450	470
Revenue														
Oil														
Existing oil fields	USDmm	604	512	484	389	235	180	138	111	97	89	83	79	74
Gas revenue														
Existing oil fields	USDmm	0	0	0	241	240	240	240	201	200	200	120	120	80
Total revenue														
Existing oil fields	USDmm	604	512	484	629	475	420	378	312	297	289	203	199	154
FTP														
Oil FTP	USDmm	121	102	97	78	47	36	28	22	19	18	17	16	15
Gas FTP	USDmm	0	0	0	48	48	48	48	40	40	40	24	24	16
Total FTP	USDmm	121	102	97	126	95	84	76	62	59	58	41	40	31
Cost														
Cost oil														
Max avail for cost oil	USDmm	484	410	387	311	188	144	111	89	77	72	67	63	59
Oil exploration + OPEX														
Oil intangible (dev drilling)	USDmm	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Oil tangible (depreciation)	USDmm	71	86	140	107	148	75	97	3	1	0	0	0	0
Total oil cost to recover	USDmm	142	165	219	190	232	202	239	215	210	216	229	245	266
Actual oil cost recovered														
Remaining oil cost unrecovered	USDmm	0	0	0	0	43	58	128	126	133	145	162	182	206
Total cost oil used														
Oil profit to be split	USDmm	342	245	169	121	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cost gas														
Max avail for cost gas	USDmm	0	0	0	193	192	192	192	160	160	160	96	96	64
Gas exploration + OPEX														
Gas intangible (dev drilling)	USDmm	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas tangible (depreciation)	USDmm	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total gas cost to recover	USDmm	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Actual gas cost recovered														
Remaining gas cost unrecovered	USDmm	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total cost gas used														
Gas profit to be split	USDmm	0	0	0	193	192	192	192	160	160	160	96	96	64
Cost after X-flow														
Oil														
Remaining oil cost unrecovered	USDmm	0	0	0	0	43	15	70	(2)	6	12	17	20	24
Gas profit to be split	USDmm	0	0	0	193	192	192	192	160	160	160	96	96	64
Cost recovered in current year	USDmm	0	0	0	0	43	15	70	(2)	6	12	17	20	24
Gas														
Remaining gas cost unrecovered	USDmm	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Oil profit to be split	USDmm	342	245	169	121	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cost recovered in current year	USDmm	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total cost oil used after X-flow														
Total cost gas used after X-flow	USDmm	0	0	0	0	43	15	70	(2)	6	12	17	20	24
Profit oil to be split after X-flow														
Profit gas to be split after X-flow	USDmm	342	245	169	121	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	USDmm	0	0	0	193	149	177	122	163	154	148	79	76	40

DAFTAR

(Lanjutan)

NET PRESENT VALUE
SKENARIO : PRODUKSI MENYAK DAN GAS, CADANGAN 50 MMBOE DAN EXERCISE OPTION

Year		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Days/yr		365	365	365	366	365	365	365	366	365	365	365	366	365
DMO holiday yr flag		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
DMO payable -existing fields	USDmm	30	26	24	20	12	9	7	6	5	5	4	4	4
DMO fee rec'd -existing fields	USDmm	30.5	25.8	24.4	19.6	11.9	9.1	7.0	5.6	4.9	4.5	4.2	4.0	3.7
DMO payable -existing fields	mmbbl	0.5	0.4	0.4	0.3	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
Profit														
Profit oil														
Oil FTP	USDmm	121	102	97	78	47	36	28	22	19	18	17	16	15
Oil FTP -contractors	USDmm	41	34	33	26	16	12	9	7	7	6	6	5	5
Profit oil to be split after X-flow	USDmm	142	245	169	121	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Contractor profit oil to be split after	USDmm	115	82	57	41	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Profit gas														
Gas FTP	USDmm	0	0	0	48	48	48	48	40	40	40	24	24	16
Gas FTP -contractors	USDmm	0	0	0	28	28	28	28	24	24	24	14	14	9
Profit gas to be split after X-flow	USDmm	0	0	0	193	149	177	122	163	154	148	79	76	40
Contractor profit gas to be split after	USDmm	0	0	0	113	87	104	72	96	90	87	46	45	24
Production Bonus														
Total production	MMBOE	10	19	27	43	57	70	82	93	103	112	119	125	130
At cum. production of 30MMBOE		0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
At cum. production of 60MMBOE		0	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0
At cum. production of 90MMBOE		0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0
Total production bonus	MMBOE	0	0	0	2	0	2	0	2	0	0	0	0	0
Total production bonus (overriding formula)	MMBOE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cash flow -contractor														
Oil FTP -contractors	USDmm	41	34	33	26	16	12	9	7	7	6	6	5	5
Gas FTP -contractors	USDmm	0	0	0	28	28	28	28	24	24	24	14	14	9
Oil cost recovery	USDmm	142	165	219	190	188	144	111	89	77	72	67	63	59
Gas cost recovery	USDmm	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Contractor profit oil to be split after	USDmm	115	82	57	41	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Contractor profit gas to be split after	USDmm	0	0	0	113	87	104	72	96	90	87	46	45	24
Oil DMO fee	USDmm	30	26	24	20	12	9	7	6	5	5	4	4	4
Less DMO payable	USDmm	(30)	(26)	(24)	(20)	(12)	(9)	(7)	(6)	(5)	(5)	(4)	(4)	(4)
Less production bonus	USDmm	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total revenue to contractors	USDmm	297	281	308	398	320	288	220	215	198	188	133	127	97
Net cash flow to contractors b/t	USDmm	(58)	71	(73)	387	235	204	136	132	114	105	50	44	14
Cum. Net cash flow to contractors b/t	USDmm	(58)	13	(59)	248	483	687	822	954	1,069	1,173	1,223	1,267	1,280
Net cash flow to contractors w/t	USDmm	(121)	24	(109)	222	182	145	91	81	66	57	23	18	(1)
Cum. Net cash flow to contractors w/t	USDmm	(121)	(97)	(206)	17	199	344	436	516	582	639	662	680	678
Taxes														
Taxable income	USDmm	155	117	89	208	131	145	109	127	120	116	66	64	38
Taxes payable	USDmm	63	47	36	84	53	59	44	51	49	47	27	26	15
Cash flow -government														
Oil FTP	USDmm	80	68	64	52	31	24	18	15	13	12	11	10	10
Gas FTP	USDmm	0	0	0	20	20	20	20	17	16	16	10	10	7
Oil profit	USDmm	227	163	112	80	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas profit	USDmm	0	0	0	79	61	73	50	67	63	61	33	31	16
DMO	USDmm	30	26	24	20	12	9	7	6	5	5	4	4	4
Production bonus	USDmm	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Taxes	USDmm	63	47	36	84	53	59	44	51	49	47	27	26	15
Total revenue to government	USDmm	400	304	237	335	177	184	140	155	146	141	85	81	52
Less DMO fee	USDmm	(30)	(26)	(24)	(20)	(12)	(9)	(7)	(6)	(5)	(5)	(4)	(4)	(4)
Net cash flow to government	USDmm	370	278	212	316	165	175	133	149	141	136	80	78	48
Cum. Net cash flow to government	USDmm	370	648	860	1,176	1,341	1,516	1,649	1,798	1,940	2,076	2,156	2,234	2,282
Net entitlement -DMG														
Total revenues to contractors	USDmm	297	281	308	398	320	288	220	215	198	188	133	127	97
Total production for contractors	MMBOE	5	5	5	10	9	9	7	7	7	6	4	4	3
BMG net entitlement	MMBOE	2	2	3	5	5	4	4	4	3	3	2	2	1

