

Indonesia masih memiliki kandungan minyak dan gas bumi yang besar, namun dengan penduduk yang sangat besar ini, maka pemanfaatannya harus dilakukan secara efektif dan efisien. Peran bidang akuntansi sangat lah penting untuk melihat, menganalisis mengenai struktur biaya, investasi, dan benefit dari kegiatan dan usaha perminyakan ini. Dengan diterbitkan buku Panduan Sistem Akuntansi pada Sektor Perminyakan di Indonesia ini, akan membantu para Praktisi Perminyakan dari tingkat Supervisor di bagian Akuntansi, Keuangan, Pajak, sampai Pimpinan Puncak, yang bekerja di bidang minyak dan gas bumi. Sebagian besar buku ini membahas tentang praktik akuntansi dan prosedur operasional kegiatan usaha di bidang perminyakan, dengan tujuan agar para praktisi mudah memahami, dan membantu dalam melaksanakan pekerjaannya.

Buku ini dapat digunakan juga oleh Dosen dan Mahasiswa Semester Akhir Fakultas Tambang dan Perminyakan untuk mengenal praktik sistem akuntansi dan kegiatan operasional di bidang perminyakan. Untuk diketahui, bahwa buku ini berisi 9 (sembilan) bab, terdiri dari Bab 1; Profil Industri Migas, Bab 2; Kontrak Produksi Bagi Hasil, Bab 3; Eksploitasi dan Produksi, Bab 4; Akuntansi untuk Migas, Bab 5; Biaya Eksplorasi, Bab 6; Biaya Akuisisi, Bab 7; Biaya Pengeboran dan Pengembangan, Bab 8; Biaya Operasi, dan Bab 9; Pengelolaan Aset KBH. Semoga buku Panduan Sistem Akuntansi Pada Sektor Perminyakan di Indonesia ini, akan membantu para praktisi Akuntansi di perusahaan perminyakan dalam menjalankan tugas pekerjaannya agar pimpinan dapat dengan mudah dan cepat memperoleh data dan laporan akuntansi guna pengambilan keputusan dan kebijakan.



**Dr. A. Kadim, SE, Ak, MM, Mh, CA, CPA, BKP, CPMA, ACPA, CLI,**

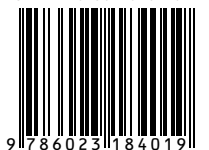
dilahirkan di Sekayu, Palembang, 1954, saat ini berdomisili di Puspita Loka BSD, Tangerang Selatan. Menamatkan Pendidikan S1 Akuntansi (SE.Ak) di STIE YAI Jakarta, Pendidikan S2 Magister Manajemen (MM) di Fakultas Ekonomi dan Bisnis Universitas Persada Indonesia (UPI-YAI) Jakarta, Pendidikan S2 Magister Hukum (MH) di Universitas Pakuan Bogor, dan Pendidikan S3 Doktor Ilmu Manajemen (Dr) di Fakultas Ekonomi dan Bisnis Universitas Persada Indonesia (UPI-YAI) Jakarta.

Menyelesaikan program pendidikan Keahlian/Profesi dan Sertifikasi di bidang Akuntansi (CA, CPA, CPMA, ACPA), tentang Pajak (BKP), dan tentang Liquidasi (CLI). Pernah bekerja di PT.

Nasional Astra Motor sebagai Accounting Supervisor, tahun 1984–1988, bekerja di PT. Penerbit Erlangga, sebagai Financial Controller, tahun 1989–1991, Partner Kantor Konsultan Pajak Mustofa & Rekan 1992-sekarang, Managing Partner kantor Akuntan Publik KADIM & VERONICA, 2015 sampai sekarang. Dosen di Universitas Persada Indonesia (UPI-YAI) Fakultas Ekonomi dan Bisnis pada program studi Akuntansi sejak 1987 sampai sekarang. Sebagai dosen, aktif melakukan penelitian, membuat jurnal nasional dan internasional yang diterbitkan oleh jurnal ber-reputasi, Menulis buku ajar dan umum dalam bidang manajemen, melakukan pengabdian masyarakat dengan menjadi penceramah/pemakalah di berbagai kegiatan akademis dan praktis.

**Mitra  
Wacana  
Media**  
Penerbit

ISBN: 978-602-318-401-9



9 786023 184019

**Mitra  
Wacana  
Media**  
Penerbit

Dr. A. Kadim, SE, Ak, MM, Mh, CA, CPA, BKP, CPMA, ACPA, CLI.

# Panduan Sistem Akuntansi pada Sektor Perminyakan di Indonesia

Panduan Sistem Akuntansi pada Sektor Perminyakan di Indonesia

Dr. A. Kadim, SE, Ak, MM, Mh, CA, CPA, BKP, CPMA, ACPA, CLI.



# **PANDUAN SISTEM AKUNTANSI PADA SEKTOR PERMINYAKAN DI INDONESIA**

**DR. A. KADIM, SE, Ak, MM, MH, CA, CPA, BKP, CPMA, ACPA, CLI.**

**Mitra  
Wacana  
Media**  
PENERBIT

**PANDUAN SISTEM AKUNTANSI PADA SEKTOR PERMINYAKAN DI INDONESIA**

Dr. A. Kadim, SE., Ak., MM., MH., CA., CPA., BKP., CPMA., ACPA., CLI

**Editor:**

Dr. Asep Sutarman, MBA

**Edisi Asli****Hak Cipta © 2016 : Penulis**

Diterbitkan : Penerbit Mitra Wacana Media

Telp. : (021) 824-31931

Faks. : (021) 824-31931

Website : <http://www.mitrawacanamedia.com>E-mail : [mitrawacanamedia@gmail.com](mailto:mitrawacanamedia@gmail.com)

Office : Vila Nusa Indah 3 Blok KE.2 No.14-15

Bojongkulur-Gunung Putri. Bogor

**Hak cipta dilindungi undang-undang.** Dilarang memperbanyak sebagian atau seluruh isi buku ini dalam bentuk apa pun, baik secara elektronik maupun mekanik, termasuk memfotokopi, merekam, atau dengan menggunakan sistem penyimpanan lainnya, tanpa izin tertulis dari Penerbit.

