



UNIVERSITAS INDONESIA

**PEMBAGIAN *REVENUE PRODUCTION SHARING*
CONTRACT PADA PT. PR**

LAPORAN MAGANG

**Diajukan sebagai salah satu syarat untuk memperoleh gelar Sarjana
Ekonomi**

PRASETYA FALENTINO IDRIS

0806351810

FAKULTAS EKONOMI

PROGRAM AKUNTANSI

DEPOK

JANUARI 2012

HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS

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

Nama : Prasetya Falentino Idris

NPM : 0806351810

Tanda Tangan :



Tanggal : 26 Januari 2012

HALAMAN PENGESAHAN

Laporan Magang ini diajukan oleh :
Nama : Prasetya Falentino Idris
NPM : 0806351810
Program Studi : Akuntansi
Judul Laporan Magang : Pembagian *Revenue Production Sharing Contract*
pada PT. PR

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

DEWAN PENGUJI

Pembimbing : Drs. Tasnim Ali Widjanarko S.E.

Penguji : Kurnia Irwansyah Rais, SE., MAk

Penguji : Rafika Yuniasih, SE., MSM.

Ditetapkan di : Depok, Jawa Barat
Tanggal : 26 Januari 2012

KATA PENGANTAR

Alhamdulillahrabbi'l'alamiin, Puji syukur saya kepada Allah SWT karena atas berkat dan rahmat-Nya, saya dapat menyelesaikan laporan magang ini. Penulisan laporan magang ini dilakukan dalam rangka memenuhi salah satu syarat untuk mencapai gelar Sarjana Ekonomi Jurusan Akuntansi di Fakultas Ekonomi Universitas Indonesia. Laporan Magang ini tentu bukanlah karya yang sempurna, tentu saya sebagai penulis tiada mungkin dapat menyelesaikannya tanpa bantuan berbagai pihak. Pada kesempatan ini penulis ingin berterimakasih kepada :

1. Orang tua penulis, Idris dan Musnelli Anies yang telah memberikan dukungan terbaik bagi penulis untuk mencapai semua cita-cita. Terima kasih untuk semua doa dan motivasi yang luar biasa. Terima kasih penulis sampaikan juga untuk ketiga adik penulis, Ryandha Idris, Wahyu Idris, dan Priska Kinanti Idris yang sudah memberikan semangat dan bantuan yang tidak ternilai dalam proses pembuatan Laporan Magang ini.
2. Bapak Tasnim Ali Widjanarko selaku dosen pembimbing yang sudah bersedia meluangkan waktunya untuk membantu penulis dalam penyusunan Laporan Magang ini. Terima kasih untuk evaluasi dan masukan yang telah diberikan.
3. KAP PricewaterhouseCoopers yang telah memberikan kesempatan bagi penulis untuk mengikuti program magang selama tiga bulan. Banyak pengalaman dan ilmu yang penulis dapatkan. Terimakasih kepada teman-teman di tim Exxon : Faatima Kholvadia, Robby Fonso, Noor.
4. Para pendidik dan karyawan FEUI yang telah banyak mengajarkan saya banyak hal, memberikan pengetahuan tentang kehidupan dan membantu dalam hal perkuliahan.
5. Aulia Rizka Destiana, yang begitu banyak membantu di saat suka maupun duka, menjadi solusi di saat kepanikan. Jangan sering-sering *ngambek*, *bo* :)

6. Bang Big Zaman atas es sop buahnya dan dua *cakes* kecil imutnya yang telah memberi energi luar biasa pada saat penulis mengerjakan laporan magang ini.
7. Para teman se-angkatan dan senior FE yang telah memberikan semangat di kala merasa *stuck* oleh laporan magang yang tak kunjung usai.
8. Teman-teman PPSDMS yang telah memberi semangat, terutama anak-anak 2009 yang *udah mau dicing-cengin* oleh penulis. Semoga amal ibadahnya diterima di sisi Allah SWT.
9. Kepada semua pihak yang penulis kenal dari lahir hingga kini. Terimakasih telah mengisi lembar hidup dan memberikan warna yang berbeda.

Semoga Allah SWT membalas kebaikan yang tak terhingga. Semoga karya ini dapat bermanfaat untuk menambah pengetahuan, terutama terkait aktivitas akuntansi pada industry hulu Migas.

Depok, Januari 2012

Penulis

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

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

Nama : Prasetya Falentino Idris

NPM : 0806351810

Program Studi : S1 Reguler

Departemen : Akuntansi

Fakultas : Ekonomi

Jenis Karya : Laporan Magang

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

Pembagian Revenue Production Sharing Contract pada PT. PR

beserta perangkat yang ada (jika diperlukan). Dengan Hak Bebas Royalti Noneksklusif ini Universitas Indonesia berhak menyimpan, mengalihmedia/format-kan, mengelola dalam bentuk pangkalan data (*database*), merawat, dan memublikasikan tugas akhir saya selama tetap mencantumkan nama saya sebagai penulis/pencipta dan sebagai pemilik Hak Cipta.

Demikian pernyataan ini saya buat dengan sebenarnya.

Dibuat di : Depok

Pada tanggal : 26 Januari 2012

Yang menyatakan,


(Prasetya Falentino Idris)

ABSTRAK

Nama : Prasetya Falentino Idris
Program Studi : Akuntansi
Judul : Pembagian *Revenue Production Sharing Contract* pada PT. PR

Dalam *Production Sharing Contract* (PSC), PT. PR sebagai kontraktor memiliki kewajiban untuk memberikan laporan aktivitas bisnisnya kepada Badan Pelaksana Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi (BP Migas). Dalam laporannya ini terdapat perhitungan pembagian *revenue* antara kedua entitas. Pembagian *revenue* berupa perhitungan *Equity to be Split* (ES) dan *Contractor's Share* (CS). Perhitungan ES menggunakan rumus $ES = TL - FTP - CR - IC$ dan CS menggunakan rumus $CS = p.ES + p.FTP$ dengan TL adalah *Total Lifting*, FTP adalah *First Tranche Petroleum*, CR adalah *Cost Recovery*, dan IC adalah *Investment Credit*. Setelah dilakukan perhitungan, maka PT. PR menyajikannya dalam bentuk *Financial Quarterly Report* (FQR) yang dilaporkan setiap tiga bulan.

Kata kunci :
Production Sharing Contract, Equity to be Split, Financial Quarterly Report

ABSTRACT

Name : Prasetya Falentino Idris
Departement : Accounting
Title : Revenue Division in the Production Sharing Contract in PT. PR

In the Production Sharing Contract (PSC), PT. PR as a contractor has the obligation to provide its business activity reports to the Oil and Gas Upstream Regulator and Implementing Agency (BP Migas). In this report there is a calculation of the division of revenue between the two entities. The division's revenue in the form of calculation Equity to be Split (ES) and the Contractor's Share (CS). Calculation using the formula $ES = TL - FTP - CR - IC$ and $CS = p.ES + p.FTP$ with TL is Total Lifting, FTP is the First Tranche Petroleum, CR is the Cost Recovery, and IC is the Investment Credit. After doing the calculations, then the PT. PR presented in the form of Quarterly Financial Report (FQR) are reported every three months.

Keywords :
Production Sharing Contract, Equity to be Split, Financial Quarterly Report

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL.....	i
HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS.....	ii
HALAMAN PENGESAHAN.....	iii
KATA PENGANTAR.....	iv
LEMBAR PERSETUJUAN PUBLIKASI KARYA ILMIAH.....	vi
ABSTRAK.....	vi
ABSTRACT.....	viii
DAFTAR ISI.....	ix
DAFTAR TABEL.....	xi
DAFTAR GAMBAR.....	xii
1. PENDAHULUAN.....	1
1.1 Latar Belakang Program.....	1
1.2 Tujuan Penulisan Laporan Magang.....	1
1.3 Tempat dan Waktu Pelaksanaan Magang.....	2
1.4 Ruang Lingkup Kegiatan Magang.....	2
1.5 Ruang Lingkup Penulisan Laporan Magang.....	4
1.6 Sistematika Penulisan.....	4
2. LINGKUNGAN INDUSTRI MINYAK DAN GAS.....	7
2.1 Industri Minyak dan Gas.....	7
2.1.1 Industri Hulu Migas.....	8
2.1.2 Industri Hulu Migas di Indonesia.....	8
2.2 Pihak-Pihak yang Terkait Industri Hulu Minyak dan Gas.....	10
2.2.1 Badan Pelaksana Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi.....	11
2.2.2 Kontraktor Kontrak Kerja Sama.....	11
2.2.3 Lingkungan Eksplorasi.....	12
3. PERATURAN TERKAIT.....	13
3.1 Undang-Undang Republika Indonesia nomor 22 tahun 2001 tentang Minyak dan Gas Bumi.....	13
3.2 Pedoman Tata Kerja BP Migas nomor 007 Revisi-II/PTK/I/2001 tentang Pengelolaan Rantai Suplai Kontrak Kerjasama.....	15
3.3 Peraturan Pemerintah Republik Indonesia nomor 79 tahun 2010.....	16
3.4 Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral nomor 2 tahun 2008 tentang <i>Domestic Market Obligation fee</i>	20
3.5 Undang-Undang Republik Indonesia nomor 17 tahun 2000.....	20
4. PERNYATAAN STANDAR AKUNTANSI KEUANGAN DAN TEORI TERKAIT.....	21
4.1 Pernyataan Standar Akuntansi Keuangan 29 tentang Akuntansi Minyak dan Gas Bumi.....	21
4.1.1 Metode <i>Full Cost</i> (FC).....	21
4.1.2 Metode <i>Successful Effort</i> (SE).....	22
4.1.3 Perbandingan Metode FC dengan SE.....	23
4.1.4 Akuntansi Eksplorasi.....	24
4.1.4.1 Uraian Kegiatan Eksplorasi.....	25

4.1.4.2 Jenis Biaya Eksplorasi.....	27
4.1.4.3 Perlakuan Akuntansi Terhadap Jenis Biaya Eksplorasi.....	28
4.1.5 Akuntansi Pengembangan.....	28
4.1.5.1 Uraian Kegiatan Pengembangan.....	29
4.1.5.2 Jenis Biaya Pengembangan.....	30
4.1.5.3 Perlakuan Akuntansi Terhadap Jenis Biaya Pengembangan.....	32
4.1.6 Akuntansi Produksi.....	32
4.1.6.1 Uraian Kegiatan Produksi.....	33
4.1.6.2 Jenis Beban Produksi.....	34
4.1.6.3 Perlakuan Akuntansi Terhadap Beban Produksi.....	35
4.2 Pernyataan Standar Akuntansi IAI 23 tentang Akuntansi Pendapatan.....	35
4.3 <i>Total Lifting</i>	37
4.4 <i>First Tranche Petroleum</i>	37
4.5 <i>Cost Recovery</i>	37
4.6 <i>Investment Credit</i>	37
4.7 <i>Domestic Market Obligation</i>	38
4.8 <i>Equity to be Split</i>	39
5. PROFIL PT. PR.....	40
5.1 Sejarah PT. PR di Indonesia.....	40
5.2 Operasional PT. PR di Indonesia.....	41
6. PEMBAHASAN DAN ANALISIS.....	42
6.1 Perhitungan <i>Equity to be Split</i> dan <i>Contractor's Share</i>	42
6.1.1 Ilustrasi Perhitungan ES.....	44
6.2 Penyajian Hasil Perhitungan ES dan CS dalam FQR.....	49
6.2.1 Penjurnalan Biaya Kegiatan Eksplorasi.....	49
6.2.2 Penjurnalan Setelah Kegiatan Eksplorasi.....	50
6.2.3 Penyajian dalam FQR.....	52
6.2.4 Pelaporan Lainnya kepada BP Migas.....	54
7. KESIMPULAN DAN SARAN.....	55
7.1 Kesimpulan.....	55
7.2 Saran.....	56

DAFTAR REFERENSI
LAMPIRAN

DAFTAR TABEL

Tabel 5.1 Sejarah PT. PR di Indonesia	40
Tabel 6.1 Pengeluaran PT. PR yang Bisa di- <i>Recovery</i>	45
Tabel 6.2 <i>Financial Quarterly Report</i> PT. PR	53



DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1	Produsen Minyak Bumi di Indonesia.....	9
Gambar 2.2	Produksi dan Konsumsi Minyak di Indonesia.....	10
Gambar 2.3	Produksi Minyak dan Gas Indonesia.....	10
Gambar 5.1	Operasional PT. PR di Indonesia.....	41
Gambar 6.1	Alur Perhitungan <i>Equity to be Split</i>	42



BAB 1

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang Program Magang

Perkembangan dunia bisnis dan iklim globalisasi saat ini menuntut semua pihak termasuk universitas untuk bergerak lebih cepat. Saat ini universitas tidak lagi dituntut untuk sekedar memenuhi kebutuhan didikan dari segi akademik sisi teoritis namun juga harus membekalinya dengan pengalaman di dunia riil. Program magang adalah salah satu cara bagi pihak universitas untuk mengenalkan didikan kepada dunia riil lebih awal.

Program magang merupakan salah satu alternatif syarat kelulusan yang disediakan oleh Fakultas Ekonomi Universitas Indonesia. Mahasiswa program sarjana reguler dapat memilih salah satu diantara skripsi atau magang, dimana masing-masing program tersebut memiliki tujuan tersendiri dan juga memiliki manfaat tersendiri bagi mahasiswa yang menjalaninya.

Program magang diperuntukkan bagi mahasiswa yang telah menyelesaikan kredit minimal 120 sks dan memperoleh Indeks Prestasi Kumulatif (IPK) minimal 2,75. Program magang ini diharapkan mampu untuk mencetak lulusan yang siap menghadapi tantangan dan tuntutan dunia kerja. Selain itu, program magang ini juga diharapkan dapat menjadi sarana belajar bagi mahasiswa untuk mengimplementasikan dan mengaplikasikan ilmu yang diperoleh selama masa perkuliahan, sehingga saat benar-benar terjun di dunia kerja sudah siap dengan pengalaman belajar selama program magang.

1.2 Tujuan Penulisan Laporan Magang

Laporan magang ini berisi mengenai penjelasan dari perhitungan pembagian *revenue Production Sharing Contract* (PSC) pada PT. PR yang penulis lakukan pada saat kegiatan magang di Kantor Akuntan Publik PricewaterhouseCoopers (KAP PWC). Pembagian *revenue* PSC ini berupa perhitungan *Equity to be Split* dan berlanjut pada *Contractor's Share* pada perusahaan *Production Sharing Contract* (PSC). Kemudian untuk tujuan

akademis, penulis juga menambahkan beberapa penjelasan dari tulisan-tulisan ilmiah apakah dalam bentuk buku, jurnal, maupun publikasi dari KAP PWC sendiri.

Adapun tujuan dari penulisan laporan magang ini antara lain:

- Untuk memenuhi salah satu persyaratan wajib kelulusan dalam mata kuliah magang dan memperoleh gelar sarjana ekonomi.
- Menyempurnakan pengalaman yang penulis dapatkan pada saat program magang dengan teori ilmiah yang menjelaskan mengenai praktik akuntansi tersebut.
- Sebagai sarana pelaporan kegiatan magang yang penulis lakukan di KAP PWC.
- Memberikan gambaran dan penjelasan kepada pembaca mengenai perhitungan pembagian *revenue* PSC dan penyajiannya dalam laporan perusahaan kepada BP Migas.
- Sebagai sarana kontribusi penulis kepada Fakultas Ekonomi Universitas Indonesia, Universitas Indonesia, dan KAP PWC.

1.3 Tempat dan Waktu Pelaksanaan Magang

Penulis melaksanakan kegiatan magang selama tiga bulan dari tanggal 15 September sampai dengan 15 Desember 2011 di Kantor Akuntan Publik Tanudiredja, Wibisana, dan Rekan yang berafiliasi pada PricewaterhouseCoopers International Limited (PWCIL) (selanjutnya disebut dengan KAP PWC). Selama kegiatan magang, penulis menempati posisi sebagai *Assosiate* di bagian *Assurance Service* pada *subline of service* Energy, Utility, and Mining (EUM).

1.4 Ruang Lingkup Kegiatan Magang

Selama tiga bulan kegiatan magang, Penulis berkesempatan untuk melakukan audit bersama beberapa *engagement team* sebagai *assosiate* yang bertugas sebagai asisten yang membantu pekerjaan *Manager In-Charge*, *Senior Associates*, dan terkadang juga ikut membantu *associate* yang lain

dalam melaksanakan *fieldwork audit* serta proses pelaporan *interim review* pada perusahaan klien, yakni pada:

- PT. PR

PT. PR adalah perusahaan yang bergerak di bidang usaha hulu minyak dan gas bumi. Operasi perusahaan beserta perusahaan pendahulunya sudah lebih dari 100 tahun di Indonesia. PT. PR menguasai beberapa ladang minyak dan migas di Indonesia, dari Indonesia bagian barat sampai ke timur Indonesia.