(Lanjutan)

NET PRESENT VALUE
SKENARIO : PRODUKSI MINYAK DAN GAS, CADANGAN 50 SIMBOE DAN EXERCISE OPTION

Year		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Days/yr		365	365	365	366	365	365	365	366	365	365	365	366	365
Revenue balance														
Total revenue	USDmm	604	512	484	629	475	420	378	312	297	289	203	199	154
Contractor net cash flow	USDmm	(121)	24	(109)	222	182	143	91	81	66	57	23	18	(1)
Government net cash flow	USDmm	370	278	212	316	165	175	133	149	141	136	80	78	48
Total costs	USDmm	355	210	381	91	84	84	84	83	83	83	83	83	83
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Valuation														
Discount terms		1.15	1.32	1.52	1.75	2.01	2.31	2.66	3.06	3.52	4.05	4.65	5.35	6.15
Discounted contractor cash flow	USDmm	(103)	18	(72)	127	90	63	34	26	19	14	5	3	(0)
NPV	USDmm	224												
Total														

NET PRESENT VALUE
SKENARIO : PRODUKSI MINYAK DAN GAS, CADANGAN 50 MMBOE DAN NOT EXERCISE OPTION

Year		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Days/yr		365	365	365	366	365	365	365	366	365	365	365	366	365
Production														
Oil														
Existing oil fields	bopd	26,929	22,808	21,575	17,260	10,479	8,014	6,164	4,932	4,315	3,984	3,718	3,498	3,308
Existing oil fields	numbbbl	10	8	8	6	4	3	2	2	2	1	1	1	1
Cum. production	mmbbl	10	18	26	32	36	39	41	43	45	46	48	49	50
Gas														
Existing gas fields	mmcf/d	0	0	0	164	164	164	164	137	137	137	82	82	55
Existing gas fields	bcf	0	0	0	60	60	60	60	50	50	50	30	30	20
Cum. production	bcf	0	0	0	60	120	180	240	290	340	390	420	450	470
Revenue														
Oil														
Existing oil fields	USDmm	590	500	473	379	230	176	135	108	95	87	81	77	72
Gas revenue														
Existing oil fields	USDmm	0	0	0	241	240	240	240	201	200	200	120	120	80
Total revenue														
Existing oil fields	USDmm	590	500	473	620	470	416	375	309	295	287	201	197	152
FTP														
Oil FTP	USDmm	118	100	95	76	46	35	27	22	19	17	16	15	14
Gas FTP	USDmm	0	0	0	48	48	48	48	40	40	40	24	24	16
Total FTP	USDmm	118	100	95	124	94	83	75	62	59	57	40	39	30
Cost														
Cost oil														
Max avail for cost oil	USDmm	472	400	378	303	184	140	108	87	76	70	65	61	58
Oil exploration + OPEX														
Oil intangible (dev drilling)	USDmm	71	78	78	82	81	83	83	83	83	83	83	83	83
Oil intangible (depreciation)	USDmm	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Oil tangible (depreciation)	USDmm	61	79	135	103	136	75	97	3	1	0	0	0	0
Total oil cost to recover	USDmm	132	157	213	185	219	194	234	213	210	219	233	251	273
Actual oil cost recovered														
Remaining oil cost unrecovered	USDmm	132	157	213	185	184	140	108	87	76	70	65	61	58
Remaining oil cost unrecovered	USDmm	0	0	0	0	35	54	126	126	135	149	167	189	215
Total cost oil used														
Oil profit to be split	USDmm	340	242	165	118	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cost gas														
Max avail for cost gas	USDmm	0	0	0	193	192	192	192	160	160	160	96	96	64
Gas exploration + OPEX														
Gas intangible (dev drilling)	USDmm	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas intangible (depreciation)	USDmm	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas tangible (depreciation)	USDmm	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total gas cost to recover	USDmm	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Actual gas cost recovered														
Remaining gas cost unrecovered	USDmm	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Remaining gas cost unrecovered	USDmm	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total cost gas used														
Gas profit to be split	USDmm	0	0	0	193	192	192	192	160	160	160	96	96	64
Cost after X-flow														
Oil														
Remaining oil cost unrecovered	USDmm	0	0	0	0	35	18	73	0	8	14	19	22	25
Gas profit to be split	USDmm	0	0	0	193	192	192	192	160	160	160	96	96	64
Cost recovered in current year	USDmm	0	0	0	0	35	18	73	0	8	14	19	22	25
Gas														
Remaining gas cost unrecovered	USDmm	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Oil profit to be split	USDmm	340	242	165	118	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cost recovered in current year	USDmm	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total cost oil used after X-flow														
Total cost gas used after X-flow	USDmm	132	157	213	185	184	140	108	87	76	70	65	61	58
Total cost gas used after X-flow	USDmm	0	0	0	0	35	18	73	0	8	14	19	22	25
Profit oil to be split after X-flow														
Profit gas to be split after X-flow	USDmm	340	242	165	118	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Profit gas to be split after X-flow	USDmm	0	0	0	193	157	174	119	160	152	146	77	74	39

(Lanjutan)

