

## **BAB IV**

### **ANALISIS DAN PEMBAHASAN**

#### **4.1 Pengantar**

Pada bab ini akan dilakukan proses analisis untuk melakukan perbandingan antara penggunaan pembiayaan musyarakah dan modal sendiri dalam rangka kebijakan struktur modal PT ETSD. Metode penilaian yang dipakai adalah NPV/FTE. Perbandingan juga menggunakan analisis skenario yang berjumlah tiga skenario, yaitu normal, optimis, dan pesimis. Setelah proses analisis dilakukan akan didapat nilai NPV/ FTE dari masing-masing skenario untuk tiap pilihan struktur modal sehingga pertanyaan penelitian pertama dapat terjawab. Jawaban dari pertanyaan penelitian ini berguna untuk memberikan rekomendasi pilihan struktur modal berdasarkan nilai proyek atau nilai perusahaan itu sendiri. Dengan terjawabnya pertanyaan penelitian ini, diharapkan dapat memudahkan pengambilan kesimpulan pada bab selanjutnya.

#### **4.2 Perhitungan Arus Kas**

Analisis pada penelitian ini dimulai dengan menghitung proyeksi arus kas PT ETSD. Seperti telah dijelaskan sebelumnya, cara menghitung arus kas perusahaan Migas di Indonesia berbeda dengan perhitungan arus kas perusahaan pada umumnya. Beberapa perbedaan tersebut antara lain pada perhitungan pendapatan, pada perhitungan biaya dan pada perhitungan pajak. Ringkasan perbedaan tersebut dapat dilihat di Tabel 4.1.

**Tabel 4.1 Perbandingan antara Keuangan Perusahaan Umum dan Keuangan Perusahaan Migas di Indonesia**

PERUSAHAAN MIGAS	PERUSAHAAN UMUM
<b>A. PENDAPATAN (CONTRACTOR ENTITLEMENT)</b> 1. <i>Contractor equity share</i> $(a \times b - (c + d + e + f)) \times g$ a. <i>Price per BBL</i> b. <i>Shareable oil</i> c. <i>Unrecovered Cost Prior Period</i> d. <i>Current Year Non Capital Cost</i> e. <i>Rev. Sharing Recovery</i> f. <i>Current Year Depreciation</i> g. <i>Contractor share (rate)</i> 2. <i>Domestic market obligation</i> $a \times b \times g \times 25\%$ 3. <i>Domestic market obligation fee</i> $a \times b \times g \times 25\% \times 15\%$ 4. <i>Investment credit claim</i> $h \times l$ h. <i>Cost of the earliest production facilities</i> i. <i>Investment credit rate</i> 5. <i>Government tax</i> $(1 - 2 + 3 + 4) \times j$ j. <i>Tax rate</i> 6. <i>Cost recovery</i> $c + d + e + f$ <b>Total Pendapatan</b> <b>1 - 2 + 3 + 4 - 5 + 6</b>	<b>A. PENDAPATAN (REVENUE)</b> 1. <i>Sales</i> 2. <i>Fees</i> 3. <i>Other income</i>  <b>Total Pendapatan</b> <b>1 + 2 + 3</b>
<b>B. BIAYA (COST)</b> <b>c + d + e + f</b>	<b>B. BIAYA DAN BEBAN (EXPENSES)</b> 1. <i>COGS &amp; Other direct expenses</i> 2. <i>Operating expenses</i> 3. <i>Depreciation &amp; Amortization</i> 4. <i>Interest expenses</i> <b>Total Biaya</b> <b>1 + 2 + 3 + 4</b>
<b>C. PAJAK PEMERINTAH (GOVERNMENT TAX)</b> $(1 - 2 + 3 + 4) \times j$	<b>C. PAJAK PERUSAHAAN (CORPORATE TAX)</b> <b>A - B x tax rate</b>

(Sumber : Perbandingan keuangan perusahaan umum dan Migas di Indonesia disajikan dalam bentuk tabel oleh penulis)

Dari Tabel 4.1 di atas, dapat dilihat bahwa dari sisi pendapatan, perusahaan Migas dipengaruhi banyak faktor. Hal yang paling menonjol adalah adanya *domestic market obligation* beserta *fee*-nya yang dipengaruhi oleh status perusahaan Migas. Selain itu, ada *cost recovery* yang merupakan pendapatan yang berasal dari penggantian biaya. Namun perlu diingat bahwa *cost recovery* ini belum tentu sama jumlahnya dengan biaya yang terjadi. Faktor berikutnya adalah *government tax* yang langsung menjadi pengurang pendapatan. Perbedaan dengan *corporate tax* pada perusahaan biasa adalah pajak pada perusahaan Migas ini dikenakan terhadap pendapatan kotor di luar *cost recovery* (*cost recovery* bebas

pajak). *Corporate tax* yang biasanya dikenakan pada laba seperti pada perusahaan lain tidak dikenakan terhadap perusahaan Migas.

Selain perbedaan dengan perusahaan pada umumnya, antara perusahaan Migas yang satu dengan yang lainnya bisa terjadi perbedaan pada beberapa bagian perhitungan. Contohnya, di PT ETSD, ada pembatasan jumlah *cost recovery* dan tidak ada komponen *first trached petroleum*. Pada perusahaan lainnya mungkin ada yang tidak diberikan pembatasan *cost recovery* tapi dikenakan *first trached petroleum*. Atau mungkin ada yang sama-sama dikenakan pembatasan *cost recovery* dan tidak dikenakan *first trached petroleum*, tapi rasio pembatasannya berbeda dan masih banyak contoh perbedaan lainnya.

Karena adanya perbedaan kaidah keuangan pada perusahaan Migas, maka perhitungan arus kas PT ETSD akan dijelaskan secara detil pada bab ini. Arus kas akan dibahas pada kondisi semua modal sendiri (UCF) dan kondisi dengan pembiayaan musyarakah (LCF). Selain itu, perhitungan-perhitungan tersebut akan dilakukan dalam ketiga skenario yang telah ditetapkan, yaitu optimis, pesimis, dan normal.

#### **4.2.1 Perhitungan Arus Kas dengan Skenario Normal**

Perhitungan pertama dilakukan pada arus kas dengan menggunakan skenario Normal. Perhitungan ini dilakukan dengan struktur modal dengan semua modal sendiri dan dengan pembiayaan musyarakah. Variabel-variabel bebas yang ditentukan pertama kali ada lima, yaitu *price per BBL*, *shareable oil*, *current year non capital cost*, *investment credit claim*, dan *capital cost*. Nilai variabel-variabel ini pada skenario normal sesuai dengan Tabel 4.2. Variabel-variabel bebas ini akan digunakan dalam perhitungan arus kas UCF maupun LCF.

**Tabel 4.2 Variabel-variabel Bebas pada Skenario Normal**

<b>VARIABEL BEBAS</b>	<b>JUMLAH</b>
<i>Price per BBL (US\$)</i>	60
<i>Shareable oil (Thousand BBLs)</i>	434
<i>Current year non capital cost (Thousand US\$)</i>	14.606
<i>Investment credit claim (Thousand US\$)</i>	67
<i>Capital cost (Thousand US\$)</i>	1.232

(Sumber : Data PT Eksindo Telaga Said Darat diolah)

Pada penetapan variabel bebas di atas ada beberapa asumsi yang mendasarinya. Pada akhir tahun 2007, harga minyak dunia mencapai kisaran US\$ 90 – 100 per Barrel. PT ETSD merupakan perusahaan yang membentuk TAC dengan PERTAMINA. Dalam salah satu klausul kontrak, PT ETSD wajib menjual minyaknya kepada PERTAMINA atau kepada pihak lain atas persetujuan PERTAMINA. Termasuk yang ditentukan adalah harga minyak. Untuk tahun 2008, PERTAMINA meminta mitra TAC termasuk PT ETSD menggunakan harga US\$ 60 per Barrel dalam anggarannya. Oleh karena itu, harga yang ditetapkan dalam skenario normal adalah sebesar US\$ 60 per Barrel.

Asumsi berikutnya adalah mengenai *shareable oil* atau dalam hal ini adalah minyak yang diproduksi. Pada tahun 2008, ETSD akan membor satu sumur dalam yang bernama EDB-1 dan 2 sumur dangkal. Selain itu PT ETSD sebelumnya sudah membor tujuh sumur dangkal dan akan mereaktivasi beberapa sumur tua peninggalan Belanda. Dari semuanya itu, yang diandalkan adalah pemboran tiga sumur baru di tahun 2008, sebab tujuh sumur yang telah dibor sebelumnya beserta reaktivasi sumur tua tidak memberikan hasil yang memuaskan. Hasil produksi gabungan sumur lama dan sumur baru yang akan dibor pada tahun 2008 diharapkan akan mencapai 434 Ribu Barrel atau sekitar 1.189 BOPD (*Barrel Oil per Day*).

Asumsi terakhir adalah mengenai biaya kapital, biaya non kapital dan *investment credit*. *Investment credit* berhubungan langsung dengan biaya kapital sehingga asumsinya mengikuti biaya kapital. Harga minyak yang sangat tinggi menyebabkan permintaan terhadap bahan baku dan peralatan perminyakan meningkat. Tidak jarang bahan baku atau peralatan tersebut menjadi sulit didapat.

Sebagai contoh, permintaan untuk menyewa rig sangat besar, sedangkan jumlah rig yang tersedia terbatas. Perusahaan-perusahaan Migas bisa mengantri berbulan-bulan untuk mendapatkannya. Hal ini menyebabkan harga sewa rig melonjak. Tidak hanya rig, bahan baku dan peralatan lainpun ikut meningkat harganya. Dengan kondisi ini, maka biaya-biaya yang ditetapkan sebagai variabel di penelitian ini sudah menggunakan harga pasaran terkini.

#### **4.2.1.1 Perhitungan Arus Kas dengan Skenario Normal pada Struktur Modal Semua Modal Sendiri**

Arus kas pada struktur modal dengan semua modal sendiri biasa disebut dengan UCF. UCF yang dihitung pada bagian ini adalah dengan skenario normal. Rincian dari perhitungan tersebut adalah sebagai berikut :

- a. Menghitung pendapatan kotor yang berasal dari nilai keseluruhan produksi minyak (*gross proceeds*). Rumus yang dipakai untuk menghitungnya adalah rumus (3.1). Perhitungannya adalah sebagai berikut :

$$\begin{aligned} \text{Gross proceeds} &= \text{US\$ } 60 \times 434 \text{ Ribu} \\ &= \text{US\$ } 26,067 \text{ Juta} \end{aligned}$$

Jadi proyeksi pendapatan kotor yang berasal dari nilai keseluruhan produksi minyak pada skenario ini bernilai US\$ 26,607 Juta. Hasil ini masih merupakan nilai gabungan antara kepemilikan PERTAMINA dan kepemilikan PT ETSD.

- b. Menghitung *recoverable cost*. Untuk UCF perhitungannya menggunakan rumus (3.4). Dengan *unrecovered cost prior period* sebesar US\$ 17.109 Ribu dan *current year depreciation* sebesar US\$ 308 Ribu maka perhitungannya menjadi sebagai berikut :

$$\begin{aligned} \text{Recoverable cost} &= \text{US\$ } 17.109 \text{ Ribu} + \text{US\$ } 14.606 \text{ Ribu} + \text{US\$ } 308 \text{ Ribu} \\ &= \text{US\$ } 32.023 \text{ Ribu} \\ &= \text{US\$ } 32,023 \text{ Juta} \end{aligned}$$

Jadi proyeksi *recoverable cost* pada skenario ini berjumlah US\$ 32,023 Juta. *Recoverable cost* ini bisa menjadi *cost recovery* seluruhnya, hanya sebagian ataupun sama sekali tidak bisa menjadi *cost recovery*. Hal ini tergantung tahap berikut ini.

- c. Menghitung *cost recovery*. *Cost recovery* didapat dari nilai *recoverable cost*. Tapi belum tentu nilai keduanya sama. Pada kontrak TAC PT ETSD, ada klausul mengenai *maximum cost recovery*. Untuk 3 tahun pertama produksi, nilainya adalah sebesar 80% dari *gross proceeds*, sedangkan tahun-tahun selanjutnya nilainya adalah sebesar 65% dari *gross proceeds*. Oleh karena tahun 2008 diproyeksikan sebagai tahun pertama produksi, maka perhitungan *maximum cost recovery* menggunakan rumus (3.8) adalah sebagai berikut :

$$\begin{aligned} \text{Maximum cost recovery} &= 0,8 \times \text{US\$ } 26,067 \text{ Juta} \\ &= \text{US\$ } 20,853 \text{ Juta} \end{aligned}$$

Jadi proyeksi *maximum cost recovery* untuk skenario ini adalah US\$ 20,853 Juta. Nilai ini kemudian dibandingkan dengan nilai *recoverable cost*. Perbandingannya adalah :

$$\begin{aligned} \text{US\$ } 20,853 \text{ Juta} &< \text{US\$ } 32,023 \text{ Juta} \\ \text{maximum cost recovery} &< \text{recoverable cost.} \end{aligned}$$

Karena *recoverable cost* lebih besar daripada *maximum cost recovery* maka perhitungan *cost recovery* menggunakan rumus (3.7) sebagai berikut :

$$\text{Cost recovery} = \text{US\$ } 20,853 \text{ Juta}$$

Jadi proyeksi *cost recovery* pada skenario ini adalah senilai US\$ 20,853 Juta.

- d. Menghitung *equity to be split*. Penghasilan kotor dari minyak yang diproduksi/siap dibagi (*gross proceeds*) sebagian telah dialokasikan sebagai *cost recovery*. Sisa *gross proceeds* itu harus dibagikan kepada PERTAMINA

dan juga PT ETSD sebagai *equity to be split*. Untuk itu maka rumus (3.10) dipakai sebagai berikut :

$$\begin{aligned} \text{Equity to be split} &= \text{US\$ } 26,067 \text{ Juta} - \text{US\$ } 20,853 \text{ Juta} \\ &= \text{US\$ } 5,213 \text{ Juta} \end{aligned}$$

Jadi proyeksi *equity to be split* pada skenario ini adalah senilai US\$ 5,213 Juta. Nilai ini masih berupa gabungan antara kepemilikan PERTAMINA dan PT ETSD. Oleh karena itu, nilai ini masih perlu dibagi lagi.

- e. Menghitung *contractor entitlement*. *Contractor entitlement* adalah pendapatan dari perusahaan Migas di Indonesia. Untuk menghitungnya harus dilakukan perhitungan dulu terhadap *contractor equity share*, *domestic market obligation*, *domestic market obligation fee*, dan *government tax*. Untuk menghitung *contractor equity share*, maka rumus (3.12) digunakan sebagai berikut :

$$\begin{aligned} \text{Contractor equity share} &= \text{US\$ } 5,213 \text{ Juta} \times 26,7857\% \\ &= \text{US\$ } 1,396 \text{ Juta} \end{aligned}$$

Jadi proyeksi *contractor equity share* dengan skenario ini adalah senilai US\$ 1,396 Juta.

Selanjutnya, dicari nilai *domestic market obligation*. *Domestic market obligation* dikenakan pada masa 60 bulan pertama produksi. Karena diproyeksikan pada tahun 2008 adalah tahun awal produksi, maka klausul *domestic market obligation* berlaku. Walaupun demikian, bisa saja *domestic market obligation* ini memiliki nilai nol. Masih ada kondisi-kondisi lain yang menentukan besarnya nilai *domestic market obligation* ini. Tahap pertama yang dilakukan adalah melihat perbandingan antara *recoverable cost* dengan *gross proceeds* dikurangi *first tranching petroleum* dikurangi *investment credit*. Perbandingannya adalah :

$$\begin{aligned}
 \text{US\$ 32,023 Juta} &> \text{US\$ 26,000 Juta} \\
 \text{Recoverable cost} &> (\text{Gross proceeds} - \text{First tranch ed petroleum} \\
 &\quad - \text{Investment credit})
 \end{aligned}$$

Karena *recoverable cost* lebih besar daripada nilai *gross proceeds* dikurang *first tranch ed petroleum* dikurang *investment credit*, maka perhitungan *domestic market obligation* menggunakan rumus (3.13) sebagai berikut :

$$\text{Domestic market obligation} = \text{US\$ 0}$$

Dengan hasil itu, maka tidak perlu ada perbandingan lagi dengan nilai *contractor equity share*. Dengan demikian, nilai proyeksi *domestic market obligation* untuk skenario ini adalah US\$ 0.