Selama dua minggu melakukan *fieldwork* di kantor PT. PR, penulis melakukan beberapa prosedur audit, yaitu membuat *lead schedule* beberapa akun, melakukan *test of bank reconciliation*, dan membantu manager untuk mempersiapkan prosedur audit yang akan dilakukan pada program AURA¹. Kegiatan lain yang penulis lakukan antara lain melakukan vouching untuk audit beberapa akun.

Selama kegiatan audit di PT. PR ini, penulis seringkali terlibat dalam diskusi antara tim audit dengan manajemen (klien), terutama mengenai penyajian laporan keuangan dalam PSC *Accounting*. Salah satu yang paling menarik menurut penulis adalah mengenai perhitungan pembagian *revenue* PSC berupa perhitungan *Equity to be Split* dan *Contractor's Share* yang akhirnya penulis angkat sebagai topik pada laporan magang ini.

- PT. AX

PT. AX adalah salah satu dari perusahaan penghasil batubara terbesar di Indonesia. Usaha produksi batubara PT. AX telah berlangsung di beberapa tempat di Indonesia dan yang terbesar berada di Kalimantan. PT. AX menguasai industri batu bara dari hulu sampai ke hilir termasuk unit bisnis pendukung seperti transportasi melalui penguasaan bisnis kapal tongkang dan pengerukan alur angkut.

Penulis bergabung dalam tim PT. AX selama empat minggu, yaitu dua minggu di kantor pusat PT. AX di Jakarta dan dua minggu lagi di Banjarmasin untuk melakukan audit terhadap anak perusahaan PT. AX yang

¹ AURA adalah software yang digunakan dalam system pengauditan di PWC

ada di Banjarmasin. Ada dua anak perusahaan PT. AX yang penulis audit di Banjarmasin yaitu PT. SDX dan PT. MBX. Pada klien PT. AX ini penulis membantu tim dalam rekapitulasi pajak semua anak perusahaan, *retain earning reconciliation*, *vouching* beberapa akun, dan membantu senior dan tim dalam melaksanakan prosedur audit lainnya.

1.4 Ruang Lingkup Penulisan Laporan Magang

Pada laporan magang ini, penulis akan menjelaskan mengenai beberapa hal yang dirasa menarik untuk diangkat dan menjadi perhatian akademisi dan praktisi akuntansi, antara lain:

- Perhitungan pembagian *revenue* PSC dengan menghitung *equity to be split* (ES) dan *Contractor's Share* pada perusahaan migas dengan dasar UU 22/2001 dan PP 79/2010
- Penyajian perhitungan ES pada laporan perusahaan pada BP Migas

Penulis memilih topik ini karena pembahasan mengenai perhitungan ini unik, hanya ada pada perusahaan industri hulu migas. Kontrak PSC yang berlaku di Indonesia sendiri pun sangat unik karena hanya ada di Indonesia. Bahkan pengamat industri migas berpendapat bahwa skema PSC Indonesia adalah salah satu yang terbaik di dunia². Skema PSC seperti ini dapat membantu pemerintah untuk melindungi aset migasnya dan mengoptimalkan pendapat dari eksplorasi dan eksploitasi sumur migas yang berada di teritorinya.

Perhitungan ES juga akan meliputi perhitungan *cost recovery* (CS) yang beberapa tahun belakangan menjadi topik yang hangat diperdebatkan di tingkat nasional. Diharapkan dengan ada penjelasan mengenai perhitungan ini maka pihak yang berkepentingan terhadap hal ini akan semakin paham bagaimana sebenarnya duduk persoalan perhitungan porsi pendapatan yang didapat oleh pemerintah dan porsi yang didapat oleh perusahaan kontraktor.

² Bobby Adhityo Rizaldi, anggota Komisi VII DPR RI, dalam Seminar Badan Eksekutif Mahasiswa (BEM) Nasional dan Merah Putih Institute di Taman Ismail Marzuki (TIM), Cikini, Jakarta (28/6/2011) (IndoPetro-Online, 2011)

1.5 Sistematika Penulisan

Penulisan laporan magang ini tersusun atas 7 bagian, yang akan diperinci sebagai berikut:

a. Bab 1 Pendahuluan

Bab ini menjelaskan segala aspek administratif dari program magang. Bagian ini diawali dengan latar belakang dilakukannya program magang sebagai salah satu mata kuliah prasyarat kelulusan mahasiswa jurusan Akuntansi Fakultas Ekonomi Universitas Indonesia (FEUI). Di dalam bab ini juga dijelaskan mengenai tujuan program magang dan penulisan laporan magang, tempat dan waktu pelaksanaan kegiatan magang, serta penjelasan secara umum mengenai hal-hal yang dikerjakan selama pelaksanaan program magang. Bagian ini dilanjutkan dengan menjelaskan ruang lingkup dan sistematika penulisan laporan magang. Bab ini menjadi pengantar dari bab-bab selanjutnya dan memberi gambaran singkat kepada pembaca mengenai isi dari laporan magang ini secara keseluruhan.

b. Bab 2 Lingkungan Industri Minyak dan Gas

Bab ini menjelaskan bagaimana kondisi lingkungan industri minyak dan gas dan *nature* dari industri ini. Pada bagian ini juga dijelaskan bagaimana kondisi migas di Indonesia, terutama industri hulunya.

c. Bab 3 Peraturan Terkait

Bab ini akan menjelaskan mengenai semua peraturan yang berkaitan dengan perhitungan pembagian *revenue Production Sharing Contract (PSC)*.

d. Bab 4 Pernyataan Standar Akuntansi Keuangan dan Teori Terkait

Bab ini menjelaskan PSAK yang terkait dengan perhitungan pembagian *revenue PSC*. Pada bagian ini juga dijelaskan mengenai teori dan penjelasannya lainnya mengenai PSC.

e. Bab 5 Profil PT. PR

Bab ini menjelaskan mengenai profil singkat PT. PR sebagai perusahaan yang menjadi dasar pembahasan dalam topik laporan magang

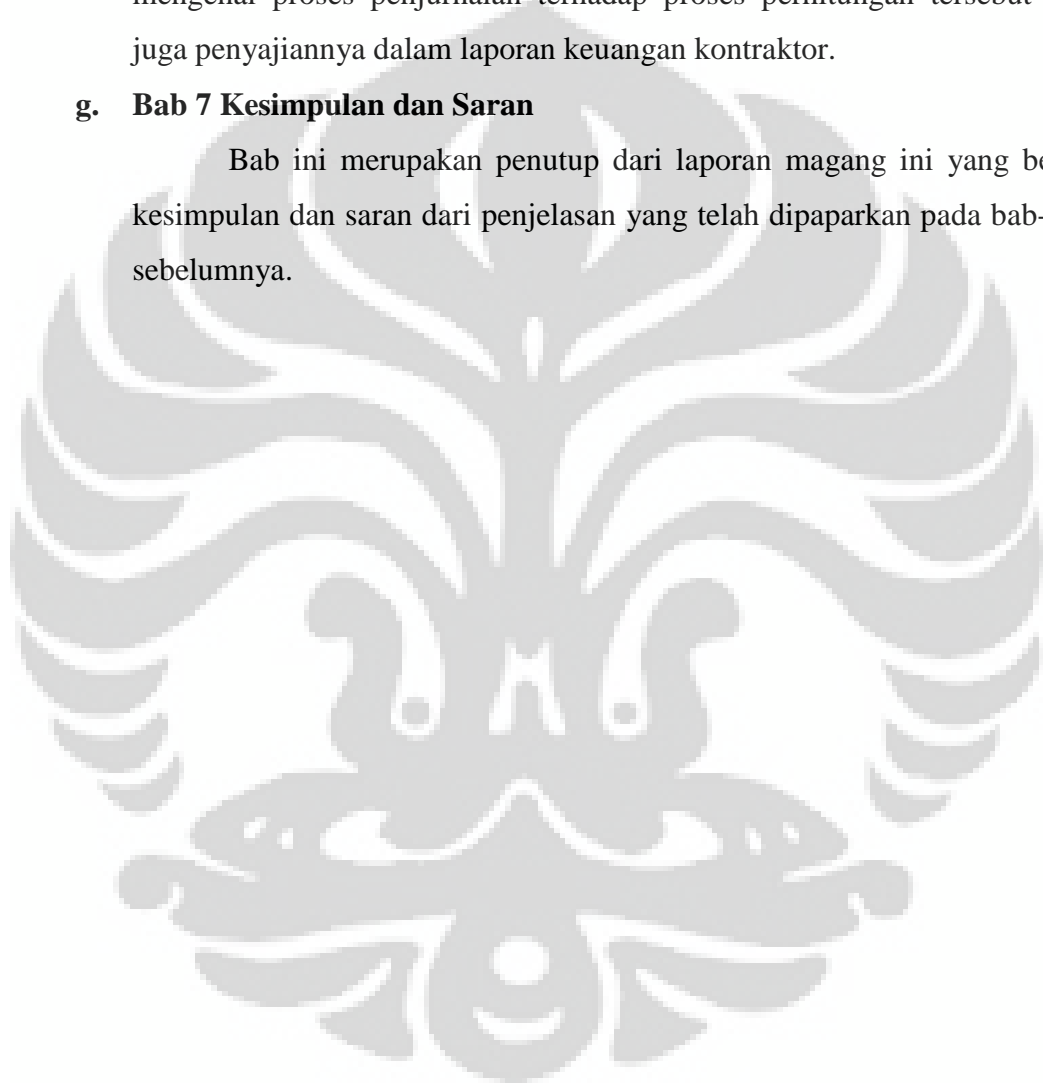
ini. Hal-hal yang termasuk dalam profil singkat tersebut antara lain penjelasan singkat mengenai perusahaan secara umum, sejarah singkat perusahaan di Indonesia, dan operasional perusahaan.

f. Bab 6 Pembahasan dan Analisis

Bab ini akan menjelaskan mengenai proses perhitungan pembagian *revenue* PSC pada PT. PR. Kemudian pada bagian ini juga akan dijelaskan mengenai proses penjurnalan terhadap proses perhitungan tersebut dan juga penyajiannya dalam laporan keuangan kontraktor.

g. Bab 7 Kesimpulan dan Saran

Bab ini merupakan penutup dari laporan magang ini yang berisi kesimpulan dan saran dari penjelasan yang telah dipaparkan pada bab-bab sebelumnya.



BAB 2

LINGKUNGAN INDUSTRI MINYAK DAN GAS

Industri Minyak dan Gas Bumi adalah salah satu bidang yang sangat vital bagi kehidupan manusia. Fluktuasi kondisi Migas dunia akan mempengaruhi kebijakan suatu negara: ekonomi, politik, keamanan, dan lainnya. Pada bab ini akan dijelaskan mengenai lingkungan industri minyak dan gas bumi dan aspek-aspek yang berpengaruh dalam industri ini.

2.1 Industri Minyak dan Gas (Migas)

Industri minyak baik di Indonesia maupun dunia mengalami cukup banyak perubahan dalam waktu dekat ini. Mulai dari berubahnya komposisi negara penghasil minyak, termasuk keluarnya Indonesia dari *Organization of the Petroleum Exporting Countries* (OPEC), sampai pada fluktuasi harga minyak yang beberapa kali mencapai tingkat ekstrim. Minyak dunia pernah mencapai harga US\$147 per barel pada pertengahan 2008. Namun kemudian harganya pun turun secara ekstrim 70% pada akhir 2008 tersebut ke angka US\$ 32 per barel (Investor Daily, 2011).

Industri Migas dikuasai oleh perusahaan-perusahaan besar karena kebutuhan modal yang sangat besar untuk bisa terjun dalam industri ini. Di Indonesia Industri hulu migas dikuasai oleh perusahaan besar seperti ExxonMobil, Chevron, Shell, Conoco Philips dan juga Badan Usaha Milik Negara (BUMN) yang diwakili Pertamina. Industri hilir migas saat ini masih sangat didominasi oleh perusahaan pemerintah Pertamina.

Industri migas adalah salah satu industri yang sangat mempengaruhi kehidupan rakyat Indonesia secara umum. Untuk itu pemerintah Indonesia melakukan pengawasan ketat terhadap pelaksanaan operasi bisnis di industri ini. Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (ESDM) melakukan pengawasan melalui dua lembaga bentukannya. Badan Pelaksana Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi (BP Migas) untuk pengawasan pada

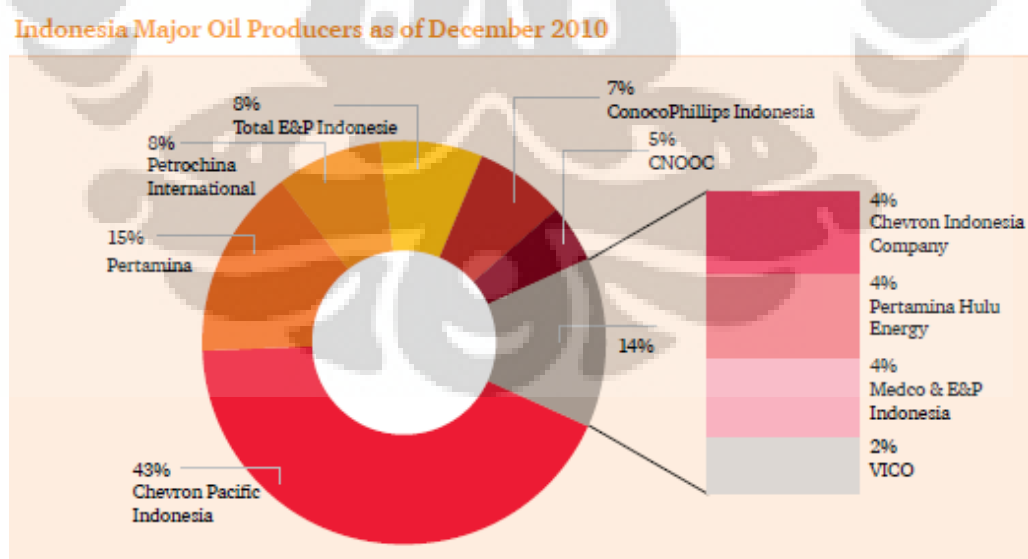
industri hulu migas dan Badan Pengatur Hilir Minyak dan Gas Bumi (BPH Migas) pada industri hilir migas.

2.1.1 Industri Hulu Migas

Dalam UU 22/2001, yang dimaksud dengan industri hulu migas mencakup kegiatan eksplorasi dan eksploitasi ladang tambang. Eksplorasi adalah kegiatan yang bertujuan memperoleh informasi mengenai kondisi geologi untuk menemukan dan memperoleh perkiraan cadangan Minyak dan Gas Bumi di Wilayah Kerja yang ditentukan. Sedangkan yang dimaksud dengan kegiatan eksploitasi adalah rangkaian kegiatan yang bertujuan untuk menghasilkan Minyak dan Gas Bumi dari Wilayah Kerja yang ditentukan, yang terdiri atas pengeboran dan penyelesaian sumur, pembangunan sarana pengangkutan, penyimpanan, dan pengolahan untuk pemisahan dan pemurnian Minyak dan Gas Bumi di lapangan serta kegiatan lain yang mendukungnya.

2.1.2 Industri Hulu Migas di Indonesia

Berikut adalah gambaran mengenai komposisi produsen (kontraktor KKS) minyak di Indonesia:



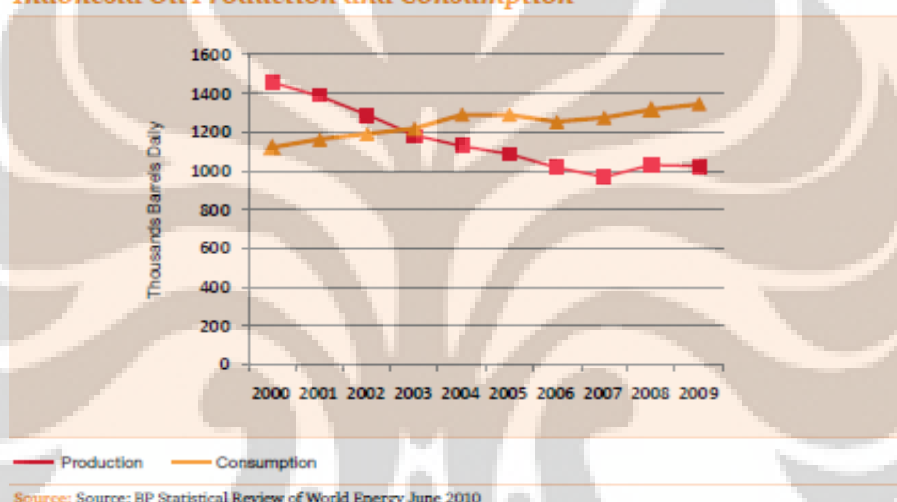
* The BP assets representing this production have been subsequently sold to Pertamina.