NET PRESENT VALUE
SKENARIO : PRODUKSI MINYAK DAN GAS, CADANGAN 50 MMBOE DAN NOT EXERCISE OPTION

Year		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Days/yr		365	365	365	366	365	365	365	366	365	365	365	366	365
DMO holiday yr flag		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
DMO payable -existing fields	USDmm	30	25	24	19	12	9	7	5	5	4	4	4	4
DMO fee rec'd -existing fields	USDmm	29.7	25.2	23.8	19.1	11.6	8.8	6.8	5.5	4.8	4.4	4.1	3.9	3.7
DMO payable -existing fields	mmbbl	0.5	0.4	0.4	0.3	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
Profit														
Profit oil														
Oil FTP	USDmm	118	100	95	76	46	35	27	22	19	17	16	15	14
Oil FTP -contractors	USDmm	40	34	32	25	15	12	9	7	6	6	5	5	5
Profit oil to be split after X-flow	USDmm	340	242	165	118	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Contractor profit oil to be split after	USDmm	114	81	55	40	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Profit gas														
Gas FTP	USDmm	0	0	0	48	48	48	48	40	40	40	24	24	16
Gas FTP -contractors	USDmm	0	0	0	28	28	28	28	24	24	24	14	14	9
Profit gas to be split after X-flow	USDmm	0	0	0	193	157	174	119	160	152	146	77	74	39
Contractor profit gas to be split after	USDmm	0	0	0	113	92	102	70	94	89	86	46	44	23
Production bonus														
Total production	MMBOE	10	18	26	42	56	69	81	92	101	111	118	124	128
At cum. production of 30MMBOE		0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
At cum. production of 60MMBOE		0	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0
At cum. production of 90MMBOE		0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0
Total production bonus	MMBOE	0	0	0	2	0	2	0	2	0	0	0	0	0
Total production bonus (overriding formula)	MMBOE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cash flow -contractor														
Oil FTP -contractors	USDmm	40	34	32	25	15	12	9	7	6	6	5	5	5
Gas FTP -contractors	USDmm	0	0	0	28	28	28	28	24	24	24	14	14	9
Oil cost recovery	USDmm	132	157	213	185	184	140	108	87	76	70	65	61	58
Gas cost recovery	USDmm	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Contractor profit oil to be split after	USDmm	114	81	55	40	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Contractor profit gas to be split after	USDmm	0	0	0	113	92	102	70	94	89	86	46	44	23
Oil DMO fee	USDmm	30	25	24	19	12	9	7	5	5	4	4	4	4
Less DMO payable	USDmm	(30)	(23)	(24)	(19)	(12)	(9)	(7)	(5)	(5)	(4)	(4)	(4)	(4)
Less production bonus	USDmm	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total revenue to contractors	USDmm	286	272	300	392	319	283	216	212	195	185	130	124	95
Net cash flow to contractors b/t	USDmm	(29)	62	(80)	301	233	198	131	128	111	102	47	41	11
Cum. Net cash flow to contractors b/t	USDmm	(29)	33	(48)	253	488	686	817	946	1,057	1,159	1,205	1,247	1,238
Net cash flow to contractors a/t	USDmm	(92)	15	(116)	217	180	141	88	78	63	55	20	16	(3)
Cum. Net cash flow to contractors a/t	USDmm	(92)	(76)	(192)	25	205	346	433	511	574	629	649	665	661
Taxes														
Taxable income	USDmm	154	115	87	207	136	142	108	125	119	115	65	63	37
Taxes payable	USDmm	62	47	35	84	55	58	44	51	48	47	26	26	15
Cash flow -government														
Oil FTP	USDmm	78	66	63	50	30	23	18	14	13	12	11	10	10
Gas FTP	USDmm	0	0	0	20	20	20	20	17	16	16	10	10	7
Oil profit	USDmm	226	161	109	78	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas profit	USDmm	0	0	0	79	64	71	49	66	62	60	32	31	16
DMO	USDmm	30	25	24	19	12	9	7	5	5	4	4	4	4
Production bonus	USDmm	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Taxes	USDmm	62	47	35	84	55	58	44	51	48	47	26	26	15
Total revenue to government	USDmm	396	299	231	330	181	181	137	153	144	139	83	80	51
Less DMO fee	USDmm	(30)	(25)	(24)	(19)	(12)	(9)	(7)	(5)	(5)	(4)	(4)	(4)	(4)
Net cash flow to government	USDmm	366	274	208	311	170	172	130	148	140	135	79	76	47
Cum. Net cash flow to government	USDmm	366	640	847	1,159	1,329	1,501	1,631	1,779	1,918	2,053	2,132	2,208	2,255
Net entitlement -DMG														
Total revenues to contractors	USDmm	286	272	300	392	319	283	216	212	195	185	130	124	95
Total production for contractors	MMBOE	5	5	5	10	9	9	7	7	7	6	4	4	3
BMG net entitlement	MMBOE	2	2	3	5	5	4	4	3	3	3	2	2	1

(Lanjutan)

NET PRESENT VALUE
SKENARIO : PRODUKSI MINYAK DAN GAS, CADANGAN 50 MMBOE DAN *NOT EXERCISE OPTION*

Year		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Day/yr		365	365	365	366	365	365	365	366	365	365	365	366	365
Revenue balance														
Total revenue	USDmm	590	500	473	620	470	416	375	309	295	287	201	197	152
Contractor net cash flow	USDmm	(92)	15	(116)	217	180	141	88	78	63	55	20	16	(3)
Government net cash flow	USDmm	366	274	208	311	170	172	130	148	140	135	79	76	47
Total costs	USDmm	315	210	381	91	84	84	84	83	83	83	83	83	83
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Valuation														
Discount factor		1.15	1.32	1.52	1.75	2.01	2.31	2.66	3.06	3.52	4.05	4.65	5.35	6.15
Discounted contractor cash flow	USDmm	(80)	12	(76)	124	89	61	33	25	18	14	4	3	(1)
NPV	USDmm	227												
End														

Lampiran 4

NET PRESENT VALUE SKENARIO : PRODUKSI MINYAK DAN GAS, CADANGAN 70 MMBOE DAN EXERCISE OPTION

Year		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Days/yr		365	365	365	366	365	365	365	366	365	365	365	366	365
Production														
Oil														
Existing oil fields	bopd	52,782	44,704	42,288	33,830	20,540	15,707	12,082	9,666	8,458	7,809	7,287	6,856	6,484
Existing oil fields	mmbbl	19	16	15	12	7	6	4	4	3	3	3	3	2
Cum. production	mmbbl	19	36	51	63	71	77	81	85	88	91	93	96	98
Gas														
Existing gas fields	mmcf	0	0	0	164	164	164	164	137	137	137	82	82	55
Existing gas fields	bcf	0	0	0	60	60	60	60	50	50	50	30	30	20
Cum. production	bcf	0	0	0	60	120	180	240	290	340	390	420	450	470
Revenue														
Oil														
Existing oil fields	USDmm	1,156	979	926	743	450	344	265	212	185	171	160	151	142
Gas revenue														
Existing oil fields	USDmm	0	0	0	241	240	240	240	201	200	200	120	120	80
Total revenue														
Existing oil fields	USDmm	1,156	979	926	984	690	584	505	413	385	371	280	271	222
FTP														
Oil FTP	USDmm	231	196	185	149	90	69	53	42	37	34	32	30	28
Gas FTP	USDmm	0	0	0	48	48	48	48	40	40	40	24	24	16
Total FTP	USDmm	231	196	185	197	138	117	101	83	77	74	56	54	44
Cost														
Cost oil														
Max avail for cost oil	USDmm	925	783	741	594	360	275	212	170	148	137	128	120	114
Oil exploration + OPEX														
Oil intangible (dev drilling)	USDmm	71	78	78	82	83	83	83	83	83	83	83	83	83
Oil intangible (depreciation)	USDmm	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Oil tangible (depreciation)	USDmm	71	86	140	107	148	75	97	3	1	0	0	0	0
Total oil cost to recover	USDmm	142	165	219	190	232	159	181	87	84	84	84	83	83
Actual oil cost recovered														
Actual oil cost recovered	USDmm	142	165	219	190	232	159	181	87	84	84	84	83	83
Remaining oil cost unrecovered	USDmm	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total cost oil used														
Total cost oil used	USDmm	142	165	219	190	232	159	181	87	84	84	84	83	83
Oil profit to be split	USDmm	783	618	522	405	128	116	31	83	64	53	44	37	30
Cost gas														
Max avail for cost gas	USDmm	0	0	0	193	192	192	192	160	160	160	96	96	64
Gas exploration + OPEX														
Gas intangible (dev drilling)	USDmm	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas intangible (depreciation)	USDmm	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas tangible (depreciation)	USDmm	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total gas cost to recover	USDmm	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Actual gas cost recovered														
Actual gas cost recovered	USDmm	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Remaining gas cost unrecovered	USDmm	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total cost gas used														
Total cost gas used	USDmm	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas profit to be split	USDmm	0	0	0	193	192	192	192	160	160	160	96	96	64
Cost after X-flow														
Oil														
Remaining oil cost unrecovered	USDmm	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas profit to be split	USDmm	0	0	0	193	192	192	192	160	160	160	96	96	64
Cost recovered in current year	USDmm	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas														
Remaining gas cost unrecovered	USDmm	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Oil profit to be split	USDmm	783	618	522	405	128	116	31	83	64	53	44	37	30
Cost recovered in current year	USDmm	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total cost oil used after X-flow														
Total cost oil used after X-flow	USDmm	142	165	219	190	232	159	181	87	84	84	84	83	83
Total cost gas used after X-flow	USDmm	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Profit oil to be split after X-flow														
Profit oil to be split after X-flow	USDmm	783	618	522	405	128	116	31	83	64	53	44	37	30
Profit gas to be split after X-flow	USDmm	0	0	0	193	192	192	192	160	160	160	96	96	64