Selanjutnya, dicari nilai *domestic market obligation fee*. Untuk mencari nilainya, maka rumus (3.16) digunakan sebagai berikut :

$$\begin{aligned}
 \text{Domestic market obligation fee} &= \text{US\$ 0} \times 15\% \\
 &= \text{US\$ 0}
 \end{aligned}$$

Jadi proyeksi nilai *domestic obligation fee* untuk skenario ini adalah sebesar US\$ 0.

Berikutnya yang dihitung adalah nilai *government tax*. Seperti telah dijelaskan sebelumnya, sifat pajak untuk perusahaan Migas di Indonesia berbeda dengan perusahaan lain pada umumnya. Untuk menghitungnya maka digunakan rumus (3.17) sebagai berikut :

$$\begin{aligned}
 \text{Government tax} &= 44\% \times (\text{US\$ 1,396 Juta} - \text{US\$ 0} + \text{US\$ 0 Ribu} + \text{US\$ 67} \\
 &\quad \text{Ribu}) \\
 &= \text{US\$ 644 Ribu}
 \end{aligned}$$



Jadi proyeksi nilai *government tax* pada skenario ini adalah sebesar US\$ 644 Ribu.

**Tabel 4.3 Proyeksi Arus Kas Skenario Normal dengan Modal sendiri (UCF)**

DESCRIPTION	Proyeksi 2008
<b>A. OIL PRODUCTION</b>	
1. Price per BBL (US\$)	60
2. Shareable Oil (Thousand BBLs)	434
<i>Gross Proceeds (Thousand US\$)</i>	26.067
<b>B. RECOVERABLE COST</b>	
1. Unrecovered Cost Prior Period (Thousand US\$)	17.109
2. Current Year Non Capital Cost (Thousand US\$)	14.606
3. Rev. Sharing Recovery (Thousand US\$)	0
4. Current Year Depreciation (Thousand US\$)	308
<i>Total Recoverable Cost (Thousand US\$)</i>	32.023
<b>C. EQUITY TO BE SPLIT</b>	
1. Cost Recovery (Thousand US\$)	20.853
<i>Equity To Be Split (Thousand US\$)</i>	5.213
<b>D. PERTAMINA ENTITLEMENT</b>	
1. PERTAMINA Equity Share (Thousand US\$)	3.817
2. Add : Domestic Market Obligation (Thousand US\$)	0
3. (Less) : Domestic Market Obligation Fee (Thousand US\$)	0
<i>Total PERTAMINA Entitlement (Thousand US\$)</i>	3.817
<b>E. CONTRACTOR ENTITLEMENT</b>	
1. Contractor Equity Share (Thousand US\$)	1.396
2. (Less) : Domestic Market Obligation (Thousand US\$)	0
3. Add : Domestic Market Obligation Fee (Thousand US\$)	0
4. Add : Investment Credit Claim (Thousand US\$)	67
5. (Less) : Government Tax (Thousand US\$)	(644)
6. Add : Cost Recovery (Thousand US\$)	20.853
<i>Total Contractor Entitlement (Thousand US\$)</i>	21.673
<b>F. CASH - IN (OUT) FLOW</b>	
1. Add : Contractor Entitlement - After Tax (Thousand US\$)	21.673
2. Add : Initial Musyarakah (Thousand US\$)	0
3. (Less) : Musyarakah Settlement (Thousand US\$)	0
4. (Less) : Capital Cost (Thousand US\$)	(1,232)
5. (Less) : Current Year Non Capital Cost (Thousand US\$)	(14,606)
6. (Less) : Total Rev. Sharing Expense (Thousand US\$)	0
<i>Total Cash - In (Out) Flow (Thousand US\$)</i>	5.835

(Sumber : Data PT EksindoTelaga Said Darat diolah)

Setelah nilai *contractor equity share*, *domestic market obligation*, *domestic market obligation fee*, dan *government tax* didapat, maka *contractor*

*entitlement* dapat dihitung. Untuk menghitungnya maka digunakan rumus (3.11) sebagai berikut :

$$\begin{aligned} \text{Contractor entitlement} &= \text{US\$ 1,396 Juta} - \text{US\$ 0} + \text{US\$ 0} + \text{US\$ 67 Ribu} - \\ &\quad \text{US\$ 644 Ribu} + \text{US\$ 20,853 Juta} \\ &= \text{US\$ 21,673 Juta} \end{aligned}$$

Jadi proyeksi pendapatan atau *contractor entitlement* pada skenario ini adalah sebesar US\$ 21,673 Juta.

- f. Menghitung arus kas (UCF). Tahapan perhitungan sebelumnya menghasilkan proyeksi nilai arus kas masuk. Pada bagian ini, akan dihitung arus kas bersih atau arus kas masuk dikurangi arus kas keluar. Oleh karena itu, UCF dihitung dengan rumus (3.19) sebagai berikut :

$$\begin{aligned} \text{UCF} &= \text{US\$ 21,673 Juta} - \text{US\$ 1,232 Juta} - \text{US\$ 14,606 Juta} \\ &= \text{US\$ 5,835 Juta} \end{aligned}$$

Jadi proyeksi UCF pada skenario ini adalah sejumlah US\$ 5,835 Juta. Ringkasan perhitungan UCF ini dapat dilihat di Tabel 4.3.

#### **4.2.1.2 Perhitungan Arus Kas dengan Skenario Normal pada Struktur Modal dengan Pembiayaan Musyarakah**

Arus kas pada struktur modal dengan pembiayaan musyarakah dalam penelitian ini disebut dengan LCF. LCF yang dihitung pada bagian ini adalah dengan skenario normal. Rincian dari perhitungan tersebut adalah sebagai berikut :

- a. Menghitung pendapatan kotor yang berasal dari nilai keseluruhan produksi minyak (*gross proceeds*). Rumus yang dipakai untuk menghitungnya adalah rumus (3.1). Perhitungannya adalah sebagai berikut :

$$\begin{aligned} \text{Gross proceeds} &= \text{US\$ } 60 \times 434 \text{ Ribu} \\ &= \text{US\$ } 26,067 \text{ Juta} \end{aligned}$$

Jadi proyeksi pendapatan kotor yang berasal dari nilai keseluruhan produksi minyak pada skenario ini bernilai US\$ 26,067 Juta. Hasil ini masih merupakan nilai gabungan antara kepemilikan PERTAMINA dan kepemilikan PT ETSD.

- b. Menghitung *revenue sharing recovery (interest recovery)*. Tidak semua biaya bunga atau dalam penelitian ini adalah bagi hasil, dapat dimintakan gantinya. Hanya biaya yang berkaitan dengan *capital cost* dan tercantum dalam POD yang bisa dimintakan gantinya. Dalam penelitian ini, diasumsikan bahwa biaya bagi hasil sudah tercantum dalam POD. Nilai *contractor entitlement* dengan modal sendiri sudah didapat dari perhitungan sebelumnya, yaitu sebesar US\$ 21,673 Juta. Nisbah bagi hasil antara Bank dan PT ETSD adalah 2,24% : 97,76%. Pembiayaan untuk *capital cost* bernilai US\$ 1,232 Juta dari total pembiayaan yang berjumlah US\$ 11,086 Juta. Dengan adanya data ini, maka perhitungan *revenue sharing recovery* dapat dihitung menggunakan rumus (3.2) sebagai berikut :

$$\begin{aligned} \text{Revenue sharing recovery} &= \text{US\$ } 21,673 \text{ Juta} \times 2,24\% \times (\text{US\$ } 1,232 \\ &\text{Juta} / \text{US\$ } 11,086 \text{ Juta}) \\ &= \text{US\$ } 54 \text{ Ribu} \end{aligned}$$

Jadi proyeksi *revenue sharing recovery* pada skenario ini adalah sebesar US\$ 54 Ribu.

- c. Menghitung *recoverable cost*. Untuk LCF perhitungannya menggunakan rumus (3.3). Dengan *unrecovered cost prior period* sebesar US\$ 17,109 Juta dan *current year depreciation* sebesar US\$ 308 Ribu maka perhitungannya menjadi sebagai berikut :

$$\begin{aligned} \text{Recoverable cost} &= \text{US\$ } 17,109 \text{ Juta} + \text{US\$ } 14,606 \text{ Juta} + \text{US\$ } 54 \text{ Ribu} + \\ &\text{US\$ } 308 \text{ Ribu} \end{aligned}$$

= US\$ 32,077 Juta

Jadi proyeksi *recoverable cost* pada skenario ini berjumlah US\$ 32,077 Juta. *Recoverable cost* ini bisa menjadi *cost recovery* seluruhnya, hanya sebagian ataupun sama sekali tidak bisa menjadi *cost recovery*. Hal ini tergantung tahap berikut ini.

- d. Menghitung *cost recovery*. *Cost recovery* didapat dari nilai *recoverable cost*. Tapi belum tentu nilai keduanya sama. Pada kontrak TAC PT ETSD, ada klausul mengenai *maximum cost recovery*. Untuk 3 tahun pertama produksi, nilainya adalah sebesar 80% dari *gross proceeds*, sedangkan tahun-tahun selanjutnya nilainya adalah sebesar 65% dari *gross proceeds*. Oleh karena tahun 2008 diproyeksikan sebagai tahun pertama produksi, maka perhitungan *maximum cost recovery* menggunakan rumus (3.8) adalah sebagai berikut :

$$\begin{aligned} \text{Maximum cost recovery} &= 0,8 \times \text{US\$ } 26,067 \text{ Juta} \\ &= \text{US\$ } 20,853 \text{ Juta} \end{aligned}$$

Jadi proyeksi *maximum cost recovery* untuk skenario ini adalah US\$ 20,853 Juta. Nilai ini kemudian dibandingkan dengan nilai *recoverable cost*. Perbandingannya adalah :

$$\begin{aligned} \text{US\$ } 20,853 \text{ Juta} &< \text{US\$ } 32,023 \text{ Juta} \\ \text{maximum cost recovery} &< \text{recoverable cost.} \end{aligned}$$

Karena *recoverable cost* lebih besar daripada *maximum cost recovery* maka perhitungan *cost recovery* menggunakan rumus (3.7) sebagai berikut :

$$\text{Cost recovery} = \text{US\$ } 20,853 \text{ Juta}$$

Jadi proyeksi *cost recovery* pada skenario ini adalah senilai US\$ 20,853 Juta.

- e. Menghitung *equity to be split*. Penghasilan kotor dari minyak yang diproduksi/siap dibagi (*gross proceeds*) sebagian telah dialokasikan sebagai

*cost recovery*. Sisa *gross proceeds* itu harus dibagikan kepada PERTAMINA dan juga PT ETSD sebagai *equity to be split*. Untuk itu maka rumus (3.10) dipakai sebagai berikut :

$$\begin{aligned} \text{Equity to be split} &= \text{US\$ } 26,067 \text{ Juta} - \text{US\$ } 20,853 \text{ Juta} \\ &= \text{US\$ } 5,213 \text{ Juta} \end{aligned}$$

Jadi proyeksi *equity to be split* pada skenario ini adalah senilai US\$ 5,213 Juta. Nilai ini masih berupa gabungan antara kepemilikan PERTAMINA dan PT ETSD. Oleh karena itu, nilai ini masih perlu dibagi lagi.

- f. Menghitung *contractor entitlement*. *Contractor entitlement* adalah pendapatan dari perusahaan Migas di Indonesia. Untuk menghitungnya harus dilakukan perhitungan dulu terhadap *contractor equity share*, *domestic market obligation*, *domestic market obligation fee*, dan *government tax*. Untuk menghitung *contractor equity share*, maka rumus (3.12) digunakan sebagai berikut :

$$\begin{aligned} \text{Contractor equity share} &= \text{US\$ } 5,213 \text{ Juta} \times 26,7857\% \\ &= \text{US\$ } 1,396 \text{ Juta} \end{aligned}$$

Jadi proyeksi *contractor equity share* dengan skenario ini adalah senilai US\$ 1,396 Juta.

Selanjutnya, dicari nilai *domestic market obligation*. *Domestic market obligation* dikenakan pada masa 60 bulan pertama produksi. Karena diproyeksikan pada tahun 2008 adalah tahun awal produksi, maka klausul *domestic market obligation* berlaku. Walaupun demikian, bisa saja *domestic market obligation* ini memiliki nilai nol. Masih ada kondisi-kondisi lain yang menentukan besarnya nilai *domestic market obligation* ini. Tahap pertama yang dilakukan adalah melihat perbandingan antara *recoverable cost* dengan *gross proceeds* dikurangi *first trached petroleum* dikurangi *investment credit*. Perbandingannya adalah :

$$\begin{aligned}
 \text{US\$ 32,023 Juta} &> \text{US\$ 26,000 Juta} \\
 \text{Recoverable cost} &> (\text{Gross proceeds} - \text{First tranch ed petroleum} \\
 &\quad - \text{Investment credit})
 \end{aligned}$$

Karena *recoverable cost* lebih besar daripada nilai *gross proceeds* dikurang *first tranch ed petroleum* dikurang *investment credit*, maka perhitungan *domestic market obligation* menggunakan rumus (3.13) sebagai berikut :

$$\text{Domestic market obligation} = \text{US\$ 0}$$

Dengan hasil itu, maka tidak perlu ada perbandingan lagi dengan nilai *contractor equity share*. Dengan demikian, nilai proyeksi *domestic market obligation* untuk skenario ini adalah US\$ 0.

Selanjutnya, dicari nilai *domestic market obligation fee*. Untuk mencari nilainya, maka rumus (3.16) digunakan sebagai berikut :

$$\begin{aligned}
 \text{Domestic market obligation fee} &= \text{US\$ 0} \times 15\% \\
 &= \text{US\$ 0}
 \end{aligned}$$

Jadi proyeksi nilai *domestic obligation fee* untuk skenario ini adalah sebesar US\$ 0.

Berikutnya yang dihitung adalah nilai *government tax*. Seperti telah dijelaskan sebelumnya, sifat pajak untuk perusahaan Migas di Indonesia berbeda dengan perusahaan lain pada umumnya. Untuk menghitungnya maka digunakan rumus (3.17) sebagai berikut :

$$\begin{aligned}
 \text{Government tax} &= 44\% \times (\text{US\$ 1,396 Juta} - \text{US\$ 0} + \text{US\$ 0} + \text{US\$ 67} \\
 &\quad \text{Ribu}) \\
 &= \text{US\$ 644 Ribu}
 \end{aligned}$$

Jadi proyeksi nilai *government tax* pada skenario ini adalah sebesar US\$ 644 Ribu.

