



UNIVERSITAS INDONESIA

**ANALISIS PENGAKUAN PENDAPATAN
KONTRAKTOR KONTRAK KERJASAMA GAS BUMI
MENURUT PRODUCTION SHARING CONTRACT DAN
INTERNATIONAL FINANCIAL REPORTING STANDARDS
(STUDI KASUS PADA BP BERAU LTD.)**

SKRIPSI

**MIRANDA MASITA CRYSTEL
1006813525**

**FAKULTAS EKONOMI
PROGRAM EKSTENSI AKUNTANSI
JAKARTA
JULI 2012**



UNIVERSITAS INDONESIA

**ANALISIS PENGAKUAN PENDAPATAN
KONTRAKTOR KONTRAK KERJASAMA GAS BUMI
MENURUT PRODUCTION SHARING CONTRACT DAN
INTERNATIONAL FINANCIAL REPORTING STANDARDS
(STUDI KASUS PADA BP BERAU LTD.)**

SKRIPSI

Diajukan sebagai salah satu syarat untuk memperoleh gelar sarjana

**MIRANDA MASITA CRYSTEL
1006813525**

**FAKULTAS EKONOMI
PROGRAM EKSTENSI AKUNTANSI
JAKARTA
JULI 2012**

HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS

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

Nama : Miranda Masita Crystel

NPM : 1006813525

Tanda Tangan : 

Tanggal : 5 Juli 2012

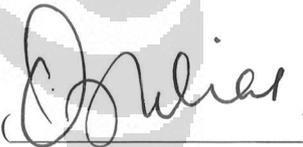
HALAMAN PENGESAHAN

Nama : Miranda Masita Crystel
NPM : 1006813525
Program Studi : S1 Ekstensi
Kekhususan : Akuntansi
Judul Skripsi
- Indonesia : Analisis Pengakuan Pendapatan Kontraktor Kontrak Kerjasama Gas Bumi Menurut Production Sharing Contract dan International Financial Reporting Standards (Studi Kasus pada BP Berau Ltd.)
- Inggris : Analysis on Revenue Recognition of Natural Gas Production Sharing Contractor According to Production Sharing Contract and International Financial Reporting Standards (Case Study on BP Berau Ltd.)

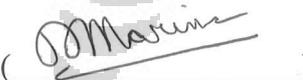
Telah berhasil dipertahankan di hadapan Dewan Penguji dan diterima sebagai bagian persyaratan yang diperlukan untuk memperoleh gelar Sarjana Ekonomi pada Program Studi S1 - Ekstensi Akuntansi Fakultas Ekonomi Universitas Indonesia.

DEWAN PENGUJI

Ketua : Dahlia Sari, S.E., M.Si


(_____)

Pembimbing : Dini Marina, S.E., M.Com., DEA


(_____)

Anggota Penguji : Christine, S.E., M.In Tax


(_____)

Ditetapkan di : Depok

Tanggal : 5 Juli 2012

KPS Ekstensi Akuntansi

Sri Nurhayati, MM., S.A.S

NIP.: 19600317 198602 2 001

KATA PENGANTAR

Hallelujah, praise be unto God. Puji syukur dan terima kasih atas berkat Tuhan Yesus karena penulis dapat menyelesaikan skripsi yang berjudul "Analisis Pengakuan Pendapatan Kontraktor Kontrak Kerjasama Gas Bumi Menurut Production Sharing Contract dan International Financial Reporting Standards (Studi Kasus pada BP Berau Ltd.)" ini dengan baik. Skripsi ini dibuat sebagai salah satu syarat untuk mencapai gelar Sarjana bagi setiap mahasiswa di Program Ekstensi Akuntansi Fakultas Ekonomi Universitas Indonesia.

Dalam penyusunan skripsi ini, penulis memang menemui beberapa kesulitan, namun dengan mendapatkan dukungan dan bantuan dari berbagai pihak, kesulitan-kesulitan yang penulis temui penulis selesaikan dengan sebaik-baiknya.

Untuk itu penulis mengucapkan terima kasih kepada :

1. Ibu Dini Marina, S.E., M.Com., DEA., sebagai dosen pembimbing saya, yang telah memberi bimbingan, meluangkan waktu, tenaga dan pikiran, serta mendukung saya untuk segera menyelesaikan penulisan skripsi ini. Tidak luput kita bercanda tawa disela-sela bimbingan, terima kasih atas kebaikannya.
2. Ibu Dahlia Sari, S.E., M.Si dan Ibu Christine, S.E., M.In Tax selaku dewan penguji skripsi ini, terima kasih atas kritik dan sarannya yang membangun.
3. Program Ekstensi Akuntansi Fakultas Ekonomi Universitas Indonesia, yang telah memberi kesempatan kepada penulis untuk menimba ilmu dan pengalaman selama masa kuliah.
4. BP Berau Ltd., tempat saya belajar dan bekerja, yang telah memberikan kesempatan untuk belajar secara langsung memahami dan menangani proses akuntansi dan keuangan internal perusahaan. Banyak terima kasih untuk Pak Agustomo Rahmadi, Mas Roni Risdianto, Akhmad Arsyai, Mas Budi Sunanthio, Mas Toni Geriliady, Mas Romi Rathomi. Untuk teman-teman Accounts Payable, mba' Nita, Hanin, Corry, Niken, Arvin, Rosy, Baki, Tirta, Fina, Yunita, Niel, Sisil, dan Isti, *we're a solid team.*

5. Kedua orang tua saya, Barita U. P. Sihombing dan Margaretha A. M. Panggabean, *i'll be nothing without you both*. Abang dan Kakak, Rocky dan Monica, *thank you for the support*.
6. Leonardo Silaban, *for your continuous love*.
7. Teman-teman satu angkatan di program ekstensi akuntansi yang tidak bisa saya sebutkan satu persatu. Khususnya Gracie, Fencom, Karin, Faizal, Depe, Godhell, Ayub, Rudy, merapat terus buat kita.

Penulis menyadari bahwa penulisan skripsi ini jauh dari sempurna, mengingat terbatasnya pengetahuan dan pengalaman penulis. Untuk itu penulis mengharapkan saran dan kritik yang membangun. Semoga skripsi ini dapat bermanfaat bagi pembacanya.

Jakarta, 5 Juli 2012

Penulis.

HALAMAN PERNYATAAN PERSETUJUAN PUBLIKASI
TUGAS AKHIR UNTUK KEPENTINGAN AKADEMIS

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

Nama : Miranda Masita Crystel
NPM : 1006813525
Program Studi : Akuntansi
Departemen : Ekstensi
Fakultas : Ekonomi
Jenis Karya : Skripsi

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

Analisis Pengakuan Pendapatan Kontraktor Kontrak Kerjasama Gas Bumi
Menurut Production Sharing Contract dan International Financial Reporting
Standards (Studi Kasus pada BP Berau Ltd.)

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

Demikian pernyataan ini saya buat dengan sebenarnya.

Dibuat di: Jakarta
Pada Tanggal: 5 Juli 2012
Yang Menyatakan



(Miranda Masita Crystel)

ABSTRAK

Nama : Miranda Masita Crystel
Program Studi : Akuntansi
Judul : Analisis Pengakuan Pendapatan Kontraktor Kontrak Kerjasama Gas Bumi Menurut Production Sharing Contract dan International Financial Reporting Standards (Studi Kasus pada BP Berau Ltd.)

Skripsi ini membahas mengenai bagaimana sebuah perusahaan yang menjadi kontraktor kontrak kerjasama memperhitungkan dan mengakui pendapatannya atas kontrak gas alam dengan Pemerintah Indonesia. Secara kontraktual, perusahaan tunduk kepada pelaporan yang berbentuk *statutory accounting / contractual accounting* yang dilaporkan dalam *Financial Quarterly Report* kepada Negara melalui BP MIGAS. Dilain pihak, perusahaan juga tunduk kepada *International Financial Reporting Standards* yang menjadi acuan perusahaan dalam perlakuan akuntansinya, IFRS digunakan sebagai pelaporan ke induk perusahaan. Dalam karya tulis ini, dibahas cara perhitungan dari sisi PSC dan IFRS, begitu juga analisa kesesuaiannya dengan standar akuntansi yang berlaku umum. Selain itu, penulis juga membahas hal yang kemungkinan akan menjadi perubahan dalam konsep pengakuan pendapatan bagi Kontraktor Kontrak Kerjasama.

Kata Kunci:

Production Sharing Contract (PSC), International Financial Reporting Standards (IFRS), Pendapatan, Kontraktor, *Entitlement*

ABSTRACT

Nama : Miranda Masita Crystel
Study Program : Accounting
Title : Analysis on Revenue Recognition of Natural Gas Production Sharing Contractor According to Production Sharing Contract and International Financial Reporting Standards (Case Study on BP Berau Ltd.)

This study discusses how natural gas production sharing contractor recognizes its revenue. Contractor has to comply with Government of Indonesia's statutory accounting / contractual accounting which reported quarterly to BP Migas. On the other hand, the contractor also has to comply with International Financial Reporting Standards which is the basis for BP p.l.c. accounting standards. In this study, the writer describes how is the measurement according to PSC and IFRS, also the analysis according to the generally accepted accounting standards. Also, an issue regarding the possibility of method changing in the future due to regulatory changes is being discussed.

Key word:

Production Sharing Contract (PSC), International Financial Reporting Standards (IFRS), Revenue, Contractor, Entitlement

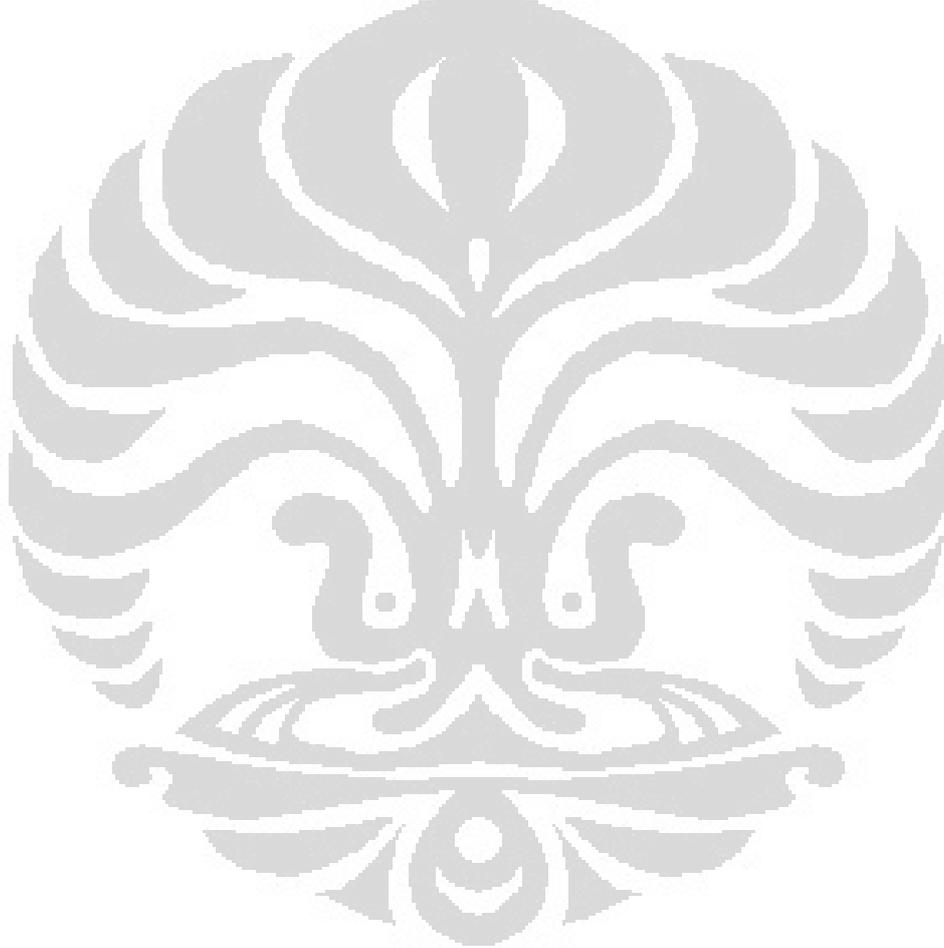
DAFTAR ISI

LEMBAR JUDUL	i
LEMBAR PERNYATAAN ORISINALITAS	ii
DAFTAR PENGESAHAN SKRIPSI	iii
KATA PENGANTAR	iv
PERSETUJUAN PUBLIKASI	vi
ABSTRAK	vii
DAFTAR ISI	ix
DAFTAR GAMBAR	xii
BAB 1 PENDAHULUAN	1
1.1 Latar Belakang.....	1
1.2 Rumusan Masalah	5
1.3 Tujuan Penelitian	6
1.4 Manfaat Penelitian	6
1.5 Batasan Penelitian	7
1.6 Sistematika Penulisan.....	7
BAB 2 TEORI DAN PENJELASAN	9
2.1 Akuntansi Pendapatan.....	9
2.1.1 Pengertian Pendapatan.....	16
2.1.2 Metode Entitlement / Proportion.....	17
2.1.3 Regulasi dalam Akuntansi Minyak dan Gas Bumi.....	19
2.1.3.1 PSAK 29 (1994).....	19
2.1.3.2 PSAK 33 ED (2011).....	20
2.1.3.3 PSAK 64 ED (2011).....	20
2.2 Production Sharing Contract.....	20
2.2.1 Pengertian Production Sharing Contract.....	20
2.2.2 Proses Production Sharing Contract.....	22
2.2.3 Anggaran Tahunan dan Pelaporan Keuangan.....	23
2.2.4 Elemen-Elemen dalam Production Sharing Contract.....	24
2.2.4.1 Produksi.....	24
2.2.4.2 Lifting.....	24
2.2.4.3 Indonesia Crude Oil and Gas Price.....	24
2.2.4.4 Pendapatan.....	25
2.2.4.5 First Tranche Petroleum.....	25
2.2.4.6 Cost Recovery dan Cost Recoverable.....	26
2.2.4.7 Non Capital Cost & Capital Cost.....	27
2.2.4.8 Equity to be Split.....	28
2.2.4.9 Domestic Market Obligation.....	28
2.2.4.10 Equity Share.....	29
2.2.4.11 Entitlement.....	29
2.2.4.12 Over / (Under) Lifting.....	29
2.2.4.13 Price Lifting Variance.....	30
2.2.4.14 Corporate & Dividend Tax.....	30

2.2.5	Perhitungan Bagi Hasil Pendapatan Menurut Production Sharing Contract.....	31
2.3	Minyak dan Gas Bumi di Indonesia.....	33
2.3.1	Sejarah Terbentuknya Minyak dan Gas Bumi.....	33
2.3.2	Industri Minyak dan Gas Bumi Indonesia.....	34
2.3.3	Perubahan Sistem Kontrak Kerjasama Minyak dan Gas Bumi di Indonesia.....	40
BAB 3 PROFIL PERUSAHAAN.....		46
3.1	Gambaran Umum BP.....	46
3.2	Sejarah BP.....	47
3.3	Operasi Perusahaan.....	51
3.3.1	Eksplorasi dan Produksi.....	51
3.3.2	Produk.....	51
3.4	Tanggung Project.....	53
3.5	Tanggung Production Sharing Contract.....	56
3.5.1	Joint Development Concept.....	56
3.6	Tanggung Cash Waterfall.....	57
3.7	Kebijakan Akuntansi Perusahaan.....	58
3.7.1	Konsep Dasar.....	58
3.7.1.1	Tujuan dan Kendala.....	58
3.7.1.2	Karakteristik Kualitatif dari Laporan Keuangan.....	59
3.7.1.3	Tinjauan Ulang dan Perubahan dalam Kebijakan Akuntansi.....	60
3.7.1.4	Persyaratan Pengungkapan.....	61
3.7.2	Pengakuan Pendapatan.....	62
3.7.2.1	Pengukuran dan Pencocokan Pendapatan.....	62
3.7.2.2	Metode <i>Entitlement</i>	63
3.7.2.3	Tipe Transaksi.....	64
3.7.2.4	Persyaratan Pengungkapan.....	65
BAB 4 PEMBAHASAN		66
4.1	Pengukuran dan Pengakuan Pendapatan Menurut Production Sharing Contract	66
4.1.1	Perhitungan Pendapatan Menurut Production Sharing Contract.....	67
4.2	Pengakuan Pendapatan Menurut IFRS.....	68
4.2.1	Penjelasan Tangguh <i>Cash Waterfall</i>	72
4.3	Analisis.....	77
4.3.1	Analisa atas Dasar Pengakuan Pendapatan Perusahaan.....	77
4.3.2	Kesesuaian Dengan Standar Akuntansi.....	78
4.4	Kesesuaian dengan Regulasi Baru.....	80
4.4.1	Kesesuaian dengan IAS 18 ED Revenue <i>from Contracts with Customer</i>	80
4.4.4	Kesesuaian dengan IFRS 11 <i>Joint Control</i>	81
BAB 5 KESIMPULAN.....		83
DAFTAR REFERENSI		85

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1	Pengakuan Pendapatan Menurut Sifat Transaksi.....	10
Gambar 2.2	Titik Pengakuan Pendapatan pada Perusahaan Manufaktur.....	15
Gambar 2.3	Siklus Operasi.....	15
Gambar 2.4	Struktur Badan Pengatur Usaha Minyak dan Gas Bumi.....	38
Gambar 2.5	Eksportir LNG Dunia.....	40
Gambar 3.1	Peta BP Tangguh.....	54
Gambar 3.2	Skema Perhitungan Pendapatan.....	58
Gambar 5.1	Skema IAS 31 dan IFRS 11.....	82



BAB I

PENDAHULUAN

1.1 LATAR BELAKANG

Bumi memiliki sumber daya alam yang beraneka ragam, diantaranya adalah cadangan minyak dan gas serta mineral dalam berbagai kualitas. Indonesia adalah negara yang dianugerahi sumber daya minyak dan gas yang begitu berlimpah. Kandungan minyak dan gas bumi yang ada di Indonesia mulai diketahui pada tahun 1871. Pengolahan minyak dan gas bumi secara komersial berupa industri minyak dan gas di Indonesia telah dimulai pada tahun 1885, yaitu setelah A. J. Zijlker, seorang manajer perusahaan tembakau yang dimiliki oleh Belanda di Sumatera Timur. Setelah mendapat konsesi dari Sultan Langkat, beliau berhasil menemukan sumber minyak di Telaga Said dekat Pangkalan Brandan.

Negara, menurut Undang Undang Dasar 1945, memiliki hak menguasai sumber daya alam yang menyangkut hajat hidup orang banyak; atas dasar itu, Negara perlu melakukan serangkaian usaha produksi atas sumber daya minyak dan gas bumi yang ada, demi kesejahteraan dan kemakmuran rakyatnya. Namun, kegiatan eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi memerlukan modal kerja, teknologi, dan sumber daya yang memerlukan biaya tinggi. Atas keterbatasan yang ada pada Negara, maka dibentuklah suatu bentuk kerja sama dengan kontraktor, untuk mengambil dan mengolah minyak dan gas bumi tersebut.

Awalnya kerjasama industri hulu minyak dan gas berbentuk Konsesi, dimana sistem tersebut berlaku pada saat pemerintahan Hindia Belanda. Dalam sistem ini kontraktor yang diberikan kuasa pertambangan memiliki kuasa penuh untuk mengelola pertambangan minyak dan gas bumi, mulai dari eksplorasi, produksi, hingga penjualan minyak dan gas bumi; kontraktor memiliki kuasa

penuh dalam aktivitas pertambangan, namun kontraktor kemudian berkewajiban untuk membayar royalti kepada negara. Pada tahun 1960 sampai 1967, diberlakukan sistem Kontrak Karya. Sistem ini memberikan kontraktor kuasa pertambangan saja, tapi tidak kuasa atas tanah, sehingga kontraktor hanya memegang manajemen operasi pertambangan, namun sifat kontrak yang berlaku adalah *profit sharing*. Kedua model tersebut tidak sesuai dengan Undang-Undang 1945, sehingga dibentuklah sebuah kontrak bagi hasil yang baru, dimana manajemen operasi pertambangan diatur penuh oleh pemerintah, model tersebut dinamakan Kontrak Kerja Sama (KKS) atau *Production Sharing Contract* (PSC). Model ini didisain oleh Ibnu Soetowo, mantan Dirjen Migas dan mantan Direktur Utama Pertamina. Intinya adalah, manajemen tetap berada ditangan Pemerintah, kepemilikan cadangan tetap ditangan Pemerintah, sedangkan biaya operasi seluruhnya ditanggung terlebih dahulu oleh Kontraktor Kontrak Kerja Sama (KKKS). Latar belakang pembentukan PSC model ini adalah keinginan Pemerintah Indonesia untuk menetapkan sumber daya alam minyak dan gas bumi dan memastikan bahwa pengelolaannya ada di tangan pemerintah. Sesuai dengan Pasal 5 Peraturan Pemerintah Nomor 35 Tahun 2004 tentang “Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi”, diatur bahwa kontrak kerja sama dilaksanakan atas dasar prinsip-prinsip sebagai berikut:

1. Kepemilikan sumber daya minyak dan gas bumi tetap ditangan Pemerintah sampai pada titik penyerahan;
2. Pengendalian manajemen atas operasi yang dilaksanakan oleh Kontraktor berada pada Badan Pelaksana; dan
3. Modal dan risiko seluruhnya ditanggung oleh Kontraktor.

Atas dasar itu, dibentuklah ciri kontrak minyak dan gas Indonesia yang tercermin dalam Kunci-Kunci Kontrak Migas Indonesia:

1. Kontraktor menyediakan segala dana dan menanggung segala risiko;
2. Manajemen operasi di tangan BP Migas;

3. Kepemilikan bahan tambang pada Pemerintah hingga titik penyerahan;
4. Kontraktor berhak memperoleh kembali biaya operasi dari penjualan minyak atau gas, bila ada produksi;
5. Produksi hanya ada bila dinyatakan komersialitas oleh Pemerintah;
6. Masa eksplorasi 6 tahun ditambah 4 tahun perpanjangan; dan
7. BP Migas memberikan persetujuan WP&B, biaya dan metode keteknikan yang digunakan.

Dalam Pernyataan Standar Akuntansi Keuangan (PSAK) nomor 29 tentang Akuntansi Minyak dan Gas Bumi dibahas mengenai *Production Sharing Contract*. Didalamnya disebutkan bahwa bagi adalah hasil produksi dilakukan setelah dikurangi dengan biaya produksi. Aturan dalam pembagian hasil minyak dan gas bumi tidak diatur dalam PSAK 29, sehingga lebih dalam mengenai pengaturan hak dan kewajiban Kontraktor, hak dan kewajiban Pemerintah Indonesia, dan pembagian hasil minyak dan gas bumi antara Kontraktor dan Pemerintah Indonesia, diatur dalam PSC. Tata cara pembagian ini dan perlakuan biaya ini biasa disebut *PSC Accounting*.