**UNDANG-UNDANG NOMOR 19 TAHUN 2002 TENTANG HAK CIPTA**

1. Barang siapa dengan sengaja dan tanpa hak mengumumkan atau memperbanyak suatu ciptaan atau memberi izin untuk itu, dipidana dengan pidana penjara paling lama 7 (**tujuh**) tahun dan/atau denda paling banyak **Rp 5.000.000.000,00 (lima miliar rupiah)**.
2. Barang siapa dengan sengaja menyiarkan, memamerkan, mengedarkan, atau menjual kepada umum suatu ciptaan atau barang hasil pelanggaran Hak Cipta atau Hak Terkait sebagaimana dimaksud pada ayat (1), dipidana dengan pidana penjara paling lama 5 (**lima**) tahun dan/atau denda paling banyak **Rp 500.000.000,00 (lima ratus juta rupiah)**.

Kadim, A

Panduan Sisten Akuntansi pada Sektor Perminyakan di Indonesia/A. Kadim

Edisi Pertama

—Jakarta: Mitra Wacana Media

1 jil., 17 x 24 cm, 143 hal.

Anggota IKAPI No. 410/DKI/2010

ISBN: 978-602-318-401-9

- |              |  |
|--------------|--|
| 1. Akuntansi | 2. Panduan Sistem Akuntansi pada Sektor Perminyakan di Indonesia |
| I. Judul     | II. Dr. A. Kadim, SE, Ak, MM, MH, CA, CPA, BKP, CPMA, ACPA, CLI  |

# KATA PENGANTAR

**P**uji syukur kami panjatkan kehadiran Allah SWT, yang telah memberikan rahmat dan hidayahNya, sehingga penulisan buku Panduan Sistem Akuntansi pada Sektor Perminyakan di Indonesia, dapat diselesaikan dengan baik dan lancar. Buku ini dibuat dengan maksud untuk memberi panduan kepada para praktisi Perminyakan (minyak dan gas bumi) dalam menjalankan tugas pekerjaan sebagai manajer akuntansi, keuangan, dan juga para pimpinan pengambil keputusan.

Investasi di sektor minyak dan gas meliputi kegiatan eksplorasi, eksploitasi, pengilangan, pengangkutan dan pemasaran produk-produknya, pemahaman tentang sistem akuntansi di sektor ini sangat penting agar industri atau perusahaan dapat beroperasi secara efektif dan efisien. Penurunan produksi minyak Indonesia dikombinasikan dengan permintaan domestik yang meningkat mengubah Indonesia menjadi importir minyak dari tahun 2004 sampai saat ini. Berhubung minyak dan gas bumi merupakan usaha yang memerlukan teknologi tinggi, padat modal dan sarat risiko, maka diperlukan pengelolaan yang benar-benar profesional.

Industri Perminyakan memiliki sifat dan karakteristik yang berbeda dengan industri lain, oleh karena itu terdapat beberapa perlakuan akuntansi khusus untuk industri tersebut yang berbeda dengan industri lainnya.

Dengan demikian peran sistem akuntansi di sektor ini sangat penting dan perlu dipahami oleh para manajer di tingkatan kegiatan usaha perminyakan mulai dari perusahaan eksplorasi sampai keperusahaan pemasaran produknya.

Penulisan buku ini tidak lepas dari bantuan, dan dukungan yang diberikan oleh berbagai pihak, oleh karena itu pada kesempatan ini perkenankanlah

penulis mengucapkan terima kasih kepada semua pihak, khususnya kepada Dr. Asep Sutarman, SE, MBA, yang telah melakukan proses editing, sehingga buku ini menjadi lebih baik.

Penulis menyadari bahwa buku ini masih jauh dari sempurna, untuk itu penulis berharap saran maupun kritik demi penyempurnaan buku ini.

Semoga buku ini bermanfaat untuk pengembangan ilmu di bidang perminyakan dan gas bumi, dan membantu para praktisi perminyakan dalam melaksanakan tugas pekerjaan operasionalnya.

Jakarta, April 2016

Penulis

# DAFTAR ISI

<b>KATA PENGANTAR .....</b>	<b>iii</b>
<b>DAFTAR ISI .....</b>	<b>v</b>
<b>BAB 1. PROFIL INDUSTRI MIGAS.....</b>	<b>1</b>
A. Sejarah Industri Minyak dan Gas.....	1
B. Sejarah Industri Migas di Indonesia .....	11
C. Dilema Dalam Akuntansi Perminyakan. ....	17
D. Akuntansi Minyak dan Gas.....	19
<b>BAB 2. PRODUCTION SHARING CONTRACT .....</b>	<b>23</b>
A. Sejarah Perkembangan Perjanjian Kontrak Bagi Hasil. .	24
B. Pihak-pihak Yang Terlibat Dalam Kontrak .....	32
C. Bentuk-bentuk Kontrak Bagi Hasil.....	35
D. Format Laporan Keuangan Production Sharing Contract	37
<b>BAB 3. EKSPLOITASI DAN PRODUKSI.....</b>	<b>43</b>
A. Proses Pembentukan Minyak dan Gas Bumi .....	43
B. Proses Perolehan Lahan Eksplorasi.....	46
C. Kegiatan Eksplorasi.....	50
D. Kegiatan Operasi Produksi .....	52
<b>BAB 4. AKUNTANSI UNTUK MIGAS .....</b>	<b>55</b>
A. Full Cost Concept (FC) .....	56
B. Successful Effort Concepts .....	57
C. Historical Cost Accounting.....	60

<b>BAB 5.</b>	<b>BIAYA EKSPLORASI (NONDRILLING).....</b>	<b>65</b>
	A. Biaya Geologi & Geofisika.....	66
	B. Carrying and Retaining.....	69
	C. Kontribusi Sumur Uji.....	70
	D. Peralatan dan Fasilitas Penunjang.....	74
	E. Pengeboran Eksplorasi.....	75
	F. Sumur Eksplorasi Uji Stratigrafi.....	81
<b>BAB 6.</b>	<b>BIAYA PEROLEHAN PROPERTI (ACQUISITION COST) 83</b>	
	A. Economic Interest.....	83
	B. Biaya Perolehan ( <i>Acquisition Cost</i> ) .....	85
	C. Akuntansi Biaya Perolehan .....	86
<b>BAB 7.</b>	<b>BIAYA PENGEBORAN DAN PENGEMBANGAN</b>	
	<b>(DRILLING &amp; DEVELOPMENT COST) .....</b>	<b>89</b>
	A. Biaya Intangible Drilling & Pengembangan .....	90
	B. Biaya Kerja Ulang.....	92
	C. Pengeluaran Biaya Pengembangan.....	93
	D. Peralatan & Fasilitas Penunjang .....	94
<b>BAB 8.</b>	<b>BIAYA OPERASI (PRODUCTION COST).....</b>	<b>99</b>
	A. Ketentuan Akuntansi Biaya Produksi.....	101
	B. Secondary dan Tertiary Recovery .....	102
	C. Gathering System .....	102
	D. Tubular Goods .....	102
	E. Severance Tax and Windfall Profix Tax.....	102
	F. Completion Well.....	103
	G. Aspek Pencatatan Akuntansi.....	107
<b>BAB 9.</b>	<b>PENGELOLAAN ASET KBH (HARMONI III FILOSOFI) 111</b>	
	A. Laporan Keuangan KKKS/KPS .....	112
	B. Production Sharing Contract, AFE, HARMONI III .....	113
	C. Adminstrasi Materials Production Sharing Contract. ...	123
	<b>DAFTAR PUSTAKA .....</b>	<b>133</b>