Source: Petrominer Monthly Magazine No. 01 Vol XXXVI I January 15, 2011

Gambar 2.1 Produsen Minyak di Indonesia

Produksi minyak Indonesia dari tahun ke tahun terus mengalami penurunan belakangan ini. Mulai tahun 2007, produksi minyak mentah Indonesia berada pada angka di bawah 1 juta barel per hari, sampai pada tahun 2010 total rata-rata produksi minyak mentah Indonesia hanya mencapai angka 0,945 juta barel per hari. Indonesia yang dulu sempat merasakan kejayaan sebagai produsen minyak, mulai tahun 2003 terpaksa menjadi importir minyak karena produksi minyak dalam negeri yang sudah tidak bisa memenuhi konsumsi domestik. Berikut adalah data mengenai produksi minyak di Indonesia:

Indonesia Oil Production and Consumption



Source: Source: BP Statistical Review of World Energy June 2010

Gambar 2.2 Produksi dan Konsumsi Minyak Indonesia

Production										
Crude oil (1000 barrels)	1,342	1,252	1,146	1,096	1,062	1,006	955	979	949	945
Natural Gas (million standard cu m)	66,300	70,350	72,700	72,800	68,700	69,300	68,261	70,000	79670	not available
LPG (1000 MT)	2,188	2,099	1,922	2,945	2,743	1,774	2,117	2,224	2181	not available
LNG (100 MT)	23,883	26,215	27,392	25,238	23,677	22,400	20,851	19,034	19933	24,184
New Contract signed	10	1	15	17	23	5	28	34	34	21

Source:

- OPEC 2008 Annual Statistical Bulletin
- BP Statistical Review of World Energy June 2011
- Directorate General of Oil & Gas (BP Migas) for crude oil production data and new contracts signed 2001- 2010

Gambar 2.3 Produksi Minyak dan Gas Indonesia

2.2 Pihak-Pihak yang Terkait Industri Hulu Minyak dan Gas Bumi

Industri hulu migas adalah wilayah yang sangat potensial dari segi bisnis dan juga sangat menentukan jika bicara mengenai ketahanan negara. Dari sisi bisnis, banyak kontraktor yang ingin masuk ke dalam industri hulu migas Indonesia. Untuk mengamankan sektor hulu migas Indonesia agar tidak menjadi bahan perasan oleh pebisnis maka pemerintah lewat kementerian ESDM, BP Migas, dan BPH Migas berusaha untuk melakukan pengawasan secara ketat industri hulu migas ini.

2.2.1 Badan Pelaksana Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi (BP Migas)

Dalam UU 22/ 2001, yang dimaksud dengan Badan Pelaksana adalah suatu badan yang dibentuk untuk melakukan pengendalian Kegiatan Usaha Hulu di bidang Minyak dan Gas Bumi. BP Migas berhak mengeluarkan aturan dan pedoman tata kerja untuk menjamin pengelolaan industri hulu migas yang baik. BP Migas juga berhak untuk menjatuhkan sanksi kepada pihak-pihak yang dianggap melakukan pelanggaran aturan, undang-undang, dan pedoman tata kerja sehingga merugikan negara.

2.2.2 Kontraktor Kontrak Kerja Sama (KKKS)

Dalam UU 22/ 2001 dijelaskan bahwa yang berhak untuk melakukan ikatan dengan Kontrak Kerja Sama (KKS) hanya entitas yang telah berbentuk Badan Usaha Tetap (BUT). Maka Kontraktor Kontrak Kerja Sama (KKKS) haruslah terlebih dahulu berbentuk BUT untuk bisa diizinkan melakukan aktivitas eksplorasi dan eksploitasi minyak dan gas bumi.

BUT adalah badan usaha yang didirikan dan berbadan hukum di luar wilayah Negara Kesatuan Republik Indonesia yang melakukan kegiatan di wilayah Negara Kesatuan Republik Indonesia dan wajib mematuhi peraturan perundang-undangan yang berlaku di Republik Indonesia. KKS adalah Kontrak Bagi Hasil atau bentuk kontrak kerja sama

lain dalam kegiatan Eksplorasi dan Eksploitasi yang lebih menguntungkan Negara dan hasilnya dipergunakan untuk sebesar-besar kemakmuran rakyat. Maka, KKKS adalah BUT yang melakukan kegiatan dengan mematuhi KKS.

2.2.3 Lingkungan Eksplorasi

Kegiatan eksplorasi yang dilakukan oleh KKKS akan menempati wilayah yang di sekitarnya didiami oleh penduduk Indonesia. Kegiatan eksplorasi akan berpengaruh terhadap aktivitas masyarakat di wilayah tersebut. Untuk menghindari adanya kemungkinan kejadian yang tidak diinginkan yang bersinggungan dengan penduduk setempat, salah satu cara yang dilakukan oleh KKKS adalah dengan mengadakan kegiatan *community development*. Dalam PP 79/2010, kegiatan *community development* pada masa eksplorasi dapat dimasukkan dalam skema *cost recovery*. Pada tahap eksploitasi, kegiatan *community development* tidak lagi mendapatkan penggantian dari pemerintah (*unrecoverable*).

BAB 3

PERATURAN TERKAIT

Pada bab ini akan penulis jelaskan mengenai peraturan yang berkaitan dengan pembagian *revenue* pada PT. PR. Ada beberapa aturan yang berkaitan dengan topik yang disajikan di makalah ini, antara lain: UU no. 22 tahun 2001 tentang Minyak dan Gas Bumi, PTK BP Migas no. 007 tahun 2001 tentang Pengelolaan Rantai Suplai Kontrak Kerjasama, PP no. 79 tahun 2010 tentang Biaya-Biaya yang dapat Dikembalikan dalam Kontrak Kerjasama, Peraturan Menteri ESDM no. 2 tahun 2008 tentang *Domestic Market Obligation fee* dan UU no. 17 tahun 2000 tentang Pajak Penghasilan.

3.1 Undang-Undang Republik Indonesia nomor 22 tahun 2001 (UU 22/ 2001) tentang Minyak dan Gas Bumi

Kegiatan usaha hulu minyak dan gas bumi mencakup kegiatan eksplorasi dan eksploitasi. Kegiatan usaha hulu dilaksanakan dan dikendalikan melalui Kontrak Kerja Sama (KKS). Kontrak Kerja Sama adalah Kontrak Bagi Hasil atau bentuk kontrak kerja sama lain dalam kegiatan Eksplorasi dan Eksploitasi yang lebih menguntungkan Negara dan hasilnya dipergunakan untuk sebesar-besar kemakmuran rakyat.

KKS paling sedikit memuat persyaratan:

- a. Kepemilikan sumber daya alam tetap di tangan Pemerintah sampai pada titik penyerahan
- b. Pengendalian manajemen operasi berada pada Badan Pelaksana
- c. Modal dan risiko seluruhnya ditanggung Badan Usaha atau Bentuk Usaha Tetap

KKS wajib memuat paling sedikit ketentuan-ketentuan pokok yaitu:

- a. penerimaan Negara
- b. Wilayah Kerja dan pengembaliannya
- c. kewajiban pengeluaran dana;

- d. perpindahan kepemilikan hasil produksi atas Minyak dan Gas Bumi;
- e. jangka waktu dan kondisi perpanjangan kontrak
- f. penyelesaian perselisihan
- g. kewajiban pemasokan Minyak Bumi dan/atau Gas Bumi untuk kebutuhan dalam negeri
- h. berakhirnya kontrak
- i. kewajiban pasca operasi pertambangan
- j. keselamatan dan kesehatan kerja
- k. pengelolaan lingkungan hidup
- l. pengalihan hak dan kewajiban
- m. pelaporan yang diperlukan
- n. rencana pengembangan lapangan
- o. pengutamakan pemanfaatan barang dan jasa dalam negeri
- p. pengembangan masyarakat sekitarnya dan jaminan hak-hak masyarakat adat
- q. pengutamakan penggunaan tenaga kerja Indonesia

Jangka waktu pelaksanaan KKS adalah 30 tahun. Kontraktor KKS dapat mengajukan perpanjangan kepada BP Migas selama maksimal 20 tahun.

Untuk menjamin kebutuhan dalam negeri, maka BP Migas mewajibkan Kontraktor KKS untuk menyerahkan paling banyak 25% dari hasil produksi minyak bumi dan/ atau gas buminya. Kemudian, untuk memaksimalkan pendapat Negara Kontraktor KKS wajib membayar penerimaan Negara berupa pajak dan Penerimaan Negara Bukan Pajak. Penerimaan Negara berupa pajak terdiri atas:

- a. Pajak-pajak
- b. Bea masuk dan pungutan lain atas impor dan cukai
- c. Pajak daerah dan retribusi daerah

Sedangkan Penerimaan Negara Bukan Pajak terdiri atas:

- a. Bagian Negara
- b. Pungutan Negara yang berupa iuran tetap dan iuran eksplorasi dan eksploitasi

c. Bonus-bonus

Walaupun memperoleh izin untuk melakukan kegiatan eksplorasi di wilayah tertentu, namun Hak atas Wilayah Kerja tidak meliputi hak atas tanah permukaan bumi.

3.2 Pedoman Tata Kerja BP Migas nomor 007 Revisi-II/PTK/I/2001 (PTK 007) tentang Pengelolaan Rantai Suplai Kontrak Kerjasama

PTK 007 menekankan pada pengutamakan penggunaan konten dalam negeri dalam aktivitas eksplorasi dan eksploitasi Kontraktor KKS. Selain itu pada peraturan ini juga dijelaskan mengenai status aset yang dikelola oleh Kontraktor KKS.

Semua aset yang berwujud maupun tidak berwujud berpindah menjadi milik negara yang dikelola oleh BP Migas pada saat dibeli dan berpindah tangan ke dalam penguasaan Kontraktor KKS. Kontraktor KKS wajib menyampaikan Laporan Status Aset kepada BP Migas.

Dalam hal pembayaran semua aktivitas pada kontraktor tingkat produksi, maka pelaksanaannya wajib menggunakan Bank Umum yang berstatus Badan Usaha Milik Negara/ Daerah. Kemudian, dalam hal penetapan harga barang, kontraktor hanya diberi kelonggaran untuk menyepakati harga 10% di atas harga pasar. Jika melebihi batas tersebut maka akan ada sanksi yang akan diberikan kepada kontraktor tersebut.

Komponen dalam negeri barang adalah nilai bahan baku dan bahan pembantu langsung yang berasal dari dalam negeri yang dipergunakan dalam proses pengolahan, pabrikasi, perakitan dan penyelesaian pekerjaan yang dilakukan di dalam negeri ditambah biaya rancang bangun dan pengerjaan sampai dengan menjadi barang jadi. Sedangkan komponen dalam negeri jasa adalah nilai jasa yang digunakan untuk menyelesaikan pekerjaan yang dilakukan di dalam negeri berupa biaya penggunaan peralatan, barang, sarana pendukung, buah pikiran, rancang bangun, perangkat lunak dan tenaga kerja termasuk tenaga ahli yang berasal dari dalam negeri.

Kontraktor KKS wajib menggunakan, mengutamakan atau memberdayakan barang Produksi Dalam Negeri. Hal tersebut antara lain:

Universitas Indonesia

- Kontraktor KKS harus mengakomodasi kualitas teknis barang/jasa Produksi Dalam Negeri yang telah memenuhi persyaratan/kebutuhan minimal yang dapat dipertanggungjawabkan.
- Kontraktor KKS semaksimal mungkin menggunakan Standar Nasional Indonesia (SNI).
- Kontraktor KKS harus memperhitungkan waktu produksi atau waktu penyerahan yang wajar dalam menyusun rencana pengadaan.

Kontraktor KKS wajib memaksimalkan penggunaan jasa dan sumber daya manusia dalam negeri dengan cara:

- Mensyaratkan agar sebagian besar Jasa Pengerjaan pekerjaan jasa dilakukan di dalam wilayah Negara Republik Indonesia.
- Kontraktor KKS wajib mengikutsertakan Perusahaan Nasional dalam pelaksanaan pengadaan barang/jasa

Dalam menyusun draft perencanaan, Kontraktor KKS wajib memasukkan target penggunaan produksi dalam negeri.

3.3 Peraturan Pemerintah Republik Indonesia nomor 79 tahun 2010 (PP 79/2010)

Kontraktor mendapatkan kembali biaya operasi sesuai dengan rencana kerja dan anggaran yang telah disetujui oleh Kepala Badan Pelaksana, setelah wilayah kerja menghasilkan produksi komersial. Namun, dalam hal wilayah kerja tidak menghasilkan produksi komersial, terhadap seluruh biaya operasi yang telah dikeluarkan menjadi risiko dan beban kontraktor sepenuhnya.

Biaya operasi yang dapat dikembalikan harus memenuhi syarat berikut:

- a. dikeluarkan untuk mendapatkan, menagih, dan memelihara penghasilan sesuai dengan ketentuan peraturan perundang-

undangan dan terkait langsung dengan kegiatan operasi perminyakan di wilayah kerja kontraktor yang bersangkutan di Indonesia

- b. menggunakan harga wajar yang tidak dipengaruhi hubungan istimewa sebagaimana dimaksud dalam Undang-Undang Pajak Penghasilan
- c. pelaksanaan operasi perminyakan sesuai dengan kaidah praktek bisnis dan keteknikan yang baik
- d. kegiatan operasi perminyakan sesuai dengan rencana kerja dan anggaran yang telah mendapatkan persetujuan Kepala Badan Pelaksana

Biaya tersebut antara lain:

- a. untuk biaya penyusutan hanya atas barang dan peralatan yang digunakan untuk operasi perminyakan yang menjadi milik Negara
- b. untuk biaya langsung kantor pusat yang dibebankan ke proyek di Indonesia yang berasal dari luar negeri hanya untuk kegiatan yang:
 - tidak dapat dikerjakan oleh institusi/lembaga di dalam negeri
 - tidak dapat dikerjakan oleh tenaga kerja Indonesia, dan
 - tidak rutin
- c. untuk pemberian imbalan sehubungan dengan pekerjaan kepada karyawan/pekerja dalam bentuk natura/kenikmatan dilakukan sesuai dengan ketentuan peraturan perundang-undangan di bidang perpajakan
- d. untuk pemberian sumbangan bencana alam atas nama Pemerintah dilakukan sesuai dengan ketentuan peraturan perundang-undangan di bidang perpajakan
- e. untuk pengeluaran biaya pengembangan masyarakat dan lingkungan yang dikeluarkan hanya pada masa eksplorasi
- f. untuk pengeluaran alokasi biaya tidak langsung kantor pusat dengan syarat:
 - digunakan untuk menunjang usaha atau kegiatan di Indonesia

- kontraktor menyerahkan laporan keuangan konsolidasi kantor pusat yang telah diaudit dan dasar pengalokasiannya, dan
- besarnya tidak melampaui batasan yang ditetapkan dengan Peraturan Menteri Keuangan setelah mendapat pertimbangan Menteri.

Peraturan ini juga mengatur mengenai jenis biaya operasi yang tidak dapat dikembalikan:

- a. biaya yang dibebankan atau dikeluarkan untuk kepentingan pribadi dan/atau keluarga dari pekerja, pengurus, pemegang *participating interest*, dan pemegang saham;
- b. pembentukan atau pemupukan dana cadangan, kecuali biaya penutupan dan pemulihan
- c. tambang yang disimpan pada rekening bersama Badan Pelaksana dan kontraktor dalam rekening bank umum Pemerintah Indonesia yang berada di Indonesia;
- d. harta yang dihibahkan;
- e. sanksi administrasi berupa bunga, denda, dan kenaikan serta sanksi pidana berupa denda yang berkaitan dengan pelaksanaan peraturan perundang-undangan di bidang perpajakan serta tagihan atau denda yang timbul akibat kesalahan kontraktor karena kesengajaan atau kealpaan;
- f. biaya penyusutan atas barang dan peralatan yang digunakan yang bukan milik negara;
- g. insentif, pembayaran iuran pensiun, dan premi asuransi untuk kepentingan pribadi dan/atau keluarga dari tenaga kerja asing, pengurus, dan pemegang saham;
- h. biaya tenaga kerja asing yang tidak memenuhi prosedur rencana penggunaan tenaga kerja asing (RPTKA) atau tidak memiliki izin kerja tenaga asing (IKTA);
- i. biaya konsultan hukum yang tidak terkait langsung dengan operasi perminyakan dalam rangka kontrak kerja sama;
- j. biaya konsultan pajak;

- k. biaya pemasaran minyak dan/atau gas bumi bagian kontraktor, kecuali biaya pemasaran gas bumi yang telah disetujui Kepala Badan Pelaksana;
- l. biaya representasi, termasuk biaya jamuan dengan nama dan dalam bentuk apapun, kecuali disertai dengan daftar nominatif penerima manfaat dan nomor pokok wajib pajak (NPWP) penerima manfaat;
- m. biaya pengembangan lingkungan dan masyarakat setempat pada masa eksploitasi;
- n. biaya pelatihan teknis untuk tenaga kerja asing;
- o. biaya terkait merger, akuisisi, atau biaya pengalihan *participating interest*;
- p. biaya bunga atas pinjaman;
- q. pajak penghasilan karyawan yang ditanggung kontraktor maupun dibayarkan sebagai tunjangan pajak dan pajak penghasilan yang wajib dipotong atau dipungut atas penghasilan pihak ketiga yang ditanggung kontraktor atau di-*gross up*;
- r. pengadaan barang dan jasa serta kegiatan lainnya yang tidak sesuai dengan prinsip kewajaran dan kaidah keteknikan yang baik, atau yang melampaui nilai persetujuan otorisasi pengeluaran di atas 10% (sepuluh persen) dari nilai otorisasi pengeluaran;
- s. surplus material yang berlebihan akibat kesalahan perencanaan dan pembelian;
- t. nilai buku dan biaya pengoperasian aset yang telah digunakan yang tidak dapat beroperasi lagi akibat kelalaian kontraktor;
- u. transaksi yang:
 - merugikan negara;
 - tidak melalui proses tender sesuai ketentuan peraturan perundang-undangan kecuali dalam hal tertentu; atau
 - bertentangan dengan peraturan perundang-undangan.
- v. bonus yang dibayarkan kepada Pemerintah;
- w. biaya yang terjadi sebelum penandatanganan kontrak;
- x. insentif *interest recovery*; dan

y. biaya audit komersial.