**Tabel 4.4 Proyeksi Arus Kas Skenario Normal dengan Pembiayaan Musyarakah (LCF)**

DESCRIPTION	Proyeksi 2007	Proyeksi 2008	TOTAL
<b>A. OIL PRODUCTION</b>			
1. Price per BBL (US\$)		60	60
2. Shareable Oil (Thousand BBLs)		434	434
		26.067	26.067
<b>B. RECOVERABLE COST</b>			
1. Unrecovered Cost Prior Period (Thousand US\$)		17.109	17.109
2. Current Year Non Capital Cost (Thousand US\$)		14.606	14.606
3. Rev. Sharing Recovery (Thousand US\$)		54	54
4. Current Year Depreciation (Thousand US\$)		308	308
		32.077	32.077
<b>C. EQUITY TO BE SPLIT</b>			
1. Cost Recovery (Thousand US\$)		20.853	20.853
		5.213	5.213
<b>D. PERTAMINA ENTITLEMENT</b>			
1. PERTAMINA Equity Share (Thousand US\$)		3.817	3.817
2. Add : Domestic Market Obligation (Thousand US\$)		0	0
3. (Less) : Domestic Market Obligation Fee (Thousand US\$)		0	0
		3.817	3.817
<b>E. CONTRACTOR ENTITLEMENT</b>			
1. Contractor Equity Share (Thousand US\$)		1.396	1.396
2. (Less) : Domestic Market Obligation (Thousand US\$)		0	0
3. Add : Domestic Market Obligation Fee (Thousand US\$)		0	0
4. Add : Investment Credit Claim (Thousand US\$)		67	67
5. (Less) : Government Tax (Thousand US\$)		(644)	(644)
6. Add : Cost Recovery (Thousand US\$)		20.853	20.853
		21.673	21.673
<b>F. CASH - IN (OUT) FLOW</b>			
1. Add : Contractor Entitlement - After Tax (Thousand US\$)		21.673	21.673
2. Add : Initial Musyarakah (Thousand US\$)	11.086		11.086
3. (Less) : Musyarakah Settlement (Thousand US\$)		(11.086)	(11.086)
4. (Less) : Capital Cost (Thousand US\$)		(1.232)	(1.232)
5. (Less) : Current Year Non Capital Cost (Thousand US\$)		(14.606)	(14.606)
6. (Less) : Total Rev. Sharing Expense (Thousand US\$)		(485)	(485)
	11.086	(5.737)	5.349

(Sumber : Data PT EksindoTelaga Said Darat diolah)

Setelah nilai *contractor equity share*, *domestic market obligation*, *domestic market obligation fee*, dan *government tax* didapat, maka *contractor*

*entitlement* dapat dihitung. Untuk menghitungnya maka digunakan rumus (3.11) sebagai berikut :

$$\begin{aligned} \text{Contractor entitlement} &= \text{US\$ } 1,396 \text{ Juta} - \text{US\$ } 0 + \text{US\$ } 0 + \text{US\$ } 67 \text{ Ribu} - \\ &\quad \text{US\$ } 644 \text{ Ribu} + \text{US\$ } 20,853 \text{ Juta} \\ &= \text{US\$ } 21,673 \text{ Juta} \end{aligned}$$

Jadi proyeksi pendapatan atau *contractor entitlement* pada skenario ini adalah sebesar US\$ 21,673 Juta.

- g. Menghitung arus kas (LCF). Tahapan perhitungan sebelumnya menghasilkan proyeksi nilai arus kas masuk. Pada bagian ini, akan dihitung arus kas bersih atau arus kas masuk dikurangi arus kas keluar. Oleh karena itu, LCF dihitung dengan rumus (3.18) sebagai berikut :

Tahun ke-0 (*initial year*) :

$$\text{LCF}_0 = \text{US\$ } 11,086 \text{ Juta}$$

Tahun ke-1 :

$$\begin{aligned} \text{LCF}_1 &= \text{US\$ } 21,673 \text{ Juta} - \text{US\$ } 11,086 \text{ Juta} - \text{US\$ } 1,232 \text{ Juta} - \text{US\$ } \\ &\quad 14,606 \text{ Juta} - (2,24\% \times \text{US\$ } 21,673 \text{ Juta}) \\ &= - \text{US\$ } 5,737 \text{ Juta} \end{aligned}$$

Total LCF :

$$\begin{aligned} \text{LCF} &= \text{US\$ } 11,086 \text{ Juta} - \text{US\$ } 5,737 \text{ Juta} \\ &= \text{US\$ } 5,349 \text{ Juta} \end{aligned}$$

Jadi proyeksi LCF pada skenario ini adalah sejumlah US\$ 5,349 Juta. Ringkasan perhitungan LCF ini dapat dilihat di Tabel 4.4.



Setelah UCF dan LCF dihitung, maka keduanya dapat diperbandingkan. Hal yang perlu diperhatikan dalam perbandingan ini terutama adalah *contractor entitlement*, *government tax*, dan arus kas. Perbandingan tersebut dapat dilihat pada Tabel 4.5.

**Tabel 4.5 Perbandingan Proyeksi UCF& LCF dengan Skenario Normal**

DESCRIPTION	UCF	LCF	SELISIH
<b>A. OIL PRODUCTION</b>			
1. Price per BBL (US\$)	60	60	0
2. Shareable Oil (Thousand BBLs)	434	434	0
<i>Gross Proceeds (Thousand US\$)</i>	<i>26.067</i>	<i>26.067</i>	<i>0</i>
<b>B. RECOVERABLE COST</b>			
1. Unrecovered Cost Prior Period (Thousand US\$)	17.109	17.109	0
2. Current Year Non Capital Cost (Thousand US\$)	14.606	14.606	0
3. Rev. Sharing Recovery (Thousand US\$)	0	54	(54)
4. Current Year Depreciation (Thousand US\$)	308	308	0
<i>Total Recoverable Cost (Thousand US\$)</i>	<i>32.023</i>	<i>32.077</i>	<i>(54)</i>
<b>C. EQUITY TO BE SPLIT</b>			
1. Cost Recovery (Thousand US\$)	20.853	20.853	0
<i>Equity To Be Split (Thousand US\$)</i>	<i>5.213</i>	<i>5.213</i>	<i>0</i>
<b>D. PERTAMINA ENTITLEMENT</b>			
1. PERTAMINA Equity Share (Thousand US\$)	3.817	3.817	0
2. Add : Domestic Market Obligation (Thousand US\$)	0	0	0
3. (Less) : Domestic Market Obligation Fee (Thousand US\$)	0	0	0
<i>Total PERTAMINA Entitlement (Thousand US\$)</i>	<i>3.817</i>	<i>3.817</i>	<i>0</i>
<b>E. CONTRACTOR ENTITLEMENT</b>			
1. Contractor Equity Share (Thousand US\$)	1.396	1.396	0
2. (Less) : Domestic Market Obligation (Thousand US\$)	0	0	0
3. Add : Domestic Market Obligation Fee (Thousand US\$)	0	0	0
4. Add : Investment Credit Claim (Thousand US\$)	67	67	0
5. (Less) : Government Tax (Thousand US\$)	(644)	(644)	0
6. Add : Cost Recovery (Thousand US\$)	20.853	20.853	0
<i>Total Contractor Entitlement (Thousand US\$)</i>	<i>21.673</i>	<i>21.673</i>	<i>0</i>
<b>F. CASH - IN (OUT) FLOW</b>			
1. Add : Contractor Entitlement - After Tax (Thousand US\$)	21.673	21.673	0
2. Add : Initial Musyarakah (Thousand US\$)	0	11.086	(11.086)
3. (Less) : Musyarakah Settlement (Thousand US\$)	0	(11.086)	11.086
4. (Less) : Capital Cost (Thousand US\$)	(1.232)	(1.232)	0
5. (Less) : Current Year Non Capital Cost (Thousand US\$)	(14.606)	(14.606)	0
6. (Less) : Total Rev. Sharing Expense (Thousand US\$)	0	(485)	485
<i>Total Cash - In (Out) Flow (Thousand US\$)</i>	<i>5.835</i>	<i>5.349</i>	<i>485</i>

(Sumber : Data PT EksindoTelaga Said Darat diolah)

#### 4.2.2 Perhitungan Arus Kas dengan Skenario Optimis

Perhitungan berikutnya dilakukan pada arus kas dengan menggunakan skenario optimis. Perhitungan ini dilakukan dengan struktur modal dengan semua modal sendiri dan dengan pembiayaan musyarakah. Variabel-variabel bebas yang ditentukan pertama kali ada lima, yaitu *price per BBL*, *shareable oil*, *current year non capital cost*, *investment credit claim*, dan *capital cost*. Nilai variabel-variabel ini pada skenario optimis sesuai dengan Tabel 4.6. Variabel-variabel bebas ini akan digunakan dalam perhitungan arus kas UCF maupun LCF.

**Tabel 4.6 Variabel-variabel Skenario Optimis**

VARIABEL	JUMLAH
<i>Price per BBL (US\$)</i>	70
<i>Shareable Oil (Thousand BBLs)</i>	478
<i>Current Year Non Capital Cost (Thousand US\$)</i>	14.606
<i>Investment Credit Claim (Thousand US\$)</i>	67
<i>Capital Cost (Thousand US\$)</i>	1.232

(Sumber : Data PT EksindoTelaga Said Darat diolah)

Pada penetapan variabel bebas di atas ada beberapa asumsi yang mendasarinya. Pada akhir tahun 2007, harga minyak dunia mencapai kisaran US\$ 90 – 100 per Barrel. PT ETSD merupakan perusahaan yang membentuk TAC dengan PERTAMINA. Dalam salah satu klausul kontrak, PT ETSD wajib menjual minyaknya kepada PERTAMINA atau kepada pihak lain atas persetujuan PERTAMINA. Termasuk yang ditentukan adalah harga minyak. Untuk tahun 2008, PERTAMINA meminta mitra TAC termasuk PT ETSD menggunakan harga US\$ 60 per Barrel dalam anggarannya. Walaupun demikian, harga minyak masih ada kemungkinan naik lagi di tahun 2008. Jika ada kenaikan harga minyak lagi diperkirakan harga yang ditetapkan oleh PERTAMINA adalah US\$ 70 per Barrel. Oleh karena itu, harga yang ditetapkan dalam skenario optimis adalah sebesar US\$ 70 per Barrel.

Asumsi berikutnya adalah mengenai *shareable oil* atau dalam hal ini adalah minyak yang diproduksi. Pada tahun 2008, ETSD akan membor satu

sumur dalam yang bernama EDB-1 dan 2 sumur dangkal. Selain itu PT ETSD sebelumnya sudah membor tujuh sumur dangkal dan akan mereaktivasi beberapa sumur tua peninggalan Belanda. Dari semuanya itu, yang diandalkan adalah pemboran tiga sumur baru di tahun 2008, sebab tujuh sumur yang telah dibor sebelumnya beserta reaktivasi sumur tua tidak memberikan hasil yang memuaskan. Hasil produksi gabungan sumur lama dan sumur baru yang akan dibor pada tahun 2008 dengan skenario normal sekitar 434 Ribu Barrel atau sekitar 1.189 BOPD. Namun jika melihat kapasitas fasilitas produksi yang ada ditambah dengan efisiensi dan efektifitas dalam melakukan proses produksi, diperkirakan produksi dapat meningkat 10% atau menjadi 478 Ribu Barrel atau 1.310 BOPD di skenario optimis ini.

Asumsi terakhir adalah mengenai biaya kapital, biaya non kapital dan *investment credit*. *Investment credit* berhubungan langsung dengan biaya kapital sehingga asumsinya mengikuti biaya kapital. Harga minyak yang sangat tinggi menyebabkan permintaan terhadap bahan baku dan peralatan perminyakan meningkat. Tidak jarang bahan baku atau peralatan tersebut menjadi sulit didapat. Sebagai contoh, permintaan untuk menyewa rig sangat besar, sedangkan jumlah rig yang tersedia terbatas. Perusahaan-perusahaan Migas bisa mengantri berbulan-bulan untuk mendapatkannya. Hal ini menyebabkan harga sewa rig melonjak. Tidak hanya rig, bahan baku dan peralatan lainpun ikut meningkat harganya. Kenaikan harga minyak yang lebih tinggi seperti diasumsikan di skenario optimis ini mungkin akan menambah permintaan akan bahan baku dan peralatan. Hal ini mungkin pula diikuti oleh bertambahnya *supply* bahan baku dan peralatan Migas. Atau ada juga kemungkinan permintaan tidak terlalu banyak berubah karena harga minyak pada skenario normal saja sudah sangat tinggi dan demikian pula permintaan akan bahan baku dan peralatan. Dengan demikian diasumsikan bahwa biaya pada skenario optimis ini tidak berubah dari biaya pada skenario normal.

#### 4.2.2.1 Perhitungan Arus Kas dengan Skenario Optimis pada Struktur Modal Semua Modal Sendiri

Arus kas pada struktur modal dengan semua modal sendiri biasa disebut dengan UCF. UCF yang dihitung pada bagian ini adalah dengan skenario optimis. Rincian dari perhitungan tersebut adalah sebagai berikut :

- a. Menghitung pendapatan kotor yang berasal dari nilai keseluruhan produksi minyak (*gross proceeds*). Rumus yang dipakai untuk menghitungnya adalah rumus (3.1). Perhitungannya adalah sebagai berikut :

$$\begin{aligned} \text{Gross proceeds} &= \text{US\$ } 70 \times 478 \text{ ribu} \\ &= \text{US\$ } 33,452 \text{ Juta} \end{aligned}$$

Jadi proyeksi pendapatan kotor yang berasal dari nilai keseluruhan produksi minyak pada skenario ini bernilai US\$ 33,452 Juta. Hasil ini masih merupakan nilai gabungan antara kepemilikan PERTAMINA dan kepemilikan PT ETSD.

- b. Menghitung *recoverable cost*. Untuk UCF perhitungannya menggunakan rumus (3.4). Dengan *unrecovered cost prior period* sebesar US\$ 17.109 Ribu dan *current year depreciation* sebesar US\$ 308 Ribu maka perhitungannya menjadi sebagai berikut :

$$\begin{aligned} \text{Recoverable cost} &= \text{US\$ } 17,109 \text{ Juta} + \text{US\$ } 14,606 \text{ Juta} + \text{US\$ } 308 \text{ Ribu} \\ &= \text{US\$ } 32,023 \text{ Juta} \end{aligned}$$

Jadi proyeksi *recoverable cost* pada skenario ini berjumlah US\$ 32,023 Juta. *Recoverable cost* ini bisa menjadi *cost recovery* seluruhnya, hanya sebagian ataupun sama sekali tidak bisa menjadi *cost recovery*. Hal ini tergantung tahap berikut ini.

- c. Menghitung *cost recovery*. *Cost recovery* didapat dari nilai *recoverable cost*. Tapi belum tentu nilai keduanya sama. Pada kontrak TAC PT ETSD, ada klausul mengenai *maximum cost recovery*. Untuk 3 tahun pertama produksi,

nilainya adalah sebesar 80% dari *gross proceeds*, sedangkan tahun-tahun selanjutnya nilainya adalah sebesar 65% dari *gross proceeds*. Oleh karena tahun 2008 diproyeksikan sebagai tahun pertama produksi, maka perhitungan *maximum cost recovery* menggunakan rumus (3.8) adalah sebagai berikut :

$$\begin{aligned} \text{Maximum cost recovery} &= 0,8 \times \text{US\$ } 33,452 \text{ Juta} \\ &= \text{US\$ } 26,762 \text{ Juta} \end{aligned}$$

Jadi proyeksi *maximum cost recovery* untuk skenario ini adalah US\$ 26,762 Juta. Nilai ini kemudian dibandingkan dengan nilai *recoverable cost*. Perbandingannya adalah :

$$\begin{aligned} \text{US\$ } 26,762 &< \text{US\$ } 32,023 \text{ Juta} \\ \text{maximum cost recovery} &< \text{recoverable cost.} \end{aligned}$$

Karena *recoverable cost* lebih besar daripada *maximum cost recovery* maka perhitungan *cost recovery* menggunakan rumus (3.7) sebagai berikut :

$$\text{Cost recovery} = \text{US\$ } 26,762 \text{ Juta}$$

Jadi proyeksi *cost recovery* pada skenario ini adalah senilai US\$ 26,762 Juta.