Melalui model PSC, biaya operasi seluruhnya ditanggung terlebih dahulu oleh KKKS, selanjutnya biaya tersebut akan terpotong oleh *cost recovery* yang memenuhi *Allowance for Expenditures* dan masih dibawah dana yang tersedia; bila dana yang tersedia tidak mencukupi, maka sisa biaya tersebut akan dapat di *carry over* ke tahun berikutnya. Pendapatan KKKS yang telah dipotong oleh *cost recovery* dan dikurangkan dengan *First Tranche Petroleum* akan menjadi pendapatan yang siap dibagi atau *Equity to be Split*. Untuk gas bumi, pada umumnya proporsi bagi hasil adalah 70% untuk Pemerintah dan 30% untuk KKKS.

Pemerintah Indonesia mencoba melindungi *value* dari sumber daya alam minyak dan gas bumi Negara, sehingga dapat dengan maksimal digunakan untuk kesejahteraan rakyatnya. Dalam penelitian McMillan dan Waxman

(2007), disimpulkan bahwa semakin berkualitasnya institusi pemerintah, semakin demokratis, dan semakin akuntabel pemerintahan negara, maka akan semakin baik proporsi penerimaan bagi hasil negara atas suatu kontrak kerja sama minyak dan gas bumi.

BP Berau Ltd., merupakan anak Perusahaan BP yang *listed* di Inggris. Saat ini, dalam pengusahaan blok gas di Papua, BP berlaku sebagai operator dan sudah dalam tahap produksi. Dalam pelaporan keuangannya, pelaporan keuangan BP Berau Ltd. mengikuti perusahaan induknya yaitu menggunakan *International Financial Reporting Standards* (IFRS), hal ini sesuai dengan *Regulation (EC) No. 1606 of the European Parliament and of the Council of 19 July 2002 on the Application of International Accounting Standards*. BP Berau Ltd. memiliki blok gas di Papua, Indonesia Timur, dikelola secara *joint venture* dengan persentase sebagai berikut: BP Indonesia (BP Berau, BP Wiriagar, dan BP Muturi) sebesar 37.16%, MI Berau B.V sebesar 16.30%, CNOOC Ltd. sebesar 13.90%, Nippon Oil Exploration (Berau) Ltd. sebesar 12.23%, KG Berau / KG Wiriagar sebesar 10%, LNG Japan Corporation sebesar 7.35%, dan Talisman sebesar 3.06%. Dalam praktek bisnisnya di Indonesia, BP Berau Ltd. tunduk pada *contractual accounting practices* yang diatur dalam *Production Sharing Contract*. Masalah yang terjadi adalah dalam praktiknya ada pada beberapa aspek yang diperlakukan berbeda antara PSC dan IFRS. Kontraktor pada satu sisi terikat untuk memperlakukan aspek-aspek seperti yang ditentukan dalam kontrak PSC, dan pada sisi yang lain kontraktor harus mematuhi standar pelaporan laporan keuangannya, yaitu IFRS. Oleh karena itu, Kontraktor Kontrak Kerjasama seperti BP Berau Ltd., pada akhirnya harus membuat laporan yang berbeda untuk mengatasi hal tersebut. Laporan tersebut adalah buku PSC yang menganut *contractual accounting*, yang diserahkan kepada BP Migas. Sedangkan buku IFRS adalah untuk pelaporan BP secara global. Penelitian ini bertujuan untuk mengetahui cara pengukuran dan pelaporan BP Berau Ltd. dalam buku PSC dan IFRS. Kemudian juga meneliti apakah BP

Berau Ltd. dalam melakukan pelaporan pendapatannya dalam buku IFRS sudah menggunakan kaidah IFRS yang sesuai.

Aspek pendapatan tersebut di atas dipilih karena *revenue recognition* adalah salah satu prinsip dasar akuntansi yang sangat penting artinya terhadap kewajaran dan kualitas laporan keuangan perusahaan. Apabila salah satu dari prinsip dasar akuntansi tersebut tidak terpenuhi, maka kewajaran laporan keuangan tidak tercapai, sehingga tidak akan membantu para pemakai laporan keuangan dalam pengambilan keputusan.

1.2 PERUMUSAN MASALAH

Masalah yang ingin diteliti dalam penelitian ini adalah untuk mengetahui hal-hal sebagai berikut:

1. Adakah perbedaan dalam standar pelaporan keuangan yang dianut kontraktor antara BP Berau Ltd. PSC dan IFRS dalam pengukuran dan pengakuan pendapatannya?
2. Apabila terdapat perbedaan pada pengukuran dan pengakuan pendapatan antara BP Berau Ltd. PSC dan IFRS, bagaimana BP Berau Ltd. melakukan pelaporan buku IFRS yang dikonsolidasikan ke kantor pusat?
3. Apakah terdapat regulasi dalam IFRS yang akan merubah metode pengakuan pendapatan BP Berau Ltd.?

1.3 TUJUAN PENELITIAN

Penelitian ini bertujuan untuk:

1. Mengetahui perbedaan dalam standar pelaporan keuangan yang dianut kontraktor antara BP Berau Ltd. PSC dan IFRS, khususnya dalam pengukuran dan pengakuan pendapatan, serta faktor-faktor yang mempengaruhinya.
2. Mengetahui proses perhitungan pendapatan secara IFRS untuk menyesuaikan dengan perbedaan dengan pelaporan buku BP Berau Ltd. PSC untuk mengkonsolidasikan pelaporan ke kantor pusat.
3. Mengetahui apabila terdapat perubahan regulasi dalam IFRS yang akan merubah metode perhitungan dan pengakuan pendapatan BP Berau Ltd.?

1.4 MANFAAT PENELITIAN

Manfaat Penelitian ini adalah :

1. Bagi Negara
Penelitian ini memberikan informasi atas penerapan pelaporan keuangan pada Kontraktor Kontrak Kerjasama yang menganut IFRS yang beroperasi di Indonesia saat ini.
2. Bagi Praktisi Akuntan di Perusahaan Minyak dan Gas Bumi
Sebagai tambahan informasi dan validasi atas penerapan dan penyajian *contractual accounting* PSC dan *statutory accounting* IFRS.
3. Bagi Penyusun Standar
Dapat digunakan sebagai masukan untuk menghasilkan standar akuntansi minyak dan gas bumi yang lebih komprehensif sesuai dengan keberadaan *Production Sharing Contract* di Indonesia yang

mewajibkan seluruh Kontraktor Kontrak Kerjasama untuk melaporkan pembukuannya menurut PSC yang telah disetujui bersama.

4. Bagi Ilmu Pengetahuan

Sebagai sumbangsih, sebagai referensi bagi pendalaman pada bidang akuntansi gas bumi. Serta diharapkan dapat memberi kontribusi untuk penelitian selanjutnya.

1.5 BATASAN PENELITIAN

Penelitian ini akan berfokus hanya kepada pendapatan BP Berau Ltd secara PSC, secara IFRS, serta faktor-faktor yang mempengaruhinya.

1.6 SISTEMATIKA PENELITIAN

BAB 1 PENDAHULUAN

Bab ini membahas latar belakang dari penelitian yang menyebabkan penulis tertarik untuk meneliti topik ini, rumusan masalah yang ingin diteliti, tujuan penelitian, manfaat penelitian, batasan penelitian, dan sistematika penelitian.

BAB 2 LANDASAN TEORI

Dalam bab ini akan dibahas landasan teori, penelitian terdahulu, dan penjelasannya.

BAB 3 PROFIL PERUSAHAAN

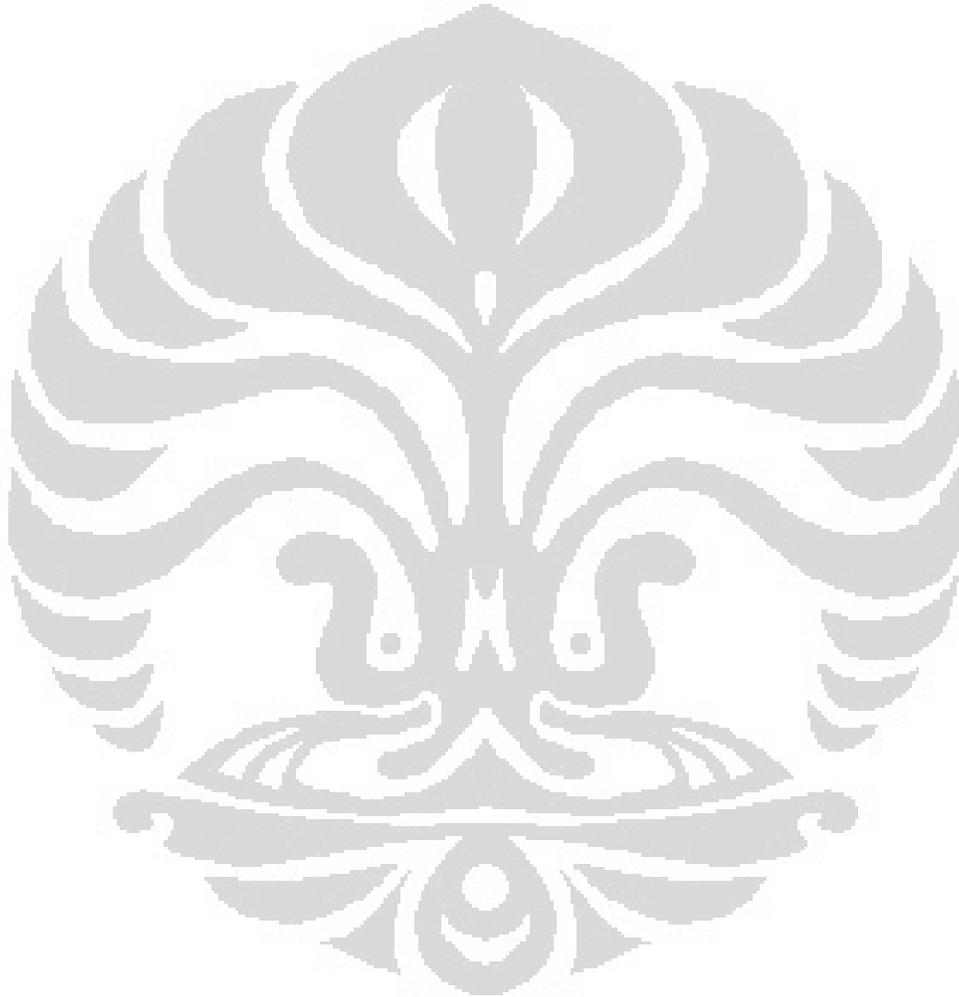
Pembahasan di bab ini meliputi profil perusahaan dan kebijakan akuntansi perusahaan.

BAB 4 ANALISIS DAN PEMBAHASAN

Dalam bab ini akan dibahas deskripsi objek penelitian, analisis, dan pembahasan.

BAB 5 PENUTUP

Penutup terdiri atas kesimpulan mengenai penelitian yang telah dilakukan.



BAB II

LANDASAN TEORI

2.1 AKUNTANSI PENDAPATAN

Kieso et al (2011) menyatakan bahwa pada dasarnya, tujuan dari laporan keuangan adalah untuk menyediakan informasi mengenai entitas pelapor yang berguna untuk investor, pemberi pinjaman, dan kreditur lainnya, yang ada saat ini dan yang menjadi potensial di masa mendatang untuk dapat menentukan keputusan dalam kapasitasnya sebagai penyedia modal.

Penghasilan (*income*) merupakan peningkatan manfaat ekonomi yang terjadi sepanjang periode akuntansi dalam bentuk aliran masuk atau peningkatan aset atau penurunan liabilitas yang akan menghasilkan peningkatan dalam ekuitas, selain yang berkaitan dengan kontribusi pemegang saham. Definisi itu termasuk didalamnya juga pendapatan (*revenue*) dan keuntungan (*gains*). Pendapatan muncul dari berbagai aktivitas yang terjadi didalam entitas dan dalam berbagai macam bentuk, misalnya penjualan, biaya jasa, bunga, dividen, dan sewa. Sementara keuntungan merepresentasikan hal-hal lain yang dapat muncul dalam aktivitas usaha entitas dan sesuai dengan definisi penghasilan. Sedangkan keuntungan misalnya keuntungan dari penjualan aset jangka panjang atau penjualan sekuritas.

Lebih dalam dalam karya tulis ini penulis akan membahas mengenai pendapatan. Dalam *revenue recognition principle*, pendapatan akan diakui saat diketahui bahwa ada kemungkinan bahwa manfaat ekonomi akan mengalir ke dalam suatu entitas di masa depan dan memiliki suatu pengukuran yang handal dalam menentukan jumlah pendapatan yang akan diterima.

Dalam IFRS, pendapatan diukur pada nilai wajar dari barang dan jasa yang diterima, dan disesuaikan dengan nilai kas dan setara kas yang diterima atau dibayarkan. Dalam transaksi barter, apabila barang dan jasa yang

dipertukarkan tidak sejenis, maka pertukaran tersebut akan diakui sebagai pendapatan. Namun apabila pertukaran tersebut sejenis, maka pendapatan tidak diakui.

Dalam pengakuan pendapatan, ada 4 cara yang secara umum digunakan, yaitu:

1. Entitas mengakui pendapatan atas penjualan produknya pada tanggal penjualan. Tanggal penjualan ini umumnya menginterpretasikan tanggal pengiriman produknya kepada pembeli;
2. Entitas mengakui pendapatan atas penjualan jasanya pada saat jasa tersebut telah selesai dilakukan dan sudah dapat dilakukan penagihan;
3. Entitas mengakui pendapatan atas penggunaan aset entitas oleh entitas lain, misalnya bunga, sewa, dan royalti, sepanjang jangka waktu penggunaan aset tersebut; dan
4. Entitas mengakui pendapatan atas penurunan aset selain produk pada tanggal penjualan.

Bagan 2.1. Pengakuan Pendapatan Menurut Sifat Transaksi



Sumber: Intermediate Accounting (Kieso et al, 2011) diperbaharui penulis

Pada umumnya entitas akan mengakui pendapatannya pada titik penjualan, karena pada saat inilah resiko dan manfaat kepemilikan telah

berpindah dan harga pertukaran telah diketahui. Namun dalam beberapa keadaan, ada penyimpangan yang terjadi dari titik pengakuan pendapatan saat penjualan, dan hal ini bergantung kepada keadaan yang terjadi. Penyimpangan ini umumnya terjadi karena 2 hal, sebagai berikut:

1. Entitas akan mempercepat pengakuan pendapatannya daripada titik penjualan. Hal ini diperbolehkan selama memang terbukti ada tingkat kepastian yang tinggi atas jumlah pendapatan yang akan diperoleh;
2. Entitas akan menunda pengakuan pendapatannya daripada titik penjualan. Penundaan ini diperbolehkan apabila tingkat ketidakpastian atas jumlah pendapatan ataupun biaya tergolong tinggi, atau apabila penjualan yang terjadi tidak merepresentasikan penyelesaian yang substansial dari proses pendapatan.

Empat tipe umum dalam transaksi pendapatan adalah sebagai berikut:

1. Pengakuan pendapatan pada titik penjualan

Pendapatan harus diukur pada nilai wajar dari imbalan yang diterima atau piutang. Potongan penjualan harus mengurangi nilai imbalan yang akan diterima, piutang, ataupun pendapatannya. Berikutnya, apabila pembayarannya tertunda, maka penjual akan membebankan bunga atas perbedaan nilai kas dan setara kas dan nilai yang ditangguhkan.

Penjualan atas barang akan diakui apabila seluruh kriteria dibawah ini terpenuhi:

- Entitas telah mentransfer resiko signifikan dan kepemilikan barang kepada pembeli;
- Entitas tidak lagi memiliki pengelolaan atau pengendalian yang efektif atas barang yang telah dijual;
- Jumlah pendapatan dapat diukur dengan handal;
- Besar kemungkinan bahwa manfaat ekonomi akan mengalir kepada entitas; dan

- Biaya yang terjadi atau akan terjadi dapat diestimasi dengan handal.

2. Kontrak Jangka Panjang (Konstruksi)

Kontrak jangka panjang memiliki perlakuan yang lebih spesifik. Dalam kontrak ini, penjual (kontraktor konstruksi) dapat melakukan penagihan pada pelanggannya dalam interval, setiap kali perkembangan pembangunan mencapai titik yang disetujui dalam kontrak. Kontrak servis dalam kontrak jangka panjang, diketahui dua jenis pengakuan pendapatan yaitu:

a. *Percentage-of-completion method*

Dalam metode ini entitas akan mengakui pendapatannya setiap periode sesuai dengan perkembangan dari pekerjaan yang sesuai dengan kontrak.

b. *Cost recovery (zero profit method)*

Dalam metode ini, beberapa kasus tertentu, pendapatan atas kontrak jangka panjang diakui hanya sampai dengan batas dimana biaya yang telah dikeluarkan dapat diperoleh kembali. Metode ini dapat digunakan apabila:

- Entitas tidak dapat memenuhi kondisi untuk dapat menggunakan metode *percentage-of-completion*, atau
- Keadaan dimana ada bahaya yang melekat didalam kontrak, diluar keadaan normal, diluar risiko bisnis yang berulang.

3. Isu Pengakuan Pendapatan lainnya

a. Kontrak Servis

Dalam kontrak servis, kriteria yang harus dipenuhi adalah sebagai berikut:

- Dapat diukur secara handal;
- Adanya kemungkinan manfaat ekonomi;

- Titik-titik penyelesaian pekerjaan harus dapat diukur secara handal; dan
- Biaya-biaya harus dapat diukur secara handal.

b. *Multiple-Deliverable Arrangements*

Multiple-Deliverable Arrangements merupakan suatu perjanjian yang mengatur tentang penyediaan lebih dari satu jenis barang dan/atau jasa. Umumnya, transaksi MDA akan dianggap sebagai unit akuntansi yang terpisah-pisah, dengan pertimbangan:

- Barang yang telah dikirimkan kepada pelanggan memiliki nilai sendiri;
- Perjanjian tersebut memiliki hak pengembalian atas barang yang telah dikirimkan kepada pelanggan;
- Pengiriman ataupun pelaksanaan pekerjaan atas barang atau pekerjaan yang belum terkirim atau terlaksana dianggap memungkinkan dan secara substansi berada dalam kontrol si penjual.

c. Bunga, Royalti, dan Dividen

Pendapatan atas bunga, royalti, dan dividen akan diakui dengan cara sebagai berikut:

- Pengakuan bunga mengikuti konsep tradisional akuntansi akrual. Pendapatan bunga diakui selama periode dimana aset yang dimiliki entitas menyediakan jasa kepada entitas lain (pelanggan) dan akan diakui dengan metode bunga efektif;
- Pengakuan royalti atas aset entitas yang digunakan oleh entitas lain (misalnya paten, hak cipta, dan lain-lain) umumnya diakui sesuai dengan substansi didalam perjanjian. Secara umum, entitas akan menggunakan

metode garis lurus untuk mengakui pendapatannya selama jangka waktu yang bersangkutan;

- Dividen harus diakui pada saat hak pemegang saham untuk menerima pembayaran telah diketahui (tanggal pengumuman).

d. **Pertumbuhan**

Metode ini digunakan untuk mengakui produksi yang memiliki pertumbuhan secara natural atau penuaan dari aset biologis. Tanaman atau hewan dilaporkan menurut nilai wajar pada setiap periode pelaporan. Pada saat panen, maka aset biologis akan dilaporkan dengan nilai wajarnya, yang juga menjadi biaya dalam pelaporan persediaan.

e. **Basis *Completion-of-Production***

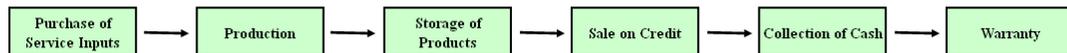
Dalam basis ini, entitas akan mengakui pendapatan pada titik dimana suatu produksi diselesaikan, walaupun belum dilakukan penjualan. Hal ini dapat dilakukan untuk barang-barang yang harganya terjamin, misalnya produk metal atau mineral berharga.

Godfrey et al (2010) mengutip pandangan Paton & Littleton, pendapatan mengindikasikan suatu 'pencapaian' oleh entitas. Pendapatan merupakan pengukuran dari 'pencapaian kotor' perusahaan, dimana beban dianggap sebagai 'pengorbanan' dalam konsepnya sebagai entitas penghasil laba. *Matching* antara pendapatan dan beban merupakan laba yang diibaratkan sebagai 'pencapaian bersih' entitas.

Menurut Bedford, konsep pengakuan pendapatan dalam suatu perusahaan umumnya ditentukan oleh manajemen perusahaan. Namun Bedford menyarankan bahwa pendapatan sebaiknya diakui saat yang paling menentukan keputusan atau pada saat telah menyelesaikan suatu bagian yang paling rumit dalam suatu pola transaksi. Misalnya, titik terpenting untuk perusahaan

manufaktur yang adalah saat penjualan, akan berbeda dengan titik terpenting institusi finansial yaitu mendapatkan ajuan kredit.

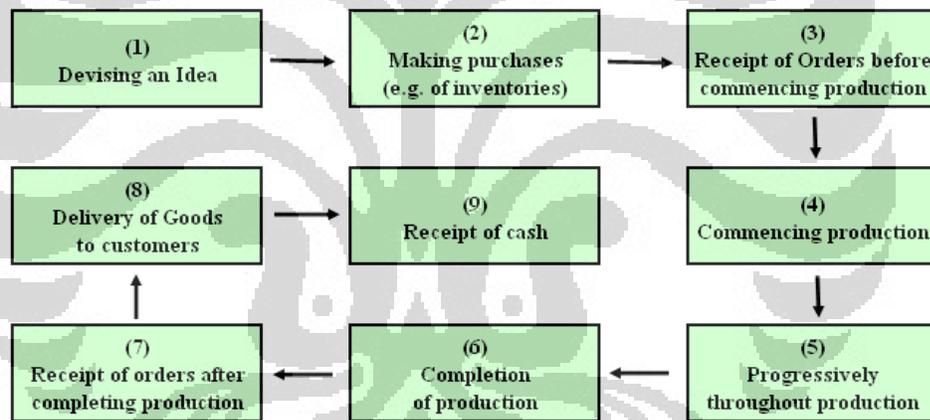
Bagan 2.2. Titik Pengakuan Pendapatan pada Perusahaan Manufaktur



Sumber: Godfrey et al (Accounting Theory, 2010) diperbaharui penulis

Posisi-posisi tersebut menekankan bahwa titik pengakuan pendapatan adalah hasil dari jenis operasi suatu perusahaan, hal ini disebut juga *'earning process'*.