# PROFIL INDUSTRI MIGAS

**K**emajuan teknologi dewasa ini telah masuk kedalam berbagai segmen kehidupan tak terkecuali dalam perdagangan dan usaha yang bersifat retail. Dalam posisi seperti ini usaha perdagangan yang menguasai teknologi antara lain teknologi perminyakan, mesin industri, komputer, otomotif, dan lain-lain yang akan berada di depan sedangkan dalam negara yang sedang membangun perekonomiannya dunia perdagangan masih banyak didominasi oleh usaha-usaha yang bersifat tradisional, antara lain pertanian, bisnis agro, tekstil, dan lain-lain.

## A. SEJARAH INDUSTRI MINYAK DAN GAS.

Untuk memahami secara mendalam arti penting akuntansi keuangan dan pelaporan dalam industri minyak dan gas bumi, terlebih dahulu kita harus memahami dan atau tahu akan sejarah singkat industri ini, terutama sekali masa penemuan minyak di Amerika Serikat pada awal abad ke 20. Disini beberapa fakta dikemukakan guna memperkenalkan atau menggambarkan karakteristik industri ini dari tahun ketahun sampai sekarang .

Di dalam sejarah Mesir kuno, gumpalan minyak telah digunakan sebagai pelicin pada poros sumbu kereta perang orang Mesir kuno. Ahli sejarah Cina melaporkan bahwa penggunaan gas-alam untuk mendidihkan air diambil dari rembesan gas alam dari dalam tanah yang dibuatkan saluran dengan katup bambu di atasnya yang berfungsi sebagai pemidai.

Pada abad ke17 para Misionaris yang datang ke Amerika melaporkan penemuan suatu cairan yang mudah terbakar dan berwarna hitam yang mengapung teluk. Di teluk ini pula, orang Indian dan penduduk yang baru datang sepakat untuk menamakan temuan ini dengan "*crued oil*" dan ada juga



yang menyebutnya sebagai "rock oil" yang dipergunakan untuk pengobatan. Kemudian, istilah *rock oil* digantikan dengan "*petroleum*" dari *petra* (kata Latin untuk menyebut *rock*) dan *oleum* (kata latin untuk *oil*). Secara cepat sebutan *petroleum* melekat dan populer sebagai kata ganti minyak mentah dan gas alam.

Pada awal 1800-an, minyak dipergunakan sebagai bahan bakar lampu, tetapi ketersediaannya tidaklah pasti, untuk itu masyarakat mulai mencari alternatif lain sebagai bahan pengganti yang disebut dengan karosin atau minyak batu-bara, yang bersumber dari tambang batubara, tambang aspal, dan minyak mentah yang berasal dari rembesan permukaan tanah.

Pada tahun 1856, George Bissell, pemilik perusahaan *Pennsylvania Rock Oil Company*, mengatakan bahwa apabila sumur-sumur yang ada dapat dibor lagi dan ditambah dengan pengeboran sumur-sumur yang baru untuk menghasilkan minyak mentah dan secara ekonomis akan menghasilkan minyak mentah dengan nilai jual yang lebih baik dibandingkan harga karosin.

Kegiatan eksplorasi dan produksi minyak bumi di Amerika dimulai pada tahun 1859 ada juga yang menyebutkan 1858 pada saat menemukan minyak di Ontario, Kanada. Tapi semua orang sepakat bahwa perusahaan Bissell's adalah perusahaan yang pertama melakukan pengeboran minyak untuk tujuan komersial pada tahun 1859 didekat Titusville, Pennsylvania di bawah pengawasan Kolonel Edwin L. Drake, seorang pensiunan kondektur jawatan kereta api, dia berhasil melakukan pengeborannya sampai kedalaman 60 kaki dan menghasilkan minyak lebih kurang 5 *barrell* per hari dan dapat dijual dengan harga \$10 per *barrel* berdasarkan harga jual per 1 Januari 1860 (Brock R Horace, 1996; 10).

Setelah era ini, mulai ditemukan sumur-sumur baru dan kilang-kilang minyak berikut fasilitas produksi yang lebih baik untuk melakukan penyulingan minyak mentah menjadi *kerosene*.

Revolusi Industri meningkatkan permintaan akan Minyak Mentah ini, karena mesin-mesin baru diciptakan dengan penggerak memakai bahan bakar minyak.

Setelah terjadinya perang saudara, kira-kira 200 sumur-sumur sedang memproduksi dengan tingkat produksi 0,5 juta barrel per tahun. Tingginya produksi membuat para pengguna minyak ini berpikir untuk memanfaatkan hasil bumi yang tak terbarukan ini secara maksimal. Pada periode ini ditemukan lampu "*Albert*" yang ber bahan bakar minyak, merupakan awal dari munculnya variasi penggunaan hasil penyulingan minyak.

Revolusi Industri dan Perang Saudara menciptakan peningkatan permintaan akan minyak pelumas sebagai penggantian untuk terpentin.

Hingga/sampai tahun 1870, total produksi minyak tanah melewati 25 juta barrel per tahun.

Transportasi untuk mengangkut minyak mentah merupakan masalah pertama yang dihadapi oleh perusahaan produksi minyak. Perserikan pembuat tong minyak membuat tong-tong dari kayu dengan kapasitas 42 sampai 50 galon untuk diisi dengan minyak dan dimuat keatas lori dan ditarik kereta kuda hingga kepinggir sungai sebelum dinaikan ke tongkang yang sandar di pelabuhan sungai-sungai di Amerika.