- d. Menghitung *equity to be split*. Penghasilan kotor dari minyak yang diproduksi/siap dibagi (*gross proceeds*) sebagian telah dialokasikan sebagai *cost recovery*. Sisa *gross proceeds* itu harus dibagikan kepada PERTAMINA dan juga PT ETSD sebagai *equity to be split*. Untuk itu maka rumus (3.10) dipakai sebagai berikut :

$$\begin{aligned} \text{Equity to be split} &= \text{US\$ } 33,452 \text{ Juta} - \text{US\$ } 26,762 \text{ Juta} \\ &= \text{US\$ } 6,690 \text{ Juta} \end{aligned}$$

Jadi proyeksi *equity to be split* pada skenario ini adalah senilai US\$ 6,690 Juta. Nilai ini masih berupa gabungan antara kepemilikan PERTAMINA dan PT ETSD. Oleh karena itu, nilai ini masih perlu dibagi lagi.

- e. Menghitung *contractor entitlement*. *Contractor entitlement* adalah pendapatan dari perusahaan Migas di Indonesia. Untuk menghitungnya harus dilakukan perhitungan dulu terhadap *contractor equity share*, *domestic market obligation*, *domestic market obligation fee*, dan *government tax*. Untuk menghitung *contractor equity share*, maka rumus (3.12) digunakan sebagai berikut :

$$\begin{aligned} \text{Contractor equity share} &= \text{US\$ 6,690 Juta} \times 26,7857\% \\ &= \text{US\$ 1,792 Juta} \end{aligned}$$

Jadi proyeksi *contractor equity share* dengan skenario ini adalah senilai US\$ 1,792 Juta.

Selanjutnya, dicari nilai *domestic market obligation*. *Domestic market obligation* dikenakan pada masa 60 bulan pertama produksi. Karena diproyeksikan pada tahun 2008 adalah tahun awal produksi, maka klausul *domestic market obligation* berlaku. Walaupun demikian, bisa saja *domestic market obligation* ini memiliki nilai nol. Masih ada kondisi-kondisi lain yang menentukan besarnya nilai *domestic market obligation* ini. Tahap pertama yang dilakukan adalah melihat perbandingan antara *recoverable cost* dengan *gross proceeds* dikurangi *first tranching petroleum* dikurangi *investment credit*. Perbandingannya adalah :

$$\begin{aligned} \text{US\$ 32,023 Juta} &< \text{US\$ 33,385 Juta} \\ \text{Recoverable cost} &< (\text{Gross proceeds} - \text{First tranching petroleum} \\ &\quad - \text{Investment credit}) \end{aligned}$$

Karena *recoverable cost* lebih kecil daripada nilai *gross proceeds* dikurang *first tranchd petroleum* dikurang *investment credit*, maka perhitungan *domestic market obligation* menggunakan rumus (3.14) sebagai berikut :

$$\begin{aligned} \text{Domestic market obligation} &= 25\% \times 26,7857\% \times 478 \text{ Ribu} \times \text{US\$ } 70 \\ &= \text{US\$ } 2,241 \text{ Juta} \end{aligned}$$

Namun hasil di atas belum bisa langsung digunakan. Harus dibandingkan dulu dengan nilai *contractor equity share*.

$$\begin{aligned} \text{US\$ } 2,241 \text{ Juta} &> \text{US\$ } 1,792 \text{ Juta} \\ \text{Domestic market obligation} &> \text{Contractor equity share} \end{aligned}$$

Karena *domestic market obligation* lebih besar dari *contractor equity share*, maka nilai proyeksi *domestic market obligation* pada skenario ini dengan menggunakan rumus (3.15) adalah sebesar US\$ 1,792 Juta.

Selanjutnya, dicari nilai *domestic market obligation fee*. Untuk mencari nilainya, maka rumus (3.16) digunakan sebagai berikut :

$$\begin{aligned} \text{Domestic market obligation fee} &= \text{US\$ } 1,792 \text{ Juta} \times 15\% \\ &= \text{US\$ } 269 \text{ Ribu} \end{aligned}$$

Jadi proyeksi nilai *domestic obligation fee* untuk skenario ini adalah sebesar US\$ 269 Ribu.

Berikutnya yang dihitung adalah nilai *government tax*. Seperti telah dijelaskan sebelumnya, sifat pajak untuk perusahaan Migas di Indonesia berbeda dengan perusahaan lain pada umumnya. Untuk menghitungnya maka digunakan rumus (3.17) sebagai berikut :

$$\begin{aligned}
 \text{Government tax} &= 44\% \times (\text{US\$ 1,792 Juta} - \text{US\$ 1,792 Juta} + \text{US\$ 269} \\
 &\quad \text{Ribu} + \text{US\$ 67 Ribu}) \\
 &= \text{US\$ 148 Ribu}
 \end{aligned}$$

Jadi proyeksi nilai *government tax* pada skenario ini adalah sebesar US\$ 148 Ribu.

Setelah nilai *contractor equity share*, *domestic market obligation*, *domestic market obligation fee*, dan *government tax* didapat, maka *contractor entitlement* dapat dihitung. Untuk menghitungnya maka digunakan rumus (3.11) sebagai berikut :

$$\begin{aligned}
 \text{Contractor entitlement} &= \text{US\$ 1,792 Juta} - \text{US\$ 1,792 Juta} + \text{US\$ 269 Ribu} \\
 &\quad + \text{US\$ 67 Ribu} - \text{US\$ 148 Ribu} + \text{US\$ 26,762 Juta} \\
 &= \text{US\$ 26,950 Juta}
 \end{aligned}$$

Jadi proyeksi pendapatan atau *contractor entitlement* pada skenario ini adalah sebesar US\$ 26,950 Juta.

- f. Menghitung arus kas (UCF). Tahapan perhitungan sebelumnya menghasilkan proyeksi nilai arus kas masuk. Pada bagian ini, akan dihitung arus kas bersih atau arus kas masuk dikurangi arus kas keluar. Oleh karena itu, UCF dihitung dengan rumus (3.19) sebagai berikut :

$$\begin{aligned}
 \text{UCF} &= \text{US\$ 26,950 Juta} - \text{US\$ 1,232 Juta} - \text{US\$ 14,606 Juta} \\
 &= \text{US\$ 11,112 Juta}
 \end{aligned}$$

Jadi proyeksi UCF pada skenario ini adalah sejumlah US\$ 11,112 Juta. Ringkasan perhitungan UCF ini dapat dilihat di Tabel 4.7.



**Tabel 4.7 Proyeksi Arus Kas Skenario Optimis  
dengan Modal Sendiri (UCF)**

DESCRIPTION	Proyeksi 2008
<b>A. OIL PRODUCTION</b>	
1. Price per BBL (US\$)	70
2. Shareable Oil (Thousand BBLs)	478
<i>Gross Proceeds (Thousand US\$)</i>	33,452
<b>B. RECOVERABLE COST</b>	
1. Unrecovered Cost Prior Period (Thousand US\$)	17.109
2. Current Year Non Capital Cost (Thousand US\$)	14.606
3. Rev. Sharing Recovery (Thousand US\$)	0
4. Current Year Depreciation (Thousand US\$)	308
<i>Total Recoverable Cost (Thousand US\$)</i>	32.023
<b>C. EQUITY TO BE SPLIT</b>	
1. Cost Recovery (Thousand US\$)	26.762
<i>Equity To Be Split (Thousand US\$)</i>	6.690
<b>D. PERTAMINA ENTITLEMENT</b>	
1. PERTAMINA Equity Share (Thousand US\$)	4.898
2. Add : Domestic Market Obligation (Thousand US\$)	1.792
3. (Less) : Domestic Market Obligation Fee (Thousand US\$)	(269)
<i>Total PERTAMINA Entitlement (Thousand US\$)</i>	6.422
<b>E. CONTRACTOR ENTITLEMENT</b>	
1. Contractor Equity Share (Thousand US\$)	1.792
2. (Less) : Domestic Market Obligation (Thousand US\$)	(1.792)
3. Add : Domestic Market Obligation Fee (Thousand US\$)	269
4. Add : Investment Credit Claim (Thousand US\$)	67
5. (Less) : Government Tax (Thousand US\$)	(148)
6. Add : Cost Recovery (Thousand US\$)	26.762
<i>Total Contractor Entitlement (Thousand US\$)</i>	26.950
<b>F. CASH - IN (OUT) FLOW</b>	
1. Add : Contractor Entitlement - After Tax (Thousand US\$)	26.950
2. Add : Initial Musyarakah (Thousand US\$)	0
3. (Less) : Musyarakah Settlement (Thousand US\$)	0
4. (Less) : Capital Cost (Thousand US\$)	(1,232)
5. (Less) : Current Year Non Capital Cost (Thousand US\$)	(14.606)
6. (Less) : Total Rev. Sharing Expense (Thousand US\$)	0
<i>Total Cash - In (Out) Flow (Thousand US\$)</i>	11.112

(Sumber : Data PT Eksindo Telaga Said Darat diolah)

#### **4.2.2.2 Perhitungan Arus Kas dengan Skenario Optimis pada Struktur Modal dengan Pembiayaan Musyarakah**

Arus kas pada struktur modal dengan pembiayaan musyarakah dalam penelitian ini disebut dengan LCF. LCF yang dihitung pada bagian ini adalah dengan skenario optimis. Rincian dari perhitungan tersebut adalah sebagai berikut :

- a. Menghitung pendapatan kotor yang berasal dari nilai keseluruhan produksi minyak (*gross proceeds*). Rumus yang dipakai untuk menghitungnya adalah rumus (3.1). Perhitungannya adalah sebagai berikut :

$$\begin{aligned} \text{Gross proceeds} &= \text{US\$ } 70 \times 478 \text{ ribu} \\ &= \text{US\$ } 33,452 \text{ Juta} \end{aligned}$$

Jadi proyeksi pendapatan kotor yang berasal dari nilai keseluruhan produksi minyak pada skenario ini bernilai US\$ 33,452 Juta. Hasil ini masih merupakan nilai gabungan antara kepemilikan PERTAMINA dan kepemilikan PT ETSD.

- b. Menghitung *revenue sharing recovery (interest recovery)*. Tidak semua biaya bunga atau dalam penelitian ini adalah bagi hasil, dapat dimintakan gantinya. Hanya biaya yang berkaitan dengan *capital cost* dan tercantum dalam POD yang bisa dimintakan gantinya. Dalam penelitian ini, diasumsikan bahwa biaya bagi hasil sudah tercantum dalam POD. Nilai *contractor entitlement* dengan modal sendiri sudah didapat dari perhitungan sebelumnya, yaitu sebesar US\$ 26,950 Juta. Nisbah bagi hasil antara Bank dan PT ETSD adalah 2,24% : 97,76%. Pembiayaan untuk *capital cost* bernilai US\$ 1,232 Juta dari total pembiayaan yang berjumlah US\$ 11,086 Juta. Dengan adanya data ini, maka perhitungan *revenue sharing recovery* dapat dihitung menggunakan rumus (3.2) sebagai berikut :

$$\begin{aligned} \text{Revenue sharing recovery} &= \text{US\$ } 26,950 \text{ Juta} \times 2,24\% \times (\text{US\$ } 1,232 \\ &\text{Juta} / \text{US\$ } 11,086 \text{ Juta}) \\ &= \text{US\$ } 67 \text{ Ribu} \end{aligned}$$

Jadi proyeksi *revenue sharing recovery* pada skenario ini adalah sebesar US\$ 67 Ribu.

- c. Menghitung *recoverable cost*. Untuk LCF perhitungannya menggunakan rumus (3.3). Dengan *unrecovered cost prior period* sebesar US\$ 17.109 Ribu

dan *current year depreciation* sebesar US\$ 308 Ribu maka perhitungannya menjadi sebagai berikut :

$$\begin{aligned} \text{Recoverable cost} &= \text{US\$ 17,109 Juta} + \text{US\$ 14,606 Juta} + \text{US\$ 67 Ribu} + \\ &\quad \text{US\$ 308 Ribu} \\ &= \text{US\$ 32,090 Juta} \end{aligned}$$

Jadi proyeksi *recoverable cost* pada skenario ini berjumlah US\$ 32,090 Juta. *Recoverable cost* ini bisa menjadi *cost recovery* seluruhnya, hanya sebagian ataupun sama sekali tidak bisa menjadi *cost recovery*. Hal ini tergantung tahap berikut ini.

- d. Menghitung *cost recovery*. *Cost recovery* didapat dari nilai *recoverable cost*. Tapi belum tentu nilai keduanya sama. Pada kontrak TAC PT ETSD, ada klausul mengenai *maximum cost recovery*. Untuk 3 tahun pertama produksi, nilainya adalah sebesar 80% dari *gross proceeds*, sedangkan tahun-tahun selanjutnya nilainya adalah sebesar 65% dari *gross proceeds*. Oleh karena tahun 2008 diproyeksikan sebagai tahun pertama produksi, maka perhitungan *maximum cost recovery* menggunakan rumus (3.8) adalah sebagai berikut :

$$\begin{aligned} \text{Maximum cost recovery} &= 0,8 \times \text{US\$ 33,452 Juta} \\ &= \text{US\$ 26,762 Juta} \end{aligned}$$

Jadi proyeksi *maximum cost recovery* untuk skenario ini adalah US\$ 26,762 Juta. Nilai ini kemudian dibandingkan dengan nilai *recoverable cost*. Perbandingannya adalah :

$$\begin{aligned} \text{US\$ 26,762} &< \text{US\$ 32,090 Juta} \\ \text{maximum cost recovery} &< \text{recoverable cost.} \end{aligned}$$

Karena *recoverable cost* lebih besar daripada *maximum cost recovery* maka perhitungan *cost recovery* menggunakan rumus (3.7) sebagai berikut :

*Cost recovery* = US\$ 26,762 Juta

Jadi proyeksi *cost recovery* pada skenario ini adalah senilai US\$ 26,762 Juta.

- e. Menghitung *equity to be split*. Penghasilan kotor dari minyak yang diproduksi/siap dibagi (*gross proceeds*) sebagian telah dialokasikan sebagai *cost recovery*. Sisa *gross proceeds* itu harus dibagikan kepada PERTAMINA dan juga PT ETSD sebagai *equity to be split*. Untuk itu maka rumus (3.10) dipakai sebagai berikut :

*Equity to be split* = US\$ 33,452 Juta - US\$ 26,762 Juta  
= US\$ 6,690 Juta

Jadi proyeksi *equity to be split* pada skenario ini adalah senilai US\$ 6,690 Juta. Nilai ini masih berupa gabungan antara kepemilikan PERTAMINA dan PT ETSD. Oleh karena itu, nilai ini masih perlu dibagi lagi.

- f. Menghitung *contractor entitlement*. *Contractor entitlement* adalah pendapatan dari perusahaan Migas di Indonesia. Untuk menghitungnya harus dilakukan perhitungan dulu terhadap *contractor equity share*, *domestic market obligation*, *domestic market obligation fee*, dan *government tax*. Untuk menghitung *contractor equity share*, maka rumus (3.12) digunakan sebagai berikut :

*Contractor equity share* = US\$ 6,690 Juta × 26,7857%  
= US\$ 1,792 Juta

Jadi proyeksi *contractor equity share* dengan skenario ini adalah senilai US\$ 1,792 Juta.