Bagan 2.3. Siklus Operasi



Sumber: Godfrey et al (Accounting Theory, 2010) diperbaharui penulis

Kriteria pengakuan pendapatan adalah berdasarkan kepada keinginan untuk dapat mewujudkan informasi akuntansi yang handal dan relevan. Ada 3 jenis kriteria sebagai berikut:

1. Terukurnya nilai dari suatu aset;
2. Adanya bukti dari suatu transaksi; dan
3. Penyelesaian proses pendapatan yang substansial.

2.1.1 Pengertian Pendapatan

Pengertian pendapatan dapat ditemukan dalam berbagai standar akuntansi dan pelaporan keuangan, namun umumnya, memiliki pengertian yang sama. Menurut PSAK 23 (2010) mengenai Pendapatan, dijelaskan bahwa pendapatan adalah arus masuk bruto dari manfaat ekonomi yang timbul dari aktivitas normal entitas selama suatu periode jika arus masuk tersebut mengakibatkan kenaikan ekuitas yang tidak berasal dari kontribusi penanam modal. Nilai wajar adalah jumlah suatu asset dapat dipertukarkan atau suatu liabilitas diselesaikan antara pihak yang berkeinginan dan memiliki pengetahuan memadai dalam suatu transaksi yang wajar.

Sedangkan menurut standar internasional yang terangkum dalam SFAC 6 (2006) – *Elements of Financial Statements*, disebutkan bahwa “*Revenues are inflows or other enhancements of assets of an entity or settlements of its liabilities (or a combination of both) from delivering or producing goods, rendering services, or other activities that constitute the entity's ongoing major or central operations.*”. Selain itu menurut IAS 18 (1995) mengenai *Revenue*, dijelaskan sebagai berikut “*Revenue is the entry of gross economic benefits during the period arising in the course of ordinary activities of an enterprise, provided that such entry would lead to an increase in equity that is not related to contributions from owners that heritage. Fair value is the amount for which an asset could be exchanged or a liability settled, between a buyer and a seller interested and informed, in a free transaction.*”

Dari ketiga standar tersebut dapat dilihat kesamaan yang dapat disimpulkan sebagai berikut:

- a. Memiliki arus manfaat ekonomi kedalam entitas;
- b. Tidak berasal dari modal; dan
- c. Diperhitungkan menggunakan nilai wajar.

2.1.2 Metode *Entitlement / Proportion*

Terdapat banyak metode pengakuan pendapatan, namun diantaranya adalah metode *entitlement* atau *proportion*. Melalui metode ini, entitas akan mengakui aset, liabilitas, keuntungan, maupun kerugiannya sesuai dengan proporsi bagiannya didalam suatu persekutuan. Melalui metode ini, entitas akan hanya melaporkan sesuai dengan bagiannya. Metode ini banyak digunakan dalam pengakuan pendapatan oleh *joint venture* minyak dan gas diseluruh dunia, dasarnya adalah IAS 31 (2009) mengenai *Investment in Joint Venture*, didalamnya dijelaskan "*The method of participation is a method of accounting whereby participation in a joint venture was initially recorded at cost and is subsequently adjusted according to the changes experienced after the purchase, the portion of the net assets of the entity corresponding to the participant. The result of the exercise of the participant to collect the portion that corresponds to the results of the jointly controlled entity.*" Selain IAS 31, IAS 28 (2008) yaitu mengenai *Investment in Associates* juga menegaskan mengenai metode tersebut, yaitu "*The investor will cease to apply the method of participation from the date it ceased its influence on the partner, and then counted from the investment in accordance with IAS 39, provided that the partner has not become a dependent or in a joint venture as defined in IAS 31.*"

Selain IAS, IFRS juga memiliki standar khusus yang mengatur mengenai investasi dalam entitas lain yang dirangkumkan dalam IFRS 12 (2011) mengenai *Disclosure of Interest in Other Entities*. Lebih jelas mengenai metode *entitlement / proportion* "*Typical disclosures would include things such as the nature of the entity's relationship with the joint arrangement or associate and the proportion of ownership interest or participating share held by the entity and, if different, the proportion of voting rights held (if applicable).*"

Atas pertimbangan bahwa metode ini adalah metode yang tepat untuk digunakan dalam *joint venture* (dalam bentuk yang paling umum) dalam usaha minyak dan gas, maka *Oil Industry Accounting Committee of Accounting Standards Board* yang ada di Inggris meluncurkan *Statement of Recommended Practices* pada tahun 2001 yang menegaskan kepada perusahaan minyak dan gas untuk menggunakan metode *entitlement / proportionate* sebagai berikut “*Each participant should account for its proportionate share of the costs, revenues, assets, and liabilities of the joint arrangement.*”

Metode ini juga menjadi perhatian akademisi, umumnya yang berkonsentrasi kepada akuntansi minyak dan gas bumi. Gallun (2008) menyatakan bahwa dengan menggunakan metode *entitlement*, setiap pemilik mengakui pendapatannya berdasarkan besaran kepemilikan dari total produksi gas selama suatu periode, tanpa memperhatikan siapa yang sebenarnya melakukan penjualan dan menerima uang dari hasil penjualan gas tersebut. Selain itu juga Rosenfield (2003) menyatakan bahwa dengan menggunakan metode *entitlement*, maka entitas mengakui pendapatannya berdasarkan besaran volume dari penjualan yang sesuai dengan porsi kepemilikannya; metode ini mencocokkan pendapatan dan pengeluaran dengan tepat, namun memang menghasilkan suatu isu lainnya. Isu lainnya menurut Carmichael dan Rosenfield merupakan *over/under lifting*. Pongsiri (2004) menyatakan bahwa kedua belah pihak, negara dan kontraktor, akan secara proporsional membagi keuntungan dan juga membagi resiko yang dapat dideteksi melalui perjanjian kontraktual. Menurut Nichols (2010), dalam sistem kontraktual, entitas akan membagi produksi sesuai dengan persentase yang telah disetujui didalam kontrak. Dan menurut Swiech (2009), bagian kepemilikan seorang partner dapat ditentukan dengan melihat porsi kepemilikan modal; dan dapat diaplikasikan dalam porsi kepemilikan pendapatan.

2.1.3 Regulasi Dalam Akuntansi Minyak dan Gas Bumi

2.1.3.1 PSAK 29

Menurut PSAK 29 tentang Akuntansi Minyak dan Gas Bumi, karakteristik akuntansi industri minyak dan gas bumi adalah sebagai berikut:

- a. Industri minyak dan gas bumi meliputi usaha pencarian (*exploration*), pengembangan (*development*), serta produksi cadangan minyak dan gas bumi, usaha pengolahan minyak dan gas bumi (*refinery*); dan usaha angkutan dengan kapal laut (*tanker*) serta usaha pemasaran minyak dan gas bumi serta produk-produk hasil pengolahan yang lain.

Perusahaan dalam industri minyak dan gas bumi dapat berbentuk usaha terpadu (*integrated*) dalam arti bahwa perusahaan tersebut mempunyai usaha eksplorasi, pengembangan, produksi, *refinery*, *tanker* dan pemasaran sebagai satu kesatuan usaha, atau berbentuk usaha-usaha terpisah yang masing-masing berdiri sendiri.

- b. Sifat dan karakteristik industri minyak dan gas bumi berbeda dengan industri lainnya. Pencarian (*exploration*) minyak dan gas bumi merupakan kegiatan untung-untungan (*gambling*), karena meskipun telah dipersiapkan secara cermat dengan biaya yang besar, tidak ada jaminan bahwa kegiatan tersebut akan berakhir dengan penemuan cadangan minyak. Berhubung minyak dan gas bumi merupakan usaha yang memerlukan teknologi tinggi, padat modal dan sarat risiko, maka diperlukan pengelolaan yang benar-benar profesional.

Berbeda dengan pencarian atau eksplorasi, kegiatan *refinery* tidak banyak berbeda dengan kegiatan pengolahan pada industri yang lain. Sedang usaha *tanker* merupakan bagian khusus dari usaha perkapalan.

- c. Dalam industri perminyakan terbuka kemungkinan untuk menggalang kerja sama antara beberapa perusahaan untuk mengelola suatu

cadangan minyak, baik dalam bentuk kerja sama permodalan maupun operasi bersama. Kerja sama tersebut, yang antara lain dapat dilakukan melalui kontrak bantuan teknis, *joint operation agreement*, *joint operation body*, unitisasi, dan *secondary recovery*, dapat menimbulkan kepemilikan bersama.

- d. Sebagai akibat dari sifat dan karakteristik dari industri minyak dan gas bumi, maka terdapat beberapa perlakuan akuntansi khusus untuk industri tersebut yang berbeda dengan industri lainnya, seperti:
 - i. Adanya sifat untung-untungan (*gambling*) dari usaha explorasi menimbulkan beberapa alternatif dalam penggunaan metode pengakuan biaya atas cadangan yang tidak berisi minyak atau gas (*dry hole*).
 - ii. Ada pendapat yang menyatakan bahwa pengakuan biaya harus dikaitkan dengan aktivitas sampai diketemukannya cadangan minyak atau gas di suatu negara, sehingga semua biaya yang terjadi ditanggungkan dan akan dikapitalisasi sebagai bagian dari cadangan minyak yang ditemukan di negara tersebut.
 - iii. Pendapat lain menyatakan bahwa biaya yang terjadi untuk pencarian minyak dan gas harus dikaitkan dengan hasil dari aktivitas pencarian suatu cadangan. Biaya tersebut akan dikapitalisasi bila cadangan tersebut dalam kenyataan berisi minyak atau gas dan sebaliknya akan dinyatakan sebagai beban kalau cadangan tersebut tidak berisi minyak atau gas.

2.1.3.2 PSAK 33 ED (2011)

PSAK 33 ED Tahun 2011 tentang Akuntansi Pertambangan Umum membahas mengenai perlakuan akuntansi atas aktivitas pengupasan lapisan tanah dan aktivitas pengelolaan lingkungan hidup pertambangan umum.

Lingkungan hidup adalah kesatuan ruang dengan semua benda, daya, keadaan, dan makhluk hidup, termasuk di dalamnya manusia dan perilakunya, yang memengaruhi kelangsungan perikehidupan dan kesejahteraan manusia, serta makhluk hidup lainnya. Biaya pengelolaan lingkungan hidup adalah biaya yang timbul atas usaha mengurangi dan mengendalikan dampak negatif kegiatan pertambangan, dan biaya rutin lainnya.

2.1.3.3 PSAK 64 ED (2011)

PSAK 64 ED tahun 2011 tentang Eksplorasi dan Evaluasi Sumber Daya Mineral menetapkan pelaporan keuangan atas eksplorasi dan evaluasi sumber daya mineral. Aset eksplorasi dan evaluasi diukur pada biaya perolehan, dan setelah pengakuan awal, entitas akan menerapkan salah satu model, model biaya atau model revaluasi atas pengakuan aset eksplorasi dan evaluasi yang dimiliki.

2.2 *PRODUCTION SHARING CONTRACT*

2.2.1 *Pengertian Production Sharing Contract*

PriceWaterhouseCoopers (2011) menjelaskan bahwa *Production Sharing Contract / Production Sharing Agreement* adalah sebuah metode dimana Pemerintah suatu negara memfasilitasi eksploitasi hidrokarbon negaranya dengan mengambil keuntungan melalui keahlian perusahaan minyak dan gas bumi komersial. Pemerintah mencoba untuk memberikan pengaturan yang stabil untuk memberikan kepastian kepada perusahaan komersial untuk berinvestasi dalam proses pembangunan yang mahal dan berumur panjang. Latar belakang dibentuknya PSC adalah karena:

1. Kegiatan migas membutuhkan dana yang besar (teknologi dan sumber daya);

2. Ciri khas kegiatan migas adalah kegiatan eksplorasi yang sifatnya *jeopardy*, belum tentu mendapat hasil. Kegiatan *sub-surface* tidak dapat dipastikan akurasinya;
3. Sepanjang usia, lapangan eksploitasi akan semakin menurun produksinya, namun biaya operasi akan semakin meningkat.

Perusahaan yang memiliki *Production Sharing Contract* akan melakukan eksplorasi, menyediakan modal, mengembangkan sumber daya yang ditemukan, membangun infrastruktur, dan mengangkat sumber daya alam. Perusahaan yang memiliki *Production Sharing Contract* (biasanya disebut sebagai operator) akan memiliki hak untuk mengekstrak sumber daya alam selama periode waktu tertentu. Operator akan berhak menerima bagian dari minyak yang dihasilkan, yaitu pemulihan biaya-biaya yang ditentukan ("*Cost Oil*") ditambah dengan margin keuntungan yang telah disepakati ("*Profit Oil*").

Kontraktor akan bertanggung jawab untuk mengekstraksi minyak dan gas nasional dari suatu lapangan. Pada prakteknya, kontraktor minyak dan gas bumi akan membayarkan dahulu 100% biaya eksplorasi dan sebagian atau seluruh biaya pengembangan dan produksi, kemudian barulah setelah ditemukan cadangan terbukti, maka biaya-biaya yang dikeluarkan oleh kontraktor selama masa eksplorasi, pengembangan, dan produksi akan digantikan oleh pemerintah secara bertahap. Dalam IFRS, tidak ada pendapatan yang dapat diakui sampai dengan ada produksi yang terbukti dari lapangan tersebut.

2.2.2 Proses *Production Sharing Contract*

Secara umum, *Production Sharing Contract* berjangka waktu 30 tahun dan dapat diperpanjang hingga 20 tahun kemudian.

Awalnya kontraktor akan memulai masa eksplorasi (*exploration*) yang secara kontrak berjangka waktu 6 tahun dan dapat diperpanjang lagi 4 tahun

atas permintaan kontraktor, apabila dirasa bahwa persyaratan-persyaratan minimum dari sebuah penemuan minyak dan gas belum ditemui. Namun apabila setelah 10 tahun belum juga didapat penemuan komersial, maka kontrak kerja sama harus dihentikan.

Apabila eksplorasi telah menemukan hasil, maka kontraktor akan masuk ke fase pengembangan (*development*). Kontraktor akan mengajukan *Plan of Development* atas lahan yang akan dikembangkan. Jangka waktu pengembangan adalah 5 tahun sejak berakhirnya masa eksplorasi.

Suatu PSC boleh diusahakan oleh lebih dari satu entitas, oleh perusahaan afiliasi maupun non-afiliasi. Suatu blok atau area kontrak bisa saja dimiliki oleh beberapa entitas, hal ini adalah yang disebut *ring fencing*. Kondisi ini disebabkan karena *reservoir* yang tersimpan ternyata beririsan di permukaan bumi (secara area kontrak). Dalam hal ini, suatu area kontrak akan tetap diperlakukan sebagai suatu kontrak yang berdiri sendiri, tidak akan ada konsolidasi atas pendapatan, biaya, maupun pajaknya.

2.2.3 Anggaran Tahunan dan Pelaporan Keuangan

1. Work Plan & Budget (WP&B)

Anggaran tahunan yang Utama adalah WP&B, didalamnya diperinci seluruh rencana kegiatan dalam satu tahun.

2. Authorization For Expenditures (AFE)

AFE adalah sistem otorisasi yang digunakan untuk eksplorasi dan pengeboran pengembangan yang umumnya dijalankan secara proyek. AFE didisain untuk menganalisa, mengevaluasi, mengotorisasi, and memonitor biaya-biaya yang dikeluarkan oleh suatu proyek dalam PSC.

3. Project Approvals

Project Approvals merupakan otorisasi untuk aktivitas selain eksplorasi dan pengembangan.

4. Financial Report

Financial Report berisi laporan atas biaya, biaya operasi, *cost recovery*, pembagian produksi, dan lainnya berdasarkan kejadian aktual. Financial Report dilaporkan secara kuartalan.

2.2.4 Elemen-elemen Dalam *Production Sharing Contract*

2.2.4.1 Produksi

Produksi merupakan jumlah minyak dan gas bumi yang dapat diproduksi dari suatu wilayah kerja. Minyak bumi dihitung dalam satuan barrel (bbl), sedangkan gas bumi dihitung dalam satuan Mcf (1,000 kaki kubik).

2.2.4.2 Lifting

Lifting merupakan jumlah minyak atau gas bumi mentah yang diproduksi dan diambil atau dibagikan oleh semua pihak, baik itu pemerintah Indonesia dan kontraktor. Perhitungan pembagian bagi hasil suatu wilayah kerja pada periode tahunan dihitung berdasarkan lifting, bukan berdasarkan produksi. Adanya selisih antara lifting dan produksi umumnya merupakan pengurangan atau penambahan yang ada didalam penyimpanan.

2.2.4.3 Indonesia Crude Oil Price dan Gas Price

Indonesia Crude Oil Price (ICP) merupakan harga minyak barrel yang ditentukan oleh Pemerintah Indonesia untuk jenis minyak dari lapangan tertentu dan pada periode tertentu. Penentuan ICP berdasarkan *weighted average individual indexes* untuk setiap minyak mentah Indonesia yang diterbitkan oleh RIM dan Platt's. RIM mempublikasikan harga minyak untuk pasar Asia Pasifik dan Timur Tengah, sedangkan Platt's merupakan salah satu divisi dari McGraw-Hill Companies, yang merupakan *supplier* informasi

energi dan marketing terbesar didunia. Formula yang berlaku sampai saat ini adalah 50% RIM dan 50% Platt's.

Harga gas bumi umumnya ditentukan berdasarkan kontrak kerja yang telah disepakati bersama antara penjual dengan pembeli, juga harus disetujui oleh Pemerintah Indonesia. Untuk gas bumi, sebelum sebuah lapangan gas dikembangkan, harus terlebih dahulu dipastikan keberadaan kontrak jual beli dengan pihak pembeli. Hal ini terkait dengan sifat gas bumi yang tidak bisa disimpan seperti minyak bumi, sehingga harus dibuat jaringan pipa gas dari lapangan langsung kepada pembeli. Harga gas umumnya ditentukan dengan nilai kalori panas yang terkandung didalam gas tersebut, atau dalam mmbtu.

2.2.4.4 Pendapatan

Pendapatan diperhitungkan melalui jumlah minyak mentah (*crude oil*) dengan ICP atau gas bumi dikalikan dengan harga kontrak yang berlaku.

2.2.4.5 *First Tranche Petroleum*

First Tranche Petroleum merupakan suatu kebijakan dimana ada bagian yang dipotongkan pertama kalinya dari bagian produksi/lifting sebelum dikurangkan dengan pengembalian biaya (*cost recovery*). Pada dasarnya *First Tranche Petroleum* akan membatasi jumlah *cost recovery* yang dapat dibebankan dalam perhitungan setiap tahun. Apabila *First Tranche Petroleum* yang berlaku adalah 20%, maka *cost recovery* maksimum adalah 80%. *First Tranche Petroleum* merupakan jaminan bahwa Pemerintah Indonesia akan mendapatkan bagian dari setiap produksi/lifting yang dilakukan kontraktor. *First Tranche Petroleum* akan dibagikan kepada Pemerintah dan Kontraktor sesuai dengan persentase bagiannya. *Production Sharing Contract* yang terbaru menetapkan persentase *First Tranche Petroleum* sebesar 10%, seluruhnya untuk pemerintah Indonesia.

2.2.4.6 Cost Recovery dan Cost Recoverable

Cost Recovery adalah sejumlah biaya yang terjadi dari aktivitas eksplorasi sampai dengan produksi yang dapat dikembalikan atau dibebankan dalam perhitungan bagi hasil pada periode tertentu. *Cost recovery* meliputi *non-tangible cost*, baik dari biaya eksplorasi, pengembangan dan produksi atau operasi, ditambah dengan depresiasi atas *tangible cost* baik dari tahun yang berjalan maupun dari tahun sebelumnya. Peraturan mengenai *cost recovery* ada dalam Exhibit C dalam PSC. Exhibit C ini berisi tentang prosedur akuntansi yang berkaitan dengan biaya-biaya yang timbul selama operasi perusahaan yang kemudian dapat dijadikan sebagai *cost recovery* oleh perusahaan.

Cost Recoverable merupakan tambahan insentif yang diberikan Pemerintah Indonesia kepada Kontraktor, misalnya *Investment Credit*.

Dalam *Production Sharing Contract*, sesuai dengan Report No.1 *Financial Status*, dalam *Financial Quarterly Report*, yaitu laporan keuangan kuartalan Kontraktor yang harus diserahkan kepada BP Migas, terdapat bagian mengenai *cost recovery* yang meliputi:

a. *Unrecovered Other Cost*

Unrecovered Other Cost merupakan biaya-biaya yang belum bisa dipulihkan pada tahun sebelumnya karena keterbatasan produksi/lifting atau revenue. *Unrecovered balance* tidak memiliki batasan waktu dan dapat dipulihkan sepanjang masa kontrak selama sesuai dengan aturan yang ada dan pendapatannya mencukupi.

b. *Current Year Operating Cost*

Didalam Exhibit C *Production Sharing Contract Agreement* dinyatakan bahwa *current year operating cost* merupakan *current year non-capital cost* yang meliputi seluruh biaya survei, *intangibile exploration*, *development drilling costs*, termasuk juga *operating costs*.

c. *Depreciation Prior Year Asset* dan *Depreciation Current Year Asset*

Depreciation prior year asset dan *depreciation current year asset* merupakan biaya depresiasi atas biaya *tangible* yang dikapitalisasi pada tahun berjalan maupun nilai buku atas *tangible cost* yang belum didepresiasi pada tahun sebelumnya (*undepreciated balance*).

Metode yang diterapkan dalam *Production Sharing Contract* diatur didalam Exhibit C. Didalamnya menggunakan *double declining balance* atau *straight line*, kemudian ditentukan tarif atau persentase tertentu untuk setiap grup aset sebagai berikut:

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

Dalam setiap grup aset tersebut ditentukan kelompok aset dan masa depresiasinya. Untuk gas bumi, penentuan masa depresiasi juga mengacu kepada umur cadangan gas bumi yang ada. Metode depresiasi ini digunakan untuk menghitung berapa beban depresiasi yang bisa dibebankan dalam *cost recovery* tahun berjalan dan sampai kapan umur depresiasi itu harus dilakukan; pada akhir masa depresiasi, maka nilai yang tersisa akan didepresiasi seluruhnya.

Pengaturan mengenai Cost Recovery lebih lanjut diatur dalam Exhibit C *Production Sharing Contract Agreement* yang disetujui dan ditanda tangani oleh Pemerintah dan Kontraktor.