Penggunaan jalan kereta api juga dilakukan, dimana minyak dibawa dengan menggunakan tangki/tank kaku/kayu besar yang diletakan di atas lantai/atau bantalan kereta api.

Kwantitas minyak yang bisa dipindahkan oleh metoda ini sangat terbatas. Sehingga perlu dibuat suatu sistem transportasi yang lebih efisien dan efektif semisal pipanisasi. Ide untuk membangun atau membuat jalur pipanisasi industri eksplorasi dan produksi minyak mentah ini mendapat banyak tantangan dari perserikatan pembuat tong, jawatan kereta api, pengusaha kapal mereka beragumen bahwa nantinya anggotanya akan menghadapi pengangguran karena tidak dipergunakannya lagi jasa angkutan kereta api dan kapal karena terjadinya perobahan metoda transportasi.

Meskipun mendapat tantangan proyek pembangunan, pipanisasi tetap dijalankan dan dimulai pada tahun 1860-an; jalur pertama terbuat dari kayu dengan panjang pipa kayu lebih kurang 1500 kilometer.

Pertumbuhan secara phisik produksi minyak sangat berhubungan dengan pertumbuhan atau ukuran perusahaan dan investasi korporasi yang disertakan dalam kegiatan eksploitasi dan produksi minyak mentah tersebut, ini disebabkan karena industri ini padat modal dan teknologi.

Salah satu perusahaan yang terlibat secara langsung dalam industri ini adalah yang dimiliki oleh Yohanes D. Rockefeller; dimana pada tahun 1865 dia mulai fokus pada industri *refining* (penyulingan), *transporting*, and *marketing of petroleum*. Pada tahun 1870 Rockefeller menggabungkan empat perusahaan yang dimilikinyanya menjadi *Standard Oil Company*. (Brock Horace R. 1996; 11)

Tujuan utamanya adalah untuk menjadi yang terdepan dalam industri, penyulingan migas (hilir), transportasi migas, dan pemasaran Migas untuk dapat melayani permintaan pasar atau masyarakat.

Rencana Rockefeller's untuk menguasai industri ini menunjukkan keberhasilan, dan sepanjang 1880-an Standard menguasai 90 persen bisnis penyulingan migas dalam negeri dan mendominasi industri minyak mentah dunia. *Standard Oil Company*, mengendalikan aktivitas penyulingan, pipanisasi dan sistem pemasarannya sedemikian rupa dan terintegrasi, sehingga

pelanggan mudah dalam mendapatkan produknya di seluruh daratan Amerika.

Dominasi *Standard Oil Company* tidak lepas dari pantauan pemerintah federal dan pusat dalam hal pengawasan undang-undang anti monopoli. Terutama setelah penemuan ladang migas di *Spindletop* dekat *Beaumont*, Texas pada tahun 1901 dimana badan pembuat Undang-undang melakukan tindakan preventif agar *Standard Oil Company* tidak campur tangan di lapangan ini. Dampaknya adalah berdirinya beberapa perusahaan yang terintegrasi dengan perusahaan induk seperti *Texaco* yang berdiri pada tahun 1901. Ini merupakan jawaban terhadap undang-undang antimonopoli.

Pemberlakuan undang-undang anti monopoli ini mempunyai dampak yang besar bagi *Standard Oil Company* terutama pada tahun 1911-1915, dimana terjadi pemecahan perusahaan menjadi beberapa perusahaan lainnya dengan total harga pasar lebih kurang \$200 miliar meliputi perusahaan sebagai berikut:

- *Standard Oil of New Jersey* (now *Exxon*, the largest U.S. petroleum company),
- *Standard Oil of New York* (now *Mobil*, second largest),
- *Standard Oil of California* (now *Chevron*, third largest),
- *Standard Oil of Indiana* (now *Amoco*, fourth largest),
- *Standard Oil of Ohio* (now *BP America*, ninth largest but a subsidiary of *British Petroleum*), and
- *Continental Oil* (now *Conoco*, eleventh largest and a *DuPont* subsidiary).

Setelah pemisahan, perusahaan dari Belanda *Royal Dutch/Shell Group* berhasil menggeser kedudukan *Standard Oil* sebagai perusahaan minyak terbesar di dunia. Komposisi kepemilikan dari perusahaan ini adalah 60% oleh *Netherland's Royal Dutch Company* dan 40% oleh *England's Shell Transport and Trading Company*. *Royal Dutch* yang telah mempunyai peruntungan baik di wilayah Hindia Belanda termasuk Indonesia. *Shell* yang dimiliki oleh dua orang anak pedagang dan sekarang milirik usaha *oil trading* dan transportasi.

### **Tahun 1920-an Datangnya Era Automobile**

Dengan meningkatnya kompetisi di industri migas dan meningkatnya permintaan terhadap produk migas (yang dihasilkan karena bertambahnya jumlah kendaraan) sehingga banyak perusahaan-perusahaan kecil mengikat kerjasama dengan perusahaan besar untuk melakukan pencarian dan memproduksi minyak mentah. Permintaan baru akan minyak tanah telah diciptakan pada era 1920-an dimana produk minyak tanah telah digunakan untuk menghasilkan listrik, mengoperasikan traktor, dan mobil. Industri minyak tanah dapat meningkatkan produksinya untuk memenuhi permintaan yang semakin besar tanpa diimbangi oleh suatu kenaikan harga.

Pencarian minyak tanah oleh perusahaan Amerika ke negara lain dimulai pada tahun 1920 yang didukung sepenuhnya oleh Pemerintah Amerika Serikat, keadaan ini dipicu oleh ketakutan bahwa produksi didalam negeri tidak dapat mencukupi permintaan akan bahan bakar yang berasal minyak mentah. Pertengahan tahun 1920-an, kira-kira 35 perusahaan melakukan penanaman investasi lebih dari \$1 miliar dalam kegiatan eksplorasi dan pengembangan cadangan di Timur Tengah, Amerika Selatan, Afrika, dan negara-negara Timur Jauh. Bagaimanapun, penemuan terbesar ladang minyak di Texas tahun 1930 menciptakan surplus minyak, dan banyak perusahaan mengurangi operasi mereka di luar Amerika. Beberapa perusahaan terus melanjutkan pencarian minyaknya terutama di Timur Tengah sepanjang tahun 1930-an dan menemukan cadangan yang cukup besar di Saudi Arabia dan Kuwait.