Selanjutnya, dicari nilai *domestic market obligation*. *Domestic market obligation* dikenakan pada masa 60 bulan pertama produksi. Karena diproyeksikan pada tahun 2008 adalah tahun awal produksi, maka klausul *domestic market obligation* berlaku. Walaupun demikian, bisa saja *domestic*

*market obligation* ini memiliki nilai nol. Masih ada kondisi-kondisi lain yang menentukan besarnya nilai *domestic market obligation* ini. Tahap pertama yang dilakukan adalah melihat perbandingan antara *recoverable cost* dengan *gross proceeds* dikurangi *first tranced petroleum* dikurangi *investment credit*. Perbandingannya adalah :

$$\begin{array}{lcl} \text{US\$ 32,090 Juta} & < & \text{US\$ 33,385 Juta} \\ \text{Recoverable cost} & < & (\text{Gross proceeds} - \text{First tranced petroleum} \\ & & - \text{Investment credit}) \end{array}$$

Karena *recoverable cost* lebih kecil daripada nilai *gross proceeds* dikurang *first tranced petroleum* dikurang *investment credit*, maka perhitungan *domestic market obligation* menggunakan rumus (3.14) sebagai berikut :

$$\begin{aligned} \text{Domestic market obligation} &= 25\% \times 26,7857\% \times 478 \text{ Ribu} \times \text{US\$ 70} \\ &= \text{US\$ 2,241 Juta} \end{aligned}$$

Namun hasil di atas belum bisa langsung digunakan. Harus dibandingkan dulu dengan nilai *contractor equity share*.

$$\begin{array}{lcl} \text{US\$ 2,241 Juta} & > & \text{US\$ 1,792 Juta} \\ \text{Domestic market obligation} & > & \text{Contractor equity share} \end{array}$$

Karena *domestic market obligation* lebih besar dari *contractor equity share*, maka nilai proyeksi *domestic market obligation* pada skenario ini dengan menggunakan rumus (3.15) adalah sebesar US\$ 1,792 Juta.

Selanjutnya, dicari nilai *domestic market obligation fee*. Untuk mencari nilainya, maka rumus (3.16) digunakan sebagai berikut :

$$\begin{aligned} \text{Domestic market obligation fee} &= \text{US\$ 1,792 Juta} \times 15\% \\ &= \text{US\$ 269 Ribu} \end{aligned}$$

Jadi proyeksi nilai *domestic obligation fee* untuk skenario ini adalah sebesar US\$ 269 Ribu.

Berikutnya yang dihitung adalah nilai *government tax*. Seperti telah dijelaskan sebelumnya, sifat pajak untuk perusahaan Migas di Indonesia berbeda dengan perusahaan lain pada umumnya. Untuk menghitungnya maka digunakan rumus (3.17) sebagai berikut :

$$\begin{aligned} \text{Government tax} &= 44\% \times (\text{US\$ 1,792 Juta} - \text{US\$ 1,792 Juta} + \text{US\$ 269} \\ &\quad \text{Ribu} + \text{US\$ 67 Ribu}) \\ &= \text{US\$ 148 Ribu} \end{aligned}$$

Jadi proyeksi nilai *government tax* pada skenario ini adalah sebesar US\$ 148 Ribu.

Setelah nilai *contractor equity share*, *domestic market obligation*, *domestic market obligation fee*, dan *government tax* didapat, maka *contractor entitlement* dapat dihitung. Untuk menghitungnya maka digunakan rumus (3.11) sebagai berikut :

$$\begin{aligned} \text{Contractor entitlement} &= \text{US\$ 1,792 Juta} - \text{US\$ 1,792 Juta} + \text{US\$ 269 Ribu} \\ &\quad + \text{US\$ 67 Ribu} - \text{US\$ 148 Ribu} + \text{US\$ 26,762 Juta} \\ &= \text{US\$ 26,950 Juta} \end{aligned}$$

Jadi proyeksi pendapatan atau *contractor entitlement* pada skenario ini adalah sebesar US\$ 26,950 Juta.

**Tabel 4.8 Proyeksi Arus Kas Skenario Optimis  
dengan Pembiayaan Musyarakah (LCF)**

DESCRIPTION	Proyeksi 2007	Proyeksi 2008	TOTAL
<b>A. OIL PRODUCTION</b>			
1. Price per BBL (US\$)		70	70
2. Shareable Oil (Thousand BBLs)		478	478
<i>Gross Proceeds (Thousand US\$)</i>		33.452	33.452
<b>B. RECOVERABLE COST</b>			
1. Unrecovered Cost Prior Period (Thousand US\$)		17.109	17.109
2. Current Year Non Capital Cost (Thousand US\$)		14.606	14.606
3. Rev. Sharing Recovery (Thousand US\$)		67	67
4. Current Year Depreciation (Thousand US\$)		308	308
<i>Total Recoverable Cost (Thousand US\$)</i>		32.090	32.090
<b>C. EQUITY TO BE SPLIT</b>			
1. Cost Recovery (Thousand US\$)		26.762	26.762
<i>Equity To Be Split (Thousand US\$)</i>		6.690	6.690
<b>D. PERTAMINA ENTITLEMENT</b>			
1. PERTAMINA Equity Share (Thousand US\$)		4.898	4.898
2. Add : Domestic Market Obligation (Thousand US\$)		1.792	1.792
3. (Less) : Domestic Market Obligation Fee (Thousand US\$)		(269)	(269)
<i>Total PERTAMINA Entitlement (Thousand US\$)</i>		6.422	6.422
<b>E. CONTRACTOR ENTITLEMENT</b>			
1. Contractor Equity Share (Thousand US\$)		1.792	1.792
2. (Less) : Domestic Market Obligation (Thousand US\$)		(1.792)	(1.792)
3. Add : Domestic Market Obligation Fee (Thousand US\$)		269	269
4. Add : Investment Credit Claim (Thousand US\$)		67	67
5. (Less) : Government Tax (Thousand US\$)		(148)	(148)
6. Add : Cost Recovery (Thousand US\$)		26.762	26.762
<i>Total Contractor Entitlement (Thousand US\$)</i>		26.950	26.950
<b>F. CASH - IN (OUT) FLOW</b>			
1. Add : Contractor Entitlement - After Tax (Thousand US\$)		26.950	26.950
2. Add : Initial Musyarakah (Thousand US\$)	11.086		11.086
3. (Less) : Musyarakah Settlement (Thousand US\$)		(11.086)	(11.086)
4. (Less) : Capital Cost (Thousand US\$)		(1.232)	(1.232)
5. (Less) : Current Year Non Capital Cost (Thousand US\$)		(14.606)	(14.606)
6. (Less) : Total Rev. Sharing Expense (Thousand US\$)		(604)	(604)
<i>Total Cash - In (Out) Flow (Thousand US\$)</i>	11.086	(578)	10.508

(Sumber : Data PT Eksindo Telaga Said Darat diolah)

- g. Menghitung arus kas (LCF). Tahapan perhitungan sebelumnya menghasilkan proyeksi nilai arus kas masuk. Pada bagian ini, akan dihitung arus kas bersih atau arus kas masuk dikurangi arus kas keluar. Oleh karena itu, LCF dihitung dengan rumus (3.18) sebagai berikut :

Tahun ke-0 (*initial year*) :

$$LCF_0 = \text{US\$ } 11,086 \text{ Juta}$$

Tahun ke-1 :

$$\begin{aligned} LCF_1 &= \text{US\$ } 26,950 \text{ Juta} - \text{US\$ } 11,086 \text{ Juta} - \text{US\$ } 1,232 \text{ Juta} - \text{US\$ } \\ &14,606 \text{ Juta} - (2,24\% \times \text{US\$ } 26,950 \text{ Juta}) \\ &= - \text{US\$ } 578 \text{ Ribu} \end{aligned}$$

Total LCF :

$$\begin{aligned} LCF &= \text{US\$ } 11,086 \text{ Juta} - \text{US\$ } 578 \\ &= \text{US\$ } 10,508 \end{aligned}$$

Jadi proyeksi LCF pada skenario ini adalah sejumlah US\$ 10,508 Juta. Ringkasan perhitungan LCF ini dapat dilihat di Tabel 4.8.

Setelah UCF dan LCF dihitung, maka keduanya dapat diperbandingkan. Hal yang perlu diperhatikan dalam perbandingan ini terutama adalah *contractor entitlement*, *government tax*, dan arus kas. Perbandingan tersebut dapat dilihat pada Tabel 4.9.



**Tabel 4.9 Perbandingan Proyeksi UCF& LCF  
dengan Skenario Optimis**

DESCRIPTION	UCF	LCF	SELISIH
<b>A. OIL PRODUCTION</b>			
1. Price per BBL (US\$)	70	70	0
2. Shareable Oil (Thousand BBLS)	478	478	0
<i>Gross Proceeds (Thousand US\$)</i>	<i>33,452</i>	<i>33,452</i>	<i>0</i>
<b>B. RECOVERABLE COST</b>			
1. Unrecovered Cost Prior Period (Thousand US\$)	17,109	17,109	0
2. Current Year Non Capital Cost (Thousand US\$)	14,606	14,606	0
3. Rev. Sharing Recovery (Thousand US\$)	0	67	(67)
4. Current Year Depreciation (Thousand US\$)	308	308	0
<i>Total Recoverable Cost (Thousand US\$)</i>	<i>32,023</i>	<i>32,090</i>	<i>(67)</i>
<b>C. EQUITY TO BE SPLIT</b>			
1. Cost Recovery (Thousand US\$)	26,762	26,762	0
<i>Equity To Be Split (Thousand US\$)</i>	<i>6,690</i>	<i>6,690</i>	<i>0</i>
<b>D. PERTAMINA ENTITLEMENT</b>			
1. PERTAMINA Equity Share (Thousand US\$)	4,898	4,898	0
2. Add : Domestic Market Obligation (Thousand US\$)	1,792	1,792	0
3. (Less) : Domestic Market Obligation Fee (Thousand US\$)	(269)	(269)	0
<i>Total PERTAMINA Entitlement (Thousand US\$)</i>	<i>6,422</i>	<i>6,422</i>	<i>0</i>
<b>E. CONTRACTOR ENTITLEMENT</b>			
1. Contractor Equity Share (Thousand US\$)	1,792	1,792	0
2. (Less) : Domestic Market Obligation (Thousand US\$)	(1,792)	(1,792)	0
3. Add : Domestic Market Obligation Fee (Thousand US\$)	269	269	0
4. Add : Investment Credit Claim (Thousand US\$)	67	67	0
5. (Less) : Government Tax (Thousand US\$)	(148)	(148)	0
6. Add : Cost Recovery (Thousand US\$)	26,762	26,762	0
<i>Total Contractor Entitlement (Thousand US\$)</i>	<i>26,950</i>	<i>26,950</i>	<i>0</i>
<b>F. CASH - IN (OUT) FLOW</b>			
1. Add : Contractor Entitlement - After Tax (Thousand US\$)	26,950	26,950	0
2. Add : Initial Musyarakah (Thousand US\$)	0	11,086	(11,086)
3. (Less) : Musyarakah Settlement (Thousand US\$)	0	(11,086)	11,086
4. (Less) : Capital Cost (Thousand US\$)	(1,232)	(1,232)	0
5. (Less) : Current Year Non Capital Cost (Thousand US\$)	(14,606)	(14,606)	0
6. (Less) : Total Rev. Sharing Expense (Thousand US\$)	0	(604)	604
<i>Total Cash - In (Out) Flow (Thousand US\$)</i>	<i>11,112</i>	<i>10,508</i>	<i>604</i>

(Sumber : Data PT Eksindo Telaga Said Darat diolah)

#### 4.2.3 Perhitungan Arus Kas dengan Skenario Pesimis

Perhitungan berikutnya dilakukan pada arus kas dengan menggunakan skenario pesimis. Perhitungan ini dilakukan dengan struktur modal dengan semua modal

sendiri dan dengan pembiayaan musyarakah. Variabel-variabel bebas yang ditentukan pertama kali ada lima, yaitu *price per BBL*, *shareable oil*, *current year non capital cost*, *investment credit claim*, dan *capital cost*. Nilai variabel-variabel ini pada skenario pesimis sesuai dengan Tabel 4.10 di atas. Variabel-variabel bebas ini akan digunakan dalam perhitungan arus kas UCF maupun LCF.

**Tabel 4.10 Variabel-variabel Skenario Pesimis**

<b>VARIABEL</b>	<b>JUMLAH</b>
<i>Price per BBL (US\$)</i>	50
<i>Shareable Oil (Thousand BBLs)</i>	391
<i>Current Year Non Capital Cost (Thousand US\$)</i>	14.606
<i>Investment Credit Claim (Thousand US\$)</i>	67
<i>Capital Cost (Thousand US\$)</i>	1.232

(Sumber : Data PT Eksindo Telaga Said Darat diolah)

Pada penetapan variabel bebas di atas ada beberapa asumsi yang mendasarinya. Pada akhir tahun 2007, harga minyak dunia mencapai kisaran US\$ 90 – 100 per Barrel. PT ETSD merupakan perusahaan yang membentuk TAC dengan PERTAMINA. Dalam salah satu klausul kontrak, PT ETSD wajib menjual minyaknya kepada PERTAMINA atau kepada pihak lain atas persetujuan PERTAMINA. Termasuk yang ditentukan adalah harga minyak. Untuk tahun 2008, PERTAMINA meminta mitra TAC termasuk PT ETSD menggunakan harga US\$ 60 per Barrel dalam anggarannya. Walaupun demikian, harga minyak masih ada kemungkinan turun lagi di tahun 2008. Jika ada penurunan harga minyak lagi diperkirakan harga yang ditetapkan oleh PERTAMINA adalah US\$ 50 per Barrel. Oleh karena itu, harga yang ditetapkan dalam skenario optimis adalah sebesar US\$ 50 per Barrel.

Asumsi berikutnya adalah mengenai *shareable oil* atau dalam hal ini adalah minyak yang diproduksi. Pada tahun 2008, ETSD akan membor satu sumur dalam yang bernama EDB-1 dan 2 sumur dangkal. Selain itu PT ETSD sebelumnya sudah membor tujuh sumur dangkal dan akan mereaktivasi beberapa sumur tua peninggalan Belanda. Dari semuanya itu, yang diandalkan adalah pemboran tiga sumur baru di tahun 2008, sebab tujuh sumur yang telah dibor

sebelumnya beserta reaktivasi sumur tua tidak memberikan hasil yang memuaskan. Hasil produksi gabungan sumur lama dan sumur baru yang akan dibor pada tahun 2008 dengan skenario normal sekitar 434 Ribu Barrel atau sekitar 1.189 BOPD. Namun bisa saja terjadi sedikit hambatan dalam proses produksi yang diperkirakan akan menurunkan tingkat produksi sebesar 10% atau menjadi 391 Ribu Barrel atau 1.071 BOPD di skenario pesimis ini.

Asumsi terakhir adalah mengenai biaya kapital, biaya non kapital dan *investment credit*. *Investment credit* berhubungan langsung dengan biaya kapital sehingga asumsinya mengikuti biaya kapital. Harga minyak yang sangat tinggi menyebabkan permintaan terhadap bahan baku dan peralatan perminyakan meningkat. Tidak jarang bahan baku atau peralatan tersebut menjadi sulit didapat. Sebagai contoh, permintaan untuk menyewa rig sangat besar, sedangkan jumlah rig yang tersedia terbatas. Perusahaan-perusahaan Migas bisa mengantri berbulan-bulan untuk mendapatkannya. Hal ini menyebabkan harga sewa rig melonjak. Tidak hanya rig, bahan baku dan peralatan lainpun ikut meningkat harganya. Penurunan harga minyak seperti diasumsikan pada skenario optimis mungkin saja terjadi. Namun penurunan harga minyak tidak bisa langsung menurunkan harga bahan baku dan peralatan Migas. Atau ada juga kemungkinan permintaan tidak terlalu banyak berubah karena harga minyak pada skenario pesimis masih cukup tinggi dan demikian pula permintaan akan bahan baku dan peralatan. Dengan demikian, diasumsikan bahwa biaya pada skenario pesimis ini tidak berubah dari biaya pada skenario normal.

#### **4.2.3.1 Perhitungan Arus Kas dengan Skenario Pesimis pada Struktur Modal Semua Modal Sendiri**

Arus kas pada struktur modal dengan semua modal sendiri biasa disebut dengan UCF. UCF yang dihitung pada bagian ini adalah dengan skenario pesimis. Rincian dari perhitungan tersebut adalah sebagai berikut :

- a. Menghitung pendapatan kotor yang berasal dari nilai keseluruhan produksi minyak (*gross proceeds*). Rumus yang dipakai untuk menghitungnya adalah rumus (3.1). Perhitungannya adalah sebagai berikut :

$$\begin{aligned} \text{Gross proceeds} &= \text{US\$ } 50 \times 391 \text{ Ribu} \\ &= \text{US\$ } 19,550 \text{ Juta} \end{aligned}$$

Jadi proyeksi pendapatan kotor yang berasal dari nilai keseluruhan produksi minyak pada skenario ini bernilai US\$ 19,550 Juta. Hasil ini masih merupakan nilai gabungan antara kepemilikan PERTAMINA dan kepemilikan PT ETSD.