DMIO

(Lanjutan)

NET PRESENT VALUE
SKENARIO : PRODUKSI MINYAK DAN GAS, CADANGAN 70 MMBOE DAN EXERCISE OPTION

Year		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Days/yr		365	365	365	366	365	365	365	366	363	365	365	366	365
DMO holiday yr flag		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
DMO payable -existing fields	USDmm	58	49	47	37	23	17	13	11	9	9	8	8	7
DMO fee rec'd -existing fields	USDmm	58.3	49.4	46.7	37.5	22.7	17.3	13.3	10.7	9.3	8.6	8.0	7.6	7.2
DMO payable -existing fields	mmbbl	1.0	0.8	0.8	0.6	0.4	0.3	0.2	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1
Profit														
Profit oil														
Oil FTP	USDmm	231	196	185	149	90	69	53	42	37	34	32	30	28
Oil FTP -contractors	USDmm	78	66	62	50	30	23	18	14	12	11	11	10	10
Profit oil to be split after X-flow	USDmm	783	618	522	405	128	116	31	83	64	53	44	37	30
Contractor profit oil to be split after	USDmm	263	208	176	136	43	39	10	28	22	18	15	12	10
Profit gas														
Gas FTP	USDmm	0	0	0	48	48	48	48	40	40	40	24	24	16
Gas FTP -contractors	USDmm	0	0	0	28	28	28	28	24	24	24	14	14	9
Profit gas to be split after X-flow	USDmm	0	0	0	193	192	192	192	160	160	160	96	96	64
Contractor profit gas to be split after	USDmm	0	0	0	113	113	113	113	94	94	94	56	57	38
Production bonus														
Total production	MMBOE	19	36	51	73	91	107	121	133	144	156	163	171	176
At cum. production of 30MMBOE		0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
At cum. production of 60MMBOE		0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
At cum. production of 90MMBOE		0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0
Total production bonus	MMBOE	0	2	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total production bonus (overriding formula)	MMBOE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cash flow -contractor														
Oil FTP -contractors	USDmm	78	66	62	50	30	23	18	14	12	11	11	10	10
Gas FTP -contractors	USDmm	0	0	0	28	28	28	28	24	24	24	14	14	9
Oil cost recovery	USDmm	142	165	219	190	232	159	181	87	84	84	84	83	83
Gas cost recovery	USDmm	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Contractor profit oil to be split after	USDmm	263	208	176	136	43	39	10	28	22	18	15	12	10
Contractor profit gas to be split after	USDmm	0	0	0	113	113	113	113	94	94	94	56	57	38
Oil DMO fee	USDmm	58	49	47	37	23	17	13	11	9	9	8	8	7
Less DMO payable	USDmm	(58)	(49)	(47)	(37)	(23)	(17)	(13)	(11)	(9)	(9)	(8)	(8)	(7)
Less production bonus	USDmm	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total revenue to contractors	USDmm	483	438	457	517	446	362	350	247	236	231	180	177	150
Net cash flow to contractors b/N	USDmm	128	228	76	426	362	278	266	163	152	147	96	93	67
Cum. Net cash flow to contracts b/N	USDmm	128	356	432	858	1,219	1,497	1,763	1,926	2,078	2,226	2,322	2,415	2,482
Net cash flow to contractors a/A	USDmm	(10)	117	(20)	293	275	195	197	99	91	88	57	56	40
Cum. Net cash flow to contractors a/A	USDmm	(10)	107	86	380	655	850	1,047	1,145	1,236	1,324	1,382	1,437	1,477
Taxes														
Taxable income	USDmm	341	274	238	328	215	203	169	160	152	147	96	93	67
Taxes payable	USDmm	138	111	96	133	87	82	69	65	61	60	39	38	27
Cash flow -government														
Oil FTP	USDmm	153	130	123	99	60	46	35	28	25	23	21	20	19
Gas FTP	USDmm	0	0	0	20	20	20	20	17	16	16	10	10	7
Oil profit	USDmm	520	411	347	269	85	77	21	55	43	35	29	25	20
Gas profit	USDmm	0	0	0	79	79	79	79	66	66	66	40	40	26
DMO	USDmm	58	49	47	37	23	17	13	11	9	9	8	8	7
Production bonus	USDmm	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Taxes	USDmm	138	111	96	133	87	82	69	65	61	60	39	38	27
Total revenue to government	USDmm	869	701	613	637	353	322	237	242	220	208	147	140	106
Less DMO fee	USDmm	(58)	(49)	(47)	(37)	(23)	(17)	(13)	(11)	(9)	(9)	(8)	(8)	(7)
Net cash flow to government	USDmm	811	651	566	599	331	304	223	231	211	200	139	132	99
Cum. Net cash flow to government	USDmm	811	1,463	2,028	2,627	2,958	3,262	3,485	3,716	3,927	4,127	4,266	4,398	4,496
Net entitlement -BMG														
Total revenues to contractors	USDmm	483	438	457	517	446	362	350	247	236	231	180	177	150
Total production for contractors	MMBOE	8	7	8	12	11	10	10	7	7	7	5	5	4
BMG net entitlement	MMBOE	4	4	4	6	6	5	5	4	3	3	2	2	2

(Lanjutan)

NET PRESENT VALUE
SKENARIO : PRODUKSI MINYAK DAN GAS, CADANGAN 70 MMBOE DAN EXERCISE OPTION

Year		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Days/yr		365	365	365	366	365	365	365	366	365	365	365	366	365
Revenue balance														
Total revenue	USDmm	1,156	979	926	984	690	584	505	413	385	371	280	271	222
Contractor net cash flow	USDmm	(10)	117	(20)	293	275	195	197	99	91	88	57	56	40
Government net cash flow	USDmm	811	651	566	599	331	304	223	231	211	200	139	132	99
Total costs	USDmm	355	210	381	91	84	84	84	83	83	83	83	83	83
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Valuation														
Discount term		1.15	1.32	1.52	1.75	2.01	2.31	2.66	3.06	3.52	4.05	4.65	5.35	6.15
Discounted contractor cash flow	USDmm	(9)	89	(13)	168	137	84	74	32	26	22	12	10	6
NPV	USDmm	638												
Final														