2.2.4.7 Non Capital & Capital Cost

Dari sub-bab 2.2.4.6. diatas, dapat ditentukan apa saja yang termasuk dalam non capital costs yang dapat langsung dibebankan kepada *cost*

recovery tahun berjalan. Sesuai dengan Exhibit C, *capital cost* meliputi biaya-biaya sebagai berikut:

1. *Construction Utilities and Auxiliaries*
2. *Construction Housing and Welfare*
3. *Production Facilities*
4. *Movables*

Unrecovered cost adalah biaya yang ditangguhkan pembebanannya kedalam perhitungan bagi hasil, hal ini umumnya terjadi karena *cost recovery* pada tahun berjalan telah mencapai jumlah maksimum. *Unrecovered cost* dapat dibebankan pada tahun mendatang apabila pendapatan kontraktor mencukupi.

Investment credit merupakan suatu paket insentif yang diberikan oleh Pemerintah Indonesia kepada Kontraktor atas adanya pengembangan lapangan minyak dan gas bumi baru. Paket investment credit yang ada saat ini adalah sebesar 17% dari total biaya *tangible* atas biaya pengembangan lapangan minyak dan gas bumi baru. Sehingga, Kontraktor akan mendapatkan 17% dari total biaya *tangible* atas biaya pengembangan lapangan minyak dan gas bumi dan dari biaya pembangunan fasilitas sebagai tambahan ke dalam *cost recoverable*.

2.2.4.8 Equity to be Split

Equity to be split merupakan bagian yang dibagikan kepada Pemerintah Indonesia dan kontraktor, sesuai dengan persentase pembagian. Besaran *equity to be split* adalah bagian *lifting* atau pendapatan dikurangi dengan *first tranche petroleum* dan *cost recovery* atau *cost recoverable*.

2.2.4.9 Domestic Market Obligation

Domestic Market Obligation adalah kewajiban kontraktor untuk menyetorkan sebagian dari minyak mentah yang diambil untuk memenuhi kebutuhan pasar domestik. Saat ini ketentuan yang berlaku adalah 25% dari

bagian Kontraktor dikalikan dengan total lifting pada suatu tahun tertentu. Kewajiban DMO akan hilang dan tidak terhutang apabila *cost recovery* mencapai jumlah maksimum yang dapat dibebankan pada suatu waktu tertentu. DMO Fees adalah fee yang diberikan oleh Pemerintah Indonesia kepada Kontraktor karena Kontraktor dapat memenuhi DMO-nya. *Fee* yang akan diberikan Pemerintah bermacam-macam, misalnya \$ 0.20/bbl untuk lapangan yang dikembangkan sebelum 23 Februari 1989, dan untuk saat ini umumnya 10% atau 15% dari ICP.

2.2.4.10 Equity Share

Equity share merupakan pembagian pendapatan atau hasil kepada Pemerintah Indonesia dan kontraktor atas bagian *Equity to be Split*. Secara konsep dasar, pembagian mengacu kepada persentase tertentu yang akan menghasilkan pembagian setelah pajak 85:15 untuk minyak bumi dan 70:30 untuk gas bumi.

2.2.4.11 Entitlement

Entitlement merupakan bagian minyak atau gas bumi yang dapat diambil oleh Pemerintah maupun Kontraktor atas bagi hasil dari lapangan kerja pada suatu periode tertentu.

2.2.4.12 Over/(Under) Lifting

Over/(under) lifting muncul sebagai efek dari total jumlah minyak atau gas bumi yang diambil oleh Pemerintah Indonesia dan Kontraktor tidak sama dengan entitlement-nya, karena *entitlement* yang seharusnya baru akan diperhitungkan setelah tahun berakhir. Apabila salah satu pihak diketahui *over lifting*, maka pihak yang lainnya akan *under lifting*. *Over/(under) lifting* ini harus diselesaikan oleh pihak yang *over lifting* kepada yang *under lifting* dengan membayarkan sejumlah uang paling lambat tanggal 31 Maret tahun berikutnya.

2.2.4.13 Price Lifting Variance

Price lifting variance merupakan selisih lebih atau kurang dari *weighted average ICP* minyak mentah dari lapangan kerja secara keseluruhan dalam satu tahun tertentu dibandingkan dengan harga *weighted average ICP* atas *actual lifting*, dikalikan dengan jumlah *actual lifting* masing-masing pihak. Pihak yang mendapatkan *positive price lifting variance* berarti memiliki premium yang menguntungkan, sementara yang memiliki *negative price lifting* adalah sebaliknya. *Price lifting variance* tidak terkait dengan *over/(under) lifting*.

2.2.4.14 Corporate dan Devidend Tax (C&D Tax)

Kontraktor membayar secara kas atas pajak perusahaan dan deviden berdasarkan mekanisme bagi hasil. Tarif pajak ditentukan pada saat Kontrak Bagi Hasil ditanda tangani (*lex specialist*). Menurut Peraturan Pemerintah No.35 tahun 1994 tentang Syarat-syarat dan Pedoman Kerja Sama Kontak Bagi Hasil Minyak dan Gas Bumi, ditentukan tentang *ring fencing policy* dan *uniformity principle*. Dalam Keputusan Menteri Keuangan No.267 Tahun 1978 tentang Tata Cara Perhitungan dengan Pembayaran Pajak Perseroan dan Pajak asas Bunga, Dividen, dan Royalti yang Terhutang oleh Kontraktor yang Melakukan Kontrak Production Sharing (Kontrak Bagi Hasil) di Bidang Minyak Bumi dan Gas Bumi, dengan Perusahaan Pertambangan Minyak dan Gas Bumi Negara (PERTAMINA) dan juga Keputusan Menteri Keuangan No.458 Tahun 1984 tentang Tata Cara Perhitungan dan Pembayaran Pajak Penghasilan yang Terhutang oleh Kontraktor yang Mengadakan Kontrak Production Sharing dalam Eksplorasi dan Eksploitasi Minyak dan Gas Bumi dengan Perusahaan Pertambangan Minyak dan Gas Bumi Negara (PERTAMINA) mengatur tentang tata cara perhitungan pajak pada Kontrak Bagi Hasil. Pada prinsip *ring fencing policy*, perhitungan pendapatan dan *cost recovery* terbatas pada satu lapangan atau wilayah kerja, sehingga satu operator yang mengoperasikan suatu wilayah kerja harus mempunyai satu

NPWP dan cost recovery merupakan pengurang pajak yang diperhitungkan dalam perhitungan pajak.

2.2.5 Perhitungan Bagi Hasil Pendapatan Menurut *Production Sharing Contract*

Berikut contoh perhitungan bagi hasil menurut *Production Sharing Contract* untuk gas bumi.

Produksi sebuah lapangan gas bumi sebesar 1.000 mscf, dijual dengan harga US\$ 1/mscf. *First Tranche Petroleum* sebesar 20% dan tidak ada Investment Credit pada tahun tersebut. Bagi hasil gas bumi untuk Pemerintah Indonesia sebesar 42.3076% dan Kontraktor sebesar 57.6924%. Pajak yang berlaku saat kontrak ditandatangani sebesar 35% dan Devidend dan Royalty Tax sebesar 20%. Total Corporate & Devidend Tax sebesar 48%, berasal dari $(35\% + (20\% \times (100\% - 35\%)))$. Cost Recovery sebesar US\$ 300.

Maka perhitungan bagi hasil adalah sebagai berikut:

	Revenue in \$	Entitlement in Mcf	Split 70/30
Gross Revenue	1,000.00	1,000.00	
First Tranche Petroleum - 20%	200.00	200.00	200.00
Gross Revenue after FTP	800.00	800.00	
Cost Recovery	300.00	300.00	
Cost Recoverable	300.00	300.00	
Equity to be Split	500.00	500.00	500.00
			700.00
Indonesia Share:			
Indonesia Equity Share - 42.3076%	211.50	211.50	211.50
Indonesia Equity Share - From FTP	84.70	84.70	84.70
Government Tax Entitlement	193.80		193.80
Total Indonesia Share	490.00	296.20	490.00
			70%
Contractors Share:			
Contractor Equity Share - 57.6924%	288.50	288.50	288.50
Contractor Equity Share - From FTP	115.30	115.30	115.30
Taxable	403.80	403.80	403.80
Less: Government Tax Entitlement	(193.80)		(193.80)
Net Contractor Share	210.00	403.80	
Add: Cost Recoverable	300.00	300.00	
Total Contractor Share	510.00	703.80	210.00
			30%

Bagian gas bumi yang didapatkan oleh kontraktor akan menjadi bagian pendapatannya dan diakui didalam laporan keuangan Kontraktor.

2.3 MINYAK DAN GAS BUMI DI INDONESIA

2.3.1 Sejarah Terbentuknya Minyak dan Gas Bumi

Teori yang diterima secara umum mengenai minyak dan gas bumi adalah *Organic Theory*. Teori ini beranggapan bahwa *hydrocarbons* dibentuk sejalan dengan terjadinya pergerakan yang dimulai dari inti bumi ke permukaan. Pergerakan dalam inti bumi menyebabkan terjadinya patahan pada bebatuan yang sudah sangat tua, juga diikuti dengan timbunan tumbuhan dan binatang laut selama jutaan tahun pada dasar laut. Tumbuhan dan binatang laut ini tersimpan bersama partikel-partikel (*igneous rock*) selama berjuta-juta tahun dan tererosi selapis demi selapis. Berat dan tekanan menyebabkan partikel-partikel batu yang tererosi tersebut membentuk batuan sedimen, yang kemudian didorong oleh perubahan-perubahan bumi dan lautan serta kegiatan bakteri, menyebabkan terbentuknya minyak dan gas bumi. Setelah terbentuk, dengan tekanan dan perubahan alamiah untuk mencapai air, minyak dan gas bumi akan bergerak ke atas melalui bebatuan sedimen. Minyak dan gas bumi akan terus bergerak ke atas sampai terperangkap (*trap*) pada lapisan bebatuan yang kedap air (*impervious layer of rock*). Struktur geologis dari *trap* tersebut akan memacu minyak dan gas bumi bergerak pindah dan terkumpul ke dalam suatu tempat yang dinamakan *reservoir*, yaitu tempat dimana cadangan minyak dan gas bumi terakumulasi.

Dalam usaha eksplorasi dan produksi, *reservoir* yang baik untuk dipilih adalah yang *porosity* dan *permeability*-nya baik. *Porosity* adalah ukuran celah-celah atau pori-pori bebatuan yang memungkinkan minyak dan gas bumi untuk dapat terkandung/terserap didalamnya. *Permeability* yaitu ukuran kemampuan cairan untuk berpindah-pindah dari satu bebatuan ke bebatuan lainnya. Jika suatu *reservoir* memiliki *permeability* rendah, maka

diperlukan suatu tindakan untuk meningkatkan aliran minyak dan gas bumi melalui formasinya, hal ini membutuhkan banyak biaya.

2.3.2 Industri Minyak dan Gas Bumi Indonesia

Gagasan untuk menambang minyak dan gas bumi di Indonesia muncul sejak ditemukannya cadangan minyak pada tahun 1885 di Telaga Said Sumatera Utara oleh A.J. Zijlker, seorang pengusaha perkebunan berkebangsaan Belanda. Untuk mengatur penambangan minyak dan gas bumi di Indonesia, Pemerintah Hindia Belanda pada tahun 1899 mengeluarkan undang-undang yang disebut sebagai Indische Mijn Wet dan diumumkan dalam Staatsblad Nomor 214 tahun 1899. Dalam undang-undang tersebut, perusahaan dan penambangan diatur menurut wilayah konsesi penambangan. Pola kerja sama dalam undang-undang tersebut didasarkan pada pengakuan hak individual secara menonjol. Hal ini sesuai dengan PSAK 29 Tahun 1991.

Kemudian pada tahun 1912, Standard Oil melakukan eksplorasi di Sumatera Selatan, yang kemudian pada tahun 1921 ditemukan sumber minyak bumi yang besar yaitu, Talang Akar; hal ini terjadi sebelum Perang Dunia ke-2 dimulai. Penemuan selanjutnya adalah ladang Caltex Minas, yang kemudian menjadi ladang minyak bumi terbesar di Asia Tenggara. Menurut Undang Undang Dasar Tahun 1945 Pasal 33, dimana didalamnya disebutkan:

- (1) Perekonomian disusun sebagai usaha bersama berdasar atas asas kekeluargaan.
- (2) Cabang-cabang produksi yang penting bagi negara dan yang menguasai hajat hidup orang banyak dikuasai oleh negara.

- (3) Bumi dan air dan kekayaan alam yang terkandung didalamnya dikuasai oleh Negara dan dipergunakan untuk sebesar-besarnya kemakmuran rakyat.

Oleh karena itu pada tahun 1960, Undang Undang No.44 Tahun 1960 tentang Pertambangan Minyak dan Gas Bumi diumumkan, Undang-Undang ini menjadi Undang-Undang pertama dan menjadi tolok ukur Undang-Undang dan peraturan yang disusun kemudian.

PriceWaterhouseCoopers (2005) menyatakan bahwa setelah adanya penemuan, pemerintah Indonesia memulai suatu kontrak kerjasama dengan kontraktor, untuk dapat mengambil minyak dan gas bumi yang terbukti. Setelah pada awalnya kerjasama industri hulu minyak dan gas berbentuk Konsesi, pada tahun 1960 sampai 1967, diberlakukan sistem Kontrak Karya.

Pada tahun 1961, Pemerintah Indonesia menandatangani Kontrak Karya-nya yang pertama di Aceh. Setelah kemampuan produksinya diakui dunia, Indonesia bergabung dengan *Organization of Petroleum Exporting Countries (OPEC)*. Seiring dengan perkembangan kegiatan di bidang industri minyak dan gas bumi, disusun dan dikeluarkanlah Undang-Undang No.8 Tahun 1971 tentang Perusahaan Pertambangan Minyak dan Gas Bumi Negara atau yang lebih dikenal orang dengan sebutan Undang-Undang Pertamina, karena didalamnya diberlakukan mengenai otoritas yang diberikan kepada Pertamina dalam perannya sebagai perusahaan pertambangan minyak dan gas bumi yang dimiliki oleh Negara. Pada tahun 1974, industri gas alam di Indonesia dimulai 1974 oleh Perusahaan Gas Negara (PGN), tujuan awalnya adalah untuk memenuhi kebutuhan rumah tangga, komersial, dan industri; pada tahun barulah pengilangan *liquefied natural gas* yang pertama memasuki tahap produksi. Hal ini seperti yang dinyatakan oleh Mahendra (2004).

Dalam perkembangannya, pada tahun 1984 kebutuhan gas dalam negeri meningkat sangat pesat, lebih dari lima kali dari tahun 1974. Awalnya industri gas nasional menempatkan PGN sebagai satu-satunya pemain

dibisnis ini, namun kegiatan eksplorasi dan eksploitasi gas bumi merupakan kegiatan yang padat modal dan padat teknologi serta beresiko tinggi, pemerintah pun tidak memiliki dana yang mencukup untuk melakukan pengembangan. Kondisi ini, menyebabkan pemerintah untuk memberikan kesempatan kepada pihak swasta untuk melakukan investasi dalam pengembangan lapangan gas beserta infrastruktur pendukungnya. Ciri khusus pengembangan lapangan gas adalah proses pengembangan dilakukan setelah adanya kepastian pembeli dalam jumlah yang ekonomis dengan kontrak jangka panjang, sehingga dibentuklah sebuah kontrak bagi hasil yang baru, dimana manajemen operasi pertambangan diatur penuh oleh pemerintah, model tersebut dinamakan Kontrak Kerja Sama (KKS) atau *Production Sharing Contract (PSC)*.

Model kontrak yang baru dibentuk dalam rangka meningkatkan pengembangan sektor energi dan meningkatkan daya saing industri gas Indonesia terhadap negara-negara produsen lainnya, sehingga pemerintah melakukan restrukturisasi sektor energi, diantara lain dengan menerbitkan undang-undang baru sebagai acuan dalam pengembangan industri minyak dan gas di Indonesia. Undang-Undang No.22 Tahun 2001 tentang Minyak dan Gas Bumi oleh Dewan Perwakilan Rakyat, kemudian disetujui dan ditandatangani pada tanggal 23 November 2001 oleh Presiden Republik Indonesia. Undang-Undang ini menggantikan:

1. Undang-Undang No.44 Tahun 1960 tentang Pertambangan Minyak dan Gas Bumi;
2. Undang-Undang No.15 Tahun 1962 tentang Kewajiban Pasar Domestik; dan
3. Undang-Undang No.8 Tahun 1971 tentang Perusahaan Pertambangan Minyak dan Gas Bumi Negara.

Undang-Undang ini memenuhi apa yang disyaratkan oleh Undang-Undang Dasar 1945, sehingga dalam Pasal 1 angka 19 Undang-Undang ini, disebutkan sebagai berikut:

“Kontrak kerja sama adalah Kontrak Bagi Hasil atau bentuk kontrak kerja sama lain dalam kegiatan eksplorasi dan eksploitasi lebih menguntungkan Negara dan hasilnya dipergunakan sebesar-besarnya untuk kemakmuran rakyat.”

Tidak seperti hukum pendahulunya, Undang-Undang No.22 Tahun 2001 membedakan antara kegiatan hulu dan hilir, pemisahan ini dilakukan untuk mendapatkan transparansi biaya. Walaupun Undang-Undang ini mensyaratkan bahwa usaha hulu dan hilir dilakukan oleh entitas yang berbeda, namun pembatasan kepemilikan atas entitas tidak diatur.

Ketentuan yang diatur di dalam UU ini berlaku untuk kontrak-kontrak yang ditandatangani setelah UU tersebut diterbitkan. Menurut UU tersebut, kegiatan usaha minyak dan gas bumi terdiri dari kegiatan hulu (*upstream*) dan kegiatan hilir (*downstream*).

Kegiatan hulu terdiri dari:

- a. 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.
- b. 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.

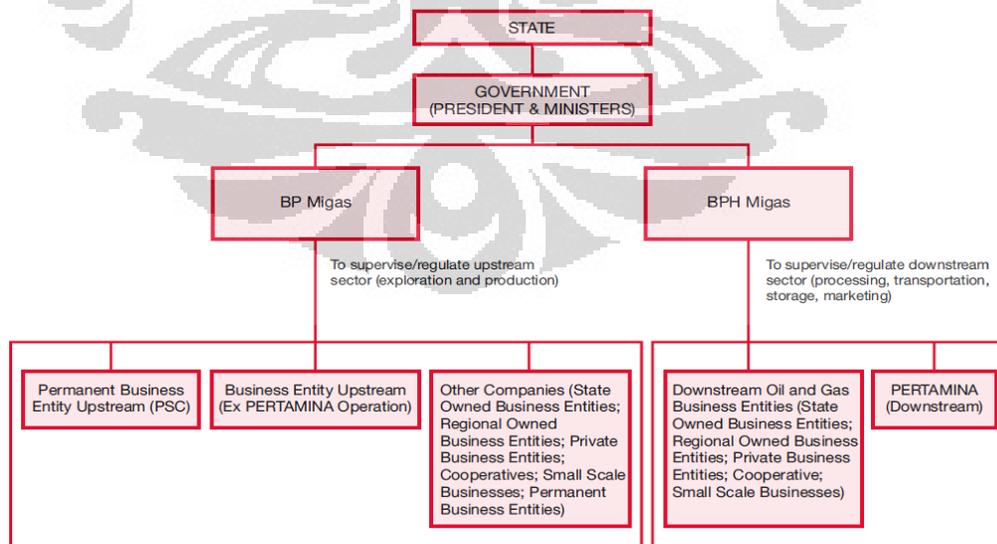
Kegiatan hilir terdiri dari:

- a. Pengolahan adalah kegiatan memurnikan, memperoleh bagian-bagian, mempertinggi mutu, dan mempertinggi nilai tambah minyak bumi dan/atau gas bumi, tetapi tidak termasuk pengolahan lapangan.
- b. Pengangkutan adalah kegiatan pemindahan minyak bumi, gas bumi, dan/atau hasil olahannya dari wilayah kerja atau dari tempat

- penampungan dan pengolahan, termasuk pengangkutan gas bumi melalui pipa transmisi dan distribusi.
- c. Penyimpanan adalah kegiatan penerimaan, pengumpulan, penampungan, dan pengeluaran minyak bumi dan/atau gas bumi.
 - d. Niaga adalah kegiatan pembelian, penjualan, ekspor, impor minyak bumi dan/atau hasil olahannya, termasuk niaga gas bumi melalui pipa.

Dalam Undang-Undang No.22 juga diatur bahwa kegiatan hulu dan hilir diatur oleh badan-badan Negara yang terpisah dan memprioritaskan penggunaan gas alam untuk kebutuhan dalam negeri. Badan tersebut adalah Badan Pelaksana Kegiatan Hulu Minyak dan Gas Bumi (BP Migas) untuk mengatur kegiatan hulu dan Badan Pengatur Hilir Minyak dan Gas Bumi (BPH Migas) untuk mengatur kegiatan hilir. BPH Migas bertugas memastikan bahwa ketersediaan gas alam dan minyak bumi cukup untuk kebutuhan domestik, juga memastikan bahwa operasi penyulingan, penyimpanan, transportasi, dan distribusi produk minyak dan gas bumi berjalan dengan aman.

Gambar 2.4. Struktur Badan Pengatur Minyak dan Gas



Sumber: PriceWaterhouseCoopers, 2005

Pada tahun 2002, dibentuklah BP Migas dan BPH Migas sebagai badan yang mengatur kegiatan hulu dan hilir industri minyak dan gas bumi di Indonesia. Terjadi perubahan pada Pertamina menjadi PT Pertamina (Persero), perubahan ini menjadi dasar dalam menjalankan usahanya demi mencari keuntungan. Pada tahun 2004, dikeluarkanlah Peraturan Pemerintah No.35 tentang Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi dan Peraturan Pemerintah No.36 tentang Kegiatan Usaha Hilir Minyak dan Gas Bumi.