Kemudian, biaya operasi yang dapat dikembalikan dalam 1 (satu) tahun kalender terdiri atas:

- a. biaya bukan modal tahun berjalan;
- b. penyusutan biaya modal tahun berjalan; dan
- c. biaya operasi yang belum dapat dikembalikan pada tahun-tahun sebelumnya.

Pengembalian biaya operasi untuk minyak bumi dilakukan hanya terhadap *lifting* minyak bumi, sedangkan pengembalian biaya operasi untuk gas bumi dilakukan hanya terhadap nilai penjualan gas bumi.

3.4 Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 2 Tahun 2008 tentang *Domestic Market Obligation fee*

Dalam peraturan ini dijelaskan bahwa dalam kewajiban KKKS untuk memenuhi kebutuhan energi dalam negeri sebesar 25 persen, KKKS diberikan insentif berupa *DMO fee*. *DMO fee* ini diberikan sesuai dengan harga minyak di pasar dalam jangka waktu 5 tahun setelah proses produksi dilakukan dan dapat dinegosiasikan ulang.

3.5 Undang-Undang Republik Indonesia nomor 17 tahun 2000 (UU 17/2000)

Peraturan ini menjelaskan besaran pajak yang harus ditanggung oleh entitas dengan bentuk Badan Usaha Tetap (BUT). PT. PR selaku BUT harus mematuhi aturan ini dalam perhitungan jumlah pajaknya.

Sebagai perusahaan biasa, dengan asumsi penghasilan di atas Rp 100.000.000,- maka tarif pajak yang dikenakan kepada BUT adalah sebesar 44 %. Perhitungan ini mengacu pada aturan di pasal 17 dan 26. Besaran pajak untuk badan usaha yang berpenghasilan di atas Rp 100.000.000,- adalah 30%, kemudian ditambah dengan potongan pajak tambahan sebesar 20% dari sisa pemotongan tersebut karena badan usaha tersebut berbentuk BUT. Sehingga jumlah total pajak untuk *corporate tax* adalah $(30\% + 20\% \times 70\%) = 44\%$.

BAB 4

PERNYATAAN STANDAR AKUNTANSI KEUANGAN DAN TEORI TERKAIT

Pada bab ini penulis akan menjelaskan mengenai Pernyataan Standar Akuntansi Keuangan (PSAK) yang berkaitan dengan industri hulu migas. Pada bagian ini juga akan penulis jelaskan mengenai teori-teori dan penjelasan pendukung lainnya untuk memudahkan dalam memahami topik bahasan. PSAK yang akan penulis sajikan pada bagian ini adalah PSAK 29 tentang Akuntansi Minyak dan Gas Bumi dan PSAK 23 tentang Akuntansi Pendapatan. Kemudian penulis juga akan menyajikan penjelasan mengenai *Total Lifting*, *First Tranche Petroleum (FTP)*, *Cost Recovery*, *Investment Credit*, *Domestic Market Obligation*, dan *Equity to be Split*.

4.1 Pernyataan Standar Akuntansi Keuangan 29 (PSAK 29)

PSAK 29 banyak menjelaskan mengenai biaya yang terjadi pada kegiatan usaha hulu Migas. PSAK 29 menjelaskan perbedaan antara penggunaan metode *Full Cost (FC)* dengan *Successful Effort (SE)*. Kemudian, PSAK 29 juga membagi kegiatan usaha hulu Migas menjadi tiga tahapan yaitu eksplorasi, pengembangan, dan produksi.

4.1.1 Metode *Full Cost (FC)*

Metode FC didasarkan pada teori '*Single Asset*' yang memandang bahwa semua kekayaan dari perusahaan minyak dan gas bumi sebagai satu kesatuan aset. Semua biaya sebelum mencapai tahap produksi dikapitalisasi dan kemudian diamortisasi secara prorata. Dalam pelaksanaannya, definisi tersebut berkembang dari metode *single asset* menjadi metode *country by country* (negara sebagai pusat biaya). Biaya-biaya yang terjadi dikapitalisasi dan diamortisasi sesuai dengan cadangan minyak yang terdapat di negara di mana perusahaan tersebut melakukan kegiatannya.

Menurut metode FC perlakuan akuntansi terhadap biaya pencarian *dry hole*, pemindahan hak penambangan dan perhitungan amortisasi adalah sebagai berikut:

a. Biaya pencarian *dry hole*

Biaya pengeboran sumur *dry hole* merupakan bagian dari biaya perolehan seluruh cadangan yang dimiliki oleh perusahaan di suatu negara dan harus dikapitalisasi. Selama masih di dalam batas negara yang sama, maka meskipun terletak ribuan kilometer dari sumur cadangan terbukti yang dimiliki perusahaan dan dibor untuk menyelidiki formasi geologi yang berbeda, sumur *dry hole* yang bersangkutan merupakan bagian dari asset yang sama dan biayanya merupakan bagian dari biaya aset tersebut.

b. Pemindahan hak penambangan

Meskipun hasil penjualan hak penambangan suatu lokasi berbeda dengan harga perolehannya, keuntungan atau kerugian dari penjualan tersebut biayanya tidak diakui karena lokasi yang dijual tersebut merupakan bagian yang tak terpisahkan dari total asset. Keuntungan akan diakui bilamana hasil penjualan lokasi melebihi nilai total asset (dalam negara yang bersangkutan). Sebaliknya kerugian baru diakui kalau hasil penjualan total asset lebih kecil daripada biaya perolehannya.

c. Perhitungan amortisasi

Amortisasi dari biaya cadangan tidak dihitung per kekayaan tetapi per negara.

4.1.2 Metode *Successful Effort*

Berbeda dengan metode FC yang didasarkan pada teori *single asset*, metode SE didasarkan pada teori *Multiple Asset* yang menganggap kekayaan perusahaan yang tertanam dalam setiap cadangan sebagai kesatuan asset. Perlakuan akuntansi atas biaya eksplorasi *dry hole*, pemindahan hak penambangan dan dasar perhitungan amortisasi adalah sebagai berikut:

a. Biaya eksplorasi *dry hole*

Biaya eksplorasi ini dibukukan sebagai beban karena kegiatan tersebut tidak menghasilkan cadangan yang ekonomis. Berhubung tiap cadangan merupakan asset yang terpisah, maka biaya dari sumur *dry hole* tidak dapat dianggap sebagai bagian dari sumur lain yang menghasilkan.

b. Pemindehan hak penambangan

Keuntungan atau kerugian dari pemindehan hak penambangan suatu cadangan diakui bilamana hasil daripada pemindehan hak penambangan tersebut lebih besar atau lebih kecil dari biaya perolehan cadangan yang bersangkutan.

c. Perhitungan amortisasi

Amortisasi dari biaya cadangan terbukti dihitung per kekayaan atau per cadangan.

4.1.3 Perbandingan Metode FC dengan SE

Dalam metode FC semua biaya yang terjadi dalam rangka memperoleh hak perusahaan, eksplorasi dan pengembangan dikapitalisasi pada saat terjadinya dan baru diamortisasi setelah cadangan minyak dan gas bumi berproduksi, dengan suatu batasan bahwa kapitalisasi biaya yang dilakukan tidak melebihi nilai cadangan minyak dan gas bumi yang ditemukan. Biaya hak perusahaan dan eksplorasi yang ternyata gagal menemukan cadangan minyak dan gas bumi dianggap merupakan biaya yang tak dapat dihindarkan. Dengan demikian, metode FC mengkapitalisasi semua biaya yang dikeluarkan termasuk biaya eksplorasi yang tidak berhasil menemukan cadangan, menunggu sampai mendapatkan cadangan minyak dan gas bumi.

Dalam metode SE semua biaya eksplorasi suatu cadangan minyak dan gas bumi untuk sementara dikapitalisasi sampai pada suatu saat di mana diputuskan bahwa eksplorasi minyak dan gas bumi tersebut gagal atau tidak komersil. Kalau eksplorasi tersebut ternyata menemukan cadangan minyak dan gas bumi yang komersil, maka semua biaya yang

telah terjadi serta biaya pengembangan selanjutnya akan dikapitalisasi. Sebaliknya kalau pencarian tersebut gagal atau terbukti tidak komersil, maka semua biaya yang telah terjadi akan diperlakukan sebagai beban.

Dalam implementasinya, kedua metode ini tidak terlepas dari kelebihan dan kekurangan, tergantung pada ditemukan tidaknya cadangan minyak dan gas bumi. Bagi perusahaan yang kegiatan eksplorasinya berhasil menemukan cadangan minyak dan gas bumi, penggunaan FC dan SE memberikan pengaruh yang tidak berbeda, kecuali untuk biaya geologi dan geofisika. Sebaliknya bila kegiatan eksplorasi tidak berhasil menemukan cadangan minyak dan bumi, maka penggunaan metode FC dan SE ini akan memberikan pengaruh yang berbeda, khususnya yang menyangkut perlakuan akuntansi atas biaya pencarian. Pada umumnya perusahaan-perusahaan yang relatif kecil cenderung untuk memilih metode FC, sedang perusahaan-perusahaan yang relatif besar lebih banyak menggunakan metode SE.

4.1.4 Akuntansi Eksplorasi

Kegiatan eksplorasi (*exploration*) atau pencarian adalah setiap usaha dalam rangka mencari dan menemukan cadangan minyak dan gas bumi di daerah-daerah yang belum terbukti mengandung minyak dan gas bumi, yang antara lain meliputi kegiatan-kegiatan sebagai berikut:

- a. Mengusahakan izin untuk memulai kegiatan eksplorasi di daerah tertentu
- b. Melakukan berbagai kegiatan penyelidikan geologis dan geofisik di lapangan
- c. Menginterpretasikan data yang dihasilkan dalam penyelidikan ini
- d. Melakukan pengeboran sumur, termasuk sumur uji stratigrafi, di daerah yang belum terbukti mengandung cadangan
- e. Memperoleh dan membangun aktiva tetap yang berhubungan dengan kegiatan di atas
- f. Menggunakan jasa yang diperlukan sehubungan dengan kegiatan di atas.

4.1.4.1 Uraian Kegiatan Eksplorasi

Kegiatan eksplorasi meliputi penyelidikan topografi, geologi, geofisika, pemboran sumur eksplorasi dan pemboran sumur uji stratigrafi. Penyelidikan topografi adalah kegiatan pengukuran permukaan tanah yang bertujuan untuk membuat peta suatu daerah tertentu dan mengetahui sifat-sifat tanahnya. Penyelidikan geologi di antaranya terdiri dari penginderaan jauh foto udara (*side looking air radar* = SLAR), geologi lapangan dan geokimia yang bertujuan untuk:

- a. Menentukan ada tidaknya cekungan sedimen
- b. Menentukan jenis lapisan, ketebalan dan umur batuan yang tersingkap di daerah penyelidikan
- c. Menentukan potensi dan kematangan batuan induk hidrokarbon
- d. Menentukan jebakan minyak dan gas bumi, baik struktur maupun stratigrafi
- e. Mengkaji kemungkinan adanya batuan cadangan serta jenis minyak dan gas bumi yang terkandung di dalamnya

Penyelidikan geologi dilakukan dengan urutan sebagai berikut:

- a. Persiapan yang meliputi program kerja dan perijinan
- b. Pengumpulan data lapangan melalui SLAR ataupun pengambilan contoh langsung di lapangan
- c. Pengolahan, penganalisaan, penafsiran, pengevaluasian dan pengkajiulangan data.

Penyelidikan geofisika antara lain meliputi kegiatan penyelidikan gravitasi, magnetik dan seismik dengan tujuan sebagai berikut:

- Mengetahui pola struktur regional
- Menentukan bentuk lapisan batuan di bawah permukaan bumi
- Menentukan bentuk jebakan minyak dan gas bumi serta kedalamannya
- Menentukan titik pemboran pada lokasi siap bor

Kegiatan penyelidikan geofisika dilakukan dengan urutan sebagai berikut:

- a. Persiapan yang meliputi program kerja dan perizinan

- b. Pengumpulan data lapangan melalui perekaman udara yang terdiri dari *aerogravity* dan *aeromagnetic* serta perekaman di lapangan yang terdiri dari gravitasi magnetik dan seismik
- c. Pengolahan, penganalisaan, penafsiran, pengevaluasian dan pengkajiulangan data

Pemboran sumur eksplorasi, terdiri dari pemboran sumur taruhan (*wild cat*) dan sumur kajian (*delineasi*), bertujuan untuk mengetahui data rinci stratigrafi dan penentuan ada tidaknya cadangan minyak dan gas bumi dalam arti ekonomis.

Kegiatan pemboran eksplorasi dilakukan dengan urutan sebagai berikut:

- a. Persiapan yang meliputi program kerja, perizinan dan pembebasan tanah
- b. Penyediaan angkutan alat-alat berat
- c. Pembuatan jalan dan lokasi pemboran
- d. Pengadaan alat dan fasilitas pemboran yang terdiri antara lain dari *rig unit*, *mud logging unit*, *wireline logging unit*, *cementing unit*, *platform* dan *base camp*
- e. Pelaksanaan pemboran yang meliputi pembuatan sumur, pengumpulan data teknis pemboran yang terdiri dari data geologis dan petrofisika, serta pengevaluasian data yang dilakukan secara terus menerus
- f. Pengujian lapisan batuan yang dilakukan sesuai dengan hasil evaluasi data
- g. Perampungan atau penutupan sumur.

Pemboran sumur uji stratigrafi terdiri dari kegiatan pemboran berdasarkan hasil penyelidikan geologi, menguji batuan dan sumur yang dapat ditinggalkan (*expendable holes*) yang berkaitan dengan eksplorasi hidrokarbon. Tujuan pemboran sumur uji stratigrafi adalah untuk memperoleh informasi mengenai kondisi geologi tertentu. Pemboran semacam ini pada umumnya tidak dimaksudkan untuk menghasilkan hidrokarbon.

4.1.4.2 Jenis Biaya Eksplorasi

Biaya eksplorasi meliputi biaya penyelidikan topografi, geologi, geofisika, pemboran sumur eksplorasi dan pemboran sumur uji stratigrafi.

Biaya penyelidikan topografi terdiri antara lain dari:

- a. Biaya pengukuran tanah
- b. Biaya pemetaan tanah
- c. Biaya analisa sifat tanah.

Biaya penyelidikan geologi terdiri antara lain dari:

- a. Biaya SLAR
- b. Biaya geologi lapangan
- c. Biaya geokimia.

Biaya penyelidikan geofisika antara lain terdiri dari:

- a. Biaya gravitasi
- b. Biaya magnetik
- c. Biaya seismik.

Biaya pemboran sumur eksplorasi terdiri dari biaya tak berwujud (*intangibile*) dan biaya berwujud (*tangible*). Biaya yang tidak berwujud antara lain meliputi:

- a. Biaya-persiapan (pembebasan tanah, pembuatan jalan dan pembangunan lokasi)
- b. Biaya pemboran
- c. Biaya mata bor (*drilling bits*)
- d. Biaya lumpur (*mud*)
- e. Biaya selubung (*casing*)
- f. Biaya semen
- g. Biaya penyelidikan di bawah tanah (*logging*)
- h. Biaya pengujian dan perampungan
- i. Biaya gaji
- j. Biaya pengangkutan alat pemboran
- k. Biaya pengangkutan lainnya
- l. Biaya perkemahan
- m. Biaya lainnya.

Sedang biaya yang berwujud dalam pemboran sumur eksplorasi antara lain meliputi:

- a. Sitang sembur (*christmas tree*)
- b. Semburan kepala sumur (*well head*)
- c. *Tubing*
- d. Pompa
- e. Batang hisap (*suck rods*)

Biaya pemboran sumur uji stratigrafi terdiri atas biaya pemboran di daerah cadangan tidak terbukti (*exploratory type*) dan di daerah cadangan terbukti (*development type*). Jenis-jenis biayanya tidak berbeda dengan jenis-jenis biaya pada pemboran sumur eksplorasi yang telah dirinci di atas.