### **Kebijakan pemerintah Terhadap Kelebihan produksi.**

Tekanan pada industri minyak dan gas ini dimulai pada tahun 1930-an, ketika industri minyak masuk pada periode meningkatnya produksi yang disebabkan penemuan di daerah sebelah timur Texas. Lapangan ini adalah paling besar yang ketiga di Amerika Utara; setelah lapangan *Prudhoe Bay* pada cekungan Utara Alaska dan Mexico.

Membanjirnya minyak dari lapangan Timur Texas dan depresi ekonomi mengakibatkan turunnya harga minyak untuk sementara waktu. Pada Tahun 1933 badan pembuat undang-undang di Negara Bagian Texas menyadari kebutuhan akan pengukuran konservasi untuk menghindari pemborosan pemakaian minyak dan membuat peraturan tentang industri minyak sebagaimana peraturan tentang pengelolaan Kereta Api.

Sejak itu negara produsen minyak membuat komisi pengawas untuk mengatur produksi dan pengembangan cadangan minyak dan gas. Demikian juga dengan peningkatan penggunaan bensin gas-alam, dan cairan gas-alam di tahun 1930-an.

### **Minyak Mentah Untuk pertahanan dalam Perang Dunia II.**

Amerika Serikat memulai untuk keluar dari depresi ekonomi pada pertengahan 1930-an, dan dimulainya Perang Dunia II pada tahun 1938 dengan mempercepat perbaikan sektor ekonominya. Bandingkan dengan Perang Dunia I, pada Perang Dunia II menggunakan peralatan yang lebih mekanisasi, seperti pesawat udara, kendaraan mobil, dan kapal, semua memerlukan minyak tanah yang sangat besar. Untuk persiapan perang ini dibutuhkan bahan bakar yang banyak sekali atau dengan kata lain timbulnya permintaan yang sangat besar dan tidak bisa hanya dilayani oleh satu atau dua perusahaan. Karenanya aliansi industri minyak tanah terbentuk untuk memenuhi permintaan sangat mudah ditemukan di Amerika Serikat.

Pada Perang Dunia II, pemerintah Amerika dan Inggris takut akan kekurangan minyak, maka pada tahun 1943 pemerintah Amerika memutuskan untuk membeli Chevron dan Texaco dan menjadikannya Aramco menjadi sebuah perusahaan besar dalam industri eksplorasi dan produksi minyak bumi.

Selama dan setelah Perang Dunia II, penanaman modal sangat besar telah dilakukan untuk menemukan dan mengembangkan cadangan yang maha besar di Teluk Persia.

Penggabungan antara Chevron dan Texaco dan diikuti dengan mergernya Exxon dan Mobil, yang dimiliki oleh Perusahaan Arabian-American atau Aramco, bertujuan untuk mengembangkan cadangan raksasa yang ada di Saudi Arabia dengan membangun infrastruktur untuk industri hulu minyak mentah (*crude oil*). Saat itu Aramco dimiliki oleh Saudi Arabia. Perusahaan lain yang sejenis melakukan aktifitas eksplorasi, development dan produksi minyak tanah di negara lain tetapi pada pertengahan abad ke 21 ini Amerika Serikat merupakan negara yang memproduksi dan mengkonsumsi dari 50 persen sampai 75 persen produksi minyak mentah dunia per tahunnya.

### **Pertumbuhan industri Gas-Alam dan Petrokimia Paska Perang Dunia II.**

Pada akhir Perang Dunia II, dua peristiwa penting menjadi pendorong perkembangan yang luar biasa dari industri gas-alam. Gas-Alam ditemukan dalam jumlah besar di Texas, Louisiana, dan negara bagian barat daya; dan kesulitan utama disini adalah bagaimana mengangkat gas ini keluar daerah.

Masalah transportasi ini sedikit dapat di atasi dengan dikembangkannya teknik pengelasan untuk mengelas sambungan pipa besar gas dengan tekanan tinggi, sehingga kendala transportasi dapat di atasi dan gas dapat diangkut ke midwestern dan eastern Amerika.

Setelah Perang Dunia II, negeri ini menyaksikan kelahiran industri petrokimia, yang menggunakan cairan gas-alam sebagaibahan bahan baku dasarnya.

### **1950-an dan 1960-an: Era Import Minyak dan Pembentukan OPEC.**

Sepanjang tahun 1950 dan 1960, merupakan tahun tahun produksi minyak dunia yang besar, dengan harga yang satabil pada kisaran \$3 per barrel. Bagaimanapun, dua dekade ini terlihat suatu peningkatan kebutuhan akan minyak Amerika, sehingga mereka melakukan import dan penyulingan minyak di negaranya. Tahun 1950 sepuluh persen kebutuhan minyak Amerika Serikat di impor dari negara lain dan pada tahun 1970 impor minyak Amerika meningkat menjadi 23%.

Tahun 1960 diprakasai oleh Saudi Arabia, Kuwait, Iran, Iraq, dan Venezuela terbentuklah Organisasi Negara-negara Pengekspor Minyak (OPEC). Kemudian, ikut bergabung kedalam organisasi ini Uni Emirat Arab, Qatar, Algeria, Gabon, Lybia dan Nigeria serta ikut pula disini Indonesia dan Ecuador pada tahun 1992. Pada tahun 1973 anggota OPEC memproduksi untuk di ekspor 80% minyak dunia, dan OPEC telah menjadi suatu kumpulan negara-negara produsen minyak. Negara-negara anggota OPEC ini mulai melakukan nasionalisasi produksi minyak mereka sesuai dengan batas wilayah/negara mereka masing-masing.

### **1970, Kenaikan Harga Minyak Tidak Dapat Dikendalikan Oleh Amerika.**

Mulai Oktober 1973, Arab OPEC mengurangi ekspor minyak mereka ke Amerika, ini disebabkan oleh usulan pemerintah Amerika untuk membantu militer Israel sebesar U.S.\$2.2 miliar, mereka menyebut untuk mempertahankan diri dari serangan mendadak yang dilakukan oleh Mesir dan Syria.