- b. Menghitung *recoverable cost*. Untuk UCF perhitungannya menggunakan rumus (3.4). Dengan *unrecovered cost prior period* sebesar US\$ 17.109 Ribu dan *current year depreciation* sebesar US\$ 308 Ribu maka perhitungannya menjadi sebagai berikut :

$$\begin{aligned} \text{Recoverable cost} &= \text{US\$ } 17,109 \text{ Juta} + \text{US\$ } 14,606 \text{ Juta} + \text{US\$ } 308 \text{ Ribu} \\ &= \text{US\$ } 32,023 \text{ Juta} \end{aligned}$$

Jadi proyeksi *recoverable cost* pada skenario ini berjumlah US\$ 32,023 Juta. *Recoverable cost* ini bisa menjadi *cost recovery* seluruhnya, hanya sebagian ataupun sama sekali tidak bisa menjadi *cost recovery*. Hal ini tergantung tahap berikut ini.

- c. Menghitung *cost recovery*. *Cost recovery* didapat dari nilai *recoverable cost*. Tapi belum tentu nilai keduanya sama. Pada kontrak TAC PT ETSD, ada klausul mengenai *maximum cost recovery*. Untuk 3 tahun pertama produksi, nilainya adalah sebesar 80% dari *gross proceeds*, sedangkan tahun-tahun selanjutnya nilainya adalah sebesar 65% dari *gross proceeds*. Oleh karena tahun 2008 diproyeksikan sebagai tahun pertama produksi, maka perhitungan *maximum cost recovery* menggunakan rumus (3.8) adalah sebagai berikut :

$$\begin{aligned} \text{Maximum cost recovery} &= 0,8 \times \text{US\$ } 19,550 \text{ Juta} \\ &= \text{US\$ } 15,640 \text{ Juta} \end{aligned}$$

Jadi proyeksi *maximum cost recovery* untuk skenario ini adalah US\$ 15,640 Juta. Nilai ini kemudian dibandingkan dengan nilai *recoverable cost*. Perbandingannya adalah :

$$\begin{array}{lcl} \text{US\$ 15,640 Juta} & < & \text{US\$ 32,023 Juta} \\ \text{maximum cost recovery} & < & \text{recoverable cost.} \end{array}$$

Karena *recoverable cost* lebih besar daripada *maximum cost recovery*, maka perhitungan *cost recovery* menggunakan rumus (3.7) sebagai berikut :

$$\text{Cost recovery} = \text{US\$ 15,640 Juta}$$

Jadi proyeksi *cost recovery* pada skenario ini adalah senilai US\$ 15,640 Juta.

- d. Menghitung *equity to be split*. Penghasilan kotor dari minyak yang diproduksi/siap dibagi (*gross proceeds*) sebagian telah dialokasikan sebagai *cost recovery*. Sisa *gross proceeds* itu harus dibagikan kepada PERTAMINA dan juga PT ETSD sebagai *equity to be split*. Untuk itu maka rumus (3.10) dipakai sebagai berikut :

$$\begin{aligned} \text{Equity to be split} &= \text{US\$ 19,550 Juta} - \text{US\$ 15,640 Juta} \\ &= \text{US\$ 3,910 Juta} \end{aligned}$$

Jadi proyeksi *equity to be split* pada skenario ini adalah senilai US\$ 3,910 Juta. Nilai ini masih berupa gabungan antara kepemilikan PERTAMINA dan PT ETSD. Oleh karena itu, nilai ini masih perlu dibagi lagi.

- e. Menghitung *contractor entitlement*. *Contractor entitlement* adalah pendapatan dari perusahaan Migas di Indonesia. Untuk menghitungnya harus dilakukan perhitungan dulu terhadap *contractor equity share*, *domestic market obligation*, *domestic market obligation fee*, dan *government tax*. Untuk menghitung *contractor equity share*, maka rumus (3.12) digunakan sebagai berikut :

$$\begin{aligned} \text{Contractor equity share} &= \text{US\$ } 3,910 \text{ Juta} \times 26,7857\% \\ &= \text{US\$ } 1,047 \text{ Juta} \end{aligned}$$

Jadi proyeksi *contractor equity share* dengan skenario ini adalah senilai US\$ 1,047 Juta.

Selanjutnya, dicari nilai *domestic market obligation*. *Domestic market obligation* dikenakan pada masa 60 bulan pertama produksi. Karena diproyeksikan pada tahun 2008 adalah tahun awal produksi, maka klausul *domestic market obligation* berlaku. Walaupun demikian, bisa saja *domestic market obligation* ini memiliki nilai nol. Masih ada kondisi-kondisi lain yang menentukan besarnya nilai *domestic market obligation* ini. Tahap pertama yang dilakukan adalah melihat perbandingan antara *recoverable cost* dengan *gross proceeds* dikurangi *first tranching petroleum* dikurangi *investment credit*. Perbandingannya adalah :

$$\begin{aligned} \text{US\$ } 32,023 \text{ Juta} &> \text{US\$ } 19,483 \text{ Juta} \\ \text{Recoverable cost} &> (\text{Gross proceeds} - \text{First tranching petroleum} \\ &\quad - \text{Investment credit}) \end{aligned}$$

Karena *recoverable cost* lebih besar daripada nilai *gross proceeds* dikurang *first tranching petroleum* dikurang *investment credit*, maka perhitungan *domestic market obligation* menggunakan rumus (3.13) sebagai berikut :

$$\text{Domestic market obligation} = \text{US\$ } 0$$

Dengan hasil itu, maka tidak perlu ada perbandingan lagi dengan nilai *contractor equity share*. Dengan demikian, nilai proyeksi *domestic market obligation* untuk skenario ini adalah US\$ 0.

Selanjutnya, dicari nilai *domestic market obligation fee*. Untuk mencari nilainya, maka rumus (3.16) digunakan sebagai berikut :

$$\begin{aligned} \text{Domestic market obligation fee} &= \text{US\$ } 0 \times 15\% \\ &= \text{US\$ } 0 \end{aligned}$$

Jadi proyeksi nilai *domestic obligation fee* untuk skenario ini adalah sebesar US\$ 0.

Berikutnya yang dihitung adalah nilai *government tax*. Seperti telah dijelaskan sebelumnya, sifat pajak untuk perusahaan Migas di Indonesia berbeda dengan perusahaan lain pada umumnya. Untuk menghitungnya maka digunakan rumus (3.17) sebagai berikut :

$$\begin{aligned} \text{Government tax} &= 44\% \times (\text{US\$ } 1,047 \text{ Juta} - \text{US\$ } 0 + \text{US\$ } 0 + \text{US\$ } 67 \\ &\quad \text{Ribu}) \\ &= \text{US\$ } 490 \text{ Ribu.} \end{aligned}$$

Jadi proyeksi nilai *government tax* pada skenario ini adalah sebesar US\$ 490 Ribu.

Setelah nilai *contractor equity share*, *domestic market obligation*, *domestic market obligation fee*, dan *government tax* didapat, maka *contractor entitlement* dapat dihitung. Untuk menghitungnya maka digunakan rumus (3.11) sebagai berikut :

$$\begin{aligned} \text{Contractor entitlement} &= \text{US\$ } 1,047 \text{ Juta} - \text{US\$ } 0 + \text{US\$ } 0 + \text{US\$ } 67 \text{ Ribu} - \\ &\quad \text{US\$ } 490 \text{ Ribu} + \text{US\$ } 15,640 \text{ Juta} \\ &= \text{US\$ } 16,264 \text{ Juta} \end{aligned}$$

Jadi proyeksi pendapatan atau *contractor entitlement* pada skenario ini adalah sebesar US\$ 16,264 Juta.

**Tabel 4.11 Proyeksi Arus Kas Skenario Pesimis  
dengan Modal Sendiri (UCF)**

DESCRIPTION	Proyeksi 2008
<b>A. OIL PRODUCTION</b>	
1. Price per BBL (US\$)	50
2. Shareable Oil (Thousand BBLs)	391
<i>Gross Proceeds (Thousand US\$)</i>	<i>19.550</i>
<b>B. RECOVERABLE COST</b>	
1. Unrecovered Cost Prior Period (Thousand US\$)	17.109
2. Current Year Non Capital Cost (Thousand US\$)	14.606
3. Rev. Sharing Recovery (Thousand US\$)	0
4. Current Year Depreciation (Thousand US\$)	308
<i>Total Recoverable Cost (Thousand US\$)</i>	<i>32.023</i>
<b>C. EQUITY TO BE SPLIT</b>	
1. Cost Recovery (Thousand US\$)	15.640
<i>Equity To Be Split (Thousand US\$)</i>	<i>3.910</i>
<b>D. PERTAMINA ENTITLEMENT</b>	
1. PERTAMINA Equity Share (Thousand US\$)	2.863
2. Add : Domestic Market Obligation (Thousand US\$)	0
3. (Less) : Domestic Market Obligation Fee (Thousand US\$)	0
<i>Total PERTAMINA Entitlement (Thousand US\$)</i>	<i>2.863</i>
<b>E. CONTRACTOR ENTITLEMENT</b>	
1. Contractor Equity Share (Thousand US\$)	1.047
2. (Less) : Domestic Market Obligation (Thousand US\$)	0
3. Add : Domestic Market Obligation Fee (Thousand US\$)	0
4. Add : Investment Credit Claim (Thousand US\$)	67
5. (Less) : Government Tax (Thousand US\$)	(490)
6. Add : Cost Recovery (Thousand US\$)	15.640
<i>Total Contractor Entitlement (Thousand US\$)</i>	<i>16.264</i>
<b>F. CASH - IN (OUT) FLOW</b>	
1. Add : Contractor Entitlement - After Tax (Thousand US\$)	16.264
2. Add : Initial Musyarakah (Thousand US\$)	0
3. (Less) : Musyarakah Settlement (Thousand US\$)	0
4. (Less) : Capital Cost (Thousand US\$)	(1.232)
5. (Less) : Current Year Non Capital Cost (Thousand US\$)	(14.606)
6. (Less) : Total Rev. Sharing Expense (Thousand US\$)	0
<i>Total Cash - In (Out) Flow (Thousand US\$)</i>	<i>426</i>

(Sumber : Data PT Eksindo Telaga Said Darat diolah)

- f. Menghitung arus kas (UCF). Tahapan perhitungan sebelumnya menghasilkan proyeksi nilai arus kas masuk. Pada bagian ini, akan dihitung arus kas bersih atau arus kas masuk dikurangi arus kas keluar. Oleh karena itu, UCF dihitung dengan rumus (3.19) sebagai berikut :



$$\begin{aligned} \text{UCF} &= \text{US\$ } 16,624 \text{ Juta} - \text{US\$ } 1,232 \text{ Juta} - \text{US\$ } 14,606 \text{ Juta} \\ &= \text{US\$ } 426 \text{ Ribu} \end{aligned}$$

Jadi proyeksi UCF pada skenario ini adalah sejumlah US\$ 436 Ribu. Ringkasan perhitungan UCF ini dapat dilihat di Tabel 4.11.

#### 4.2.3.2 Perhitungan Arus Kas dengan Skenario Pesimis pada Struktur Modal dengan Pembiayaan Musyarakah

Arus kas pada struktur modal dengan pembiayaan musyarakah dalam penelitian ini disebut dengan LCF. LCF yang dihitung pada bagian ini adalah dengan skenario pesimis. Rincian dari perhitungan tersebut adalah sebagai berikut :

- a. Menghitung pendapatan kotor yang berasal dari nilai keseluruhan produksi minyak (*gross proceeds*). Rumus yang dipakai untuk menghitungnya adalah rumus (3.1). Perhitungannya adalah sebagai berikut :

$$\begin{aligned} \text{Gross proceeds} &= \text{US\$ } 50 \times 391 \text{ Ribu} \\ &= \text{US\$ } 19,550 \text{ Juta} \end{aligned}$$

Jadi proyeksi pendapatan kotor yang berasal dari nilai keseluruhan produksi minyak pada skenario ini bernilai US\$ 19,550 Juta. Hasil ini masih merupakan nilai gabungan antara kepemilikan PERTAMINA dan kepemilikan PT ETSD.

- b. Menghitung *revenue sharing recovery (interest recovery)*. Tidak semua biaya bunga atau dalam penelitian ini adalah bagi hasil, dapat dimintakan gantinya. Hanya biaya yang berkaitan dengan *capital cost* dan tercantum dalam POD yang bisa dimintakan gantinya. Dalam penelitian ini, diasumsikan bahwa biaya bagi hasil sudah tercantum dalam POD. Nilai *contractor entitlement* dengan modal sendiri sudah didapat dari perhitungan sebelumnya, yaitu sebesar US\$ 16,264 Juta. Nisbah bagi hasil antara Bank dan PT ETSD adalah 2,24% : 97,76%. Pembiayaan untuk *capital cost* bernilai US\$ 1,232 Juta dari total pembiayaan yang berjumlah US\$ 11,086 Juta. Dengan adanya data ini,

maka perhitungan *revenue sharing recovery* dapat dihitung menggunakan rumus (3.2) sebagai berikut :

$$\begin{aligned} \text{Revenue sharing recovery} &= \text{US\$ } 16,624 \text{Juta} \times 2,24\% \times (\text{US\$ } 1,232 \\ &\text{Juta} / \text{US\$ } 11,086 \text{Juta}) \\ &= \text{US\$ } 40 \text{Ribu} \end{aligned}$$

Jadi proyeksi *revenue sharing recovery* pada skenario ini adalah sebesar US\$ 40 Ribu.

- c. Menghitung *recoverable cost*. Untuk LCF perhitungannya menggunakan rumus (3.3). Dengan *unrecovered cost prior period* sebesar US\$ 17.109 Ribu dan *current year depreciation* sebesar US\$ 308 Ribu maka perhitungannya menjadi sebagai berikut :

$$\begin{aligned} \text{Recoverable cost} &= \text{US\$ } 17,109 \text{Juta} + \text{US\$ } 14,606 \text{Juta} + \text{US\$ } 40 \text{Ribu} + \\ &\text{US\$ } 308 \text{Ribu} \\ &= \text{US\$ } 32,064 \text{Juta} \end{aligned}$$

Jadi proyeksi *recoverable cost* pada skenario ini berjumlah US\$ 32,064 Juta. *Recoverable cost* ini bisa menjadi *cost recovery* seluruhnya, hanya sebagian ataupun sama sekali tidak bisa menjadi *cost recovery*. Hal ini tergantung tahap berikut ini.

- d. Menghitung *cost recovery*. *Cost recovery* didapat dari nilai *recoverable cost*. Tapi belum tentu nilai keduanya sama. Pada kontrak TAC PT ETSD, ada klausul mengenai *maximum cost recovery*. Untuk 3 tahun pertama produksi, nilainya adalah sebesar 80% dari *gross proceeds*, sedangkan tahun-tahun selanjutnya nilainya adalah sebesar 65% dari *gross proceeds*. Oleh karena tahun 2008 diproyeksikan sebagai tahun pertama produksi, maka perhitungan *maximum cost recovery* menggunakan rumus (3.8) adalah sebagai berikut :

$$\begin{aligned} \text{Maximum cost recovery} &= 0,8 \times \text{US\$ } 19,550 \text{Juta} \\ &= \text{US\$ } 15,640 \text{Juta} \end{aligned}$$

Jadi proyeksi *maximum cost recovery* untuk skenario ini adalah US\$ 15,640 Juta. Nilai ini kemudian dibandingkan dengan nilai *recoverable cost*. Perbandingannya adalah :

$$\begin{aligned} \text{US\$ 15,640 Juta} &< \text{US\$ 32,064 Juta} \\ \text{maximum cost recovery} &< \text{recoverable cost.} \end{aligned}$$

Karena *recoverable cost* lebih besar daripada *maximum cost recovery*, maka perhitungan *cost recovery* menggunakan rumus (3.7) sebagai berikut :

$$\text{Cost recovery} = \text{US\$ 15,640 Juta}$$

Jadi proyeksi *cost recovery* pada skenario ini adalah senilai US\$ 15,640 Juta.