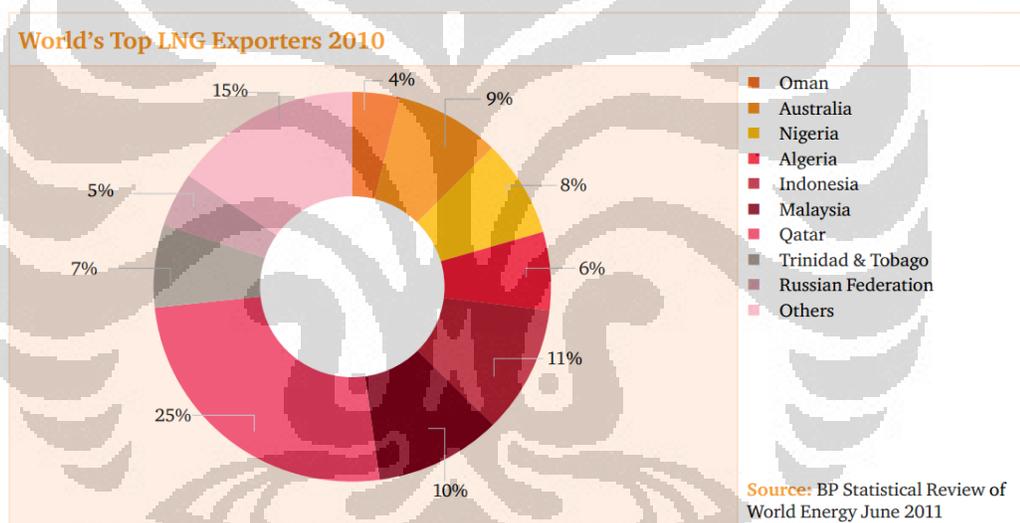
Pada tahun 2010 dan setelah periode diskusi yang cukup panjang yaitu selama dua tahun, Peraturan Pemerintah No.79 Tahun 2010, diterbitkan per tanggal 20 Desember 2010. PP ini adalah peraturan pertama yang memiliki kerangka yang lebih baik dan merupakan ketentuan amandemen pada *cost recovery* dan pajak pada industri hulu.

Penghasilan Indonesia berada di peringkat kedelapan dalam produksi gas dunia, dengan cadangan terbukti 108.000 triliun kaki kubik pada tahun 2010. Cadangan gas Indonesia menduduki peringkat kesebelas terbesar di dunia dan terbesar di kawasan Asia Pasifik. Dengan tingkat produksi saat ini, diperhitungkan bahwa cadangan gas yang ada adalah setara dengan tiga kali cadangan minyak di Indonesia dan dapat menyuplai negara ini selama 50 tahun. Industri gas di Indonesia sedang bertransformasi dengan adanya pasar *Liquefied Natural Gas (LNG)* yang lebih kompetitif, industri ekspor pipa yang baru, dan juga dengan peningkatan permintaan gas dalam negeri. Pada saat yang sama, produksi gas alam Indonesia telah meningkat dalam beberapa tahun terakhir (pada tahun 2010, Indonesia menyuplai 2,6% dari total produksi gas alam dunia yang dipasarkan).

Dewasa ini, Indonesia menghadapi pasar *LNG* global yang cenderung menurun, yaitu ke negara produsen *LNG* di Qatar, Australia, Aljazair, dan Malaysia. Pada tahun 2006, Indonesia mengumumkan kebijakan untuk kembali mengorientasikan produksi gas alam untuk melayani kebutuhan domestik, Indonesia turun dari statusnya sebagai eksportir *LNG* terbesar di

dunia pada tahun 2005 menjadi eksportir *LNG* kedua terbesar di dunia pada tahun 2010. Ekspor Indonesia ke Jepang, Korea Selatan, Taiwan, Meksiko, dan Cina merupakan sekitar 11% dari ekspor *LNG* dunia. Indonesia memiliki tiga *LNG plant* di Arun di Aceh, Bontang di Kalimantan Timur, dan Tangguh di Papua Barat (yang memulai produksi pertama pada pertengahan 2009), sementara proyek-proyek *LNG* baru ada berbagai pada tahap pembangunan. Proyek-proyek yang baru akan berpotensi memperluas basis pelanggan pasar *LNG* Indonesia ke Cina dan pantai barat Amerika Serikat.

Gambar 2.5. Eksportir LNG Dunia



Sumber: PriceWaterhouseCoopers, 2011

2.3.3 Perubahan Sistem Kontrak Kerjasama Minyak dan Gas Bumi di Indonesia

Seperti yang disampaikan di sub-bab sebelumnya, telah terjadi beberapa perubahan dalam sistem kontrak kerjasama minyak dan gas yang ada di Indonesia, sebagai berikut:

- a. Sistem Konsesi atau Kontrak 5A (Zaman Pemerintahan Hindia Belanda)

Dalam sistem ini, pengolahan minyak dan gas bumi yang diberikan kuasa pertambangan, diberikan juga hak atas tanah, sehingga hak-hak yang dinikmati oleh perusahaan pertambangan minyak dan gas bumi tersebut adalah kuasa pertambangan dan hak atas tanah.

- b. Perjanjian Karya (1960-1963)

Dalam sistem ini, perusahaan pertambangan minyak dan gas bumi hanya diberikan kuasa pertambangan saja, namun tidak diberikan hak atas tanah.

- c. *Production Sharing Contract* (1964-2012)

Didalam kontrak ini, diatur pembagian hasil minyak dan gas bumi antara badan pelaksana dengan badan usaha tetap, sesuai dengan kesepakatan kedua belah pihak. Konsep ini dilaksanakan berdasarkan Undang-Undang No.14 Tahun 1960 tentang Pertambangan Minyak dan Gas Bumi dan Undang-Undang No.8 Tahun 1971 tentang Pertamina.

Production Sharing Contract sendiri telah mengalami 4 kali perubahan, umumnya dikatakan sebagai generasi, 4 generasi tersebut adalah:

- *Production Sharing Contract* generasi I (1964-1977)

Prinsip-prinsip yang dianut oleh PSC generasi ini adalah sebagai berikut:

- i. Manajemen operasi ada ditangan Pertamina;
- ii. Kontraktor menyediakan seluruh biaya operasi perminyakan;
- iii. Kontraktor akan memperoleh kembali seluruh biaya operasinya dengan ketentuan 40% setiap tahun;
- iv. Dari sisanya sebesar 60% akan dibagi untuk Pertamina 60% dan Kontraktor 35%;

- v. Pertamina membayar pajak pendapatan kontraktor kepada Pemerintah;
- vi. Kontraktor wajib memenuhi kewajiban bahan bakar minyak untuk dalam negeri secara proporsional (maksimum 25% dari bagiannya dan dengan harga US\$ 0,20 / barel);
- vii. Semua peralatan dan fasilitas yang dibeli oleh kontraktor menjadi milik Pertamina;
- viii. *Interest* kontraktor ditawarkan kepada perusahaan Negara Indonesia setelah dinyatakan komersial;
- ix. Dimulai pada tahun 1974 sampai dengan 1977, kontraktor diwajibkan memberikan tambahan pembayaran kepada Pemerintah.

- *Production Sharing Contract* generasi II (1978-1987)

Pada tahun 1976, Pemerintah Amerika Serikat mengeluarkan IRS Ruling, isinya antara lain menetapkan bahwa penyeteroran 60% *net operating income Production Sharing Contract* (yang sesuai dengan UU No.8 tentang Pertamina) dianggap sebagai pembayaran royalti, sehingga disarankan agar kontraktor membayar pajak langsung kepada Negara. Prinsip-prinsip yang dianut oleh *Production Sharing Contract* generasi II adalah:

- i. Tidak ada pembatasan pengembalian biaya operasi yang diperhitungkan kontraktor;
- ii. Setelah dikurangi dengan biaya-biaya, pembagian hasil minyak menjadi 55,91% untuk Pertamina dan 34,09% untuk Kontraktor, sedangkan untuk gas, 31,80% untuk Pertamina dan 68,20% untuk Kontraktor;

- iii. Kontraktor membayar pajak secara langsung kepada Pemerintah sebesar 50%;
- iv. Kontraktor mendapatkan insentif berupa harga ekspor penuh minyak mentah *Domestic Market Obligation (DMO)* setelah lima tahun pertama produksi.

- *Production Sharing Contract* generasi III (1988-2002)

Pada tahun 1984, Pemerintah menetapkan Undang-Undang pajak baru untuk *Production Sharing Contract*, namun baru diterapkan pada tahun 1988. Dengan peraturan yang baru, pembagian hasil berubah menjadi 71,15% untuk Pertamina dan 28,85% untuk Kontraktor, untuk gas yaitu 42,31% untuk Pertamina dan 57,69% untuk Kontraktor. Setelah dikurangi pajak, maka pembagian hasilnya menjadi 65% untuk Pertamina dan 15% untuk Kontraktor. Sedangkan untuk gas menjadi 70% untuk Pertamina dan 30% untuk Kontraktor.

- *Production Sharing Contract* generasi IV (2002-sekarang)

Kontrak generasi ke-empat ini dimulai saat Undang-Undang No.22 Tahun 2001 tentang Minyak dan Gas Bumi mulai diberlakukan. Pertamina digantikan dengan Badan Pelaksana. Didalam Undang-Undang ini, tidak diatur secara khusus tentang komposisi pembagian hasil antara badan pelaksana dengan kontraktor, namun pembagian tersebut diatur lebih lanjut didalam *Production Sharing Contract*.

Regulasi yang menjadi landasan hukum bagi kontrak bagi hasil adalah:

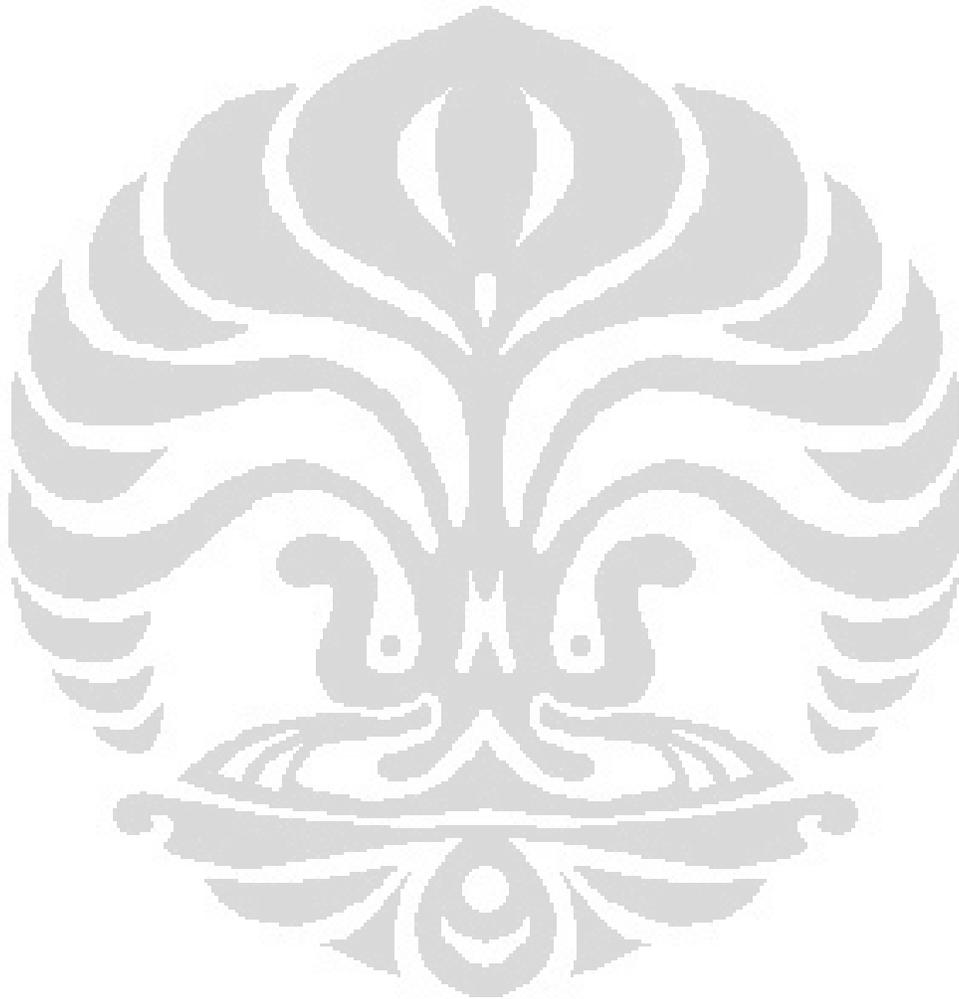
- Undang-Undang No.14 Tahun 1960 tentang Pertambangan Minyak dan Gas Bumi;
- Undang-Undang No.15 Tahun 1962 tentang Penetapan Peraturan Pemerintah Pengganti Undang-Undang No.2 Tahun 1962 tentang Kewajiban Perusahaan Minyak Memenuhi Kebutuhan Dalam Negri;

- Undang-Undang No.8 Tahun 1971 tentang Pertamina yaitu Undang-Undang No.10 Tahun 1974;
- Undang-Undang No.22 Tahun 2001 tentang Minyak dan Gas Bumi;
- Peraturan Pemerintah No.41 Tahun 1982 tentang Kewajiban dan Tatacara Penyetoran Penyetoran Pendapatan Pemerintah dan Hasil Operasi Pertamina Sendiri dan Kontrak *Production Sharing*;
- Peraturan Pemerintah No.35 Tahun 1994 tentang Syarat-syarat dan Pedoman Kerjasama Kontrak Bagi Hasil Minyak dan Gas Bumi.

Berdasarkan Undang-Undang No.22 tentang Minyak dan Gas Bumi, pada dasarnya kontrak kerjasama dibidang minyak dan gas bumi dapat dibedakan menjadi dua macam yaitu kontrak bagi hasil dan bentuk kerjasama lainnya. Dalam praktiknya, bentuk kerjasama lain antara Pertamina dan perusahaan dapat dibagi menjadi empat macam, yaitu:

- Perjanjian Karya, yaitu perjanjian antara perusahaan negara penghasil minyak dan eksplorasi dan eksploitasi minyak dan gas bumi;
- *Technical Assistance Contract*, atau disebut juga perjanjian bantuan teknik. Kontrak ini merupakan kerjasama antara Pertamina dengan perusahaan swasta dalam rangka rehabilitasi sumur-sumur minyak yang ditinggalkan dalam kuasa pertambangan Pertamina;
- Kontrak *Enhanced Oil Recovery*, merupakan kerjasama antara Pertamina dengan perusahaan swasta dalam rangka meningkatkan produksi minyak pada sumur yang masih dioperasikan oleh Pertamina dan sudah mengalami penurunan produksi, melalui penggunaan teknologi tinggi seperti *secondary* dan *tertiary technology*;

- Kontrak Operasi Bersama, merupakan kerjasama antara Pertamina dan perusahaan swasta. Objek kerjasamanya adalah dalam eksplorasi dan eksploitasi panas bumi untuk pembangkit tenaga listrik.



BAB III PROFIL PERUSAHAAN

3.1 GAMBARAN UMUM BP

BP p.l.c. (*public limited company*) adalah perusahaan minyak dan gas multinasional yang berpusat di London, Inggris. Nama BP diambil inisial dari nama sah-nya yang terdahulu yaitu British Petroleum. Menurut Fortune Magazine, dalam daftar *Global 500 Largest Corporations*, BP menduduki peringkat ke empat. Hal tersebut diukur dari beberapa indeks, yaitu diantaranya adalah pendapatan, laba, ekuitas, nilai pasar saham, persentase laba terhadap pendapatan, aset, saham, pertumbuhan laba per saham dalam rentang waktu 10 tahun, total pendapatan investor pada tahun berjalan, dan tingkat pengembalian tahunan kepada investor dalam rentang waktu 10 tahun. BP juga merupakan salah satu dari enam “*supermajors oil and gas company*”. BP memiliki sistem yang terintegrasi secara vertikal dan aktif dalam setiap tahap kegiatannya, dimulai dari eksplorasi, produksi, penyulingan, distribusi dan pemasaran, petrokimia, pembangkit listrik, dan perdagangan. BP juga memiliki sumber energi terbarukan, yaitu *biofuel*, hidrogen, dan tenaga angin.

Per tanggal 31 Desember 2010, BP memiliki total cadangan komersial setara dengan 18,07 milyar barel. BP beroperasi di 80 negara dengan lebih dari 22.400 stasiun layanan di seluruh dunia dan memproduksi setara dengan 3,8 juta barel minyak per hari. Divisinya yang terbesar adalah BP Amerika, berkantor pusat di Houston, yang juga merupakan produsen minyak dan gas terbesar di Amerika.

BP memiliki *primary listing* di New York Stock Exchange dan merupakan konstituen dari indeks FTSE 100. Pada tanggal 26 Desember 2011, BP memiliki kapitalisasi pasar sebesar £87.1 milyar serta menjadi perusahaan terbesar ke-empat yang terdaftar pada New York Stock Exchange.

3.2 SEJARAH BP

Pada bulan Mei 1901, William Knox D'Arcy diberikan konsesi untuk mencari minyak di Iran, yang kemudian ia temukan pada Bulan Mei 1908. Penemuan tersebut adalah penemuan komersial signifikan pertama di Timur Tengah. Pada tanggal 14 April 1909, Anglo-Persian Oil Company (APOC) didirikan sebagai anak perusahaan dari Burmah Oil Company untuk mengeksploitasi penemuan tersebut. Pada tahun 1923, Winston Churchill, yang pada saat itu bekerja sebagai konsultan, dibayar untuk melobi pemerintah Inggris untuk memberikan Burmah Oil Company ijin untuk memiliki hak eksklusif atas sumber daya minyak Persia, dan ijin tersebut berhasil didapat. Pada tahun 1935, Burmah Oil Company berubah menjadi Anglo-Iranian Oil Company (AIOC).

Setelah Perang Dunia II, AIOC dan pemerintah Iran menerima tekanan dari nasionalis untuk merevisi konsesi AIOC agar lebih menguntungkan Iran. Namun pada Maret 1951, Perdana Menteri Iran yang pro-barat, Ali Razmara, dibunuh. Kemudian parlemen baru Iran memilih Mohammed Mossadeq, seorang nasionalis, sebagai perdana menteri. Pada bulan April, Perusahaan Minyak Nasional Iran dibentuk, yang kemudian menggusur AIOC. Pemerintah Inggris - sebagai pemilik AIOC - memperebutkan nasionalisasi tersebut di Mahkamah Internasional Den Haag, tetapi pengaduannya ditolak.

Pada musim semi tahun 1953, Presiden Amerika Serikat, Dwight D. Eisenhower, menugaskan Central Intelligence Agency (CIA) untuk melaksanakan kudeta terhadap pemerintah Mossadeq dengan dukungan dari pemerintah Inggris. Pada tanggal 19 Agustus 1953, Mossadeq dipaksa keluar dari kantornya oleh konspirasi CIA, yang juga melibatkan Shah dan militer Iran. Peristiwa ini dikenal dengan kata sandinya, Operasi Ajax.

Mossadeq digantikan oleh jenderal pro-barat, Fazlollah Zahedi dan Shah, yang kembali ke Iran setelah meninggalkan negara sebentar untuk

menunggu hasil kudeta. Shah menghapuskan konstitusi yang demokratis dan menjalankan kekuasaan otokratik.

Setelah kudeta itu, Perusahaan Minyak Nasional Iran menjadi sebuah konsorsium internasional dan AIOC kembali beroperasi di Iran sebagai anggotanya. AIOC, sebagai bagian dari kesepakatan kudeta Anglo-Amerika d'état, tidak diizinkan untuk memonopoli minyak Iran seperti sebelumnya. Besarannya terbatas pada pangsa 40% dalam konsorsium internasional yang baru. Untuk sisanya, 40% didapatkan oleh lima perusahaan besar Amerika dan 20% didapatkan oleh Royal Dutch Shell dan Compagnie Française des Pétroles, yang sekarang bernama Total S.A.

AIOC berubah menjadi British Petroleum pada tahun 1954. Kemudian pada tahun 1959, perusahaan mengembangkan diri ke luar Timur Tengah hingga Alaska dan pada tahun 1965 British Petroleum adalah perusahaan pertama yang mengambil minyak di Laut Utara.

Sir Peter Walters adalah *chairman* British Petroleum pertama yang menjabat pada tahun 1981 sampai dengan 1990. Saat itu juga adalah era dari strategi privatisasi pemerintahan Margaret Thatcher, dimana Pemerintah Inggris menjual seluruh sahamnya di British Petroleum dalam beberapa skema antara tahun 1979 hingga 1987. Proses penjualan ini ditandai dengan upaya oleh Kuwait Investment Authority, sebuah institusi investasi milik pemerintah Kuwait, untuk memperoleh kendali atas British Petroleum. Hal ini akhirnya diblokir oleh oposisi yang kuat dari Pemerintah Inggris. Pada tahun 1987, British Petroleum menegosiasikan akuisisi Britoil dan saham publik yang tersisa dari Standard Oil of Ohio.

Sir Peter Walters kemudian digantikan oleh Robert Horton pada tahun 1989. Robert Horton melakukan perampingan perusahaan dengan menghapus berbagai tingkatan manajemen di kantor pusat.

John Browne, yang merupakan seorang direktur sejak 1991, diangkat menjadi kepala grup eksekutif pada tahun 1995. John Browne merupakan

tokoh dibalik tiga akuisisi besar yang dilakukan oleh British Petroleum yaitu Amoco, ARCO, dan Burmah-Castrol.

British Petroleum melakukan merger dengan Amoco (dahulu Standard Oil of Indiana) pada bulan Desember 1998, dan berubah menjadi BP Amoco p.l.c. Pada tahun 2000, BP Amoco mengakuisisi Arco (Atlantic Richfield Company) dan Burmah Castrol p.l.c. Pada tahun 2001, perusahaan secara resmi berganti nama menjadi BP p.l.c. dan mengadopsi slogan "*Beyond Petroleum*". Banyak pihak kemudian berpikir bahwa nama BP merupakan singkatan dari *Beyond Petroleum*, namun perusahaan menyatakan bahwa nama BP tidak pernah dimaksudkan sebagai singkatan dari slogannya.

Banyak stasiun pengisian bahan bakar dengan merek Amoco di Amerika Serikat diubah menjadi merek BP Amoco. Namun, di banyak negara lainnya, BP Amoco terus menjual bahan bakar dengan merek Amoco, bahkan di stasiun pengisian bahan bakar dengan identitas BP. Hal ini karena Amoco dinilai sebagai merek minyak bumi terbaik oleh konsumen selama 16 tahun berturut-turut dan juga menjadi salah satu dari tiga reputasi merek dengan loyalitas konsumen tertinggi untuk bensin di Amerika Serikat, sebanding dengan Chevron dan Shell.

Mei 2008, sebagian besar merek Amoco mulai ditinggalkan karena BP mempromosikan aditif baru dengan motto "*BP Gasoline with Invigorate*", namun bensin terbaik BP yang tersedia di Amerika Serikat masih disebut Amoco Ultimate.