4.1.4.3 Perlakuan Akuntansi Terhadap Jenis Biaya Eksplorasi

Perlakuan biaya eksplorasi dapat menggunakan baik metode *Full Cost* (FC) maupun *Successful Efforts* (SE). Menurut metode *Full Cost* (FC) semua biaya dikapitalisasi sebagai bagian dari asset minyak dan gas bumi di dalam suatu negara sebagai pusat biaya. Menurut metode *Successful Efforts* (SE), semua biaya-biaya eksplorasi, di luar biaya-biaya yang dialokasikan ke sumur-sumur eksplorasi (termasuk sumur eksplorasi tipe stratigrafi) yang mempunyai cadangan terbukti, diperlakukan sebagai beban pada periode akuntansi yang bersangkutan. Selanjutnya, kecuali tanah yang mempunyai nilai ekonomis, biaya-pemboran sumur eksplorasi, baik tak berwujud maupun berwujud, dikapitalisasi kalau ditemukan cadangan terbukti atau diperlakukan sebagai beban kalau cadangan terbukti tersebut tidak ditemukan.

4.1.5 Akuntansi Pengembangan

Pengembangan merupakan setiap kegiatan yang dilakukan dalam rangka mengembangkan cadangan terbukti minyak dan gas bumi sampai siap berproduksi. Pengembangan cadangan meliputi kegiatan-kegiatan sebagai berikut:

- a. Penyediaan peralatan dan persediaan
- b. Penambangan, pengaliran, pengumpulan dan penyimpanan minyak dan gas bumi
- c. Penyediaan sistem pengurasan yang telah diperbaiki

4.1.5.1 Uraian Kegiatan Pengembangan

Masing- masing kegiatan pengembangan tersebut dijelaskan berikut ini. Penyediaan peralatan dan fasilitas meliputi:

- a. Penyediaan angkutan alat-alat berat
- b. Pembuatan jalan dan lokasi pemboran
- c. Pengadaan alat dan fasilitas pemboran yang antara lain terdiri dari *rig unit, mud logging unit, wireline Jogging unit, cementing unit, platform* dan *base camp*.

Kegiatan penambangan minyak dan gas bumi meliputi:

- a. Meneliti lokasi sumur untuk menentukan lokasi titik pemboran
- b. Membangun jalan masuk ke lokasi sumur pemboran
- c. Menyiapkan lahan untuk lokasi pemboran
- d. Mengalihkan jalan umum, saluran gas, saluran air, jaringan listrik, dan jaringan telepon, sejauh diperlukan untuk mengembangkan cadangan terbukti
- e. Membor dan melengkapi sumur pengembangan, sumur uji stratigrafi dan sumur penunjang dengan peratatan yang diperlukan

Kegiatan pengaliran minyak dan gas bumi:

- a. Menyiapkan jaringan pipa penyalur, *manifold, separator, treater* dan *heater*
- b. Menyiapkan sarana daur ulang dan pemrosesan gas alam.

Kegiatan pengumpulan dan penampungan minyak dan gas bumi meliputi penyiapan peralatan pengukur, tangki penampungan dan fasilitas pembuangan limbah produksi. dan kegiatan penyediaan sistem pengurasan yang telah diperbaiki.

4.1.5.2 Jenis Biaya Pengembangan

Biaya pengembangan meliputi biaya-biaya penyediaan peralatan dan fasilitas penambangan, pengaliran, pengumpulan dan penyimpanan minyak dan gas bumi serta penyediaan sistem pengurasan yang telah diperbaiki. Dilihat dari sifatnya, biaya yang berkaitan dengan pengembangan sumur minyak dan gas bumi terdiri dari biaya pemboran sumur pengembangan baik yang tidak berwujud maupun yang berwujud.

Biaya pemboran sumur pengembangan yang tidak berwujud meliputi pengeluaran untuk membor sumur pengembangan, seperti gaji operator perangkat pemboran (*rig*), bahan bakar dan perbaikan. Pengeluaran tersebut tidak mempunyai nilai sisa dan terjadi di dalam pemboran sejak persiapan sumur sampai memproduksi minyak atau gas.

Selanjutnya biaya yang tidak berwujud dalam pemboran sumur pengembangan tersebut diklasifikasikan menurut tahap penyelesaian: biaya sebelum pemboran, biaya selama pemboran, biaya penyelesaian sumur dan biaya setelah penyelesaian sumur.

Biaya sebelum pemboran meliputi:

- a. Biaya penyelidikan geologi dan geofisika untuk menentukan lokasi pemboran
- b. Biaya membersihkan lokasi sumur, penggalian penampungan limbah pemboran dan pembuatan jalan
- c. Biaya pembuatan pondasi untuk perangkat pemboran (batuan dan lain-lain) dan biaya pembangunan jembatan
- d. Biaya pemasangan jaringan pipa air, dan pemasangan tangki air serta bahan bakar untuk pemboran
- e. Biaya untuk pemindahan dan menegakkan perangkat pemboran
- f. Biaya pembuatan rak sarana penyimpanan pipa bor, berbagai macam pipa lainnya yang digunakan dalam proses pemboran
- g. Biaya lain-lain

Biaya selama pemboran meliputi:

- a. Biaya pengadaan air, bahan bakar dan bahan-bahan lain yang diperlukan dalam pemboran sumur

- b. Biaya penanaman jangkar penahan yang digunakan untuk menstabilkan perangkat pemboran
- c. Biaya pemboran yang tarif biayanya dihitung berdasarkan kedalaman sumur atau tarif harian
- d. Biaya penggunaan jasa teknik selama kegiatan pemboran yang dilakukan oleh ahli teknik, ahli geologi, teknisi fluida
- e. Biaya lain-lain.

Biaya penyelesaian sumur meliputi:

- a. Biaya perekaman sumur (*logging*) dan uji kandung lapisan (*drill stem rest*) serta pengujian lain-lainnya seperti pengujian contoh batuan inti dan contoh dinding sumur
- b. Biaya melubangi dinding pipa selubung, penyemenan, penyedotan peretakan dan pengasaman
- c. Biaya transportasi dan pemasangan peralatan di bawah tanah
- d. Biaya peralatan yang disewa untuk penyimpanan minyak selama pengujian
- e. Biaya lain-lain.

Biaya setelah penyelesaian sumur meliputi

- a. Biaya mengembalikan perangkat pemboran (yang dimiliki perusahaan) dari lokasi pemboran ke tempat penyimpanan
- b. Biaya rehabilitasi lokasi di sekitar sumur
- c. Biaya perbaikan lingkungan
- d. Biaya penyemenan dan pemasangan selubung bagian atas
- e. Biaya pengangkutan pipa selubung dan pipa sembur dari tempat penyimpanan
- f. Biaya pelubangan pipa selubung, termasuk perekaman dengan teknik aliran listrik (*electrical logging*)
- g. Biaya penyuntikan air, uap air dan gas bumi dalam rangka mengangkat minyak dari zone produksi
- h. Biaya penutupan sumur
- i. Biaya meninggalkan lokasi sumur yang tidak menghasilkan
- j. Biaya lain-lain.

Biaya pemboran sumur pengembangan yang berwujud meliputi semua biaya aktiva berwujud termasuk pipa sembur (*tubing*) di bawah permukaan tanah, antara lain:

- a. Pipa produksi (*tubulargoods*)
- b. Kepala selubung (*casing head*)
- c. Pompa-pompa, tangki penimbunan
- d. Pipa-pipa saluran
- e. Separator
- f. Peralatan dan fasilitas produksi
- g. Sarana dan peralatan lainnya
- h. Biaya sistem pengurusan yang telah diperbaiki (*secondary recoveries*).

4.1.5.3 Perlakuan Akuntansi Terhadap Jenis Biaya Pengembangan

Menurut metode FC maupun SE semua biaya pengembangan dikapitalisasi sebagai bagian dari aset minyak dan gas bumi yang meliputi aset sumur dan peralatan sumur.

4.1.6 Akuntansi Produksi

Produksi adalah semua kegiatan dalam rangka pengangkatan minyak dan gas bumi ke permukaan bumi dari cadangan terbukti serta pengangkutannya ke stasiun pengumpul yang antara lain meliputi kegiatan sebagai berikut:

- a. Pengangkatan minyak dan gas bumi ke permukaan bumi
- b. Proses pemisahan antara minyak, gas bumi dan endapan dasar & air (*Basic Sediment & Water = BS&W*)
- c. Pengangkutan minyak dan gas dari permukaan bumi ke stasiun pengumpul atau pusat pengumpul produksi dan selanjutnya ke lokasi distribusi
- d. Pengumpulan minyak mentah di tangki penimbun.

4.1.6.1 Uraian Kegiatan Produksi

Kegiatan produksi meliputi pengangkatan minyak dan gas bumi ke permukaan bumi (*lifting*), pemisahan minyak, gas bumi dan BS&W, pengangkutan serta pengumpulan minyak di lapangan produksi dan di lokasi distribusi.

- a. Pengangkatan minyak dan gas ke permukaan (*lifting*) merupakan kegiatan yang berhubungan dengan pengangkatan minyak dan gas dari cadangan terbukti sampai batas kepala sumur. Kegiatan ini dapat dilakukan melalui tiga tahap pengurasan.

Pengurasan tahap pertama dapat terjadi melalui tekanan alamiah (*naturallift*), sembur buatan (*artificial lift*) dengan bantuan gas alam (*gas lift*) dan penyedotan dengan pompa.

Tekanan alamiah terjadi kalau di dalam cadangan terdapat kandungan air atau gas tekanan tinggi dengan tenaga untuk mendorong minyak ke permukaan bumi melalui lubang sumur. Kalau tekanan alamiah tersebut tidak cukup kuat untuk mendorong minyak ke permukaan bumi, maka digunakan sumur buatan dengan bantuan gas alam (*gas lift*) atau dengan pompa (*pumping unit*).

Pengurasan tahap kedua dilakukan setelah produksi minyak dan gas bumi dengan melalui pengurasan tahap pertama menjadi kurang ekonomis. Pengurasan pada tahap ini dilakukan dengan menginduksikan suatu dorongan (tenaga) buatan ke dalam formasi. Metode peluapan air adalah metode yang paling umum digunakan yaitu dengan mengalirkan air bertekanan tinggi ke dalam sumur injeksi untuk mendorong minyak dan di dalam lapisan ke permukaan bumi.

Pengurasan tahap ketiga dilakukan dengan metode "*enhanced oil recovery*", yakni dengan menambah energi pada cadangan dengan cara penginjeksian bahan kimia atau energi ke dalam sumur untuk mendorong minyak di dalam lapisan ke permukaan bumi sehingga sumur yang tidak berproduksi dapat berproduksi kembali.

- b. Proses pemisahan minyak meliputi pemisahan gas dan cairan separator dan pemisahan minyak mentah, endapan dasar dan air melalui *dehydrator*.
- c. Proses pengangkutan meliputi kegiatan mengangkut minyak dari permukaan sumur ke tempat penimbunan sementara kemudian ke instalasi pemisahan, dan selanjutnya ke tempat penimbunan di lapangan produksi dan yang akhirnya ke lokasi distribusi.
- d. Proses pengumpulan meliputi:
 - Pengumpulan sementara minyak dan gas bumi dari sumur ke tempat penimbunan sementara sebelum proses pemisahan minyak, gas bumi, dan BS&W di instalasi pemisahan.
 - Pengumpulan minyak dari instalasi pemisahan ke lokasi stasiun pengumpul dan/atau pusat pengumpulan produksi di lapangan. Fungsi produksi pada umumnya dianggap berakhir pada saat minyak dan gas bumi ke luar melalui katup saluran di pusat pengumpulan produksi. Dalam keadaan di mana secara fisik atau operasional tidak seperti biasanya, fungsi produksi berakhir pada saat minyak, gas bumi atau kondensat untuk pertama kali dialirkan ke pipa utama, kendaraan pengangkut, pengilangan atau ke terminal laut.

4.1.6.2 Jenis Beban Produksi

Beban produksi meliputi beban *lifting*, beban pemisahan, beban pengangkutan dan beban pengumpulan. Beban *lifting* antara lain meliputi:

- a. Beban pengurusan tahap pertama terdiri dari beban-beban yang terlibat dalam pengurusan di bawah tanah ke atas tanah (dari kepala selubung bawah sampai kepala selubung atas)
- b. Beban pengurusan tahap kedua terdiri dari beban-beban yang terlibat dalam *water flooding*, *gas injection*, *steam combustion* dan *insitu combustion* dan beban lain-lain.

c. Beban pengurusan tahap ketiga

Beban pengumpulan meliputi beban pengangkutan dan pengiriman minyak mentah dan gas dari tempat penyimpanan di lapangan ke tempat penyimpanan utama sebelum penjualan atau pemindahan ke pengolahan untuk diolah.

Beban ini antara lain terdiri dari:

- a. Beban tangki penimbun
- b. Beban stasiun pemanas
- c. Beban pipa saluran minyak/gas
- d. Beban instalasi penghasil
- e. Beban lain-lain.

Beban pemisahan terdiri dari:

- a. Beban instalasi penghasil
- b. Beban instalasi pembantu.

Beban angkutan utama merupakan beban pemeliharaan dan pengoperasian fasilitas tempat penyimpanan utama dan pipa saluran utama yang membawa minyak mentah dan gas bumi ke fasilitas pemuatan atau pengolahan.

4.1.6.3 Perlakuan Akuntansi Terhadap Beban Produksi

Kegiatan produksi meliputi pengangkatan minyak dan gas bumi ke permukaan bumi, pemisahan minyak, gas bumi, BS&W, dan pengangkutan minyak di lapangan produksi serta lokasi distribusi.

Semua beban yang menyangkut kegiatan produksi diperlakukan sebagai beban pada saat terjadinya.

4.2 Pernyataan Standar Akuntansi Keuangan 23 (PSAK 23)

Penghasilan didefinisikan dalam Kerangka Dasar Penyusunan dan Penyajian Laporan Keuangan sebagai peningkatan manfaat ekonomi selama suatu periode akuntansi tertentu dalam bentuk pemasukan atau penambahan aktiva atau penurunan kewajiban yang mengakibatkan kenaikan ekuitas, yang tidak berasal dari kontribusi penanam modal.

Penghasilan (*income*) meliputi baik pendapatan (*revenue*) maupun keuntungan (*gain*). Pendapatan adalah penghasilan yang timbul dari aktivitas perusahaan yang biasa dan dikenal dengan sebutan yang berbeda seperti penjualan, penghasilan jasa (*fees*), bunga, dividen, royalti dan sewa.

Pendapatan diakui bila besar kemungkinan manfaat ekonomi masa depan akan mengalir ke perusahaan dan manfaat ini dapat diukur dengan andal. Pernyataan ini mengidentifikasi keadaan yang memenuhi kriteria tersebut agar pendapatan dapat diakui. Pernyataan ini juga memberikan pedoman praktis dalam penerapan kriteria tersebut.

Pendapatan harus diukur dengan nilai wajar imbalan yang diterima atau yang dapat diterima. Jumlah pendapatan yang timbul dari suatu transaksi biasanya ditentukan oleh persetujuan antara perusahaan dan pembeli atau pemakai aktif tersebut. Jumlah tersebut diukur dengan nilai wajar imbalan yang diterima atau yang dapat diterima perusahaan dikurangi jumlah diskon dagang dan rabat volume yang diperbolehkan oleh perusahaan.

Bila barang atau jasa dipertukarkan (*barter*) untuk barang atau jasa dengan sifat dan nilai yang sama, maka pertukaran tersebut tidak dianggap sebagai suatu transaksi yang mengakibatkan pendapatan. Hal ini sering terjadi dengan komoditi seperti minyak atau susu dimana penyalur menukarkan (*swap*) persediaan di berbagai lokasi untuk memenuhi permintaan dengan suatu dasar tepat waktu dalam suatu lokasi tertentu.

Bila barang dijual atau jasa diberikan untuk dipertukarkan dengan barang dan jasa yang tidak serupa, pertukaran tersebut dianggap sebagai transaksi yang mengakibatkan pendapatan. Pendapatan tersebut diukur pada nilai wajar dari barang atau jasa yang diserahkan, disesuaikan dengan jumlah kas atau setara kas yang ditransfer.

Pendapatan dari penjualan barang harus diakui bila seluruh kondisi berikut dipenuhi:

- a. perusahaan telah memindahkan risiko secara signifikan dan telah memindahkan manfaat kepemilikan barang kepada pembeli

- b. perusahaan tidak lagi mengelola atau melakukan pengendalian efektif atas barang yang dijual
- c. jumlah pendapatan tersebut dapat diukur dengan andal
- d. besar kemungkinan manfaat ekonomi yang dihubungkan dengan transaksi akan mengalir kepada perusahaan tersebut; dan
- e. biaya yang terjadi atau yang akan terjadi sehubungan dengan transaksi penjualan dapat diukur dengan andal

4.3 Total Lifting (TL)

TL adalah sejumlah minyak mentah dan/atau gas bumi yang dijual atau dibagi di titik penyerahan (*custody transfer point*).