Perkembangan harga minyak Arab Saudi naik secara dramatis mulai dari \$1.80/barrel tahun 1971, \$2.18 pada 1972, \$2.90 pertengahan 1973, \$5.12 Oktober 1973, dan \$11.65 pada bulan Desember 1973. Sesudah itu, harga minyak mentah dunia meningkat pelan-pelan sampai 1978 harga minyak Arab Saudi dijual dengan harga \$12.70/barrel. Revolusi Iran tahun 1979 menyebabkan harga minyak naik dengan cepat sampai pada level \$42 /barrel untuk beberapa minyak mentah sejenis yang dihasilkan Amerika, kondisi ini berlanjut sampai bulan Desember 1979.

Sepanjang tahun 1960 dan awal 1970, sebagian orang memperingatkan akan kekurangan pasokan minyak tanah, tetapi peringatan ini tidak menjadi perhatian sampai tahun 1973 ketika Arab melakukan embargo minyak.

Karena di embargo, impor minyak Amerika berkurang selama beberapa bulan akibatnya didalam negeri Amerika kekurangan akan bahan bakar minyak dan produk yang berhubungan dengan minyak tanah akibatnya harga minyak didalam negeri naik. Tahun 1973 pemerintah Federal Amerika membuat *Federal Energy Administration* dan memberi kuasa kepada pemerintah Federal untuk mengendalikan harga minyak mentah. Peraturan tentang harga ini sangat kompleks dan prosedur compliance tidaklah mudah dapat dijalankan, bahkan beberapa pegawai *Federal Energy Administration* telah melakukan konsultasi dengan pegawai perusahaan minyak yang di fasilitasi oleh *U.S. Department of Energy* (DOE).

Struktur untuk penetapan harga minyak telah mapan dengan harga yang murah untuk ladang minyak tua dan harga yang tinggi untuk ladang minyak yang muda maksudnya adalah ladang minyak tua adalah ladang sudah berproduksi sebelum 1 Januari 1973, sedangkan ladang minyak muda

adalah ladang minyak yang mulai berproduksi setelah 1972. Produsen sering mempunyai kedua-duanya dan oleh karena itu beberapa jenis minyak mentah dijual pada kisaran separoh dari harga dengan mutu minyak mentah yang sama. Pada tahun 1979 pemerintah Amerika mengizinkan menjual minyak sesuai dengan harga pasar untuk minyak yang berasal dari Amerika atau minyak yang dihasilkan dari sumur-sumur yang baru di bor dengan produksi kurang dari 10 barell per hari. Bagaimanapun, rata-rata minyak domestik dijual sebahagian untuk memenuhi pembayaran impor minyak yang berasal dari negara lain.

Minyak dari negara lain tetap di impor (dengan harga di atas harga minyak domestik) untuk memenuhi pertumbuhan permintaan domestik. Pada tahun 1977, kira-kira 47% kebutuhan negara Amerika dilakukan dengan me-impor minyak dari negara lain.

### **Keuntungan tak terduga dari Pajak Keuntungan (1980 - 1988)**

Presiden Carter berusaha melapaskan diri dari harga minyak yang tidak terkontrol sampai tahun 1981 dengan menggabungkan dengan undang-undang tentang *Windfall Profit Tax* pada bulan Maret 1980.

Tindakan menaikkan tarif pajak dari 30% ke 70% atas keuntungan tak terduga, yaitu kelebihan harga penjualan setiap 1 barrel minyak atas harga dasar yang berlaku terhadap minyak tersebut. Harga dasar yang disesuaikan adalah penyesuaian rata-rata harga minyak yang dijual sebelum tahun 1979 terhadap indikator inflasi. Konggres mencabut pengakuan keuntungan tak terduga tersebut dan mengenakan pajak pada tahun 1988 setelah harga minyak turun pada level yang sangat rendah sehingga tidak ada lagi keuntungan tak terduga yang dapat dikenakan pajak.

### **Alaska North Slope**

Tahun 1968 di Teluk Prudhoe, Amerika Serikat ditemukan ladang yang sangat besar yang terletak North Slope of Alaska berbatasan dengan Samudera Kutub Utara. Tahun 1969 ditemukan lapangan Kuparuk yang bersebelahan dengan Teluk Prudhoe. Sebelum penemuan Teluk Prudhoe oleh *Atlantic Richfield Company* (ARCO), ada tujuh kali pengeboran yang dilakukan dengan harga mahal dan mengalami kegagalan, dan ARCO hampir saja membatalkan pengeboran lainnya.

Bahkan setelah penemuan tersebut, pengembangan Teluk Prudhoe ditangguhkan sampai tahun 1973. Embargo minyak oleh Arab mendorong Konggres untuk mengizinkan pembangunan Sistem Pipanisasi Trans Alaska (*Trans Alaska Pipeline System*). Akhirnya, Tahun 1977 Lapangan Teluk Prudhoe dan Kuparuk berproduksi dan minyaknya dapat dijual dan dibawa ke pembeli.

Teluk Prudhoe dan Kuparuk, diperkirakan mempunyai produksi minyak mentah sebesar 12.6 miliar dan 2.6 miliar barrel. Cadangan gas mendekati 4 miliar ekuivalen barrel. Cadangan di lapangan cekungan Utara ini tidak terukur jumlahnya.

Sedikitnya di 48 negara bagian telah dilakukan pengeboran lebih dari 1 juta sumur minyak dan hanya mempunyai cadangan produksi sekitar 2 miliar barrel.

Produksi terakhir setelah digabungkan hanya 10.9 miliar barrel. Tahun 1993, Alaska North Slope Oil (ANS crude) menghasilkan lebih kurang 22% dari seluruh produksi minyak Amerika. Tahun 1992 negara bagian Alaska dari produksi minyak mentah memberikan kontribusi 85% terhadap penerimaan pemerintah dari pajak dan royalti. Royalti dari minyak secara tetap memberikan kontribusi sebesar \$13 miliar dan ini merupakan dana perwalian untuk separuh juta penduduk Alaska.

*Infrastruktur North Slope* untuk produksi Teluk Prudhoe dan Kuparuk digunakan secara ekonomis untuk dapat menghasilkan *Reservoir* yang lebih kecil. Dan yang sangat besar ditemukan seluas 25 *triliun cubic feet* (tcf) cadangan gas-alam di Teluk Prudhoe yang untuk saat itu tidak bisa diangkut secara ekonomis ke 48 negara bagian.