Lampiran 5

NET PRESENT VALUE SKENARIO : PRODUKSI MINYAK DAN GAS, CADANGAN 70 MMBOE DAN NOT EXERCISE OPTION

Year		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	
Days/yr		365	365	365	366	365	365	365	366	365	363	363	366	365	
Production															
Oil															
Existing oil fields	bopd	37,701	31,932	30,205	24,164	14,671	11,219	8,630	6,904	6,041	5,578	5,205	4,897	4,631	
Existing oil fields	mmbbl	14	12	11	9	5	4	3	3	2	2	2	2	2	
Cum. production	mmbbl	14	23	36	45	51	55	58	60	63	65	67	68	70	
Gas															
Existing gas fields	mmcf/d	0	0	0	164	164	164	164	137	137	137	82	82	55	
Existing gas fields	bcf	0	0	0	60	60	60	60	50	50	50	30	30	20	
Cum. production	bcf	0	0	0	60	120	180	240	290	340	390	420	450	470	
Revenue															
Oil															
Existing oil fields	USDmm	826	699	662	531	321	246	189	152	132	122	114	108	101	
Gas revenue															
Existing oil fields	USDmm	0	0	0	241	240	240	240	201	200	200	120	120	80	
Total revenue															
Existing oil fields	USDmm	826	699	662	771	561	486	429	352	332	322	234	228	181	
FTP															
Oil FTP	USDmm	165	140	132	106	64	49	38	30	26	24	23	22	20	
Gas FTP	USDmm	0	0	0	48	48	48	48	40	40	40	24	24	16	
Total FTP	USDmm	165	140	132	154	112	97	86	70	66	64	47	46	36	
COST															
Cost oil															
Max avail for cost oil	USDmm	661	559	529	425	257	197	151	121	106	98	91	86	81	
Oil exploration + OPEX	USDmm	71	78	78	82	83	83	83	83	83	83	83	83	83	
Oil intangible (dev drilling)	USDmm	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Oil tangible (depreciation)	USDmm	61	79	135	183	136	75	97	3	1	0	0	0	0	
Total oil cost to recover	USDmm	132	157	213	185	219	159	181	116	84	84	84	83	83	
Actual oil cost recovered	USDmm	132	157	213	185	219	159	151	116	84	84	84	83	81	
Remaining oil cost unrecovered	USDmm	0	0	0	0	0	0	29	0	0	0	0	0	2	
Total cost oil used	USDmm	132	157	213	185	219	159	151	116	84	84	84	83	81	
Oil profit to be split	USDmm	529	402	316	239	38	38	0	5	22	14	7	3	0	
Cost gas															
Max avail for cost gas	USDmm	0	0	0	193	192	192	192	160	160	160	96	96	64	
Gas exploration + OPEX	USDmm	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Gas intangible (dev drilling)	USDmm	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Gas tangible (depreciation)	USDmm	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Total gas cost to recover	USDmm	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Actual gas cost recovered	USDmm	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Remaining gas cost unrecovered	USDmm	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Total cost gas used	USDmm	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Gas profit to be split	USDmm	0	0	0	193	192	192	192	160	160	160	96	96	64	
Cost after X-flow															
Oil															
Remaining oil cost unrecovered	USDmm	0	0	0	0	0	0	29	(29)	0	0	0	0	2	
Gas profit to be split	USDmm	0	0	0	193	192	192	192	160	160	160	96	96	64	
Cost recovered in current year	USDmm	0	0	0	0	0	0	29	(29)	0	0	0	0	2	
Gas															
Remaining gas cost unrecovered	USDmm	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Oil profit to be split	USDmm	529	402	316	239	38	38	0	5	22	14	7	3	0	
Cost recovered in current year	USDmm	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Total cost oil used after X-flow	USDmm	132	157	213	185	219	159	151	116	84	84	84	83	81	
Total cost gas used after X-flow	USDmm	0	0	0	0	0	0	29	(29)	0	0	0	0	2	
Profit oil to be split after X-flow	USDmm	529	402	316	239	38	38	0	5	22	14	7	3	0	
Profit gas to be split after X-flow	USDmm	0	0	0	193	192	192	163	190	160	160	96	96	62	

DNMO

(Lanjutan)

NET PRESENT VALUE
SKENARIO : PRODUKSI MINYAK DAN GAS, CADANGAN 70 MMBOE DAN NOT EXERCISE OPTION

Year		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Days/yr		365	365	365	366	365	365	365	366	365	365	365	366	365
DMO holiday yr flag		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
DMO payable -existing fields	USDmm	42	35	33	27	16	12	10	8	7	6	6	5	5
DMO fee rec'd -existing fields	USDmm	41.6	35.3	33.4	26.8	16.2	12.4	9.5	7.6	6.7	6.2	5.7	5.4	5.1
DMO payable -existing fields	mmbbl	0.7	0.6	0.6	0.4	0.3	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
Profit														
Profit oil														
Oil FTP	USDmm	165	140	132	106	64	49	38	30	26	24	23	22	20
Oil FTP -contractors	USDmm	56	47	44	36	22	17	13	10	9	8	8	7	7
Profit oil to be split after X-flow	USDmm	529	402	316	239	38	38	0	5	22	14	7	3	0
Contractor profit oil to be split after	USDmm	178	135	106	80	13	13	0	2	7	5	3	1	0
Profit gas														
Gas FTP	USDmm	0	0	0	48	48	48	48	40	40	40	24	24	16
Gas FTP -contractors	USDmm	0	0	0	28	28	28	28	24	24	24	14	14	9
Profit gas to be split after X-flow	USDmm	0	0	0	193	192	192	163	190	160	160	96	96	62
Contractor profit gas to be split after	USDmm	0	0	0	113	113	113	96	112	94	94	56	57	36
Production bonus														
Total production	MMBOE	14	25	36	55	71	85	98	109	119	130	137	143	148
At cum. production of 30MMBOE		0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
At cum. production of 60MMBOE		0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0
At cum. production of 90MMBOE		0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0
Total production bonus	MMBOE	0	0	2	0	2	0	2	0	0	0	0	0	0
Total production bonus (overriding formula)	MMBOE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cash flow -contractor														
Oil FTP -contractors	USDmm	56	47	44	36	22	17	13	10	9	8	8	7	7
Gas FTP -contractors	USDmm	0	0	0	28	28	28	28	24	24	24	14	14	9
Oil cost recovery	USDmm	132	157	213	185	219	159	151	116	84	84	84	83	81
Gas cost recovery	USDmm	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Contractor profit oil to be split after	USDmm	178	135	106	80	13	13	0	2	7	5	3	1	0
Contractor profit gas to be split after	USDmm	0	0	0	113	113	113	96	112	94	94	56	57	36
Oil DMO fee	USDmm	42	35	33	27	16	12	10	8	7	6	6	5	5
Less DMO payable	USDmm	(42)	(35)	(33)	(27)	(16)	(12)	(10)	(8)	(7)	(6)	(6)	(5)	(5)
Less production bonus	USDmmb	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total revenue to contractors	USDmm	365	339	364	443	395	329	288	263	218	214	164	162	134
Net cash flow to contractors b/t	USDmm	50	129	(17)	352	310	245	203	180	134	131	81	79	50
Cum. Net cash flow to contractors b/t	USDmm	50	179	162	514	824	1,069	1,272	1,452	1,587	1,718	1,799	1,878	1,928
Net cash flow to contractors a/t	USDmm	(44)	55	(78)	247	239	176	148	120	80	78	48	47	29
Cum. Net cash flow to contractors a/t	USDmm	(44)	11	(67)	180	420	595	743	864	944	1,022	1,070	1,117	1,146
Taxes														
Taxable income	USDmm	233	182	151	258	176	170	137	147	134	131	81	79	53
Taxes payable	USDmm	94	74	61	104	71	69	55	60	54	53	33	32	21
Cash flow -government														
Oil FTP	USDmm	110	93	88	70	43	33	25	20	18	16	15	14	13
Gas FTP	USDmm	0	0	0	20	20	20	20	17	16	16	10	10	7
Oil profit	USDmm	351	267	210	159	25	25	0	3	13	9	5	2	0
Gas profit	USDmm	0	0	0	79	79	79	67	78	66	66	40	40	25
DMO	USDmm	42	35	33	27	16	12	10	8	7	6	6	5	5
Production bonus	USDmm	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Taxes	USDmm	94	74	61	104	71	69	55	60	54	53	33	32	21
Total revenue to government	USDmm	597	469	392	459	254	238	177	186	175	167	108	103	72
Less DMO fee	USDmm	(42)	(35)	(33)	(27)	(16)	(12)	(10)	(8)	(7)	(6)	(6)	(5)	(5)
Net cash flow to government	USDmm	555	434	359	433	238	226	167	178	169	161	102	98	67
Cum. Net cash flow to government	USDmm	555	989	1,347	1,780	2,018	2,243	2,410	2,588	2,757	2,918	3,020	3,117	3,184
Net entitlement -BMG														
Total revenues to contractors	USDmm	365	339	364	443	395	329	288	263	218	214	164	162	134
Total production for contractors	MMBOE	6	6	6	11	11	10	9	8	7	7	5	5	4
BMG net entitlement	MMBOE	3	3	3	5	5	5	4	4	3	3	2	2	2