4.4 First Tranche Petroleum (FTP)

Dalam pra-kontrak tahun 2002, kontraktor dan pemerintah berhak untuk mengambil FTP dan setiap tahun menerima sejumlah minyak bumi sebesar 20% dari produksi sebelum pengurangan untuk penggantian biaya operasi. FTP kemudian dibagi sesuai dengan masing-masing saham ekuitas sebagaimana tercantum dalam kontrak.

Dalam PSCs terakhir, pemerintah berhak mengambil seluruh FTP, dengan tidak berbagi dengan kelompok Kontraktor. Untuk generasi PSCs selanjutnya hanya 20% atau 15% FTP dari produksi yang dianggap menjadi komponen ekuitas minyak.

4.5 Cost Recovery (CR)

CR adalah skema pengembalian biaya yang telah dikeluarkan oleh KKKS pada kegiatan usaha hulu migas pada kontrak PSC. Biaya-biaya yang dapat dimasukkan pada kategori *cost recoverable* diatur dalam PP no. 79/2010.

4.6 Investment Credit

Kredit investasi tersedia pada pengembangan langsung dan biaya modal produksi yang terjadi pada *project-by-project basis* seperti yang

dinegosiasikan dan disetujui oleh BP Migas. Yang dimaksud dengan *project-by-project basis* adalah bahwa kredit investasi yang dilakukan oleh kontraktor adalah untuk pelaksanaan proyek yang mendukung aktivitas operasional utama perusahaan. Ketika proyek pendukung tidak dilakukan maka kredit investasi yang dikeluarkan adalah nihil. Pengakuan atas keterlambatan dalam menghasilkan pendapatan yang melekat dalam proses eksplorasi, kredit berkisar antara 17% sampai dengan 55% dari biaya modal pengembangan fasilitas pembangunan, transportasi dan produksi mungkin tersedia.

PSCs generasi kedua memungkinkan kredit hingga 20% untuk bidang-bidang yang menjadi komersial setelah 1976. Kredit investasi harus diambil pada tahun pertama dalam produksi minyak atau gas, tetapi umumnya dapat di-*carry forward*.

Dalam PSCs sebelumnya, kredit investasi tertutup pada saat porsi dari total produksi yang diambil oleh Pemerintah tidak melebihi 49%. Kondisi ini dihilangkan di PSCs generasi selanjutnya.

4.7 Domestic Market Obligation (DMO)

Menurut ketentuan PSC, setelah produksi komersial dimulai, kontraktor harus memenuhi kewajibannya untuk memasok ke pasar domestik di Indonesia. DMO (untuk minyak) untuk setiap tahun dihitung pada yang lebih rendah dari poin-poin berikut:

- a. 25% dari *standard share* kontraktor sebelum pajak atau partisipasi *interest share* dari jumlah total minyak mentah yang diproduksi dari area kontrak; atau
- b. *Standard share* kontraktor dari minyak mentah yang dihasilkan dari wilayah kontrak dikalikan dengan jumlah total minyak mentah yang akan dipasok dan dibagi dengan produksi minyak mentah di seluruh Indonesia dari semua perusahaan minyak untuk area PSC.

Secara umum, kontraktor diwajibkan memberikan maksimal 25% dari total produksi minyak dari daerah kontrak ke pasar domestik di

Indonesia di luar *equity share* dari produksi. Hal ini memungkinkan minyak untuk DMO menyerap seluruh porsi ekuitas minyak kontraktor. Sebaliknya, jika tidak ada cukup produksi untuk memenuhi minyak DMO, tidak ada *carry-forward* dari setiap kekurangan untuk periode mendatang. Umumnya, untuk lima tahun pertama setelah wilayah kontrak memulai produksi komersial, kontraktor dibayar penuh oleh BP Migas untuk minyak DMO tetapi ini dikurangi hingga 10% dari harga untuk tahun-tahun berikutnya. Harga yang digunakan adalah harga rata-rata tertimbang (WAP). PSC generasi sebelumnya memberikan harga hanya US\$ 0,20 per barel. Secara historis tidak ada kewajiban DMO terkait dengan produksi gas. Namun, di bawah PP 35/2004 dan PSC terakhir, DMO pada produksi gas telah diperkenalkan.

4.8 *Equity to be Split (ES)*

Equity to be Split adalah hasil produksi yang tersedia untuk dibagikan (*lifting*) antara Badan Eksekutif dan Kontraktor setelah dikurangi dengan FTP, insentif investasi (jika ada), dan biaya penggantian.

BAB 5

PROFIL PT. PR

5.1 Sejarah PT. PR di Indonesia

PT. PR merupakan cabang dari PR Corporation yang berpusat di Amerika Serikat. Aktivitas operasional perusahaan yang utama adalah eksplorasi minyak bumi dan gas alam di berbagai tempat di Indonesia, artinya PT. PR bergerak pada industri hulu migas sehingga aturan yang terkait dengan PT. PR adalah aturan mengenai industri hulu migas.

Berikut adalah ringkasan dari sejarah operasional PT. PR di Indonesia:

Tabel 5.1 Sejarah PT. PR di Indonesia

1898	Kantor pemasaran dibuka di Indonesia
1912	Dimulainya kegiatan eksplorasi
1921	Penemuan Lapangan TA di propinsi ST
1968	Awal operator KKS di Propinsi T
1971	Penemuan lapangan A
1973	Penandatanganan kontrak LNG pertama dengan Jepang
1980	Penandatanganan KKS untuk Lapangan B
1983	Penandatanganan kontrak LNG dengan Korea Selatan
1985	Penerimaan gas pertama ke pabrik pupuk PT. AXX
1986	Pengiriman gas pertama ke pabrik pupuk PT. IXX
1992	Pencapaian produksi 500 juta barel kondensat
1993	PT. P mendirikan kantor penjualan di Indonesia
1996	PT. R mendirikan kantor penjualan di Indonesia
1998	Perayaan 100 tahun di Indonesia
1999	P dan R bergabung – PR Corporation
2000	Operator Technical Assistance Contract (TAC) di blok C
2004	Pendirian PT. PR Lubricants (XYL)

Tabel 5.1 Sejarah PT. PR di Indonesia

2005	Penandatanganan KKS Blok C
2010	Mencapai jumlah total produksi 5 juta besar dari Lapangan BU

Sumber: *Company profile PT. PR*

5.2 Operasional PT. PR di Indonesia

Afiliasi PT. PR beserta perusahaan pendahulunya telah beroperasi di Indonesia selama lebih dari 100 tahun. PT. PR mengoperasikan Lapangan A di provinsi A sebagai Kontraktor Kontrak Kerja Sama (KKKS) bagi BP Migas. Afiliasi XXY juga mengoperasikan lapangan SA dan D, serta lapangan gas lepas pantai *BS Offshore*. Afiliasi PR memiliki *participating interest* sebesar 100% di lapangan-lapangan gas tersebut pada tabel 5.1 di atas. PR C Ltd, Alex C Ltd, PT. P C dan empat Badan Usaha Milik Daerah (BUMD) yang tergabung menjadi kontraktor di bawah KKS C. PT. PR memegang 47 persen dari total saham partisipasi Blok C. KKS C ini akan berlanjut hingga 2038. PT. PR juga memiliki 100 persen *participating interest* di tiga blok : F di Jawa Timur, dan S serta M di Selat Makassar.

Di bisnis hilir, PT. PR mengembangkan bisnis di pasar bisnis minyak pelumas dan petrokimia. PT. PR Lubricants (PRL), mewakili bisnis hilir PR di Indonesia.



Gambar 5.1 Operasional PT. PR di Indonesia (sumber: *company profile PT. PR*)

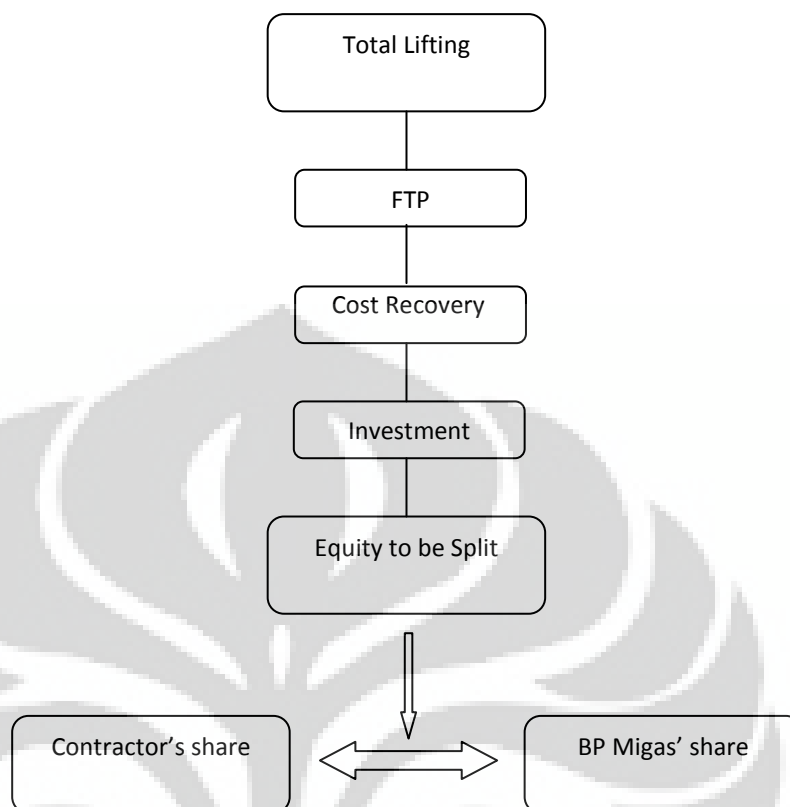
BAB 6

PEMBAHASAN DAN ANALISIS

Pada perusahaan dalam industri hulu migas, yang dimaksud dengan *revenue* adalah *total lifting* yang menjadi hak KKKS tersebut. PT. PR melakukan pengakuan *revenue* pada saat *time of production*. Pada industri ini ada dua metode pengakuan *revenue*, yaitu pada saat *time of production* dan *time of sale*. Kedua metode ini akan penulis jelaskan kemudian. Untuk melakukan perhitungan hak *revenue*, KKKS harus menghitung dulu berapa hasil *lifting* yang akan dibagi (*equity to be split*), kemudian baru menghitung hak masing-masing: KKKS dan BP Migas.

6.1 Perhitungan *Equity to be Split* dan *Contractor's Share*

Perhitungan *Equity to be Split* (ES) pada industri hulu Migas di Indonesia cukup kompleks. Perhitungan ES didasarkan kepada aturan-aturan yang ditetapkan oleh pemerintah, terutama UU no. 22 tahun 2001 tentang Minyak dan Gas Bumi dan PP no. 79 tahun 2010 tentang biaya-biaya yang dapat diganti dalam konsep *cost recovery*. Berikut gambaran sederhana mengenai perhitungan ES:



Gambar 6.1 Alur Perhitungan *Equity to be Split*

Sebagaimana yang telah dijelaskan sebelumnya bahwa dalam pengakuan reventuennya, PT. PR menggunakan metode *time of production*. Dalam metode *time of production*, *revenue* yang dimaksud adalah hasil perolehan *lifting* minyak KKKS. Maka, pembagian *revenue* yang kita hitung pun adalah pembagian hak jumlah minyak antara KKKS dengan BP Migas.

Kemudian, pada perhitungan biaya operasionalnya PT. PR menggunakan metode *Successful Effort* (SE) sehingga hanya proses eksplorasi yang berhasil lah yang dapat dikapitalisasi. Sedangkan untuk sumur atau ladang yang tidak mempunyai nilai komersial (*dry hole*) dianggap sebagai kerugian.

Proses eksplorasi yang dilakukan oleh kontraktor mempunyai dua kemungkinan hasil, yaitu sukses dan tidak sukses. Dalam proses perhitungan hak minyak dan pendapatan bersihnya, ketika kegiatan eksplorasi yang dilakukan tidak menghasilkan temuan minyak komersial, maka seluruh biaya yang dilakukan pada saat proses eksplorasi tersebut dinyatakan sebagai kerugian bagi kontraktor. Sedangkan jika proses eksplorasi berhasil maka jumlah *lifting* minyak yang ditemukan dikurangkan dengan komponen biaya untuk mendapatkan laba bersih yang diperoleh oleh perusahaan.

Dalam melakukan perhitungan terhadap *Contractor's Share (CS)*, terlebih dahulu kita harus menghitung jumlah bagian yang akan dibagi kepada BP Migas dan Kontraktor KKS (*Equity to be Split (ES)*) berdasarkan porsi masing-masing yang telah disepakati dalam kontrak. Dalam kontrak antara PT. PR dengan BP Migas porsi bagi hasil yang disepakati adalah 35/65: 35% untuk PT. PR dan 65% untuk BP Migas. Kemudian, untuk menghitung nilai ES, *Total Lifting* harus dikalkulasikan terlebih dahulu dengan melihat berapa jumlah total *lifting* minyak yang bisa dikomersialkan yang dihasilkan oleh PT. PR di sumur-sumur minyaknya.

Angka *Total Lifting* tersebut kemudian dikurangkan dengan FTP yang besarnya 20% dari angka *Total Lifting*. Besaran porsi FTP sendiri untuk masing-masing kontrak PSC berbeda-beda sesuai dengan kesepakatan antara kontraktor dan BP Migas (lihat Bab 4 pada bagian 4.6). Dari perhitungan ini maka dihasilkan angka *Total Lifting After FTP*.

Setelah perhitungan di atas, maka *Total Lifting After FTP* selanjutnya dikurangkan dengan biaya yang timbul dari usaha eksplorasi dan eksploitasi minyak dalam bentuk *Cost Recovery* dan *Investment Credit*. Biaya operasional yang bisa dimasukkan ke dalam *Cost Recovery* haruslah sesuai dengan ketentuan peraturan pemerintah dan perundang-undangan (PP 79/2010). Tidak semua biaya yang terjadi selama masa

eksplorasi dan eksploitasi bisa di-*recovery*, hanya yang benar-benar berdampak terhadap hasil *lifting* lah yang dapat dimasukkan ke dalam *Cost Recovery*.

Setelah perhitungan di atas, maka akan didapat angka ES. Inilah jumlah hasil produksi minyak bumi yang akan dibagikan kepada Kontraktor KKS dan BP Migas sesuai dengan proporsi masing-masing pada saat Kontrak Kerja Sama ditandatangani. Hasil pembagian dari ES inilah yang akan menjadi *BP Migas' Share* dan *Contractor's Share*.

$$ES = TL - FTP - CR - IC \quad (6.1)$$

Selanjutnya, *Contractor's Share* (CS) dihitung dengan menambahkan bagian yang diperoleh oleh Kontraktor KKS dari ES (sesuai dengan porsi pada KKS) dengan bagian yang diperoleh oleh Kontraktor KKS dari FTP (porsinya sama dengan porsi bagi hasil pada KKS, 35/65).

$$CS = p.ES + p.FTP, \quad (6.2)$$

dengan p adalah porsi bagi hasil pada KKS.

Biaya operasional yang bisa dimasukkan ke dalam *Cost Recovery* haruslah sesuai dengan ketentuan peraturan pemerintah dan perundang-undangan (PP 79/2010). Tidak semua biaya yang terjadi selama masa eksplorasi dan eksploitasi bisa di-*recovery*, hanya yang benar-benar berdampak terhadap hasil *lifting* lah yang dapat dimasukkan ke dalam *Cost Recovery*.

6.1.1 Ilustrasi Perhitungan ES

Dalam perjanjian kontrak PSC akan ada kesepakatan antara BP Migas dan KKKS mengenai porsi bagi hasil masing-masing pihak. Dalam kontrak kerja sama tersebut akan tercantum porsi bagi hasil antar ke dua

belah pihak pada masing-masing *site* yang dikelola oleh KKKS. Kemudian juga ada porsi rata-rata secara keseluruhan bagi hasil tersebut yang dapat kita gunakan sebagai dasar perhitungan untuk porsi yang didapatkan oleh masing-masing pihak.

Penulis akan memberikan contoh perhitungan ES dengan menyajikan terlebih dahulu data-data yang dipakai oleh PT. PR dalam perhitungan ini.

- *Total Lifting* (TL)

Pada triwulan ke tiga 2011 proses produksi minyak bumi, PT. PR telah menghasilkan 3000 *barrels* (BBLs) dengan Weighted Average Price (WAP) sebesar US\$75 per BBLs.

- *First Tranche Petroleum* (FTP)

Dalam kontrak antar BP Migas dan PT. PR disepakati bahwa besaran FTP yang akan diperhitungkan adalah 20 persen dari *Total Lifting*.