- e. Menghitung *equity to be split*. Penghasilan kotor dari minyak yang diproduksi/siap dibagi (*gross proceeds*) sebagian telah dialokasikan sebagai *cost recovery*. Sisa *gross proceeds* itu harus dibagikan kepada PERTAMINA dan juga PT ETSD sebagai *equity to be split*. Untuk itu maka rumus (3.10) dipakai sebagai berikut :

$$\begin{aligned} \text{Equity to be split} &= \text{US\$ 19,550 Juta} - \text{US\$ 15,640 Juta} \\ &= \text{US\$ 3,910 Juta} \end{aligned}$$

Jadi proyeksi *equity to be split* pada skenario ini adalah senilai US\$ 3,910 Juta. Nilai ini masih berupa gabungan antara kepemilikan PERTAMINA dan PT ETSD. Oleh karena itu, nilai ini masih perlu dibagi lagi.

- f. Menghitung *contractor entitlement*. *Contractor entitlement* adalah pendapatan dari perusahaan Migas di Indonesia. Untuk menghitungnya harus dilakukan perhitungan dulu terhadap *contractor equity share*, *domestic market obligation*, *domestic market obligation fee*, dan *government tax*. Untuk menghitung *contractor equity share*, maka rumus (3.12) digunakan sebagai berikut :

$$\begin{aligned} \text{Contractor equity share} &= \text{US\$ } 3,910 \text{ Juta} \times 26,7857\% \\ &= \text{US\$ } 1,047 \text{ Juta} \end{aligned}$$

Jadi proyeksi *contractor equity share* dengan skenario ini adalah senilai US\$ 1,047 Juta.

Selanjutnya, dicari nilai *domestic market obligation*. *Domestic market obligation* dikenakan pada masa 60 bulan pertama produksi. Karena diproyeksikan pada tahun 2008 adalah tahun awal produksi, maka klausul *domestic market obligation* berlaku. Walaupun demikian, bisa saja *domestic market obligation* ini memiliki nilai nol. Masih ada kondisi-kondisi lain yang menentukan besarnya nilai *domestic market obligation* ini. Tahap pertama yang dilakukan adalah melihat perbandingan antara *recoverable cost* dengan *gross proceeds* dikurangi *first tranching petroleum* dikurangi *investment credit*. Perbandingannya adalah :

$$\begin{aligned} \text{US\$ } 32,064 \text{ Juta} &> \text{US\$ } 19,483 \text{ Juta} \\ \text{Recoverable cost} &> (\text{Gross proceeds} - \text{First tranching petroleum} \\ &\quad - \text{Investment credit}) \end{aligned}$$

Karena *recoverable cost* lebih besar daripada nilai *gross proceeds* dikurang *first tranching petroleum* dikurang *investment credit*, maka perhitungan *domestic market obligation* menggunakan rumus (3.13) sebagai berikut :

$$\text{Domestic market obligation} = \text{US\$ } 0$$

Dengan hasil itu, maka tidak perlu ada perbandingan lagi dengan nilai *contractor equity share*. Dengan demikian, nilai proyeksi *domestic market obligation* untuk skenario ini adalah US\$ 0.

Selanjutnya, dicari nilai *domestic market obligation fee*. Untuk mencari nilainya, maka rumus (3.16) digunakan sebagai berikut :

$$\begin{aligned} \text{Domestic market obligation fee} &= \text{US\$ } 0 \times 15\% \\ &= \text{US\$ } 0 \end{aligned}$$

Jadi proyeksi nilai *domestic obligation fee* untuk skenario ini adalah sebesar US\$ 0.

Berikutnya yang dihitung adalah nilai *government tax*. Seperti telah dijelaskan sebelumnya, sifat pajak untuk perusahaan Migas di Indonesia berbeda dengan perusahaan lain pada umumnya. Untuk menghitungnya maka digunakan rumus (3.17) sebagai berikut :

$$\begin{aligned} \text{Government tax} &= 44\% \times (\text{US\$ } 1,047 \text{ Juta} - \text{US\$ } 0 + \text{US\$ } 0 + \text{US\$ } 67 \\ &\quad \text{Ribu}) \\ &= \text{US\$ } 490 \text{ Ribu.} \end{aligned}$$

Jadi proyeksi nilai *government tax* pada skenario ini adalah sebesar US\$ 490 Ribu.

Setelah nilai *contractor equity share*, *domestic market obligation*, *domestic market obligation fee*, dan *government tax* didapat, maka *contractor entitlement* dapat dihitung. Untuk menghitungnya maka digunakan rumus (3.11) sebagai berikut :

$$\begin{aligned} \text{Contractor entitlement} &= \text{US\$ } 1,047 \text{ Juta} - \text{US\$ } 0 + \text{US\$ } 0 + \text{US\$ } 67 \text{ Ribu} - \\ &\quad \text{US\$ } 490 \text{ Ribu} + \text{US\$ } 15,640 \text{ Juta} \\ &= \text{US\$ } 16,264 \text{ Juta} \end{aligned}$$

Jadi proyeksi pendapatan atau *contractor entitlement* pada skenario ini adalah sebesar US\$ 16,264 Juta.

**Tabel 4.12 Proyeksi Arus Kas Skenario Pesimis  
dengan Pembiayaan Musyarakah (LCF)**

DESCRIPTION	Proyeksi 2007	Proyeksi 2008	TOTAL
<b>A. OIL PRODUCTION</b>			
1. Price per BBL (US\$)		50	50
2. Shareable Oil (Thousand BBLs)		391	391
<i>Gross Proceeds (Thousand US\$)</i>		<i>19.550</i>	<i>19.550</i>
<b>B. RECOVERABLE COST</b>			
1. Unrecovered Cost Prior Period (Thousand US\$)		17.109	17.109
2. Current Year Non Capital Cost (Thousand US\$)		14.606	14.606
3. Rev. Sharing Recovery (Thousand US\$)		40	40
4. Current Year Depreciation (Thousand US\$)		308	308
<i>Total Recoverable Cost (Thousand US\$)</i>		<i>32.064</i>	<i>32.064</i>
<b>C. EQUITY TO BE SPLIT</b>			
1. Cost Recovery (Thousand US\$)		15.640	15.640
<i>Equity To Be Split (Thousand US\$)</i>		<i>3.910</i>	<i>3.910</i>
<b>D. PERTAMINA ENTITLEMENT</b>			
1. PERTAMINA Equity Share (Thousand US\$)		2.863	2.863
2. Add : Domestic Market Obligation (Thousand US\$)		0	0
3. (Less) : Domestic Market Obligation Fee (Thousand US\$)		0	0
<i>Total PERTAMINA Entitlement (Thousand US\$)</i>		<i>2.863</i>	<i>2.863</i>
<b>E. CONTRACTOR ENTITLEMENT</b>			
1. Contractor Equity Share (Thousand US\$)		1.047	1.047
2. (Less) : Domestic Market Obligation (Thousand US\$)		0	0
3. Add : Domestic Market Obligation Fee (Thousand US\$)		0	0
4. Add : Investment Credit Claim (Thousand US\$)		67	67
5. (Less) : Government Tax (Thousand US\$)		(490)	(490)
6. Add : Cost Recovery (Thousand US\$)		15.640	15.640
<i>Total Contractor Entitlement (Thousand US\$)</i>		<i>16.264</i>	<i>16.264</i>
<b>F. CASH - IN (OUT) FLOW</b>			
1. Add : Contractor Entitlement - After Tax (Thousand US\$)		16.264	16.264
2. Add : Initial Musyarakah (Thousand US\$)	11.086		11.086
3. (Less) : Musyarakah Settlement (Thousand US\$)		(11.086)	(11.086)
4. (Less) : Capital Cost (Thousand US\$)		(1.232)	(1.232)
5. (Less) : Current Year Non Capital Cost (Thousand US\$)		(14.606)	(14.606)
6. (Less) : Total Rev. Sharing Expense (Thousand US\$)		(364)	(364)
<i>Total Cash - In (Out) Flow (Thousand US\$)</i>	<i>11.086</i>	<i>(11.024)</i>	<i>62</i>

(Sumber : Data PT Eksindo Telaga Said Darat diolah)

- g. Menghitung arus kas (LCF). Tahapan perhitungan sebelumnya menghasilkan proyeksi nilai arus kas masuk. Pada bagian ini, akan dihitung arus kas bersih atau arus kas masuk dikurangi arus kas keluar. Oleh karena itu, LCF dihitung dengan rumus (3.18) sebagai berikut :

Tahun ke-0 (*initial year*) :

$$LCF_0 = \text{US\$ } 11,086 \text{ Juta}$$

Tahun ke-1 :

$$\begin{aligned} LCF_1 &= \text{US\$ } 16,264 \text{ Juta} - \text{US\$ } 11,086 \text{ Juta} - \text{US\$ } 1,232 \text{ Juta} - \text{US\$ } \\ &14,606 \text{ Juta} - (2,24\% \times \text{US\$ } 16,264 \text{ Juta}) \\ &= - \text{US\$ } 11,024 \text{ Juta} \end{aligned}$$

Total LCF :

$$\begin{aligned} LCF &= \text{US\$ } 11,086 \text{ Juta} - \text{US\$ } 11,024 \text{ Juta} \\ &= \text{US\$ } 62 \text{ Ribu} \end{aligned}$$

Jadi proyeksi LCF pada skenario ini adalah sejumlah US\$ 62 Ribu. Ringkasan perhitungan LCF ini dapat dilihat di Tabel 4.12.

Setelah UCF dan LCF dihitung, maka keduanya dapat diperbandingkan. Hal yang perlu diperhatikan dalam perbandingan ini terutama adalah *contractor entitlement*, *government tax*, dan arus kas. Perbandingan tersebut dapat dilihat pada Tabel 4.13.

Dari perbandingan UCF dan LCF pada setiap skenario, dapat dilihat pengaruh adanya pembiayaan musyarakah terhadap arus kas. Pada ketiga skenario, pendapatan (*contractor entitlement*) tidak ada perubahan. Namun jika *gross proceeds* nilainya menjadi lebih tinggi lagi sehingga perhitungan *Domestic Market Obligation* dikenakan sepenuhnya, maka *contractor entitlement* akan meningkat. Hal ini berlaku sebaliknya pada *government tax*. Sedangkan untuk arus kas, pada ketiga skenario jumlahnya berkurang karena adanya pembiayaan musyarakah.

**Tabel 4.13 Perbandingan Proyeksi UCF& LCF  
dengan Skenario Pesimis**

DESCRIPTION	UCF	LCF	SELISIH
<b>A. OIL PRODUCTION</b>			
1. Price per BBL (US\$)	50	50	0
2. Shareable Oil (Thousand BBLS)	391	391	0
<i>Gross Proceeds (Thousand US\$)</i>	<i>19,550</i>	<i>19,550</i>	<i>0</i>
<b>B. RECOVERABLE COST</b>			
1. Unrecovered Cost Prior Period (Thousand US\$)	17,109	17,109	0
2. Current Year Non Capital Cost (Thousand US\$)	14,606	14,606	0
3. Rev. Sharing Recovery (Thousand US\$)	0	40	(40)
4. Current Year Depreciation (Thousand US\$)	308	308	0
<i>Total Recoverable Cost (Thousand US\$)</i>	<i>32,023</i>	<i>32,064</i>	<i>(40)</i>
<b>C. EQUITY TO BE SPLIT</b>			
1. Cost Recovery (Thousand US\$)	15,640	15,640	0
<i>Equity To Be Split (Thousand US\$)</i>	<i>3,910</i>	<i>3,910</i>	<i>0</i>
<b>D. PERTAMINA ENTITLEMENT</b>			
1. PERTAMINA Equity Share (Thousand US\$)	2,863	2,863	0
2. Add : Domestic Market Obligation (Thousand US\$)	0	0	0
3. (Less) : Domestic Market Obligation Fee (Thousand US\$)	0	0	0
<i>Total PERTAMINA Entitlement (Thousand US\$)</i>	<i>2,863</i>	<i>2,863</i>	<i>0</i>
<b>E. CONTRACTOR ENTITLEMENT</b>			
1. Contractor Equity Share (Thousand US\$)	1,047	1,047	0
2. (Less) : Domestic Market Obligation (Thousand US\$)	0	0	0
3. Add : Domestic Market Obligation Fee (Thousand US\$)	0	0	0
4. Add : Investment Credit Claim (Thousand US\$)	67	67	0
5. (Less) : Government Tax (Thousand US\$)	(490)	(490)	0
6. Add : Cost Recovery (Thousand US\$)	15,640	15,640	0
<i>Total Contractor Entitlement (Thousand US\$)</i>	<i>16,264</i>	<i>16,264</i>	<i>0</i>
<b>F. CASH - IN (OUT) FLOW</b>			
1. Add : Contractor Entitlement - After Tax (Thousand US\$)	16,264	16,264	0
2. Add : Initial Musyarakah (Thousand US\$)	0	11,086	(11,086)
3. (Less) : Musyarakah Settlement (Thousand US\$)	0	(11,086)	11,086
4. (Less) : Capital Cost (Thousand US\$)	(1,232)	(1,232)	0
5. (Less) : Current Year Non Capital Cost (Thousand US\$)	(14,606)	(14,606)	0
6. (Less) : Total Rev. Sharing Expense (Thousand US\$)	0	(364)	364
<i>Total Cash - In (Out) Flow (Thousand US\$)</i>	<i>426</i>	<i>62</i>	<i>364</i>

(Sumber : Data PT Eksindo Telaga Said Darat diolah)

### 4.3 Perhitungan Tingkat Diskon

Setelah arus kas dihitung maka langkah selanjutnya adalah menghitung tingkat diskon. Ada tiga tingkat diskon yang dihitung pada penelitian ini, yaitu  $r_0$ ,  $r_B$ , dan



$r_s$ . Masing-masing akan dihitung dalam kondisi ketiga skenario yang sudah dijelaskan sebelumnya.

#### 4.3.1 Perhitungan $r_0$

Perhitungan tingkat diskon ini menggunakan rumus (3.22). Jika jumlah modal sendiri pada perusahaan dengan semua modal sendiri adalah US\$ 33,259 Juta maka perhitungannya adalah sebagai berikut :

a. Untuk skenario normal :

$$\begin{aligned} r_0 &= (\text{US\$ } 21,673 \text{ Juta} - \text{US\$ } 14,606 \text{ Juta} - \text{US\$ } 308 \text{ Ribu}) / \text{US\$ } 33,259 \text{ Juta} \\ &= 20,32\% \end{aligned}$$

Jadi nilai  $r_0$  untuk skenario normal adalah 20,32%.

b. Untuk skenario optimis :

$$\begin{aligned} r_0 &= (\text{US\$ } 26,950 \text{ Juta} - \text{US\$ } 14,606 \text{ Juta} - \text{US\$ } 308 \text{ Ribu}) / \text{US\$ } 33,259 \text{ Juta} \\ &= 36,19\% \end{aligned}$$

Jadi nilai  $r_0$  untuk skenario optimis adalah 36,19%.

c. Untuk skenario pesimis :

$$\begin{aligned} r_0 &= (\text{US\$ } 16,264 \text{ Juta} - \text{US\$ } 14,606 \text{ Juta} - \text{US\$ } 308 \text{ Ribu}) / \text{US\$ } 33,259 \text{ Juta} \\ &= 4,06\% \end{aligned}$$

Jadi nilai  $r_0$  untuk skenario pesimis adalah 4,06%.