(Lanjutan)

NET PRESENT VALUE
SKENARIO : PRODUKSI MINYAK DAN GAS, CADANGAN 70 MMBOE DAN NOT EXERCISE OPTION

Year		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Days/yr		365	365	365	366	365	365	365	366	365	365	365	366	365
Revenue balance														
Total revenue	USDmm	826	699	662	771	561	486	429	352	332	322	234	228	181
Contractor net cash flow	USDmm	(44)	55	(78)	247	239	176	148	120	80	78	48	47	29
Government net cash flow	USDmm	555	434	359	433	238	226	167	178	169	161	102	98	67
Total costs	USDmm	315	210	381	91	84	84	84	83	83	83	83	83	83
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Valuation														
Discount terms		1.15	1.32	1.52	1.75	2.01	2.31	2.66	3.06	3.52	4.05	4.65	5.35	6.15
Discounted contractor cash flow	USDmm	(39)	42	(51)	142	119	76	56	39	23	19	10	9	5
NPV	USDmm	449												
End														

Lampiran 6

NET PRESENT VALUE SKENARIO : PRODUKSI MINYAK DAN GAS, CADANGAN 90 MMBOE DAN EXERCISE OPTION

Year		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	
Days/yr		365	365	365	366	365	365	365	366	365	365	365	366	365	
Production															
Oil															
Existing oil fields	bopd	67,862	57,477	54,370	43,496	26,408	20,195	15,534	12,427	10,874	10,040	9,369	8,815	8,316	
Existing oil fields	mmbbl	25	21	20	16	10	7	6	5	4	4	3	3	3	
Cum. production	mmbbl	25	46	66	82	91	99	104	109	113	116	120	123	126	
Gas															
Existing gas fields	mmcf/d	0	0	0	164	164	164	164	137	137	137	82	82	55	
Existing gas fields	bcf	0	0	0	60	60	60	60	50	50	50	30	30	20	
Cum. production	bcf	0	0	0	60	120	180	240	290	340	390	420	450	470	
Revenue															
Oil															
Existing oil fields	USDmm	1,486	1,259	1,191	955	578	442	340	273	238	220	205	194	183	
Gas revenue															
Existing oil fields	USDmm	0	0	0	241	240	240	240	201	200	200	120	120	80	
Total revenue															
Existing oil fields	USDmm	1,486	1,259	1,191	1,196	818	682	580	473	438	420	325	314	263	
FTP															
Oil FTP	USDmm	297	252	238	191	116	88	68	55	48	44	41	39	37	
Gas FTP	USDmm	0	0	0	48	48	48	48	40	40	40	24	24	16	
Total FTP	USDmm	297	252	238	239	164	136	116	95	88	84	65	63	53	
Cost															
Cost oil															
Max avail for cost oil	USDmm	1,189	1,007	953	764	463	354	272	218	191	176	164	155	146	
Oil exploration + OPEX															
Oil intangible (dev drilling)	USDmm	71	78	78	82	83	83	83	83	83	83	83	83	83	
Oil tangible (depreciation)	USDmm	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Oil tangible (depreciation)	USDmm	71	86	140	107	148	75	97	3	1	0	0	0	0	
Total oil cost to recover	USDmm	142	165	219	190	232	159	181	87	84	84	84	83	83	
Actual oil cost recovered	USDmm	142	165	219	190	232	159	181	87	84	84	84	83	83	
Remaining oil cost unrecovered	USDmm	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Total cost oil used															
Oil profit to be split	USDmm	1,047	842	734	575	231	195	92	132	107	92	80	71	63	
Cost gas															
Max avail for cost gas	USDmm	0	0	0	193	192	192	192	160	160	160	96	96	64	
Gas exploration + OPEX															
Gas intangible (dev drilling)	USDmm	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Gas tangible (depreciation)	USDmm	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Gas tangible (depreciation)	USDmm	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Total gas cost to recover	USDmm	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Actual gas cost recovered	USDmm	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Remaining gas cost unrecovered	USDmm	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Total cost gas used															
Gas profit to be split	USDmm	0	0	0	193	192	192	192	160	160	160	96	96	64	
Cost after X-flow															
Oil															
Remaining oil cost unrecovered	USDmm	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Gas profit to be split	USDmm	0	0	0	193	192	192	192	160	160	160	96	96	64	
Cost recovered in current year	USDmm	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Gas															
Remaining gas cost unrecovered	USDmm	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Oil profit to be split	USDmm	1,047	842	734	575	231	195	92	132	107	92	80	71	63	
Cost recovered in current year	USDmm	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Total cost oil used after X-flow															
Total cost gas used after X-flow	USDmm	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Profit oil to be split after X-flow															
Profit gas to be split after X-flow	USDmm	0	0	0	193	192	192	192	160	160	160	96	96	64	

DNIO

(Lanjutan)