Untuk mengatasi kelebihan produksi Gas yang diproduksi disuntikan kembali ke reservoir. Suntikan kembali Gas meningkatkan pengembalian minyak mentah dan menyimpan gas untuk penggunaan masa depan yang lebih potensial. *Arctic National Wildlife* mengindikasikan adanya sepertiga kandungan minyak raksasa di dalamnya, untuk itu diingatkan dalam melakukan aktivitas eksplorasi dan produksi agar dijaga kelestarian lingkungan ini.

### **1980-: Boom and Bust: Kekuatan Pasar Pre Vail**

Beberapa faktor yang menetapkan suatu langkah tentang kebijakan industri minyak tanah yang terjadi pada tahun 1981 dan 1982 antara lain adalah:

1. Harga Minyak Dunia yang terus naik secara astronomi pada tahun 1973 dan 1979. Peningkatan harga ini meningkatkan ekonomi pada kegiatan eksplorasi dan menciptakan peningkatan harga yang substansi di masa datang.
2. Pada bulan Januari 1981, Presiden Reagan memindahkan pengendalian harga minyak mentah Amerika dan memberi uang tunai pada produsen sebagai tambahan untuk melakukan reinvestasi. Pada tahun 1970-an, Libya dan beberapa negara-negara lain melakukan nasionalisasi terhadap perusahaan Amerika yang bergerak dalam industri minyak tanah.



Nasionalisasi ini mendukung pilihan perusahaan-perusahaan Amerika untuk lebih melakukan eksplorasi di dalam negeri sendiri.

3. Undang-undang tentang Kebijakan Gas-Alam 1978, memberikan *insentive* terhadap harga guna merangsang kegiatan eksplorasi dan pengembangan cadangan gas alam.

Pada tahun 1981 Undang-Undang Perpajakan Amerika telah diubah untuk mengurangi pajak pendapatan individu yang paling tinggi menilai dari 70% turun menjadi 50% dan mengurangi pajak keuntungan "windfall" pada ladang minyak baru. Individu menanam modal dalam sumur-sumur yang telah di bor pada tahun 1981 yang dapat menghasilkan keuntungan 40%, setelah pajak pendapatan yang tidak mempunyai dampak, pada sumur-sumur yang tidak memberikan keuntungan tidak mempunyai efek pajak pendapatan. Sebagai konsekuensi, pada tahun 1981 dan 1982, secara sendiri-sendiri Amerika telah menginvestasikan lebih dari 1 miliar dolar pada perusahaan komaditer untuk kegiatan eksplorasi dan produksi minyak mentah.

#### **Awal 1990an: Masa depan Gas Alam Internasional, meningkatkan Efisiensi.**

Awal 1990an ditandai dengan lima kecenderungan: (1) meningkatnya penggunaan minyak dan gas pada masa-masa yang akan datang (2) meningkatnya produksi gas alam yang merupakan suatu nilai tambah bagi Amerika Serikat, (3) restrukturisasi industri gas Amerika Serikat, (4) meningkatkan fokus perusahaan-perusahaan Amerika agar melakukan investasi E&P di luar negeri, dan (5) peningkatan berkelanjutan dalam teknologi dan efisiensi operasional.

Akhir 1980an dan awal 1990an, terlihat peningkatan harga, pada 1990, harga minyak meningkat secara tajam terutama setelah invasi Irak ke Kuwait.

Secara historis dan perkiraan harga yang diharapkan, produsen minyak tanah, pengolah, dan para pemakai sudah baru-baru ini meningkat penggunaan minyak tanah mereka dan ini sudah terlihat pada 1990 pada masa ditemukannya penggunaan gas alam. Masa depan Minyak dan gas yang diperdagangkan secara umum membutuhkan suatu standardisasi kontrak melakukan pembelian atau menjual jumlah gas-alam atau minyak mentah untuk suatu waktu tertentu dengan harga yang tertentu pula. Kedepannya dimungkinkan penggunaan batasan atau pertimbangan tertentu pada harga minyak mentah dan gas-alam. Kontrak serupa ini untuk menarik pembeli dan penjual agar mematuhi jumlah dan harga minyak yang ditentukan untuk suatu periode yang telah disepakati.

Di seluruh dunia, permintaan gas-alam sedang tumbuh lebih cepat dari permintaan minyak mentah. Gas-Alam adalah suatu bahan bakar yang bersih,

menarik perhatian aktivis lingkungan. Pada tahun 1993, untuk pertama kali di dalam sejarah, harga/nilai produksi gas-lam Amerika melewati hargha/nilai produksi minyak mentah Amerika. Artinya Industri minyak mentah amerika telah menjadi industri minyak dan gas.

### **Awal 2000an: Masa Krisis Energi dan Harga Minyak melewati batas \$100 per barel.**

Krisis moneter yang melanda dunia dan berdapak terhadap energy terutama harga minyak, tahun 2004 untuk pertama kalinya APBN Indonesia mengalami defisit, ini dipicu karena turunnya produksi minyak Indonesia dan naiknya harga minyak dunia yang pada tahun 2008 mendakati harga \$100 per barel.

Bagi negara-negara berkembang seperti Indonesia naiknya harga minyak dunia menjadikan beban biaya semakin tinggi, karena produksi dan konsumsi akan bahan bakar minyak tidak seimbang. Produksi minyak yang dapat di jual berkisar pada 900.000 barrel perhari, sedangkan kebutuhan akan minyak mentah adalah 1.320.000 barell pada tahun 2008 tersebut.

Artinya setiap hari terjadi defisit sekitar 420.000 barrel. Ironisnya defisit tersebut bukan untuk keperluan industri tetapi digunakan oleh konsumsi di bidang transportasi.

Kenaikan harga minyak dunia juga berimbas bagi Negara maju seperti Amerika dan Negara-negara Eropa lainnya, terutama ketika musim dingin tiba dimana kebutuhan akan bahan bakar meningkat tajam.

Dampak lainnya adalah industry harus mengeluarkan biaya produksi yang lebih tinggi untuk melakukan atau memproduksi suatu barang atau jasa. Dalam jangka panjang keadaan ini sangat menyulitkan iklim industry, mereka harus mengeluarkan biaya tambahan dan ini berdampak pada sektor-sektor lainnya, terutama bagi industry yang menggunakan produk turunannya sebagai bahan dasar industry hilir.

## **B. SEJARAH INDUSTRI MIGAS DI INDONESIA**

### **1. Sebelum tahun 1971**

Setelah ditemukannya cadangan minyak di Telaga Said Sumatra Utara oleh A.J. Zijker (seorang pengusaha perkebunan berkebangsaan Belanda) maka timbulah gagasan untuk menambang Minyak dan Gas Bumi di Hindia Belanda (Indonesia).