Pada bulan April 2004, BP memutuskan untuk memindahkan sebagian besar bisnis petrokimianya dalam sebuah entitas yang terpisah yang disebut Innovene, yang masih berada dalam grup BP. BP berusaha untuk menjual perusahaan baru tersebut melalui penawaran umum perdana (*Initial Public Offering*) di Amerika Serikat, dan mengajukan rencana IPO Innovene dengan New York Stock Exchange pada 12 September 2005. Pada tanggal 7 Oktober 2005 BP mengumumkan bahwa mereka telah setuju untuk menjual

Innovene kepada INEOS, sebuah perusahaan kimia swasta Inggris, dengan harga US\$ 9 miliar, dan dengan demikian membatalkan rencananya untuk IPO.

BP mengembangkan kegiatan eksplorasinya di daerah perbatasan seperti Uni Soviet, hal ini dilakukan untuk memastikan kepastian cadangan masa depan. Di Rusia, BP memiliki 50% dari TNK-BP, suatu perusahaan minyak Rusia, dengan 50% lainnya dimiliki oleh sekelompok pengusaha Rusia. TNK-BP menyumbang seperlima dari cadangan global BP, seperempat dari produksi BP, dan hampir sepersepuluh dari keuntungan globalnya.

Pada tanggal 12 Januari 2007, diumumkan bahwa Lord Browne akan pensiun sebagai kepala eksekutif pada akhir Juli 2007. Tony Hayward, kepala eksplorasi dan produksi, dicalonkan menjadi kepala eksekutif baru.

Pada tanggal 1 Oktober 2010, Bob Dudley menggantikan Tony Hayward sebagai CEO perusahaan.

Pada tanggal 15 Januari 2011, Rosneft dan BP mengumumkan kesepakatan untuk bersama-sama mengembangkan bagian timur Prinovozemelsky di Arktik Rusia. Sebagai bagian dari kesepakatan itu, Rosneft akan menerima 5% dari saham BP (senilai sekitar US\$ 7,8 miliar, pada Januari 2011) dan BP akan mendapatkan sekitar 9,5% dari saham Rosneft sebagai imbalannya. Menurut kesepakatan itu, kedua perusahaan juga akan membuat pusat teknologi Arktik di Rusia untuk mengembangkan teknologi dan praktek teknis untuk menghasilkan ekstraksi hidrokarbon yang aman.

Pada bulan Februari 2011, BP membentuk kemitraan dengan Reliance Industries, membeli 30% saham dengan pembayaran awal US\$ 7,2 miliar.

3.3 OPERASI PERUSAHAAN

3.3.1 Eksplorasi dan Produksi

Divisi Eksplorasi dan Produksi BP bertanggung jawab untuk penemuan, produksi, dan transportasi minyak dan gas ke pasar. Ini beroperasi di sekitar 30 negara dan mempekerjakan lebih dari 20.000 orang.

Divisi Penyulingan dan Pemasaran BP bertanggung jawab untuk penyediaan dan perdagangan, penyulingan, pemasaran dan transportasi produk minyak dan gas bumi.

3.3.2 Produk

BP memiliki beberapa lini produk sebagai berikut:

1. Air BP

Air BP adalah divisi penerbangan BP. Menyediakan bahan bakar penerbangan, pelumas, & jasa. Air BP beroperasi di lebih dari 50 negara di seluruh dunia.

2. BP Shipping

BP Shipping menyediakan logistik untuk memindahkan kargo minyak dan gas BP untuk dikirimkan ke pasar, BP Shipping juga menjamin kepastian pada segala sesuatu yang mengambang dilaut dalam kelompok BP. BP Shipping juga mengatur armada besar (kapal) yang sebagian besar diadakan melalui sewa operasi jangka panjang. Tim pengiriman carter BP berbasis di London, Singapura, dan Chicago.

Armada BP yang dikelola terdiri dari Very Large Crude Carriers (VLCCs), sebuah kapal tanker antar-jemput Laut Utara, kapal pengangkut minyak mentah ukuran sedang, kapal pengangkut gas alam cair (LNG), kapal pengangkut bahan bakar gas cair (Liquefied Petroleum Gas / LPG), dan *coasters*. Semua ini adalah kapal berlambung ganda.

3. Castrol

Castrol adalah merek pelumas industri dan otomotif yang diterapkan pada berbagai macam minyak produksi BP, gemuk, dan produk sejenis lainnya yang berbentuk pelumas.

4. AMPM

AMPM adalah sebuah toko waralaba dengan cabang yang terletak di beberapa negara bagian Amerika Serikat termasuk Arizona, California, Nevada, Ohio, Oregon, Washington, Illinois, Indiana, Georgia, Florida, dan di beberapa negara di seluruh dunia seperti Jepang dan Indonesia. Di bagian barat Amerika Serikat, toko-toko tersebut biasanya ditempatkan pada stasiun pengisian bahan bakar ARCO; di tempat lain, toko-toko tersebut ditempatkan pada stasiun pengisian bahan bakar BP. Toko BP Connect yang terletak di AS seluruhnya ditransisi ke merek AMPM.

5. Aral

Di Jerman dan Luksemburg, BP beroperasi di bawah nama Aral setelah mengakuisisi mayoritas Veba Öl AG pada tahun 2001. kemudian BP melakukan *rebranding* pada hampir semua yang stasiun pengisian Aral menjadi merk BP.

6. ARCO

ARCO adalah merek ritel BP di Pantai Barat Amerika Serikat di tujuh negara Barat California, Oregon, Washington, Nevada, Idaho, Arizona, dan Utah. BP memperoleh ARCO (sebelumnya Atlantic Richfield Company) pada tahun 2000.

7. BP Connect

BP Connect adalah merek ritel unggulan BP. Layanan BP stasiun Connect dioperasikan di seluruh Inggris, Eropa, Amerika Serikat, Australia, Selandia Baru, dan bagian lain di dunia.

8. BP Express

Di Belanda, BP membuka stasiun pengisian bahan bakar tanpa staff dan tanpa toko, yang dinamakan BP Express.

9. BP 2Go

BP 2Go adalah merek waralaba yang digunakan untuk bagian operasi di New Zealand dan Australia.

10. BP Travel Centre

BP Travel Centre adalah tempat pemberhentian skala besar yang terletak di Australia. BP Travel Centre menawarkan fitur yang sama dengan BP Connect, yaitu pusat pengisian bahan bakar, Wild Bean Cafe, juga dengan toko-toko seperti McDonald, KFC, Nando dan Krispy Kreme, dengan pengadilan kapasitas tempat duduk yang besar. Ada juga fasilitas yang disediakan jauh supir truk jarak jauh, termasuk lounge, kamar mandi, dan mesin cuci, semua pada satu gedung yang sama.

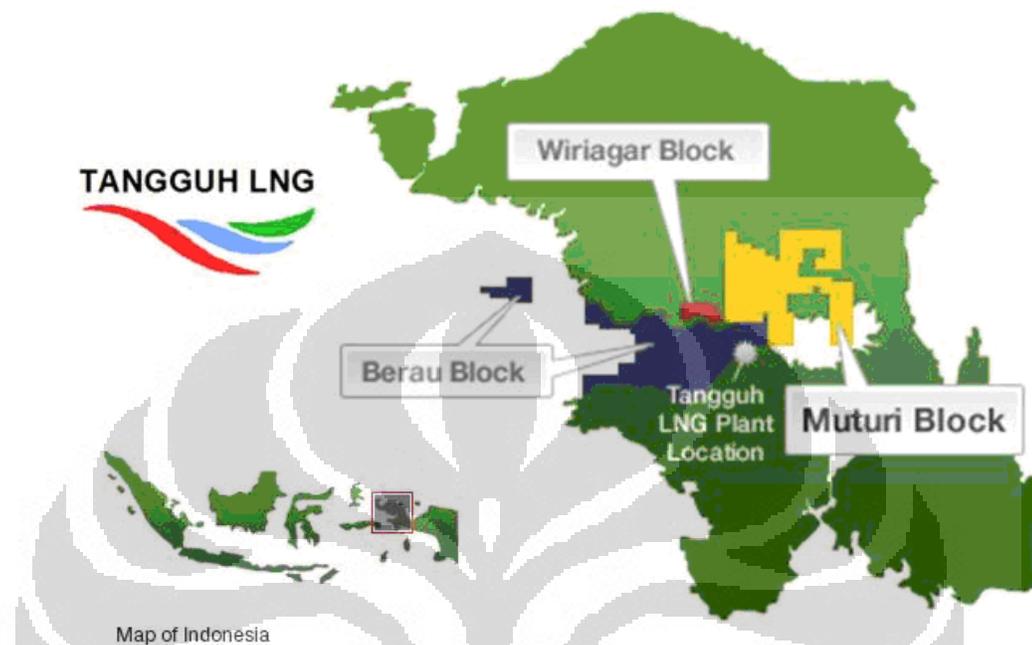
11. Dan lain sebagainya.

3.4 TANGGUH PROJECT

Tangguh merupakan proyek *Liquefied Natural Gas* yang ketiga di Indonesia. Proyek yang pertama pada tahun 1978 yaitu di Arun yang dijalankan oleh Pertamina (50%), ExxonMobile (30%), dan INPEX (20%). Proyek yang kedua adalah di Bontang yang dijalankan oleh Pertamina (55%), VICO (20%), Japan LNG (15%), dan TOTALFINAELF (10%).

Tangguh LNG terletak di Teluk Bintuni, Papua Barat. Daerah ini juga biasa disebut Kepala Burung.

Gambar 3.1. Peta BP Tangguh



Sumber: LNGpedia.com

Dimulai pada Februari 1987 sampai dengan Juli 1998, inilah saat-saat awal terbentuknya Tangguh LNG. Production Sharing Contract disetujui, kemudian kegiatan *exploration and appraisal* dilakukan hingga akhirnya ditemukan *major reserves*, dan *reserves* tersebut disertifikasi pada tahun 1998. Rekanan yang utama pada saat itu adalah ARCO, Oxy, BG, Genting, KG, dan Nippon. Beranjak ke Agustus 1998 sampai dengan September 2001, dimulailah proses *marketing*. Jepang, Korea, India, dan Filipina merupakan tujuan yang utama. Pada saat tersebut juga BP mengakuisisi ARCO.

Pada Oktober 2002 proyek ini diberikan ijin untuk melakukan pembersihan lingkungan, untuk mempersiapkan kegiatan penambangan gas bumi. Sebuah Kontrak *Engineering, Procurement, and Construction* disetujui untuk melakukan pembangunan di Tanah Merah Baru, untuk memindahkan perkampungan asli masyarakat. Hal ini karena pada lahan yang akan dibangun *plant* terdapat perkampungan masyarakat asli, sehingga untuk melakukan

kegiatan penambangan, desa yang ada harus dipindahkan terlebih dahulu. Perawatan dan pengembangan desa-desa yang dipindahkan terus menjadi program *Corporate Social Responsibility* yang dimiliki oleh BP. 7 lapangan gas bumi telah ditemukan dan mendapatkan 3 Production Sharing Contract yaitu Berau, Muturi, dan Wiriagar. Karena *reservoir* yang dimiliki Berau, Muturi, dan Wiriagar beririsan, maka dibentuklah *joint venture agreement* yang menyatukan ketiga PSC menjadi satu, dan diberi nama Tangguh Joint Venture (TJV).

Pada bulan Maret 2003, BP MIGAS menyetujui BP sebagai operator dari Tangguh Joint Venture. Selanjutnya pada bulan Juli 2004, *Principles of Agreement (POA)* ditandatangani oleh Pemerintah Indonesia. POA mengatur mengenai *cash waterfalls*, prinsip-prinsip pendanaan, desain *upstream*, dan juga Tangguh *Joint Venture Agreement*. Pada bulan Juli, Agustus, dan Oktober 2004, beberapa *Sales and Purchase Agreement (SPA)* ditanda tangani untuk menyuplai LNG kepada Posco (Korea), K-Power (Korea), dan Sempra (Amerika Serikat). Kontrak penjualan gas ini diperlukan karena gas bumi sulit untuk disimpan, tidak seperti minyak bumi yang dapat dengan mudah disimpan karena bentuknya yang cair. Gas bumi setelah diambil, harus segera disalurkan kepada pembeli, karena untuk menyimpan gas bumi diperlukan serangkaian proses terlebih dahulu untuk menjadikannya cairan, inilah yang disebut dengan *liquefaction*. Dengan adanya kontrak dengan pembeli, maka produsen dapat dengan lebih aman dalam berproduksi, karena sudah ada pembeli yang akan menampung produknya.

Pada bulan Maret 2005, amandemen yang menambahkan rentang waktu PSC ditandatangani. Tangguh akhirnya dapat beroperasi.

Tangguh memiliki konstruksi dan operasi pengembangan gas bumi dengan fasilitas 2 *train* yang berfungsi sebagai *gas liquefaction* untuk menghasilkan *Liquefied Natural Gas (LNG)* serta untuk menghasilkan *gas condensate*. Kapasitas produksi kedua *train* tersebut sampai dengan 7.6 mtpa.

3.5 TANGGUH PRODUCTION SHARING CONTRACT

Konsep dari Production Sharing Contract Tangguh adalah hak untuk mengeksplorasi dan mengeksploitasi minyak mentah dan gas alam yang didapat dari ketiga PSC Berau, Wiriagar, dan Muturi di Papua Barat.

Perpanjangan rentang waktu PSC yang ditanda tangani pada tahun 2005 memperpanjang masa kontrak sampai tahun 2035.

3.5.1 Joint Development Concept

Ada beberapa alasan mengapa Berau, Muturi, dan Wiriagar diberikan hak untuk beroperasi bersama, diantaranya adalah:

1. Karena posisi area PSC yang terpencil dan jauh dari infrastruktur yang memadai, maka cara yang paling memungkinkan untuk dapat memasarkan gas bumi tersebut adalah dengan mencairkan kemudian mengirimkannya dengan kapal.
2. Biaya untuk mendirikan sebuah pabrik *gas liquefaction* sangatlah tinggi, sehingga menggabungkan produksi tiga PSC untuk kemudian diproses secara bersamaan adalah hal yang dinilai efektif dan efisien.
3. Poin nomor 2 juga berarti mendirikan sebuah pabrik LNG dan mengalokasikan biaya pengembangan dan operasi dari fasilitas tersebut kedalam tiga PSC, begitu juga dengan pendapatannya sesuai dengan persentase partisipasinya.

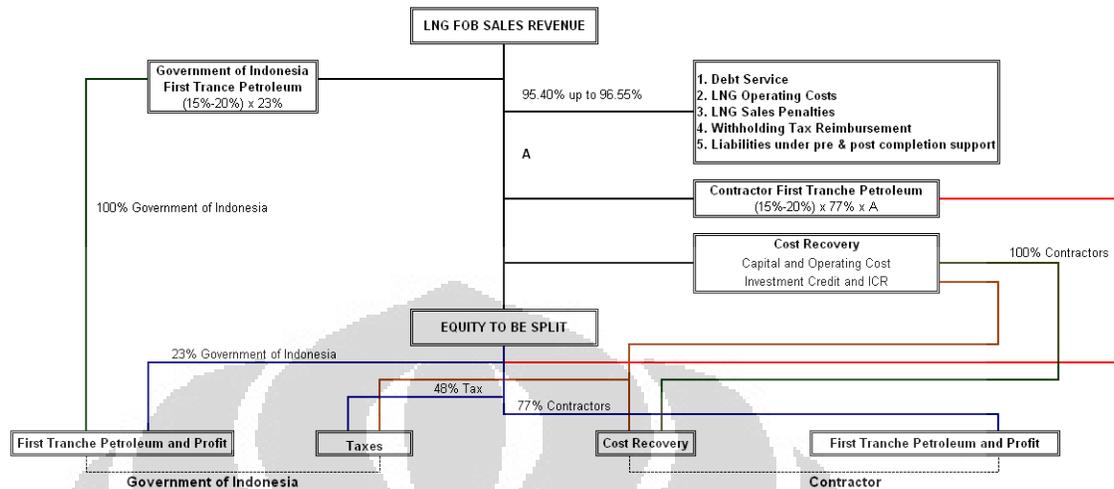
Dengan ketiga alasan diatas itu juga Tangguh menggabungkan kegiatan hulu dan hilirnya, karena gas bumi yang diambil, harus terlebih dahulu dibuat menjadi cair untuk dapat didistribusikan ke pembeli.

3.6 TANGGUH CASH WATERFALL

Skema perhitungan dan pengakuan pendapatan Tangguh berbeda dengan PSC lainnya, hal ini disebabkan oleh poin 3.5.1 di atas, sehingga Tangguh memiliki tambahan *Principles of Agreement* yang mengatur pelaporan kepada BP MIGAS melalui *cash waterfall* yang secara singkat memiliki elemen-elemen sebagai berikut:

1. BP MIGAS First Tranche Petroleum
2. Pokok dan bunga pinjaman, serta rekening cadangan kewajiban
3. Biaya transportasi
4. Biaya operasi pabrik LNG, asuransi, dan biaya marketing
5. Biaya penjualan LNG dan kewajiban yang dibayarkan kepada kontraktor
6. Pembayaran yang dilakukan berdasarkan kewajiban dukungan kredit
7. Pembayaran sesuai dengan Peraturan Pemerintah (hutang kepada BP MIGAS FTP atau bagi hasil)
8. FTP pihak-pihak partner
9. Cost recovery untuk Gas Producing Factory sesuai dengan PSC
10. Pendapatan yang diperhitungkan sesuai dengan PSC

Gambar 3.2. Skema Perhitungan Pendapatan



Sumber: Tangguh LNG Project, Wang Yaohui, 2009

3.7 KEBIJAKAN AKUNTANSI PERUSAHAAN

Perusahaan memiliki kebijakan akuntansi yang dirangkum didalam suatu manual yang dinamakan *Group Reporting Manual (GRM)*. GRM ini mengacu kepada kebijakan akuntansi yang konsisten dengan persyaratan International Financial Reporting Standards (IFRS) yang memungkinkan laporan keuangan perusahaan memberikan pandangan yang wajar dan handal.

3.7.1 Konsep Dasar

3.7.1.1 Tujuan dan Kendala

Tujuan penyusunan kebijakan akuntansi adalah sebagai pedoman penyediaan informasi keuangan di dalam laporan keuangan yang bermanfaat bagi investor dan calon investor, debitur, serta kreditur lainnya dalam pengambilan keputusan yang terkait dengan penyediaan sumber daya kepada perusahaannya. Keputusan tersebut diantaranya pembelian, penjualan, atau

keputusan untuk menahan saham dan instrumen utang, dan menyediakan atau menyelesaikan pinjaman dan bentuk perkreditan lainnya.

Perusahaan perlu mempertimbangkan batasan-batasan dalam menilai kesesuaian antara kebijakan akuntansi dalam setiap aplikasinya, yaitu pentingnya mengenali karakteristik kualitatif yang berbeda-beda, dan melihat keseimbangan antara biaya dalam penyediaan informasi dibandingkan dengan manfaat yang didapat dari penyediaan informasi tersebut kepada pengguna laporan keuangan perusahaan.

3.7.1.2 Karakteristik Kualitatif dari Laporan Keuangan

Menurut IFRS sebuah laporan keuangan memiliki karakteristik kualitatif, jika laporan tersebut disajikan sesuai dengan tujuannya (relevan) dan secara wajar. Disamping itu, beberapa faktor seperti dapat dibandingkan (*comparable*), dapat diverifikasi (*verifiable*), tepat waktu (*timely*), dan mudah dipahami (*understandable*), adalah faktor yang dapat meningkatkan karakter kualitatif didalam pelaporan keuangan.

Dalam hal ini, informasi keuangan disebut relevan jika informasi yang disajikan mampu memprediksi atau memberikan kepastian, atau keduanya, dimana berdasarkan informasi tersebut pengguna dapat mengambil keputusan yang berbeda-beda. Relevansi dari sebuah informasi sangat ditentukan oleh sifat dan materialitas, dimana sebuah informasi disebut material jika kelalaian atau kesalahan pernyataan yang disajikan dapat mempengaruhi keputusan yang dibuat oleh pengguna laporan keuangan. Terlebih lagi, kebijakan akuntansi yang tepat akan menghasilkan informasi keuangan yang relevan. Jika terdapat lebih dari satu kebijakan akuntansi yang dapat menghasilkan informasi keuangan yang relevan, sesuai IFRS, maka perusahaan akan mempertimbangkan kebijakan mana yang mampu menyajikan informasi keuangan yang paling relevan, berdasarkan pengukuran dan penyajian informasi dengan cara yang paling relevan, dalam konteks laporan keuangan secara keseluruhan.

Laporan keuangan merupakan fenomena ekonomi dalam kata-kata dan angka, dimana agar berguna, informasi yang tertuang didalamnya tidak hanya menggambarkan fenomena yang relevan, tetapi juga harus dengan tepat menggambarkan tujuannya. Oleh karena itu informasi keuangan yang disajikan dengan wajar akan memiliki tiga karakteristik, yaitu netral; bebas dari kesalahan; dan lengkap dalam batas-batas materialitasnya.

Kebijakan akuntansi yang tepat akan menghasilkan informasi keuangan yang disajikan secara wajar, menghasilkan laporan keuangan yang menyajikan transaksi dan peristiwa yang mencerminkan substansinya. Sebuah transaksi atau peristiwa akan disajikan secara wajar dalam laporan keuangan apabila setelah diidentifikasi, diukur, dan disajikan, informasi yang terdapat di dalam laporan keuangan tersebut sangat terkait dengan transaksi.

Walaupun meningkatkan karakteristik kualitatif, yaitu komparatif, dapat dipastikan, tepat waktu dan mudah dimengerti, harus dimaksimalkan, namun peningkatan karakteristik kualitatif (baik secara individu atau secara kelompok) tidak dapat menghasilkan informasi yang berguna, jika informasi tersebut tidak relevan atau tidak disajikan secara wajar.

3.7.1.3 Tinjauan Ulang dan Perubahan Dalam Kebijakan Akuntansi

Peninjauan ulang kebijakan akuntansi perusahaan dilakukan secara berkala untuk memastikan bahwa perusahaan menggunakan kebijakan yang paling tepat untuk dapat memberikan pandangan yang adil dan benar. Perusahaan dapat menganalisa dampak dari suatu kebijakan terhadap aspek komparatifnya, dalam menentukan apakah suatu kebijakan baru lebih tepat dibandingkan kebijakan yang ada.

Perusahaan dapat mempertimbangkan kebijakan IFRS yang diterbitkan terakhir untuk menentukan apakah kebijakan yang berlaku saat ini masih kebijakan yang paling sesuai disetiap situasinya.