NET PRESENT VALUE
SKENARIO : PRODUKSI MINYAK DAN GAS, CADANGAN 90 MMBOE DAN EXERCISE OPTION

Year		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Dry/yr		365	365	365	366	365	365	365	366	365	365	365	366	365
DMO holiday yr flag		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
DMO payable -existing fields	USDmm	75	63	60	48	29	22	17	14	12	11	10	10	9
DMO fee rec'd -existing fields	USDmm	74.9	63.5	60.0	48.2	29.2	22.3	17.2	13.8	12.0	11.1	10.3	9.8	9.2
DMO payable -existing fields	mmboe	1.2	1.1	1.0	0.8	0.5	0.4	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
Profit														
Profit oil														
Oil FTP	USDmm	297	252	238	191	116	88	68	55	48	44	41	39	37
Oil FTP -contractors	USDmm	100	85	80	64	39	30	23	18	16	15	14	13	12
Profit oil to be split after X-flow	USDmm	1,047	842	734	575	231	195	92	132	107	92	80	71	63
Contractor profit oil to be split after	USDmm	352	283	247	193	78	66	31	44	36	31	27	24	21
Profit gas														
Gas FTP	USDmm	0	0	0	48	48	48	48	40	40	40	24	24	16
Gas FTP -contractors	USDmm	0	0	0	28	28	28	28	24	24	24	14	14	9
Profit gas to be split after X-flow	USDmm	0	0	0	193	192	192	192	160	160	160	96	96	64
Contractor profit gas to be split after	USDmm	0	0	0	113	113	113	113	94	94	94	56	57	38
Production bonus														
Total production	MMBOE	25	46	66	92	111	129	144	157	169	181	190	198	204
At cum. production of 30MMBOE		0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
At cum. production of 60MMBOE		0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
At cum. production of 90MMBOE		0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total production bonus	MMBOE	0	2	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total production bonus (overriding formula)	MMBOE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cash flow -contractor														
Oil FTP -contractors	USDmm	100	85	80	64	39	30	23	18	16	15	14	13	12
Gas FTP -contractors	USDmm	0	0	0	28	28	28	28	24	24	24	14	14	9
Oil cost recovery	USDmm	142	165	219	190	232	159	181	87	84	84	84	83	83
Gas cost recovery	USDmm	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Contractor profit oil to be split after	USDmm	352	283	247	193	78	66	31	44	36	31	27	24	21
Contractor profit gas to be split after	USDmm	0	0	0	113	113	113	94	94	94	56	57	38	
Oil DMO fee	USDmm	75	63	60	48	29	22	17	14	12	11	10	10	9
Less DMO payable	USDmm	(75)	(63)	(60)	(48)	(29)	(22)	(17)	(14)	(12)	(11)	(10)	(10)	(9)
Less production bonus	USDmm	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total revenue to contractors	USDmm	594	532	545	589	489	395	375	267	253	247	195	191	164
Net cash flow to contractors b/t	USDmm	239	322	165	497	405	311	291	184	170	164	112	108	80
Cum. Net cash flow to contractors b/t	USDmm	239	561	726	1,223	1,628	1,939	2,230	2,413	2,583	2,747	2,859	2,967	3,047
Net cash flow to contractors a/t	USDmm	56	173	32	336	301	215	212	111	101	98	67	64	48
Cum. Net cash flow to contractors a/t	USDmm	56	229	261	597	898	1,113	1,325	1,435	1,537	1,634	1,701	1,765	1,813
Taxes														
Taxable income	USDmm	452	368	327	399	258	236	195	181	169	163	111	108	80
Taxes payable	USDmm	183	149	132	162	104	96	79	73	69	66	45	44	33
Cash flow -government														
Oil FTP	USDmm	197	167	158	127	77	59	45	36	32	29	27	26	24
Gas FTP	USDmm	0	0	0	20	20	20	20	17	16	16	10	10	7
Oil profit	USDmm	695	559	487	381	153	129	61	87	71	61	53	47	42
Gas profit	USDmm	0	0	0	79	79	79	79	66	66	66	40	40	26
DMO	USDmm	75	63	60	48	29	22	17	14	12	11	10	10	9
Production bonus	USDmm	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Taxes	USDmm	183	149	132	162	104	96	79	73	69	66	45	44	33
Total revenue to government	USDmm	1,150	939	838	817	463	405	301	293	265	250	185	176	141
Less DMD fee	USDmm	(75)	(63)	(60)	(48)	(29)	(22)	(17)	(14)	(12)	(11)	(10)	(10)	(9)
Net cash flow to government	USDmm	1,075	875	778	769	433	383	284	279	253	239	175	166	131
Cum. Net cash flow to government	USDmm	1,075	1,951	2,728	3,497	3,930	4,313	4,597	4,876	5,129	5,368	5,543	5,710	5,841
Net entitlement -BMG														
Total revenues to contractors	USDmm	594	532	545	589	489	395	375	267	253	247	195	191	164
Total production for contractors	MMBOE	10	9	9	13	12	10	10	7	7	7	5	5	4
BMG net entitlement	MMBOE	5	4	5	6	6	5	5	4	4	4	3	3	2

(Lanjutan)

NET PRESENT VALUE
SKENARIO : PRODUKSI MINYAK DAN GAS, CADANGAN 90 MMBOE DAN EXERCISE OPTION

Year		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Day/yr		365	365	365	366	365	365	365	366	365	365	365	366	365
Revenue balance														
Total revenue	USDmm	1,486	1,259	1,191	1,196	818	682	580	473	438	420	325	314	263
Contractor net cash flow	USDmm	56	173	32	336	301	215	212	111	101	98	67	64	48
Government net cash flow	USDmm	1,075	875	778	769	433	383	284	279	253	239	175	166	131
Total costs	USDmm	355	210	381	91	84	84	84	83	83	83	83	83	83
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Valuation														
Discount term		1.15	1.32	1.52	1.75	2.01	2.31	2.66	3.06	3.52	4.05	4.65	5.35	6.15
Discounted contractor cash flow	USDmm	48	131	21	192	149	93	80	36	29	24	14	12	8
NPV	USDmm	838												
End														

NET PRESENT VALUE
 SKENARIO : PRODUKSI MINYAK DAN GAS, CADANGAN 90 MMBOE DAN NOT EXERCISE OPTION

Year		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Days/yr		365	365	365	366	365	365	365	366	365	365	365	366	365
Production														
Oil														
Existing oil fields	bopd	48,473	41,055	38,836	31,068	18,863	14,425	11,096	8,877	7,767	7,172	6,692	6,297	5,954
Existing oil fields	mmbbl	18	15	14	11	7	5	4	3	3	3	2	2	2
Cum. production	mmbbl	18	33	47	58	65	70	74	78	81	83	86	88	90
Gas														
Existing gas fields	mmcf/d	0	0	0	164	164	164	164	137	137	137	82	82	55
Existing gas fields	bcf	0	0	0	60	60	60	60	50	50	50	30	30	20
Cum. production	bcf	0	0	0	60	120	180	240	290	340	390	420	450	470
Revenue														
Oil														
Existing oil fields	USDmm	1,062	899	851	682	413	316	243	195	170	157	147	138	130
Gas revenue														
Existing oil fields	USDmm	0	0	0	241	240	240	240	201	200	200	120	120	80
Total revenue														
Existing oil fields	USDmm	1,062	899	851	923	653	556	483	395	370	357	267	259	210
FTP														
Oil FTP	USDmm	212	180	170	136	83	63	49	39	34	31	29	28	26
Gas FTP	USDmm	0	0	0	48	48	48	48	40	40	40	24	24	16
Total FTP	USDmm	212	180	170	185	131	111	97	79	74	71	53	52	42
Cost														
Cost oil														
Max avail for cost oil	USDmm	849	719	680	546	330	253	194	156	136	126	117	111	104
Oil exploration + OPEX														
Oil intangible (dev drilling)	USDmm	71	78	78	82	83	83	83	83	83	83	83	83	83
Oil tangible (depreciation)	USDmm	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total oil cost to recover	USDmm	132	157	213	185	219	159	181	87	84	84	84	83	83
Actual oil cost recovered	USDmm	132	157	213	185	219	159	181	87	84	84	84	83	83
Remaining oil cost unrecovered	USDmm	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total cost oil used														
Oil profit to be split	USDmm	132	157	213	185	219	159	181	87	84	84	84	83	83
Oil profit to be split	USDmm	717	562	467	360	111	94	14	69	52	42	34	27	21
Cost gas														
Max avail for cost gas	USDmm	0	0	0	193	192	192	192	160	160	160	96	96	64
Gas exploration + OPEX														
Gas intangible (dev drilling)	USDmm	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas tangible (depreciation)	USDmm	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total gas cost to recover	USDmm	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Actual gas cost recovered	USDmm	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Remaining gas cost unrecovered	USDmm	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total cost gas used														
Gas profit to be split	USDmm	0	0	0	193	192	192	192	160	160	160	96	96	64
Cost after X-flow														
Oil														
Remaining oil cost unrecovered	USDmm	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas profit to be split	USDmm	0	0	0	193	192	192	192	160	160	160	96	96	64
Cost recovered in current year	USDmm	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas														
Remaining gas cost unrecovered	USDmm	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Oil profit to be split	USDmm	717	562	467	360	111	94	14	69	52	42	34	27	21
Cost recovered in current year	USDmm	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total cost oil used after X-flow														
Total cost gas used after X-flow	USDmm	132	157	213	185	219	159	181	87	84	84	84	83	83
Profit oil to be split after X-flow	USDmm	717	562	467	360	111	94	14	69	52	42	34	27	21
Profit gas to be split after X-flow	USDmm	0	0	0	193	192	192	192	160	160	160	96	96	64
DAFO														