### 4.3.2 Perhitungan $r_B$

Selanjutnya, tingkat diskon yang dihitung adalah  $r_B$ . Pada keuangan konvensional, tingkat diskon ini adalah suku bunga pinjaman. Sedangkan pada pembiayaan masyarakat, maka tingkat diskon ini dihitung dengan langkah langkah sebagai berikut (3.23) dan (3.24) :

$$\begin{aligned} \text{Bagi hasil}_{\text{normal}} &= 2,24\% \times \text{US\$ } 21,673 \text{ Juta} \\ &= \text{US\$ } 485 \text{ Ribu} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Bagi hasil}_{\text{optimis}} &= 2,24\% \times \text{US\$ } 26,950 \text{ Juta} \\ &= \text{US\$ } 604 \text{ Ribu} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Bagi hasil}_{\text{pesimis}} &= 2,24\% \times \text{US\$ } 16,264 \text{ Juta} \\ &= \text{US\$ } 364 \text{ Ribu} \end{aligned}$$

Setelah bagi hasil masing-masing skenario dihitung, maka dihitung nilai  $r_B$ .

$$\begin{aligned} r_{B \text{ normal}} &= \text{US\$ } 485 \text{ Ribu} / \text{US\$ } 11,086 \text{ Juta} \\ &= 4,37\% \end{aligned}$$

Jadi nilai  $r_B$  untuk skenario normal adalah 4,37%.

$$\begin{aligned} r_{B \text{ optimis}} &= \text{US\$ } 604 \text{ Ribu} / \text{US\$ } 11,086 \text{ Juta} \\ &= 5,45\% \end{aligned}$$

Jadi nilai  $r_B$  untuk skenario optimis adalah 5,45%.

$$\begin{aligned} r_{B \text{ pesimis}} &= \text{US\$ } 364 \text{ Ribu} / \text{US\$ } 11,086 \text{ Juta} \\ &= 3,28\% \end{aligned}$$

Jadi nilai  $r_B$  untuk skenario pesimis adalah 3,28%.

### 4.3.3 Perhitungan $r_S$

Selanjutnya, tingkat diskon yang dihitung adalah  $r_S$ . Tingkat diskon ini dihitung berdasarkan rumus (3.21) sebagai berikut :

a. Untuk skenario normal :

$$\begin{aligned} r_S &= 20,32\% + \text{US\$ } 11,086 \text{ Juta} / \text{US\$ } 22,173 \text{ Juta} (1 - 0) (20,32\% - 4,37\%) \\ &= 28,29\% \end{aligned}$$

Jadi nilai  $r_S$  untuk skenario ini adalah 28,29%

b. Untuk skenario optimis :

$$\begin{aligned} r_S &= 36,19\% + \text{US\$ } 11,086 \text{ Juta} / \text{US\$ } 22,173 \text{ Juta} (1 - 0) (36,19\% - 5,45\%) \\ &= 51,56\% \end{aligned}$$

Jadi nilai  $r_S$  untuk skenario ini adalah 51,56%

c. Untuk skenario pesimis :

$$\begin{aligned} r_S &= 4,06\% + \text{US\$ } 11,086 \text{ Juta} / \text{US\$ } 22,173 \text{ Juta} (1 - 0) (4,06\% - 3,28\%) \\ &= 4,45\% \end{aligned}$$

Jadi nilai  $r_S$  untuk skenario ini adalah 4,45%

Ringkasan tingkat diskon ini dapat dilihat di Tabel 4.14.

**Tabel 4.14 Perbandingan Tingkat Diskon**

Tingkat Diskon	SKENARIO		
	Norma I	Optimi s	Pesimi s
$r_S$	28,29%	51,56%	4,45%
$r_0$	20,32%	36,19%	4,06%
$r_B$	4,37%	5,45%	3,28%

(Sumber : Data PT Eksindo Telaga Said Darat diolah)

Dari Tabel 4.14 terlihat hasil perhitungan tingkat diskon pada semua skenario. Antara satu skenario dengan skenario yang lain, terlihat bahwa volatilitas tingkat diskon  $r_0$  dan  $r_S$  sangat besar. Penyebab utamanya adalah besarnya tingkat hasil yang diharapkan (*expected earning*) yang bisa sangat berbeda jauh antara satu skenario dengan skenario yang lain. Hal ini seperti yang diungkapkan oleh salah satu perusahaan perating JCR-VIS ([www.jcrvis.com.pk](http://www.jcrvis.com.pk)) yang menyatakan “*Oil and gas companies seldom attain high ratings due to inherent volatility in cashflows that increases their creditrisk.*” Pada penelitian ini, hasil yang diharapkan pada skenario normal dan optimis demikian besar. Salah satu penyebabnya adalah aspek keuangan Migas Indonesia yang memang banyak memberikan keuntungan bagi kontraktor. Untuk menarik investor, pemerintah memberikan banyak fasilitas dan insentif bagi kontraktor Migas. Selain itu, faktor harga minyak yang tinggi juga turut mengangkat jumlah hasil yang diharapkan.

Data mengenai tingkat diskon PT ETSD di masa lalu tidak dijumpai. Satu-satunya yang ada hanyalah  $r_B$  yang digunakan Lemigas (2003, hal. 43) untuk menilai Potensi lapangan Telaga Said dan Darat yang bernilai 8,75%. Untuk  $r_0$  dan  $r_S$  belum ada data yang pernah dikeluarkan PT ETSD. Salah satu penyebabnya adalah karena sampai dengan tahun 2007 PT ETSD belum mencapai COCP dan karenanya belum mendapatkan pendapatan. Untuk mencari perbandingan dengan perusahaan Migas di Indonesia, data-datanya tidak tersedia. Data yang tersedia hanyalah tingkat diskon pada perusahaan Migas Amerika Serikat. Namun, tingkat diskon perusahaan Migas di Indonesia yang dalam hal ini adalah PT ETSD tidak bisa begitu saja dibandingkan *apple to apple* dengan

tingkat diskon perusahaan Migas di Amerika Serikat. Penyebabnya ada beberapa hal. Pertama, aspek keuangan Migas di Indonesia berbeda dengan di Amerika Serikat. Aspek keuangan Migas di Indonesia penuh dengan fasilitas dan insentif bagi kontraktor. Sebagai contoh adalah hasil perhitungan skenario pesimis sebelumnya, pemerintah melalui PERTAMINA *share* dan *Government tax* hanya mendapat sekitar 17,09% sedangkan kontraktor bisa mendapatkan 82,91% dari pendapatan. Memang angka ini bisa saja berubah dan bagian pemerintah bisa lebih besar dari bagian kontraktor, tapi sistem yang ada, memungkinkan kontraktor untuk mendapatkan penghasilan yang lebih besar. Sistem di Amerika Serikat tidak sama dengan di Indonesia. Kedua, perusahaan Migas di Indonesia hampir semuanya kecuali PERTAMINA bergerak hanya di sektor hulu seperti eksploitasi dan produksi, sedangkan perusahaan Migas di Amerika Serikat banyak yang bergerak di sektor hulu dan juga hilir seperti pemasaran produk pelumas dan bahan bakar minyak. Perbedaan sektor ini tentunya berimplikasi kepada perbedaan risiko dan pendapatan serta biaya yang mungkin terjadi. Ketiga, perhitungan tingkat diskon pada penelitian ini memakai  $r_0$  sebagai salah satu komponen  $r_S$ , sedangkan pada Tabel mengenai tingkat diskon perusahaan Migas di Amerika Serikat menggunakan CAPM dengan  $\beta$  sebagai salah satu komponen  $r_S$ . Keempat, harga minyak pada tahun 2006 masih jauh di bawah harga minyak pada tahun 2007. Hal ini tentu saja mempengaruhi pendapatan dan pada akhirnya mempengaruhi tingkat diskon. Pada Tabel 4.15 disajikan tingkat diskon beberapa perusahaan Migas di Amerika Serikat.

**Tabel 4.15 Tingkat Diskon Beberapa Perusahaan Migas di Amerika Serikat pada Tahun 2006**

PERUSAHAAN	$r_S$	$r_B$	$r_{WACC}$
Amerada Hess	16,33%	5,72%	13,75%
Anadarko	16,33%	5,16%	14,78%
Burlington Resources	15,33%	5,26%	14,25%
Chevron	15,83%	4,91%	11,88%
Conoco Phillips	16,33%	5,13%	15,01%
Exxon Mobil	15,83%	1,23%	15,57%

Murphy	16,83%	5,34%	16,18%
--------	--------	-------	--------

(Sumber : Strayhorn dan Comptroller, 2006, www.window.state.tx.us)

#### 4.4 Perhitungan NPV/FTE

Setelah semua tingkat diskon didapat, maka nilai proyek dapat ditentukan. Untuk struktur modal dengan semua modal sendiri, nilai proyek/perusahaan ditentukan dengan metode NPV. Sedangkan untuk struktur modal yang menggunakan pembiayaan musyarakah, penilaian dilakukan dengan metode FTE.

##### 4.4.1 Perhitungan NPV dengan Semua Modal Sendiri

Perhitungan NPV menggunakan rumus (3.25) dan dilakukan terhadap masing-masing skenario sebagai berikut :

$$\begin{aligned} NPV_{\text{normal}} &= \text{US\$ } 5,835 \text{ Juta} / (1 + 20,32\%)^1 \\ &= \text{US\$ } 4,850 \text{ Juta} \end{aligned}$$

Jadi nilai proyeksi nilai proyek/perusahaan dengan semua modal sendiri pada skenario normal adalah sebesar US\$ 4,850 Juta.

$$\begin{aligned} NPV_{\text{optimis}} &= \text{US\$ } 11,112 \text{ Juta} / (1 + 36,19\%)^1 \\ &= \text{US\$ } 8,159 \text{ Juta} \end{aligned}$$

Jadi nilai proyeksi nilai proyek/perusahaan dengan semua modal sendiri pada skenario optimis adalah sebesar US\$ 8,159 Juta.

$$\begin{aligned} NPV_{\text{pesimis}} &= \text{US\$ } 426 \text{ Ribu} / (1 + 4,06\%)^1 \\ &= \text{US\$ } 409 \text{ Ribu} \end{aligned}$$

Jadi nilai proyeksi nilai proyek/perusahaan dengan semua modal sendiri pada skenario pesimis adalah sebesar US\$ 409 Ribu

#### 4.4.2 Perhitungan FTE dengan Pembiayaan Musyarakah

Perhitungan FTE menggunakan rumus (3.26) dan dilakukan terhadap masing-masing skenario sebagai berikut :

$$\begin{aligned} \text{FTE}_{\text{normal}} &= \text{US\$ } 11,086 \text{ Juta} / (1 + 28,29\%)^0 - \text{US\$ } 5,737 \text{ Juta} / (1 + 28,29\%)^1 \\ &= \text{US\$ } 6,614 \text{ Juta} \end{aligned}$$

Jadi nilai proyeksi nilai proyek/perusahaan dengan pembiayaan musyarakah pada skenario normal adalah sebesar US\$ 6,614 Juta.

$$\begin{aligned} \text{FTE}_{\text{optimis}} &= \text{US\$ } 11,086 \text{ Juta} / (1 + 51,56\%)^0 - \text{US\$ } 578 \text{ Ribu} / (1 + 51,56\%)^1 \\ &= \text{US\$ } 10,705 \text{ Juta} \end{aligned}$$

Jadi nilai proyeksi nilai proyek/perusahaan dengan pembiayaan musyarakah pada skenario optimis adalah sebesar US\$ 10,705 Juta.

$$\begin{aligned} \text{FTE}_{\text{pesimis}} &= \text{US\$ } 11,086 \text{ Juta} / (1 + 4,45\%)^0 - \text{US\$ } 11,024 \text{ Juta} / (1 + 4,45\%)^1 \\ &= \text{US\$ } 532 \text{ Ribu} \end{aligned}$$

Jadi nilai proyeksi nilai proyek/perusahaan dengan pembiayaan musyarakah pada skenario pesimis adalah sebesar US\$ 532 Ribu

Ringkasan nilai proyek tersebut dapat dilihat pada Tabel 4.16

**Tabel 4.16 Hasil Perhitungan NPV/FTE**

SKENARIO	KEBIJAKAN STRUKTUR MODAL	
	Musyarakah	Modal sendiri
Normal (Juta US\$)	6,614	4,850
Optimis (Juta US\$)	10,705	8,159
Pesimis (Juta US\$)	0,532	0,409

(Sumber : Data PT Eksindo Telaga Said Darat diolah)

Dari hasil tersebut dapat dilihat bahwa dari ketiga skenario, nilai proyek/perusahaan dengan pembiayaan musyarakah selalu lebih tinggi dari nilai proyek/perusahaan dengan struktur modal semua modal sendiri. Dengan demikian pertanyaan penelitian pertama telah terjawab. Dari hasil tersebut, rekomendasi kebijakan struktur modal untuk semua sifat pengambil keputusan adalah dengan menggunakan pembiayaan musyarakah. Hal ini dapat dilihat di Tabel 4.17.

**Tabel 4.17 Rekomendasi Kebijakan Struktur Modal Menurut NPV/FTE**

SIFAT	KEBIJAKAN STRUKTUR MODAL	
	Musyarakah	Modal sendiri
Moderat	v	
Pengambil Risiko	v	
Penghindar Risiko	v	

(Sumber : Data PT Eksindo Telaga Said Darat diolah)

#### **4.5 Potensi Risiko**

Dari perhitungan dan analisis sebelumnya diketahui bahwa proyek TAC P-ETSD terutama untuk tahun 2008 diproyeksikan sangat layak untuk dijalankan. Diketahui juga bahwa PT ETSD direkomendasikan untuk memilih pembiayaan musyarakah sebagai sumber dana eksternalnya karena lebih menguntungkan dalam ketiga skenario. Selain itu, hasil analisis di atas dapat menjadi daya tarik bagi bank-bank syariah untuk menyalurkan dananya kepada perusahaan-perusahaan Migas di Indonesia khususnya PT ETSD.



Walaupun hasil perhitungan dan analisis di atas menarik, bank-bank syariah tetap harus mewaspadaikan potensi risiko yang ada di bisnis ini khususnya di PT ETSD. Beberapa potensi risiko yang harus diwaspadai antara lain adalah status PT ETSD yang sampai pada tahun 2007 belum komersil (belum COCP). Jika kondisi ini terus berjalan hingga tahun 2008, maka semua perhitungan dan analisis di atas menjadi tidak berlaku. Hal ini disebabkan syarat mendapatkan pendapatan adalah sudah komersil. Potensi risiko berikutnya adalah kemungkinan tingkat produksi yang tidak sesuai dengan perkiraan semula. Pemboran tujuh sumur sebelumnya menunjukkan selisih yang sangat signifikan antara estimasi tingkat produksi dan produksi yang terealisasi. Hal ini tentunya perlu diwaspadai. Dua potensi risiko ini adalah risiko yang paling harus diwaspadai dan diperhitungkan matang-matang. Masih terdapat risiko lainnya, misalnya kemungkinan harga minyak anjlok kembali, adanya faktor *human fraud*, dan lain-lainnya.

Terlepas dari risiko-risiko tersebut, hasil penelitian dan analisis sebelumnya tetaplah menarik dan memiliki kemungkinan yang cukup tinggi untuk tercapai. Hal ini sesuai dengan kondisi industri Migas yang *high risk-high return*. Akhirnya, semua kembali kepada bank-bank syariah dalam menimbang antara potensi pendapatan dan potensi risiko yang ada. Sedangkan bagi pihak PT ETSD, sudah terjawab permasalahan yang ada, yaitu memilih pembiayaan musyarakah sebagai pilihan sumber dana dari luar.