Perubahan yang cukup sering dalam kebijakan akuntansi akan menyulitkan pengguna dalam melakukan perbandingan, antara laporan

keuangan saat ini dengan laporan keuangan dari periode sebelumnya. Akibatnya adalah dalam memutuskan apakah suatu kebijakan perlu dirubah, dampak masa lalu dan ekspektasi masa depan akan dipertimbangkan, dan kebijakan akuntansi tidak akan berubah kecuali keuntungan yang dirasakan oleh pengguna jauh lebih besar dibandingkan pengorbanannya. Hal-hal berikut tidak memerlukan perubahan dalam kebijakan akuntansi, yaitu penerapan kebijakan akuntansi dalam mencatat transaksi, situasi atau keadaan yang berbeda di dalam substansinya dari yang terjadi sebelumnya, maka tidak diperlukan perubahan kebijakan akuntansi; penerapan kebijakan baru akuntansi dalam mencatat transaksi, situasi, atau keadaan yang belum pernah terjadi sebelumnya atau tidak material.

Peninjauan ulang dan perubahan terhadap kebijakan akuntansi hanya dapat dilakukan oleh *Chief Executive Group* dan *London Group Accounting and Reporting (GRAR)*. Setiap perubahan yang dibuat dikomunikasikan melalui update GRM.

3.7.1.4 Persyaratan Pengungkapan

Didalam mengungkapkan kebijakan akuntansi perusahaan meliputi hal sebagai berikut, yaitu deskripsi dari masing-masing kebijakan akuntansi yang material bagi laporan keuangan Pemerintah; deskripsi tersebut dilanjutkan dengan uraian dari setiap teknik estimasi yang digunakan. Selanjutnya perlu rincian dari setiap perubahan kebijakan akuntansi yang dianut dalam penyusunan laporan keuangan periode sebelumnya, termasuk penjelasan singkat tentang alasan diperlukannya kebijakan akuntansi baru yang dianggap lebih tepat; dampak dari penyesuaian di periode sebelumnya terhadap hasil pada periode selanjutnya; dan indikasi dari pengaruh perubahan kebijakan akuntansi terhadap hasil dalam periode berjalan.

3.7.2 Pengakuan Pendapatan

Kebijakan ini menetapkan secara spesifik kriteria yang harus digunakan untuk mengakui pendapatan untuk penjualan barang, pemberian jasa dan bunga, royalti, dan dividen. Juga termasuk didalamnya untuk transaksi dan pendapatan jenis lainnya dicatat dengan metode *entitlement*.

Pendapatan yang terkait dengan penjualan minyak, gas alam cair, produk LNG, minyak bumi, bahan kimia, dan semua jenis lainnya diakui pada saat hak kepemilikan beralih kepada pelanggan. Umumnya, pendapatan dari produksi gas alam dan minyak, dimana perusahaan memiliki kepentingan yang serupa dengan produsen lainnya, diakui dengan metode *entitlement*.

3.7.2.1 Pengukuran dan Pencocokan Pendapatan

Pendapatan diukur pada nilai wajar imbalan yang diterima atau piutang. Jumlah pendapatan yang timbul dari transaksi biasanya ditentukan oleh persetujuan antara perusahaan dengan pembeli atau pengguna aset tersebut. Nilai wajar dari penerimaan disesuaikan dengan jumlah potongan penjualan, diskon pembayaran, dan sejumlah potongan harga yang diperbolehkan oleh perusahaan.

Umumnya, pertimbangan diberikan dalam bentuk kas dan setara kas, dan jumlah pendapatan adalah jumlah kas atau setara kas diterima atau piutang. Namun, ketika arus masuk kas atau setara kas ditangguhkan, nilai wajar dari imbalan tersebut mungkin kurang dari jumlah nominal kas yang diterima atau piutang. Perbedaan antara nilai wajar dan nilai nominal dari pertimbangan tersebut diakui sebagai pendapatan bunga.

Saat barang dijual atau jasa diberikan dalam pertukaran barang atau jasa yang berbeda, pertukaran tersebut dianggap sebagai transaksi yang menghasilkan pendapatan. Pendapatan tersebut diukur pada nilai wajar barang yang diterima, disesuaikan dengan jumlah kas atau setara kas yang

ditransfer. Ketika nilai wajar dari barang atau jasa tidak dapat diukur dengan andal, pendapatan diukur pada nilai wajar dari barang atau jasa yang diserahkan, disesuaikan dengan jumlah setiap kas atau setara kas yang ditransfer.

Ketika barang atau jasa dipertukarkan atau ditukarkan dengan barang atau jasa yang serupa secara sifat dan nilai, pertukaran tersebut tidak dianggap sebagai transaksi yang menghasilkan pendapatan.

Pendapatan diakui ketika adanya manfaat ekonomi dari sebuah transaksi yang mengalir kepada perusahaan. Ketika suatu saat muncul ketidakpastian tentang kolektibilitas jumlah yang sudah termasuk dalam pendapatan, jumlah tidak dapat ditagih, atau jumlah yang tidak mungkin lagi terealisasi, akan diakui sebagai beban, dan bukan penyesuaian atas pendapatan.

Pendapatan dan beban yang berhubungan dengan transaksi yang sama atau situasi lainnya harus diakui secara bersamaan.

3.7.2.2 Metode *Entitlement*

Berdasarkan metode *entitlement* pada operasi yang dimiliki bersama, perusahaan mencatat produksinya sesuai dengan besaran bagian produksi periode berjalan. Misalnya, jika perusahaan memiliki kepemilikan saham 30 persen di properti, perusahaan harus mengakui produksi yang berkaitan dengan 30 persen dari produksi pada periode bersangkutan, terlepas dari jumlah pendapatan yang didapat saat penjualan terjadi. Dengan metode ini perusahaan harus mencatat sebagai pendapatan semua penjualan di masa itu, termasuk penjualan dianggap timbul dari *over* dan *underlifts*. Volume produksi yang berada dalam pipa atau penyimpanan harus dicatat sebagai persediaan.

Sebuah *overlift* atau *underlift* terjadi ketika perusahaan tidak menerima atau menjual bagiannya dari produksi keseluruhan yang tersedia selama periode tersebut. *Overlift* berarti perusahaan menerima lebih dari hak

bagian atas produksi dan *underlift* terjadi apabila perusahaan menerima kurang dari hak bagian atas produksi.

3.7.2.3 Tipe Transaksi

Penjualan Barang

Pendapatan dari penjualan barang diakui jika seluruh kondisi berikut telah dipenuhi, yaitu pertama, perusahaan telah mengalihkan resiko dan manfaat kepemilikan barang kepada pembeli. Kedua, perusahaan tidak lagi terlibat dalam pengelolaan setaraf kepemilikan atau tidak memiliki kontrol terhadap barang yang dijual. Ketiga, jumlah pendapatan yang merupakan hasil dari penjualan barang dapat diukur dengan andal. Besar kemungkinan manfaat ekonomi yang berasal dari penjualan barang dapat dihubungkan dengan transaksi yang akan mengalir kepada perusahaan. Dan terakhir, biaya yang timbul, atau yang akan terjadi, terkait transaksi penjualan dapat diukur dengan andal.

Penjualan Jasa

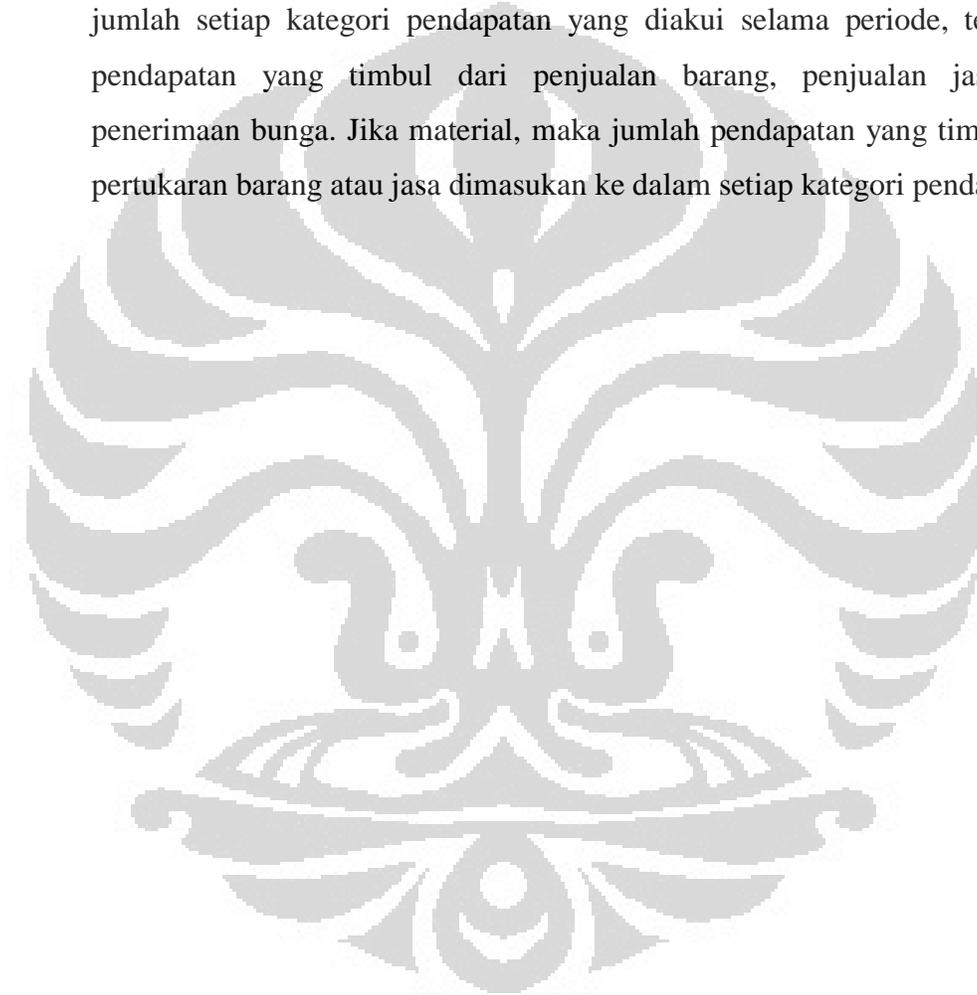
Apabila hasil suatu transaksi penjualan jasa dapat diestimasi dengan andal, pendapatan yang terkait dengan transaksinya harus diakui dengan mengacu kepada tingkat penyelesaian transaksi sesuai dengan tanggal pada neraca. Hasil transaksi dapat diestimasi dengan andal apabila jumlah pendapatan dapat diukur dengan andal; terdapat aliran manfaat ekonomi ke perusahaan terkait transaksi; tingkat penyelesaian dari transaksi pada tanggal neraca dapat diukur dengan andal; dan biaya yang dikeluarkan untuk transaksi dan biaya untuk menyelesaikan transaksi dapat diukur dengan andal.

Beberapa hal harus disetujui terlebih dahulu, yaitu hak masing-masing pihak tentang layanan yang diberikan dan diterima oleh setiap pihak; pertimbangan untuk pertukaran; dan cara dan ketentuan

penyelesaian. Setelah hal tersebut diatas disetujui antara perusahaan dan pihak terkait lainnya, maka perusahaan dapat membuat estimasi yang dapat diandalkan.

3.7.2.4 Persyaratan Pengungkapan

Pengungkapan yang terkait dengan pengakuan pendapatan meliputi jumlah setiap kategori pendapatan yang diakui selama periode, termasuk pendapatan yang timbul dari penjualan barang, penjualan jasa, dan penerimaan bunga. Jika material, maka jumlah pendapatan yang timbul dari pertukaran barang atau jasa dimasukkan ke dalam setiap kategori pendapatan.



BAB IV

PEMBAHASAN

4.1 PENGUKURAN DAN PENGAKUAN PENDAPATAN MENURUT PRODUCTION SHARING CONTRACT

Pengaturan mengenai pelaporan pendapatan kepada negara diatur didalam Production Sharing Contract dan dilaporkan dalam Financial Quarterly Report secara kuartalan. Hal ini dilakukan sebagai alat mencapai tujuan BP Migas, yaitu:

1. Mengembangkan lapangan / proyek baru secara ekonomi
2. Menjaga kesinambungan produksi
3. Meningkatkan keekonomian wilayah kerja / blok

Hukum yang mendasari tujuan diatas yaitu Undang-Undang Migas No.22 Tahun 2001, Pasal 44 ayat 3 perihal Tugas Badan Pelaksana, dimana didalamnya dijelaskan bahwa tujuan BP Migas adalah:

1. Memberikan pertimbangan kepada Menteri atas kebijaksanaannya dalam hal penyiapan dan penawaran Wilayah Kerja serta Kontrak Kerja Sama;
2. Melaksanakan penandatanganan Kontrak Kerja Sama;
3. Mengkaji dan menyampaikan rencana pengembangan lapangan yang pertama kali akan diproduksi dalam suatu Wilayah Kerja kepada Menteri untuk mendapatkan persetujuan;
4. Memberikan persetujuan rencana pengembangan lapangan selain sebagaimana dimaksud dalam nomor 3;
5. Memberikan persetujuan rencana kerja dan anggaran;
6. Melaksanakan monitoring dan melaporkan kepada Menteri mengenai pelaksanaan Kontrak Kerja Sama;

7. Menunjuk penjual minyak bumi dan/atau gas bumi bagian negara yang dapat memberikan keuntungan sebesar-besarnya bagi negara.

4.1.1 Perhitungan Pendapatan Menurut Production Sharing Contract

Pendapatan secara PSC adalah pendapatan dan biaya-biaya yang muncul dalam kegiatan hulu (*upstream*), dimana kontraktor melaksanakan kegiatan untuk mengeluarkan gas bumi. Skema pendapatan secara PSC adalah sebagai berikut:

	ACTUAL \$ Amount
LIFTINGS	
Gas (BBTU)	250,000.00
GROSS REVENUE	1,000,769.23
FIRST TRANCHE PETROLEUM (Contractor)	123,461.54
<hr/>	
GROSS REVENUE After FTP	877,307.69
INVESTMENT CREDIT	6,000.00
COST RECOVERY :	
Current Year Operating Costs	400,000.00
Depreciation - Current Year Assets	100,000.00
<hr/>	
TOTAL COST RECOVERY	500,000.00
TOTAL RECOVERABLES	506,000.00
<hr/>	
EQUITY TO BE SPLIT	371,307.69
Indonesia Share	
BPMIGAS Equity Share	85,686.39
Government Tax Entitlement	171,429.38
<hr/>	
TOTAL INDONESIA SHARE	257,115.77

Contractor Share

Contractor FTP Share	123,461.54
Contractor Equity Share	285,621.30
Taxable Share	413,082.84
Government Tax Entitlement	(171,429.38)
Net Contractor Share	241,653.46
Total Recoverables	506,000.00
TOTAL CONTRACTOR SHARE	747,653.46

Dari skema diatas, dapat dilihat bahwa pendapatan menurut PSC adalah sebagai berikut:

<i>Total Recoverables</i>	USD 506.000.00
<i>Contractor FTP</i>	USD 123,461.54
<i>Contractor Equity Share</i>	USD 285,621.30 +
<i>Total Revenue</i>	USD 915,082.84

Kedua hal diatas adalah pendapatan yang riil dibagikan kepada kontraktor. Pendapatan sebesar USD 915,082.84 merupakan skema pendapatan kontraktor apabila diasumsikan hanya ada 1 kontraktor dalam perjanjian.

4.2 PENGUKURAN DAN PENGAKUAN PENDAPATAN MENURUT IFRS

Pendapatan menurut IFRS akan berbeda dengan menurut PSC. Untuk mendapatkannya, BP mendasari kepada substansi (*reporting the substance of transaction*) daripada setiap elemen dan kemudian dikonversikan menjadi pendapatan kontraktor dengan menggunakan metode *entitlement*. Secara PSC, dengan pengaturan tambahan yang diatur dalam *Principles of Agreement*, yaitu *cash waterfall* yang mengakomodir pengakuan pendapatan dan beban untuk *upstream* dan *midstream* BP yang digabungkan, seperti yang dijelaskan dalam Bab II.

Oleh karena itu, untuk menghitung pendapatan secara IFRS, BP akan kembali kepada skema *cash waterfall* untuk kemudian memperhitungkan bagian bersih perusahaan.

Untuk setiap periode, hasil dari penjualan LNG harus didistribusikan sebagai berikut:

1. BP Migas First Tranche Petroleum, besarnya seperti diatur dalam Production Sharing Contract sebesar 15% dari produksi per tahun, sebelum pengurangan untuk pengembalian biaya operasional dan penanganan produksi;
2. Pokok pinjaman, bunga pinjaman, dan kewajiban akun cadangan yang disepakati sebelumnya dari hasil bruto penjualan LNG;
3. Biaya transportasi atas seluruh penjualan LNG secara CIF atau DES;
4. Biaya operasi Tangguh LNG Plant, biaya asuransi, biaya pemasaran LNG, dan biaya terkait lainnya;
5. Pembayaran atau penggantian biaya penjualan LNG dan semua liabilitas yang timbul dari kontrak penjualan LNG;
6. Penggantian pembayaran yang dilakukan pihak kontraktor atau afiliasinya (dukungan kredit);
7. Penggantian biaya kontrak penjualan LNG dan liabilitas yang berhubungan dengan kontrak penjualan LNG yang dapat diperoleh kembali;
8. First Tranche Petroleum kontraktor sesuai dengan persentase yang disetujui di Production Sharing Contract yaitu 15%;
9. Biaya pemulihan yang dihitung per PSC; dan
10. Seperti poin 7, keuntungan dihitung menurut PSC.

Kemudian perhitungannya, adalah sebagai berikut:

DESCRIPTION	GL YTD Dec 20XX
PRICE (\$/MMBTU)	
LNG Price	\$8.00
CARGOES (Unit)	
Number of Cargoes	10.00
VOLUMES (MMBTU)	
Gross BBTUs Delivered	250,000.00
GROSS LNG SALES	
Gross Sales	2,000,000.00
WF1 - GOI FTP	69,230.77
COST OF LNG SALES	
WF2 - Debt Service	250,000.00
WF3 – Transportation	200,000.00
WF4 – Plant Operating Cost & Other	310,000.00
WF5 – LNG Sales Liabilities Recovery	170,000.00
TOTAL COST OF LNG SALES	930,000.00
TOTAL NET BACK TO FIELD	1,000,769.23
CONTRACTOR FTP	123,461.54
COST RECOVERY :	
Investment Credit	6,000.00
Current Year Operating Costs	400,000.00
Depreciation	100,000.00
TOTAL COST RECOVERY	506,000.00
EQUITY TO BE SPLIT	371,307.69
INDONESIA SHARE	
Government Equity Share	85,686.39
Government Tax Entitlement	171,429.38
TOTAL INDONESIA SHARE :	257,115.77

CONTRACTOR SHARE :	
Contractor FTP Share	123,461.54
Contractor Equity Share	285,621.30
Government Tax Entitlement	(171,429.38)
Total Recoverables	506,000.00
<hr/>	
TOTAL CONTRACTOR SHARE	743,653.46
Compensation Bonus (Tax Deduction)	2,000.00

Dari skema diatas, melalui metode *entitlement*, perusahaan akan mengakui hanya yang merupakan bagian kontraktor, bukan bagian pemerintah, yaitu sesuai dengan *share*-nya. Sehingga secara substansi, pengakuan pendapatan secara IFRS adalah sebagai berikut:

<i>Total Cost of LNG Sales:</i>	USD 930.000.00
<i>Total Cost Recovery:</i>	USD 506.000.00
<i>Contractor FTP:</i>	USD 123,461.54
<u><i>Contractor Equity Share:</i></u>	<u>USD 285,621.30 –</u>
<i>Total Revenue:</i>	USD 1,845,082.84

Pendapatan sebesar USD 1,845,082.84 merupakan skema pendapatan kontraktor apabila diasumsikan hanya ada 1 kontraktor dalam perjanjian.

Dari perhitungan diatas, memang terkesan tidak lazim, namun, atas azas *reporting the substance of transactions*, perusahaan akan melaporkan sesuai dengan substansinya, dimana kontraktor mendapatkan *risk* dan *reward* dari LNG plants, berarti atas seluruh aktivitas yang terjadi di LNG plants, perusahaan memiliki *entitlement* juga. Maka seharusnya, pengakuannya mirip dengan *cost recovery*, pada awalnya diakui sebagai revenue, kemudian diakui sebagai *cost*. Sebagai contoh, walaupun atas *debt repayment* langsung dibayarkan oleh *trustee* kepada *lender*, namun sebenarnya yang memiliki hutang adalah perusahaan sendiri; sehingga sama saja seolah-olah perusahaan mendapatkan dana terlebih dahulu, untuk kemudian dibayarkan kepada *lenders*. Dengan melaporkannya secara yang tersebut diatas, maka perusahaan melaporkan sesuai dengan substansi transaksi yang terjadi.

Dalam hal saat pengakuan pendapatan, perusahaan akan mengakui pendapatannya pada saat *point of sales*. Hal ini akan bergantung kepada *incoterms* atas setiap kontrak penjualan LNG. Ada dua tipe *incoterms*, yaitu:

1. Delivered Ex Ship (DES)

DES adalah metode dimana perpindahan barang, begitu juga dengan resiko dan kepemilikannya akan berpindah kepada si pembeli pada saat barang sampai ke tempat pembeli. Pada tipe ini si penjual akan bertanggung jawab untuk mengirimkan barang sampai ke tempat pembeli.

2. Cost, Insurance, & Freight (CIF)

CIF adalah metode dimana perpindahan barang, begitu juga dengan resiko dan kepemilikannya akan berpindah kepada si pembeli pada saat barang dikeluarkan dari pelabuhan pengiriman penjual.

4.2.1 Penjelasan Tangguh Cash Waterfall

Tangguh *cash waterfall* merupakan panduan atas pembebanan biaya-biaya setiap periodenya. Dari skema 4.2., dapat dirinci sebagai berikut:

1. PRICE - LNG Price

LNG Price menggunakan harga sesuai dengan kontrak kerjasama dengan *buyer* dan penjualan *spot market*, namun dalam penjualan gas, yang dinilai adalah BTU dari gas yang dijual, sehingga dalam perhitungan FQR, harga akan didapat dengan cara:

$$\text{LNG Price} = \text{Gross Sales} \div \text{Gross BBTU Delivered}$$

2. CARGOES - Number of Cargoes

Number of Cargoes merupakan total jumlah kargo yang dijual kepada *contractual buyer* ataupun *spot market*. Banyaknya kargo yang dijual yaitu secara total Tangguh Joint Venture.