NET PRESENT VALUE
SKENARIO : PRODUKSI MINYAK DAN GAS, CADANGAN 90 MMBOE DAN NOT EXERCISE OPTION

Year		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Days/yr		365	365	365	366	365	365	365	366	365	365	365	366	365
DMO holiday yr flag		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
DMO payable -existing fields	USDmm	54	45	43	34	21	16	12	10	9	8	7	7	7
DMO fee rec'd -existing fields	USDmm	53.5	45.3	42.9	34.4	20.8	15.9	12.3	9.8	8.6	7.9	7.4	7.0	6.6
DMO payable -existing fields	mmbbl	0.9	0.8	0.7	0.6	0.3	0.3	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
Profit														
Profit oil														
Oil FTP	USDmm	212	180	170	136	83	63	49	39	34	31	29	28	26
Oil FTP -contractors	USDmm	71	60	57	46	28	21	16	13	11	11	10	9	9
Profit oil to be split after X-flow	USDmm	717	562	467	360	111	94	14	69	52	42	34	27	21
Contractor profit oil to be split after	USDmm	241	189	157	121	37	32	5	23	18	14	11	9	7
Profit gas														
Gas FTP	USDmm	0	0	0	48	48	48	48	40	40	40	24	24	16
Gas FTP -contractors	USDmm	0	0	0	28	28	28	28	24	24	24	14	14	9
Profit gas to be split after X-flow	USDmm	0	0	0	193	192	192	192	160	160	160	96	96	64
Contractor profit gas to be split after	USDmm	0	0	0	113	113	113	113	94	94	94	56	57	38
Production bonus														
Total production	MMBOE	18	33	47	68	85	100	114	126	137	148	156	163	168
At cum. production of 30MMBOE		0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
At cum. production of 60MMBOE		0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
At cum. production of 90MMBOE		0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0
Total production bonus	MMBOE	0	2	0	2	0	2	0	0	0	0	0	0	0
Total production bonus (overriding formula)	MMBOE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cash flow -contractor														
Oil FTP -contractors	USDmm	71	60	57	46	28	21	16	13	11	11	10	9	9
Gas FTP -contractors	USDmm	0	0	0	28	28	28	28	24	24	24	14	14	9
Oil cost recovery	USDmm	132	157	213	185	219	159	181	87	84	84	84	83	83
Gas cost recovery	USDmm	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Contractor profit oil to be split after	USDmm	241	189	157	121	37	32	5	23	18	14	11	9	7
Contractor profit gas to be split after	USDmm	0	0	0	113	113	113	113	94	94	94	56	57	38
Oil DMO fee	USDmm	54	45	43	34	21	16	12	10	9	8	7	7	7
Less DMO payable	USDmm	(54)	(45)	(43)	(34)	(21)	(16)	(12)	(10)	(9)	(8)	(7)	(7)	(7)
Less production bonus	USDmm	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total revenue to contractors	USDmm	444	407	427	494	425	353	343	241	231	226	175	173	146
Net cash flow to contractors b/r	USDmm	129	196	47	403	341	268	258	158	147	143	92	89	63
Cum. Net cash flow to contractors b/r	USDmm	129	326	372	775	1,116	1,384	1,643	1,800	1,947	2,090	2,182	2,271	2,334
Net cash flow to contractors a/r	USDmm	3	95	(40)	278	257	190	193	95	88	85	55	53	37
Cum. Net cash flow to contractors a/r	USDmm	3	98	58	336	593	783	976	1,071	1,158	1,243	1,298	1,351	1,389
Taxes														
Taxable income	USDmm	312	249	214	309	206	194	162	154	147	142	92	89	63
Taxes payable	USDmm	127	101	87	125	84	79	66	63	59	58	37	36	25
Cash flow -government														
Oil FTP	USDmm	141	119	113	91	55	42	32	26	23	21	19	18	17
Gas FTP	USDmm	0	0	0	20	20	20	20	17	16	16	10	10	7
Oil profit	USDmm	476	373	310	239	74	62	9	46	35	28	22	18	14
Gas profit	USDmm	0	0	0	79	79	79	79	66	66	66	40	40	26
DMO	USDmm	54	45	43	34	21	16	12	10	9	8	7	7	7
Production bonus	USDmm	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Taxes	USDmm	127	101	87	125	84	79	66	63	59	58	37	36	25
Total revenue to government	USDmm	797	639	553	588	332	298	218	227	207	196	136	129	96
Less DMO fee	USDmm	(54)	(45)	(43)	(34)	(21)	(16)	(12)	(10)	(9)	(8)	(7)	(7)	(7)
Net cash flow to government	USDmm	744	593	510	554	311	282	206	217	199	189	128	122	90
Cum. Net cash flow to government	USDmm	744	1,337	1,847	2,401	2,712	2,994	3,200	3,417	3,616	3,804	3,933	4,055	4,144
Net entitlement -BMC														
Total revenues to contractors	USDmm	444	407	427	494	425	353	343	241	231	226	175	173	146
Total production for contractors	MMBOE	7	7	7	11	11	10	10	7	7	7	5	5	4
BMC net entitlement	MMBOE	4	3	4	6	5	5	5	4	3	3	2	2	2

(Lanjutan)

NET PRESENT VALUE
SKENARIO : PRODUKSI MINYAK DAN GAS, CADANGAN 90 MMBOE DAN NOT EXERCISE OPTION

Year		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Days/yr		365	365	365	366	365	365	365	366	365	365	365	366	365
Revenue balance														
Total revenue	USDmm	1,062	899	851	923	653	556	483	395	370	357	267	259	210
Contractor net cash flow	USDmm	3	95	(40)	278	257	190	193	95	88	85	55	53	37
Government net cash flow	USDmm	744	593	510	554	311	282	206	217	199	189	128	122	90
Total costs	USDmm	315	210	381	91	84	84	84	83	83	83	83	83	83
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Valuation														
Discount terms		1.15	1.32	1.52	1.75	2.01	2.31	2.66	3.06	3.52	4.05	4.65	5.35	6.15
Discounted contractor cash flow	USDmm	2	72	(26)	159	128	82	72	31	25	21	12	10	6
NPV	USDmm	594												

End