- *Cost Recovery* (CR)

Proses eksplorasi dan eksploitasi lahan tambang membuat banyak biaya yang harus dikeluarkan oleh PT. PR. Contoh biaya-biaya yang dikeluarkan dan bisa di-*recovery* oleh BP Migas adalah:

Tabel 6.1 Pengeluaran PT. PR yang bisa di-*Recovery*

Item	US\$	
<i>Operating cost</i>		
-	<i>Direct production expense</i>	12,000
-	<i>Utilities production expense</i>	9,000
-	<i>Contract services</i>	8,000
-	<i>Personnel expense</i>	23,000
-	<i>Depreciation</i>	20,000
-	<i>Transportation cost</i>	9,000

Tabel 6.1 Pengeluaran PT. PR yang bisa di-Recovery

-	<i>Materials, supplies, and fuels</i>	6,000
-	<i>Audit and consultation</i>	3,000
-	<i>Rental services</i>	2,500
-	<i>Parent company overhead</i>	2,000
-	<i>Other operating expense</i>	3,500
Total Operating Costs		98,000
<i>General and administrative expenses</i>		12,000
<i>Other non-operating expenses</i>		12,000
Total Cost Recovery		120,000

Sumber : diubah dari proposal *cost recovery* PT. PR kepada BP Migas

Berikut adalah penjelasan dari biaya-biaya pada tabel 6.1:

- *Direct Production Expense*

Yang termasuk ke dalam biaya ini adalah pengoperasian sumur minyak (*oil well operation*), fasilitas pemrosesan dan produksi minyak, *secondary recovery operation*, *storage*, *handling*, *transportation*, *delivery*, supervisi, pemeliharaan, dan lain-lain.

- *Utilities Production Expense*

Yang termasuk ke dalam biaya ini adalah pemeliharaan peralatan produksi, *steam services*, listrik, air, *compressed air services*, dan lain sebagainya.

- *Contract Services*

Yang termasuk ke dalam jasa kontrak ini adalah biaya atas jasa yang berbentuk kontrak dalam jangka waktu tertentu, misalnya jasa kebersihan *site*, jasa *office boy*, dan lain-lain.

- *Personnel Expense*

Yang termasuk ke dalam biaya ini adalah gaji dan tunjangan pekerja, biaya pelatihan pekerja, akomodasi pekerja, dan lainnya. Biaya ini termasuk biaya yang dominan dalam operasional perusahaan.

- *Depreciation*

Pada bagian ini dimasukkan semua biaya depresiasi terhadap aset-aset yang diakui menjadi milik negara sesuai dengan ketentuan PP no. 79/ 2010.

- *Transportation Cost*

Transportatin Cost adalah biaya-biaya yang berhubungan dengan kegiatan transportasi yang dilakukan berkaitan dengan operasional perusahaan, termasuk transportasi di air, darat, dan udara.

- *Materials, Supplies, and Fuels (MPF)*

Yang termasuk ke dalam biaya MPF adalah biaya perlengkapan dan material yang diperlukan untuk membantu proses eksplorasi dan eksploitasi ladang minyak, termasuk juga di dalamnya biaya bahan bakar yang diperlukan. Biaya ini juga termasuk perlengkapan keamanan lapangan, peralatan medis, peralatan antisipasi kebakaran dan ledakan, dan lain sebagainya.

- *Audit and Consultation*

Yang termasuk ke dalam biaya ini adalah seluruh biaya yang berkaitan dengan audit perusahaan (bukan audit komersial) yang diakui oleh BP Migas dan biaya konsultasi aktivitas operasional perusahaan. Biaya audit di sini termasuk audit yang dilakukan oleh BP Migas untuk memastikan operasional kontraktor berjalan dengan baik. Biaya konsultasi juga termasuk konsultasi teknik, konsultasi manajemen *site*, dan lain-lain.

- *Rental Services*

Pada bagian ini dimasukkan biaya-biaya terhadap jasa penyewaan yang dilakukan oleh kontraktor.

- *Parent Company Overhead*

Semua *overhead* yang bisa dikategorikan masuk ke dalam skema *cost recovery* dimasukkan ke dalam bagian ini, termasuk biaya yang terjadi di kantor pusat.

- *Other Operating Expense*

Pada bagian ini dimasukkan bisa yang berkaitan dengan operasional kontraktor di luar biaya-biaya operasional yang telah disebutkan di atas.

- *General and Administrative Expense*

Yang termasuk ke dalam biaya ini adalah *legal service, audit service*, asuransi, administrasi material, biaya *salvage and scrap*, dan lain sebagainya.

Dari table di atas dapat dilihat bahwa pengeluaran yang signifikan jumlahnya adalah *personnel expense* dan depresiasi. Maka *item* ini perlu diperhatikan secara cermat oleh PT. PR. Yang termasuk ke dalam *personnel expense* adalah biaya-biaya yang menunjang aktivitas kerja karyawan termasuk di dalamnya gaji, tunjangan, fasilitas pekerja di lapangan, dan lain-lain.

- *Investment Credit (IC)*

Nilai IC yang dilakukan oleh PT. PR untuk mendukung proses eksplorasi adalah nihil karena tidak ada proyek yang dilakukan oleh PT. PR.

- *Equity to be Split (ES)*

Dalam kesepakatan kontrak PSC antara PT. PR dengan BP Migas, disepakati bahwa porsi bagi hasil antara PT. PR dengan BP Migas adalah 35:65. Porsi ini adalah porsi sebelum dikenakan pajak.

Dengan asumsi data di atas, maka perhitungan ES atas TL yang dihasilkan kontraktor adalah sebagai berikut:

Tabel 6.2 Perhitungan *Equity to be Split*

Deskripsi	Quarter III	
	BBLs	US\$
<u>Lifting:</u>		
- BP Migas (38% x total lifting) *	1,160	87,000
- Contractors (62% x total lifting) *	1,840	138,000
Total Liftings	3,000	225,000
<u>Less:</u> FTP (20%)	600	45,000
Total Lifting After FTP	2,400	180,000
<u>Less:</u>		
- Cost Recovery	1,600	120,000
- Investment Credit	0	0
Total Cost Recoverable	1,600	120,000
Equity to be Split	800	60,000
<u>BP Migas Share:</u>		
- BP Migas Share on FTP (65% x FTP, 600)	390	29,250
- BP Migas Share on Equity (65% x ES, 800)	520	39,000
- DMO (25% x 35% x 3,000)**	263	19,688
BP Migas' Entitlement	1,173	87,938
Over/(Under) BP Migas' Lifting	13	975
<u>Contractor's Share:</u>		
- Contractor's Share on FTP (35% x 600)	210	15,750
- Contractor's Share on Equity (65% x 800)	280	21,000
<u>Less:</u>		
- DMO	263	19,688
<u>Add:</u>		
- Cost Recovery	1,600	120,000
- Investment Credit	0	0
Contractor's Entitlement	1,828	137,063
Over/(Under) Contractor's Lifting	(13)	(975)

Keterangan: * Porsi 38/62 adalah *budgeting* untuk periode ini berdasarkan porsi pembagian aktual yang didapatkan kedua pihak pada kuartar sebelumnya, (*Contractor's Entitlement: Total Lifting*)/(*BP Migas' Entitlement: Total Lifting*).

** Bagian yang menjadi hak kontraktor adalah 35%. DMO yang disepakati adalah 25% dari hak kontraktor. Perhitungan $DMO = 25\% \times 35\% \times Total\ Lifting$.

Kemudian perhitungan *net income* nya adalah sebagai berikut:

Tabel 6.3 Perhitungan *Net Income* PT. PR

Deskripsi	US\$
Contractor's Entitlement:	137,063
Less: - Price Variance****	(0)
Contractor's Net Entitlement	137,063
Less: - Cost Recovery	120,000
<u>Add:</u>	
- Actual Price Received From DMO***	12,638
- Contractor's Taxable Income	29,701
<u>Less:</u>	
- Corporate Tax (44%)	13,068
- Dividend Tax (11%)	3,267
Corporate and Dividend Tax (55%)	16,335
Contractor's Net Income	13,365

Tabel 6.4 Perhitungan *DMO Fee*

*** DMO Comprised of Two Items:	Quantity in Barrels	US\$	Price
- Old Oil (40% of total DMO in barrels)	105	788	10% from WAP
- New Oil (60% of total DMO in barrels)	158	11,850	WAP
Actual Price Received From DMO	263	12,638	

Tabel 6.5 Perhitungan *Price Variance*

**** Calculation of Lifting Price Variance	US\$
Entitlement by Using WAP	142,035
Entitlement by Using ICP (Indonesian Crude Oil Price)	142,035
Lifting Price Variance	0

6.2 Penyajian Hasil Perhitungan *Equity to be Split* dan *Contractor's Share* dalam *Financial Quarterly Report*

Ada beberapa bagian penjumlahan dan penyajian dalam laporan rugi/laba kontraktor. Sebelum kegiatan eksplorasi dinyatakan berhasil, maka segala biaya yang dikeluarkan untuk kegiatan eksplorasi ini akan dimasukkan ke dalam satu *cost pool*. Jika kegiatan eksplorasi berhasil dan minyak bisa dikomersialkan, maka seluruh biaya yang dihabiskan pada saat kegiatan eksplorasi dapat diajukan ke BP Migas untuk diganti dengan konsep *cost recovery* (CR). Jika tidak berhasil, maka seluruh biaya untuk kegiatan eksplorasi ditanggung oleh kontraktor tanpa mendapat ganti rugi dari pemerintah.

Konsep CR dan biaya-biaya yang dapat di-*recovery* (*recoverable*) diatur dalam UU no. 79/ 2010. Tidak semua *item* yang bisa di-*recovery* oleh BP Migas. Hanya *item* yang benar-benar berhubungan dengan kegiatan eksplorasi yang akan disetujui oleh BP Migas untuk di-*recovery*.

6.2.1 Penjumlahan Biaya Kegiatan Eksplorasi

Pada saat kegiatan eksplorasi, ada banyak biaya yang dikeluarkan oleh kontraktor. Biaya yang dikeluarkan oleh Kontraktor KKS pada saat kegiatan eksplorasi akan dikumpulkan pada satu *cost pool* yang akan di-*recovery* dengan persetujuan BP Migas.

Contoh jurnal yang digunakan:

Dr. <i>Direct production expense</i>	US\$ 2,000
Cr. <i>Cash/AP</i>	US\$ 2,000
Dr. <i>Personnel expense</i>	US\$ 1,150
Cr. <i>Cash/AP</i>	US\$ 1,150
Dr. <i>Cost Pool</i>	US\$ xxx
Cr. <i>Cash/AP</i>	US\$ xxx

Pada saat kegiatan eksplorasi selesai atau waktu yang diberikan BP Migas habis, sesuai yang tertera pada kontrak, dan ternyata tidak ditemukan sumber minyak bumi komersial, maka seluruh beban dan biaya yang dikeluarkan pada saat eksplorasi tidak dapat di-*recovery*. Seluruh biaya tersebut kemudian akan dihitung sebagai kerugian bagi perusahaan (*net loss*). Tidak ada jurnal khusus untuk kejadian ini.

Jika kegiatan eksplorasi berhasil, maka Kontraktor KKS dapat mengajukan penggantian biaya (*cost recovery*) kepada BP Migas. Dalam laporan keuangan, hasil dari *lifting* atas kegiatan eksplorasi yang berhasil kemudian dikurangkan dengan biaya-biaya yang timbul untuk mendapatkan *net income*. Penggantian yang dilakukan oleh BP Migas bukan dalam bentuk *cash* atau setara *cash*, namun dalam bentuk pengurangan terhadap hak dari BP Migas (*contractor's share*).

6.2.2 Penjurnalan Setelah Kegiatan Eksplorasi

Pada saat kegiatan eksplorasi selesai dilakukan, maka proses bisnis berlanjut kepada kegiatan eksploitasi. Pada saat kegiatan eksploitasi,

seluruh biaya yang dikeluarkan juga akan dicatat dengan jurnal yang sama dengan kegiatan eksplorasi.

Setelah proses eksploitasi sukses, maka kontraktor akan mempunyai cadangan minyak bumi yang siap untuk dijual. Cadangan minyak yang tersedia inilah yang akan menjadi sumber bagi *revenue* perusahaan.

Gallun, Stevenson, dan Nichols (1993, p. 204) menyatakan bahwa ada dua *timing* pengakuan *revenue*, yaitu pengakuan pada *time of sale* dan pengakuan pada *time of production*. Berikut adalah contoh jika PT. PR melakukan pengakuan *revenue* pada *time of sale*:

“ PT. PR memproduksi 1500 *barrels* pada Agustus 2011. Harga minyak yang berlaku pada saat tersebut adalah US\$ 75 per *barrels*”.

Maka pada saat pembeli melakukan pembelian, jurnal yang muncul adalah:

Dr. AR/cash – purchaser (1500 × \$75)	\$112,500
CR. Oil sales/revenue	\$112,500

Kemudian jika kontraktor menggunakan pengakuan *revenue* pada saat *time of production*, maka jurnal yang akan muncul adalah:

Pada saat produksi:

Dr. Crude oil inventory (1500 × \$75)	\$112,500
Cr. Oil sales/revenue	\$112,500

Pada saat penjualan terjadi pada bulan September:

Dr. AR/cash – purchaser (1500 × \$75)	\$112,500
Cr. Crude oil inventory	\$112,500

Pada PT. PR, *timing* pengakuan *revenue* yang digunakan adalah pada saat *time of production*.

Perlu diperhatikan bahwa dalam konsep *cost recovery*, PSC menyatakan bahwa penggantian biaya dilakukan dengan cara mengurangi hak pemerintah. Artinya, hak KKKS atas hasil *lifting* menjadi lebih banyak sehingga tidak ada jurnal khusus terkait dengan penggantian biaya dalam konsep *cost recovery*.

6.2.3 Penyajian dalam *Financial Quarterly Report*

Kontraktor KKS, dalam hal ini PT. PR, diwajibkan melaporkan aktivitas bisnisnya kepada BP Migas dalam jangka waktu sekali tiga bulan (*quarterly*). Dalam aktivitas audit yang dilakukan penulis selama magang dan juga hasil *inquiry* tim audit PT. PR, PT. PR hanya melaporkan laporan laba ruginya kepada BP Migas dalam bentuk *Financial Quarterly Report* (FQR). Manajemen PT. PR tidak melakukan pembuatan neraca berdasarkan *Production Sharing Contract* (PSC) karena PT. PR menafsirkan bahwa neraca tidak perlu dan tidak diminta dilaporkan kepada BP Migas. Praktik ini sudah berlangsung dari tahun ke tahun.

Untuk contoh FQR, penulis akan mencoba menyajikannya dengan menggunakan perhitungan-perhitungan yang telah penulis lakukan pada bagian 6.1.1 di atas. Bentuk FQR yang akan dilaporkan oleh PT. PR kepada BP Migas adalah sebagai berikut:

Tabel 6.6 *Financial Quarterly Report* PT. PR

OPERATOR : EXXONMOBIL OIL INDONESIA INC.
 CONTRACT AREA : BEE BLOCK
 AS OF 31 DECEMBER 2010 - FINAL

BPMIGAS
PRODUCTION SHARING CONTRACTS
PRODUCING CONTRACTOR
FINANCIAL QUARTERLY REPORT
QUARTER ENDED : 30 SEPTEMBER 2011

DESCRIPTION	LAST QUARTER		THIS QUARTER	
	Actual	Actual	Actual	Actual
	Per BBL	\$ Amount	Per BBL	\$ Amount
LIFTINGS (BBLs equiv.)	2,500		3,000	
Oil/Condensate BBLs				
Gas MCF				
GROSS REVENUE	2,500	187,500	3,000	225,000
FIRST TRANCHE PETROLEUM	500	37,500	600	45,000
GROSS REVENUE AFTER FTP	2,000	150,000	2,400	180,000
INVESTMENT CREDIT	0	-	0	-
COST RECOVERY :				
Unrecovered Other Costs	0	-	0	-
Current Year Operating Costs	1,200	90,000	1,333	100,000
Depreciation Costs	200	15,000	267	20,000
TOTAL COST RECOVERY	1,400	105,000	1,600	120,000
TOTAL RECOVERABLES	1,400	105,000	1,600	120,000
EQUITY TO BE SPLIT	600	45,000	800	60,000
Indonesia Share :				
BPMIGAS FTP share	325	24,375	390	29,250
BPMIGAS Equity Share	390	29,250	520	39,000
Lifting Price Variance	0	-	0	-
Domestic Requirement	200	15,000	263	19,688
Government Tax Entitlement	174	13,045	218	16,335
TOTAL INDONESIA SHARE	1,089	81,670	1,391	104,273
Contractor Share :				
Contractor FTP Share	175	13,125	210	15,750
Contractor Equity Share	210	15,750	280	21,000
Lifting Price Variance	0	-	0	-
Less Gross Domestic Requirement	219	16,406	263	19,688
Add Domestic Requirement Adjustment	150	11,250	169	12,638
Taxable Share	316	23,719	396	29,700
Government Tax Entitlement	(174)	(13,045)	(218)	(16,335)
Net Contractor Share	142	10,673	178	13,365
Total Recoverables	1,400	105,000	1,600	120,000
TOTAL CONTRACTOR SHARE	1,542	115,673	1,778	133,365

Sumber: diubah dari *Financial Quarterly Report* PT. PR

Keterangan:

Akun-akun pada FQR di atas telah dijelaskan pada bagian sebelumnya terutama pada Bab 5, kecuali yang dijelaskan di bawah ini:

- a. *Cost recoverable* adalah bagian dari *cost recovery* yang disetujui oleh BP Migas untuk ditanggung biayanya karena memang tidak semua biaya yang dikeluarkan pada saat eksplorasi dan eksploitasi diganti oleh BP Migas. Bagian yang tidak diganti disebut *unrecoverable cost*.