3. VOLUMES - Gross BBTU's Delivered

Gross BBTU's Delivered adalah jumlah kotor dari BBTU yang dijual. BBTU adalah Billion British Thermal Unit. BTU merupakan unit energi yang setara dengan 1.055 joules. Unit ini sering digunakan sebagai pengukuran standar untuk menyatakan jumlah energi yang dimiliki sebuah bahan bakar. Gross BBTU yang digunakan masih dalam skala Tangguh Joint Venture. Apabila ingin mendapatkan bagian bersih BP Berau Ltd., maka harus dikalikan dengan BP Berau Sharing Percentages yaitu 34.23792%.

4. GROSS LNG SALES

a. Gross Sales

Gross Sales merupakan penjualan bruto dalam skala Tangguh Joint Venture. Apabila ingin mendapatkan bagian bersih BP Berau Ltd., maka harus dikalikan dengan BP Berau Sharing Percentages yaitu 34.23792%.

b. Waterfall 1 – Government of Indonesia First Tranche Petroleum

Government of Indonesia First Tranche Petroleum didapat dari Gross Sales dikalikan dengan persentase Berau First Tranche Petroleum menurut PSC yaitu 15% dan kemudian dikalikan lagi dengan Government of Indonesia Gas Profit Share yaitu 23.0769%.

$$\begin{aligned} \text{GoI FTP} &= \text{Gross Sales} \times \text{FTP PSC \%} \times \text{GoI Gas Profit} \\ &\quad \text{Share \%} \\ &= \text{Gross Sales} \times 15\% \times 23.0769\% \end{aligned}$$

5. COST OF LNG SALES

Untuk mendapatkan bagian bersih BP Berau Ltd., maka seluruh Cost of LNG Sales dihitung dengan mengalikan besaran menurut

Tanggung Joint Venture dikalikan dengan Berau Sharing Percentages 34.23792%.

- i. Waterfall 2 – Debt Service
- ii. Waterfall 3 – Transportation
- iii. Waterfall 4 – Plant Operating Cost & Other
- iv. Waterfall 5 – LNG Sales Liability Recovery

b. TOTAL COST OF LNG SALES

Total Cost of LNG Sales merupakan total dari Waterfall 2 sampai dengan Waterfall 5.

vii. Unrecovered Cost of LNG Sales

Unrecovered Cost of LNG Sales merupakan bagian yang belum dapat di-recover dalam periode berjalan.

c. TOTAL NET BACK TO FIELD

Total Net Back to Field didapat dari Gross Sales dikurangkan dengan Waterfall 1 Government of Indonesia First Tranche Petroleum, Total Cost of LNG Sales, dan Unrecovered Cost of LNG Sales.

viii. Contractor FTP

Contractor FTP dihitung dari Gross Sales dikurangkan dengan Total Cost of LNG Sales. Untuk mendapatkan bagian bersih BP Berau Ltd, maka harus dikalikan dengan persentase BP Berau First Tranche Petroleum yaitu 15% dan dikalikan lagi dengan persentase BP Berau Gas Profit Share menurut Production Sharing Contract yaitu 76.9231%.

6. COST RECOVERY

i. Investment Credit

Investment Credit merupakan bentuk insentif yang diberikan oleh Pemerintah Indonesia, karena tanpa

pemberian insentif, beberapa proyek minyak dan gas mungkin tidak ekonomis bagi kontraktor untuk melanjutkan pengembangan lapangannya. Insentif ini dinegosiasikan, dimengerti, dan disetujui oleh kedua belah pihak.

ii. Current Year Operating Cost

Current Year Operating Cost merupakan total biaya operasi yang terjadi di tahun berjalan.

iii. Depreciation

Depreciation merupakan biaya depresiasi yang terjadi di tahun berjalan.

a. TOTAL COST RECOVERY

Total Cost Recovery merupakan jumlah total dari Investment Credit, Current Year Operating Cost, dan Depreciation.

b. EQUITY TO BE SPLIT

Equity to be split merupakan bagian keuntungan antara pemerintah Indonesia dan Kontraktor. Rate yang digunakan adalah 23.0769% untuk Pemerintah dan 76.9231% untuk Kontraktor.

7. INDONESIA SHARE

i. Government FTP Share

Lihat poin 4.b.

ii. Government Equity Share

Lihat poin 6.b.

iii. Government Tax Entitlement

Lihat poin 8.ii.

a. TOTAL INDONESIA SHARE

Total Indonesia Share diperhitungkan dari jumlah total Government First Tranche Petroleum Share, Government

Equity Share, dan dikurangi dengan Government Tax Entitlement.

8. CONTRACTOR SHARE

i. Contractor FTP Share

Contractor FTP dihitung dari Gross Sales dikurangkan dengan Total Cost of LNG Sales kemudian dikalikan dengan persentase First Tranche Petroleum yaitu 15% dan dikalikan lagi dengan persentase Gas Profit Share menurut Production Sharing Contract Contractor Equity Share yaitu 76.9231%.

ii. Government Tax Entitlement

Government tax entitlement didapat dari 41.5% dikalikan dengan taxable share, yaitu penjumlahan dari Contractor FTP Share, Contractor Equity Share, Investment Credit, dan dikurangkan dengan Compensation Bonus.

iii. Total Recoverables

Total Cost Recovery merupakan jumlah total dari Investment Credit, Current Year Operating Cost, dan Depreciation.

a. TOTAL CONTRACTOR SHARE

Total Contractor Share merupakan jumlah dari Contractor FTP Share, Contractor Tax Entitlement, dan Total Recoverables.

v. Compensation Bonus

Compensation Bonus nilainya ditentukan, dinegosiasikan, dimengerti, dan disetujui oleh kedua belah pihak.

4.3 ANALISIS

Dalam melakukan perhitungan pendapatan menurut IFRS, perusahaan kembali kepada substansi dari *Production Sharing Contract* itu sendiri, dimana sejatinya, pada konsep gas alam, penjualan dilakukan sepenuhnya oleh Operator dan seluruh pihak yang bergabung dalam *Joint Venture* akan mendapatkan bagiannya melalui konsep *entitlement* sesuai dengan bagian partisipasinya.

Pendapatan yang timbul dari penjualan barang diakui saat risiko secara signifikan dan manfaat kepemilikan telah berpindah kepada pembeli, oleh karena itu titik pengakuannya adalah pada saat perpindahan kepemilikan, saat itulah pendapatan dapat diukur dengan handal.

Pendapatan atas produksi gas alam akan diperhitungkan dengan metode *entitlement* dan umumnya selisih dari produksi yang dijual dengan bagian produksi BP tidak signifikan.

4.3.1 Analisis Atas Dasar Pengakuan Pendapatan Perusahaan

Saat ini tidak ada panduan khusus didalam IFRS yang mengatur akuntansi untuk *Production Sharing Contract (PSC)*. PSC umumnya lebih mirip dengan hubungan *working interest* daripada kontrak jasa murni. Hal ini disebabkan karena perusahaan pertambangan minyak dan gas mengasumsikan bahwa resiko yang ada adalah terkait dengan kegiatan produksi minyak dan gas, dan pada masa depan akan menerima bayaran ataupun bagian yang lebih besar dalam pembagian produksi seperti yang telah diatur didalam PSC. Saat ini, pendapatan akan diakui pada saat perusahaan menerima bagiannya atas minyak dan gas secara perhitungan PSC dan kemudian dijual kepada pihak ketiga.

Pendapatan bersih mencerminkan bagian dari masing-masing pemilik bagian kontrak, terlepas dari siapa yang melaksanakan penjualan.

4.3.2 Kesesuaian Dengan Kerangka Konseptual Akuntansi

Johnston (1994) menyatakan bahwa produksi merupakan hati dan jiwa dari *Production Sharing Contract*, oleh karena itu cara terbaik untuk mengevaluasi suatu PSC dimulai dari cara bagaimana suatu produksi dibagikan. Bagian kontraktor umumnya disebut sebagai *contractor entitlement*.

Metode perhitungan pendapatan telah sesuai dengan IFRS dan IAS yang mendasarinya yaitu sebagai berikut:

1. Pendapatan yang diakui diukur dengan andal dan ada manfaat ekonomi yang mengalir kepada entitas;
2. Pendapatan meliputi arus total dari tambahan ekonomis yang diterima entitas pada akunnya sendiri, dan jumlah yang dikumpulkan atas nama entitas lain tidak diakui pendapatan oleh entitas;
3. Pendapatan yang diakui dari penjualan diakui saat entitas telah memindahkan resiko secara signifikan.

Selain itu, metode entitlement telah sesuai karena memenuhi asumsi-asumsi dan prinsip-prinsip akuntansi sebagai berikut:

1. *Economic Entity Assumption*

Asumsi ini berarti entitas harus memisahkan aktivitasnya dengan aktivitas pemiliknya dan unit bisnis lainnya. Metode *entitlement* memisahkan pendapatan BP Berau Ltd. dengan Pemerintah dan partner lainnya, sehingga memenuhi asumsi *economic entity*.

2. *Monetary Unit Assumption*

Asumsi ini berarti uang adalah denominator yang paling umum dari sebuah aktivitas ekonomi dan dapat memberikan basis yang sesuai untuk pengakuan akuntansi dan analisis. Dengan perhitungan metode *entitlement* yang notabene telah merupakan bagian bersih kontraktor dalam USD, maka metode *entitlement* telah memenuhi asumsi *monetary unit*.

3. *Measurement – Fair Value Principle*

Fair Value Principle merupakan nilai dimana suatu aset dipertukarkan, suatu liabilitas diselesaikan, atau instrumen ekuitas dapat dipertukarkan, dalam keadaan dimana semua pihak mengetahui, dan dalam transaksi dimana semua pihak bergerak secara independen. Nilai yang diakui dalam metode *entitlement* merupakan nilai bersih dari pendapatan *joint venture*, hal ini menjadi basis yang baik dalam merefleksikan setara kas.

4. *Revenue Recognition Principle*

Prinsip ini mengindikasikan bahwa pendapatan dapat diakui pada saat dimana manfaat ekonomi telah dianggap mungkin untuk mengalir kepada entitas dan diukur secara handal. Pengukuran metode *entitlement* merupakan cara yang handal untuk menentukan porsi pendapatan yang sebenarnya untuk seluruh partner yang tergabung dalam Tangguh Joint Venture.

Menurut Johnston (1994), metode akuntansi minyak dan gas alam juga telah memenuhi konsep-konsep akuntansi, diantaranya:

1. *The Entity Concept*

Menurut *entity concept*, akuntan tidak seharusnya menaruh perhatian kepada siapa yang memiliki ataupun menjalankan suatu bisnis, namun kepada bisnis itu sendiri.

2. *The Consistency Concept*

Konsep ini mengarahkan bahwa setelah suatu entitas memilih suatu metodologi akuntansi, maka entitas tersebut harus konsisten menjalankan perlakuan akuntansinya kecuali entitas memiliki alasan kuat untuk berpaling dari metodologi tersebut.

3. *The Realization Concept*

Prinsip ini menyatakan bahwa pendapatan dapat diakui hanya pada saat dimana suatu transaksi dengan pihak ketiga telah diselesaikan atau pada saat dimana nilainya bisa ditentukan dengan pasti.

4. *The Matching Concept*

Menurut *matching principle*, pendapatan harus dicocokkan dengan biaya yang berkorespondensi untuk menghasilkan pendapatan tersebut.

4.4 KESESUAIAN DENGAN REGULASI BARU

4.4.1 Kesesuaian Dengan IAS 18 ED – Revenue From Contracts With Customer

Dalam Exposure Draft ED/2011/6 Revenue from Contracts with Customer yang dikeluarkan oleh International Accounting Standard Boards pada Bulan November 2011 dimana didalamnya memiliki tujuan untuk:

1. Menghapus inkonsistensi dan kelemahan-kelemahan yang ada pada persyaratan pendapatan yang ada saat ini;
2. Menyediakan kerangka yang lebih kuat untuk menanggapi isu-isu mengenai pendapatan;
3. Meningkatkan komparabilitas atas praktek pengakuan pendapatan lintas entitas, industri, yurisdiksi, dan pasar modal;
4. Memberikan informasi yang lebih berguna kepada pengguna laporan keuangan melalui persyaratan pengungkapan yang lebih baik;
5. Menyederhanakan penyusunan laporan keuangan dengan cara mengurangi acuan persyaratan.

Price Waterhouse Coopers (2012) menyatakan bahwa untuk dapat menentukan apakah kontrak antara Pemerintah Indonesia dengan Kontraktor Kontrak Kerja Sama dalam lingkup Exposure Draft ini, suatu entitas harus dapat melihat definisi "*ordinary activities*". Saat ini tidak ada definisi spesifik yang tepat atas "*ordinary activities*" dan juga definisi dari pelanggan, hal ini menyebabkan interpretasi yang beragam. Namun uniknya, dalam PSC, hubungan yang terjadi antara kontraktor dan Pemerintah

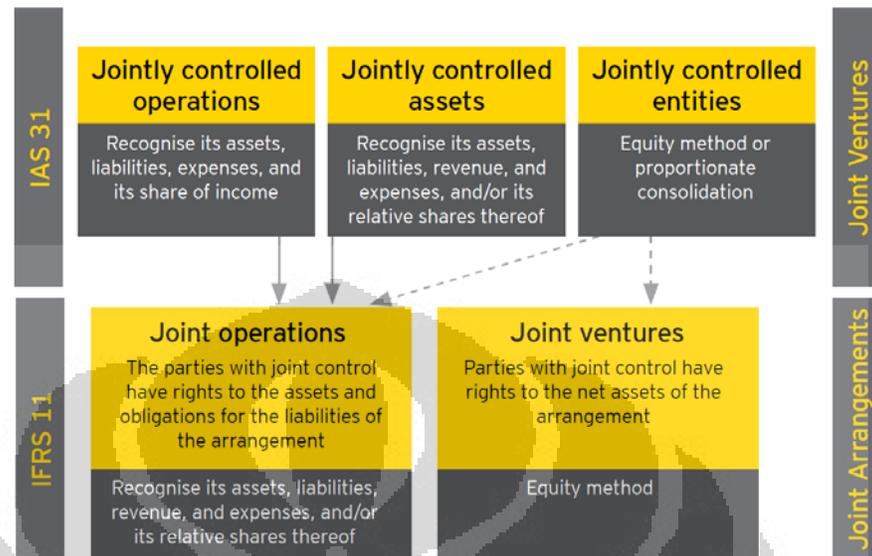
Indonesia bukanlah hubungan layanan pelanggan seperti umumnya, sehingga pengakuan pendapatannya tidak terekspose *exposure draft* ED/2011/6.

4.4.2 Kesesuaian dengan IFRS 11 – Joint Control

Joint venture merupakan bentuk *joint operations*. Menurut IFRS 11, *Joint control* adalah “*the contractually agreed sharing of control of an arrangement which exists only when the decisions about the relevant activities require the unanimous consent of the parties sharing control.*” Definisi tersebut merupakan definisi baru, Hal ini menjadi konsep yang melandasi kemungkinan perubahan dari metode *entitlement* menuju metode *equity* dalam pengakuan pendapatan karena *joint venture* merupakan sebuah entitas yang dikelola bersama yang setiap pihaknya memiliki hak dalam net asset *joint venture*.

Aset dan operasi yang dikendalikan bersama (seperti yang didefinisikan oleh IAS 31), saat ini disebut sebagai *joint operations* oleh IFRS 11 (efektif 2013). Pengaturan akuntansi atas *joint operations* akan disamakan dengan perlakuan dalam IAS 31. Artinya, *joint operator* (atau pihak-pihak yang memiliki *joint control* atas *joint operations*) akan mengakui aset, liabilitas, pendapatan, beban, dan/atau bagian kepemilikan relatif dari hal-hal tersebut.

Gambar 5.1 Skema IAS 31 dan IFRS 11



Sumber: Ernst & Young, 2011

Namun dalam hal ini BP Berau Ltd. dalam kapasitasnya sebagai partner dalam Tangguh Joint Venture tidak akan terkena efek dari peraturan IFRS 11 yang baru. Hal ini disebabkan Tangguh Joint Venture tidak memenuhi syarat-syarat yang dimaksudkan dalam IFRS 11. Dua alasan terkuat adalah karena Tangguh Joint Venture bukanlah *separate entity (vehicle)* dan partner memiliki hak dan kewajiban atas aset dan liabilitas dari TJV.

BAB V KESIMPULAN

Metode pelaporan pendapatan *Production Sharing Contract* yang dilaporkan dalam *Financial Quarterly Report* merupakan *statutory accounting*, tujuan utamanya adalah untuk mendapatkan jumlah aktual dari pendapatan dan pengeluaran sebuah PSC dan memperhitungkan pembagian hasil antara Pemerintah Indonesia dengan Kontraktor Kontrak Kerjasama sesuai dengan perjanjian yang telah disetujui sebelumnya. Disimpulkan bahwa:

1. Metode pengakuan pendapatan yang dijalankan oleh BP Berau Ltd. telah memenuhi standar yang berlaku dan sesuai dengan substansi daripada transaksi atas operasi yang dijalankan; Hal ini juga diargumentasikan bahwa kontraktor dalam hal ini menanggung resiko dan berpotensi mendapatkan *reward* atas usahanya. Perbedaan pengukuran dan pengakuan pendapatan terjadi karena perbedaan yang mendasar dalam *Production Sharing Contract*, dimana dalam *contractual accounting* hanya dibukukan pendapatan *upstream* saja.
2. Dalam pengakuan pendapatannya secara IFRS, BP Berau Ltd. mengakui keseluruhan transaksi yang terjadi dari *midstream* dan *upstream*. Hal ini disebabkan oleh dasar yang paling penting yaitu *reporting the substance of transactions*. Metode pengukuran yang digunakan adalah metode *entitlement* yang telah sesuai dengan IFRS dan umum digunakan dalam perusahaan minyak dan gas secara mendunia. Pendapatan kontraktor dinyatakan terukur dengan andal dan sesuai dengan porsi kepemilikan perusahaan. Metode *entitlement* juga memenuhi asumsi akuntansi yaitu *Economic Entity Assumption* dan *Monetary Unit Assumption*, prinsip akuntansi yaitu *Measurement – Fair Value Principle* dan *Revenue Recognition Principle*. Selain itu juga memenuhi konsep-konsep akuntansi yaitu *The Entity Concept*,

The Consistency Concept, The Realization Concept, dan The Matching Concept.

3. Pada waktu kedepan, ada kemungkinan bahwa metode *entitlement* akan digantikan kepada metode *equity*, hal ini didasarkan kepada fakta bahwa seluruh pihak yang bergabung kedalam suatu *joint venture* memiliki hak atas net asset didalam persekutuan tersebut. Namun BP Berau Ltd. tidak memenuhi kriteria yang disyaratkan oleh IFRS 11, oleh karena itu metode *entitlement* masih dapat digunakan.



DAFTAR REFERENSI

- Carmichael, D.R. & Rosenfield, Paul H. (2003). *Accountants Handbook Volume 2: Special Industry and Special Topics*. John Wiley & Sons, Inc.
- Ernst & Young. (2011). *IFRS 10, 11, and 12 on Consolidation and Joint Arrangements*.
- Ernst & Young. (2011). *IASB Issues Three New Standards: Consolidated Financial Statements, Joint Arrangements, and Disclosure of Interests in Other Entities*.
- Godfrey, Jayne., Hodgson, Alln., Tarca, Ann., et al. (2010). *Accounting Theory*. John Wiley & Sons, Inc.
- International Accounting Standards No.18*. (1995). *International Accounting Standards Board*.
- International Accounting Standards No.28*. (2012). *International Accounting Standards Board*.
- International Accounting Standards No.31*. (2009). *International Accounting Standards Board*.
- International Financial Reporting Standards No.12*. (2011). *Financial Accounting Standards Board*.
- Johnston, Daniel. (1994). *International Petroleum Fiscal Systems and Production Sharing Contracts*. Pennwell Books.
- Kieso, Weygant, & Warfield. (2010). *Intermediate Accounting IFRS Edition*. United States: John Wiley & Sons.
- Mahendra, Okky. (2004). *Industri Gas Indonesia*.
- McMillan, Margaret & Waxman, Andrew R. (2007). *Profit Sharing between Government and Multinationals in Natural Resource Extraction: Evidence from a Firm-Level Panel*. Brookings Trade Forum, Foreign Direct Investment.
- Nichols, Linda M. (2004). *Accounting Implications of Production Sharing Contracts*. *Petroleum Accounting and Financial Management Journal* 29.2. 2010.
- Pongsiri, Nutavoot. *Partnership in Oil and Gas Production-Sharing Contracts*.
- Peraturan Pemerintah Pengganti Undang Undang No. 44. (1960). *Tentang: Pertambangan Minyak Dan Gas Bumi*.
- Peraturan Pemerintah No.79. (2010). *Tentang: Biaya Operasi yang Dapat Dikembalikan dan Perlakuan Pajak Penghasilan di Bidang Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi*.

- Pernyataan Standar Akuntansi Keuangan No.23. (2010). Ikatan Akuntan Indonesia.
- Pernyataan Standar Akuntansi Keuangan No.29 Exposure Draft. (1994). Ikatan Akuntan Indonesia.
- Pernyataan Standar Akuntansi Keuangan No.33 Exposure Draft. (2011). Ikatan Akuntan Indonesia.
- Pernyataan Standar Akuntansi Keuangan No.64 Exposure Draft. (2011). Ikatan Akuntan Indonesia.
- Pernyataan Standar Akuntansi Keuangan No.29 Exposure Draft. (1994). Ikatan Akuntan Indonesia.
- Pongsiri, Nutavoot. (2004). *Partnership in Oil and Gas Production-Sharing Contract. The International Journal of Public Sector Management.*
- Statements of Financial Accounting Concepts No.6.* (1985). *Financial Accounting Standards Board.*
- Statement of Recommended Practices.* (2001). *Oil Industry Accounting Committee of Accounting Standards Board (UK).*
- Rudiricus H. S., Yoseph. (2009). *Accounting in the Oil and Gas Industry.* Seminar Akuntansi Nasional, Jakarta.
- Swiech, Robert A. (2009). *Oil and Gas Partnership.* *Petroleum Accounting and Financial Management Journal.*
- Undang-Undang No.8. (1971). *Tentang Perusahaan Pertambangan Minyak Dan Gas Bumi Negara.*
- Undang-Undang No.22. (2001). *Tentang Minyak dan Gas Bumi.*
- Undang-Undang Dasar Republik Indonesia. (1945).
- Wright, Charlotte J. & Gallun, Rebecca A. (2008). *Fundamentals of Oil & Gas Accounting.*