- b. *Lifting price variance* adalah selisih antara WAP (*Weighted Average Price*) dengan ICP (*Indonesian Crude Oil Price*) atau selisih antara perkiraan harga dengan harga aktual.

Selain bentuk laporan di atas yang diberikan secara kuartal, pada akhir tahun PT. PR juga akan memberikan laporan tahunannya. Laporan tahunan ini tidak berbeda dengan laporan kuartal, hanya saja selain dalam bentuk seperti di atas, pada laporan tahunan juga akan muncul akumulasi dari semua akun-akun yang ada pada FQR. (lihat contoh pada lampiran 2)

6.2.4 Pelaporan Lainnya kepada BP Migas

Dalam pelaporannya kepada BP Migas, PT. PR melaporkan aktivitasnya dalam bentuk FQR yang telah penulis jelaskan di atas, pergerakan *fix asset* dalam bentuk *depreciation expense report*, dan pengajuan proposal *Cost Recovery*.

Konsep PSC menyatakan bahwa segala aset yang digunakan oleh KKKS dalam aktivitasnya merupakan milik pemerintah. Oleh karena itu, dalam rangka memantau aset-asetnya di lapangan, BP Migas meminta PT. PR untuk melaporkan asetnya yang digunakan dalam aktivitas eksplorasi dan produksinya. PT. PR membuat *Depreciation Expense Report* (DER) untuk memenuhi permintaan BP Migas tersebut. Pada DER ini, PT. PR akan melaporkan aset-aset yang dimilikinya serta perhitungan depresiasinya. Pada DER akan terlihat perubahan nilai aset KKKS (pada intinya milik negara) dari waktu ke waktu. Contoh bentuk DER ini dapat dilihat pada lampiran 1.

Untuk mendukung data-data yang diperlukan dalam pengajuan proposal *cost recovery*, maka PT. PR juga melaporkan semua biaya (*list of expenses*) yang dikeluarkannya pada saat eksplorasi dan eksploitasi. Proposal *cost recovery* ini berisi detail biaya yang dikeluarkan oleh KKKS dalam kegiatan eksplorasi dan eksploitasinya. Proposal *cost recovery* ini nantinya yang akan menjadi pertimbangan bagi BP Migas untuk menyetujui atau tidak menyetujui biaya yang telah dikeluarkan oleh KKKS mengacu pada PP 79/2010.

BAB 7

KESIMPULAN DAN SARAN

7.1 Kesimpulan

Berikut adalah kesimpulan dari penjelasan yang telah penulis lakukan pada bab-bab sebelumnya :

- Perhitungan pembagian *revenue* pada perusahaan PSC didasarkan pada kontrak yang disepakati dengan BP Migas. Ketentuan dan kontrak dengan BP Migas bisa berbeda antara satu perusahaan (KKKS) dengan perusahaan lainnya, bergantung pada pertimbangan-pertimbangan yang disepakati bersama antara BP Migas dengan KKKS.
- Perhitungan pembagian *revenue* antara BP Migas dengan KKKS didasarkan pada UU no. 22/ 2001. Pembagian *revenue* dilakukan dengan melakukan perhitungan terhadap *Equity to be Split* pada perusahaan menggunakan rumus sebagai berikut :

$$ES = TL - FTP - CS - IC \quad (6.1)$$

Setelah itu, maka dilakukan perhitungan terhadap *Contractor's Share* dengan menggunakan rumus sebagai berikut :

$$CS = p. ES + p. FTP \quad (6.2)$$

dengan p adalah porsi bagi hasil pada KKS.

- Dalam laporannya kepada BP Migas, PT. PR melaporkan aktivitasnya dalam bentuk *Financial Quarterly Report*. Pelaporan lainnya yang dilakukan oleh KKKS dalam kaitannya dengan perhitungan pembagian *revenue* ini adalah *Depreciation Expense*

Report dan proposal penggantian biaya dalam konsep *Cost Recovery*.

7.2 Saran

Berikut adalah saran penulis kepada PT. PR terhadap bahasan pada makalah ini :

- Untuk PT. PR :

Dengan perhitungan pembagian *revenue* dalam konsep PSC seperti yang penulis jelaskan di atas, maka PT. PR mempunyai keuntungan dalam konsep penggantian biaya oleh pemerintah (*Cost Recovery*). Terkait dengan konsep ini maka dalam menetapkan biayanya PT. PR harus melakukan perhitungan dengan cermat mengenai potensi kesuksesan dari usaha eksplorasi ladang minyak dan gas. Jika ternyata kemungkinan keberhasilannya besar maka sebaiknya PT. PR tidak terlalu membatasi pengeluaran biaya terutama untuk *personnel expense*. Dengan biaya yang besar dikeluarkan terutama pada *personnel expense*, maka PT. PR akan lebih mudah mendapatkan sumber daya terbaik dalam melaksanakan aktivitas operasionalnya. Namun, jika ternyata potensi keberhasilan eksplorasinya tidak besar, maka PT. PR perlu melakukan *budgeting* yang ketat untuk meminimalisasi kemungkinan gagal dalam proses eksplorasi yang dapat menimbulkan angka kerugian yang sangat besar.

- Untuk Pemerintah (BP Migas) :

Pemerintah perlu mengkaji lagi aturannya dalam PP 79/ 2010 mengenai biaya-biaya yang tidak dapat di-*recovery*. Penulis menyarankan sebaiknya BP Migas membuat aturan dengan batasan terhadap biaya-biaya yang dapat di-*recovery*, bukan sebaliknya. Dengan aturan seperti ini, maka BP Migas dapat melakukan kontrol dengan lebih baik dan mudah dan meminimalisasi adanya peng-al-an dari KKKS.

DAFTAR REFERENSI

- DPR RI.(2001).*Undang-Undang RI Nomor. 22 Tahun 2001*.Jakarta.Dewan Perwakilan Rakyat Republik Indonesia
- DPR RI.(2000).*Undang-Undang RI Nomor 17 Tahun 2000*.Jakarta. Dewan Perwakilan Rakyat Republik Indonesia
- Gallun R.A., Stevenson J.W., & Nichols L.M. (1993). *Fundamental of Oil and Gas Accounting*.Oklahoma. PennWell Publishing Company
- IAI.(2001).*Pernyataan Standar Akuntansi Keuangan IAI 29*.Jakarta. Ikatan Akuntan Indonesia
- IAI.(2001).*Pernyataan Standar Akuntansi IAI 23*.Jakarta. Ikatan Akuntan Indonesia
- Kementerian ESDM.(2004).*Pedoman Tata Kerja BP Migas Nomor 007/2004*.Jakarta. Kementerian ESDM
- Kementerian ESDM.(2008).*Peraturan Menteri ESDM Nomor 2 tahun 2008*.Jakarta.Kementerian ESDM
- Pemerintah RI.(2010).*Peraturan Pemerintah RI Nomor 79 Tahun 2010*.Jakarta.Pemerintah RI
- PwC Indonesia.(2011).*Oil and Gas in Indonesia, Investment and Taxation Guide*.Agustus 2011.Jakarta.PricewaterhouseCoopers Indonesia
- http://www.indopetro-online.com/index.php?option=com_content&view=article&id=203:operatorship-dan-kontrol-pendapatan-negara-sektor-migas-harus-dibenahi&catid=204:operatorship-dan-kontrol-pendapatan-negara-sektor-v
- <http://www.investor.co.id/home/mencermati-harga-minyak/6452>

OPERATOR : PT PR
 CONTRACT AREA : B-BLOCK
 QUARTER ENDED : 31 DECEMBER 2010 - FINAL

BPMIGAS
 PRODUCTION SHARING CONTRACTS
 DEPRECIATION EXPENSE REPORT
 (OIL, GAS & COMMON SUMMARY)

Line	ASSET DESCRIPTION	1) ASSET GROUP LIFE	Previous Years					Current Year			Total Depreciation				13) Present Unrecovered Cost		
			2) Orig. Cost	3) Accum. Dep.	4) Dep. Bal.	5) 2010 Dep.	S DD	6) Assets Placed Into Service	7) Deprec.	D	8) 1st QTR	9) 2nd QTR	10) 3rd QTR	11) 4th QTR		12) TOTAL	
1	Asset Capitalized in 19..																
2	Construction Utilities + Auxiliaries		370,116	367,202	2,914	1,402		0	0		349	349	351	353	1,402	1,512	
3	Construction Housing + Welfare		41,473	39,811	1,662	273		0	0		69	69	69	66	273	1,389	
4	Production Facilities		1,007,636	998,519	9,117	6,721		2,215	362		1,611	1,866	1,622	1,622	6,721	4,249	
5	Automobiles		5,064	5,064	0	0		0	0		0	0	0	0	0	0	
6	Light trucks + Tractor Units		7,307	7,307	0	0		0	0		0	0	0	0	0	0	
7	Heavy trucks + Trailers		5,259	5,259	0	0		0	0		0	0	0	0	0	0	
8	Buses		55	55	0	0		0	0		0	0	0	0	0	0	
9	Aircraft		2,102	2,102	0	0		0	0		0	0	0	0	0	0	
10	Water transportation equipment		0	0	0	0		0	0		0	0	0	1	1	0	
11	Drilling Production Tools		8,848	8,848	0	0		0	0		0	0	0	0	0	0	
12	Construction Equipment		8,435	8,435	0	0		0	0		0	0	0	0	0	0	
13	Furniture + Office Equipment		66,839	63,299	3,540	1,180		363	132		295	295	295	295	1,180	2,591	
14	Other		0	0	0	0		0	0		0	0	0	0	0	0	
15																	
16	TOTAL		1,523,135	1,505,902	17,233	9,576		2,578	494		2,324	2,579	2,337	2,337	9,577	9,741	

REPORT 14.0

DEPRECIATION ANALYSIS		12) DEPRECIATION EXPENSES
17	Production/Drilling	8,757
18	Administration	3,675
19	TOTAL	12,432 *)

Hal-hal yang berubah dari Financial Budget & Reporting Manual (1993 Revision)

- *) Terdapat penambahan Depresiasi sebesar US\$ 1,981 K berasal dari
 - a. Alokasi Masuk atas penggunaan Sistem Aplikasi (SAP) dari PT F
 - b. Alokasi keluar atas penggunaan Personal Computer PT ABC ke PT D, PT E dan PT F

OPERATOR : PT PR
 CONTRACT AREA : BEE BLOCK
 AS OF 31 DECEMBER 2010 - FINAL

**BPMIGAS
 PRODUCTION SHARING CONTRACTS
 PRODUCING CONTRACTOR
 FINANCIAL STATUS REPORT
 SUMMARY**

Expressed in Thousand of Dollars

L i n e	LAST QUARTER		THIS QUARTER					D E S C R I P T I O N	Y E A R T O D A T E				
	1)	2)	3)	4)	5)	6)	7)		8)	9)	10)	11)	12)
	Actual \$ Amount	Actual per BBL	Actual \$ Amount	Actual per BBL	Budget \$ Amount	Budget per BBL	Over/(Under) Budget \$ Amount		Actual \$ Amount	Actual per BBL	Budget \$ Amount	Budget per BBL	Over/(Under) Budget \$ Amount
1	2,134		1,901		1,417		484	LIFTINGS	7,945		6,661		1,284
2	444		410		278		132	Oil/Condensate MBBLS	1,334		1,203		131
3	10,141		8,943		6,835		2,108	Gas MMCF	39,664		32,748		6,916
4	145,163	68.02	137,269	72.22	84,054	59.31	53,216	GROSS REVENUE	558,023	70.23	382,430	57.41	175,593
5	(29,033)	-13.6	(27,454)	(14.44)	(16,812)	(11.86)	(10,642)	FIRST TRANCHE PETROLEUM	(111,605)	(14.05)	(76,486)	(11.48)	(35,119)
6	116,130	54.42	109,816	57.77	67,242	47.44	42,574	GROSS REVENUE AFTER FTP	446,418	56.19	305,944	45.93	140,474
7	0	0	0	0.00	0	0.00	0	INVESTMENT CREDIT	0	0.00	0	0.00	0
8								COST RECOVERY :					
9	0	0	0	0.00	0	0.00	0	Unrecovered Other Costs	0	0.00	0	0.00	0
10	12,846	6.02	9,102	4.79	11,131	7.85	(2,028)	Current Year Operating Costs	47,038	5.92	44,523	6.68	2,514
11	2,294	1.07	2,528	1.33	2,371	1.67	157	Depreciation - Prior Year Assets	11,938	1.50	9,744	1.46	2,195
12	359	0.17	135	0.07	233	0.16	(98)	Depreciation - Current Year Assets	494	0.06	944	0.14	(450)
13	15,499	7.26	11,765	6.19	13,735	9.69	(1,969)	TOTAL COST RECOVERY	59,470	7.48	55,210	8.29	4,259
14	15,499	7.26	11,765	6.19	13,735	9.69	(1,969)	TOTAL RECOVERABLES	59,470	7.48	55,210	8.29	4,259
15	100,632	47.16	98,050	51.58	53,507	37.75	44,543	EQUITY TO BE SPLIT	386,949	48.70	250,734	37.64	136,215
16								Indonesia Share :					
17	15,637	7.33	15,000	7.89	8,993	6.35	6,007	BPMIGAS FTP share	59,098	7.44	40,701	6.11	18,397
18	53,625	25.13	53,182	27.98	28,096	19.82	25,085	BPMIGAS Equity Share	202,415	25.48	131,238	19.70	71,177
19	(546)	-0.26	1,582	0.83	0	0.00	1,582	Lifting Price Variance	(16)	0.00	0	0.00	(16)
20	2,368	1.11	2,573	1.35	1,199	0.00	1,374	Domestic Requirement	7,683	0.97	5,189	0.78	2,494
21	24,311	11.39	22,064	11.61	13,294	9.38	8,770	Government Tax Entitlement	95,190	11.98	62,288	9.35	32,901
22	95,395	44.7	94,402	49.66	51,582	36.40	42,819	TOTAL INDONESIA SHARE	364,370	45.86	239,416	35.94	124,954
23								Contractor Share :					
24	13,396	6.28	12,454	6.55	7,819	5.52	4,635	Contractor FTP Share	52,506	6.61	35,785	5.37	16,721
25	47,006	22.03	44,868	23.60	25,411	17.93	19,457	Contractor Equity Share	184,533	23.23	119,496	17.94	65,037
26	546	0.26	(1,582)	(0.83)	0	0.00	(1,582)	Lifting Price Variance	16	0.00	0	0.00	16
27	(2,374)	-1.11	(2,579)	(1.36)	(1,203)	(0.85)	(1,376)	Less Gross Domestic Requirement	(7,702)	(0.97)	(5,206)	(0.78)	(2,496)
28	6	0	6	0.00	4	0.00	2	Add Domestic Requirement Adjustment	19	0.00	17	0.00	2
29	58,580	27.45	53,167	27.97	32,031	22.60	21,136	Taxable Share	229,373	28.87	150,092	22.53	79,281
30	(24,311)	-11.39	(22,064)	(11.61)	(13,294)	(9.38)	(8,770)	Government Tax Entitlement	(95,190)	(11.98)	(62,288)	(9.35)	(32,901)
31	34,269	16.06	31,103	16.36	18,737	13.22	12,366	Net Contractor Share	134,183	16.89	87,804	13.18	46,379
32	15,499	7.26	11,765	6.19	13,735	9.69	(1,969)	Total Recoverables	59,470	7.48	55,210	8.29	4,259
33	49,768	23.32	42,868	22.55	32,472	22.91	10,396	TOTAL CONTRACTOR SHARE	193,653	24.37	143,014	21.47	50,638

REPORT 1

LINE	THIS QUARTER	TAX COMPUTATION	YEAR TO DATE
34	53,167	Taxable Share	229,373
35	0	Add Investment Credit	0
36	0	Less Bonus Payment	0
37	0	(Over) Under Lifting	0
38	53,167	Taxable Income	229,373
39	22,064	Government Tax Entitlement	95,190

LINE	UNRECOVERED OTHER COSTS	TOTAL
40	Balance Beginning of Year	564 *
41	Addition	59,470
42	Recovered	(59,470)
43	Balance End of Period	564

* Represent Legal cost as per discussed with BPMIGAS