Untuk mengatur dan mewujudkan gagasan tersebut, maka pada tahun 1899 Pemerintah Hindia Belanda mengeluarkan undang-undang yang disebut "*IndiSchedulee Minj Wet*" dan dicatat dalam Staatsblad Nomor 214 Tahun 1899.

Dalam undang-undang tersebut perusahaan dan penambangan diatur menurut wilayah konsesi penambangan. Pola kerjasama dalam undang-undang tersebut didasarkan pada pengakuan hak individu secara menonjol.

Sampai dengan tahun 1941 pembagian wilayah konsesi penambangan di Indonesia adalah sebagai berikut:

- 1) Wilayah konsesi untuk BataafSchedulee Petroleum MaatScheduleapplj (BPM dan Caltex terletak di daerah Sumatera bagian tengah dan utara.
- 2) Wilayah konsesi untuk NederlanSchedule IndiSchedulee Ardolie MU (NIAM) terletak di daerah Jambi
- 3) Wilayah konsesi untuk Standard Vacuum Petroleum Maatshappij (SVPM) dan BPM tereletak di Sumatera Bagian Selatan
- 4) Wilayah konsesi untuk BPM tereletak di daerah Jawa Timur dan Cepu.
- 5) Wilayah konsesi untuk NIAM terletak di daerah Kalimantan Timur
- 6) Wilayah Konsesi untuk Nederland Niew Guince Petroleum MaatScheduleappij (NNGPM) terletak di daerah Irian Jaya

Selama pendudukan Jepang (tahun 1941 - 1945), kegiatan perusahaan minyak dan gas bumi oleh perusahaan-perusahaan di atas terhenti, karena semua ladang-ladang minyak diambil alih oleh tentera Pendudukan Jepang.

Setelah Indonesia Merdeka maka pemerintah Indonesia mengambil alih penguasaan minyak dan gas bumi dengan membentuk tiga badan pengelola yaitu:

- 1) Perusahaan Tambang Minyak Nasional Republik Indonesia (PTMNRI) untuk wilayah Sumatera Utara
- 2) Perusahaan Minyak Republik Indonesia (PERMIRI) untuk wilayah Sumatera Selatan.
- 3) Perusahaan Tambang Minyak Nasional (PTMN) untuk wilayah Jawa Timur.

Dengan berdirinya Republik Indonesia Serikat pada tanggal 19 Desember 1949, maka terjadi pula perubahan wilayah konsesi penambangan di Indonesia yaitu. PTMNI untuk wilayah Sumatera Utara, Caltex untuk wilayah Riau Daratan, BPM & Stanvac untuk wilayah Sumatera Selatan, BPM & PTMN untuk wilayah Jawa Timur.

Pengaturan perusahaan minyak dan gas bumi di Indonesia sebenarnya telah diatur pada Pasal 33 ayat (2) dan (3) UUD 1945. Namun karena pada saat itu belum adanya pengaturan yang pasti maka penguasaan wilayah konsesi masih diberlakukan sampai keluarnya PP No. 19 pengganti undang-undang tentang Perusahaan Negara.

Selanjutnya dikeluarkan Undang-Undang Nomor 4 tahun 1960 tentang Pertambangan Minyak dan Gas Bumi yang mengatur antara lain:

- Pasal (1) bahan galian minyak dan gas bumi merupakan kekayaan nasional yang harus dikuasai Negara.
- Pasal (2) pengusahaannya hanya oleh Negara yang dilaksanakan oleh Perusahaan Negara.
- Pasal (3) kontraktor hanyalah pihak yang bekerja untuk membantu Perusahaan Negara dan menerima imbalan untuk hasil kerja tersebut.

Dengan lahirnya Undang-undang No. 4 Tahun 1960 ini otomatis *IndiSchedulee Minj Wet* tidak berlaku lagi.

## **2. Sesudah Tahun 1971.**

Pada tahun 1971 lahirlah Undang-undang Nomor 8 yang memberikan bentuk khusus pada PN PERTAMINA. Di sini dimulai era baru pengelolaan perminyakan dan gas bumi yang dikenal dengan bentuk kerja sama baru atau *New Deal*.

Adapun bentuk kerjasama tersebut antara lain adalah:

- 1) Kontrak Karya, dalam kontrak ini pembagian didasarkan pada keuntungan, sedangkan manajemen dan kepemilikan assets berada di tangan kontraktor.
- 2) Kontrak Bagi Hasil, Manajemen dan pemilikan asset berada di tangan PERTAMINA, yang dibagi adalah produksi setelah dikurangi biaya operasi.
- 3) Kontrak lainnya, seperti Kontrak Unitisasi, Kontrak bantuan Teknis, Perjanjian Operasi Bersama, Kontrak Secondary Recovery dan Perjanjian Pinjaman.

## **3. Era Reformasi.**

Liberalisasi Pengelolaan Migas merupakan kebijakan pemerintah dalam industri MIGAS, dengan mengubah aturan hukum secara radikal, yakni dengan mengajukan UU Migas ke DPR yang sekaligus mencabut UU No 44 Tahun 1960 mengenai Pertambangan Migas dan UU No.8/1971 mengenai BP MIGAS. Dengan tujuan pemanfaatan sumber daya alam migas untuk kesejahteraan masyarakat Indonesia.

Sejatinya aturan hukum dan manajemen sumber daya migas suatu negara selalu diarahkan untuk meningkatkan (atau sejauh mungkin mempertahankan) tingkat produksi dari lapangan yang sudah ada dengan menerapkan berbagai macam teknologi produksi yang tersedia sambil terus mengupayakan pencarian cadangan baru melalui kegiatan eksplorasi. Di Indonesia perkembangan aturan hukum dan manajemen sumber daya migas tidak tepat, tidak konsisten dan tidak kondusif bagi berlangsungnya

kegiatan usaha eksplorasi yang risikonya sangat tinggi, maka janganakan untuk meningkatkan produksi untuk bertahan saja sudah susah. Perubahan aturan hukum di bidang Migas ternyata telah memberikan dampak negatif bagi investor baik dalam rangka meningkatkan produksi maupun mencari cadangan baru. Eksplorasi sektor migas terhambat, produksi merosot dan industri perminyakan nasional terfragmentasi sehingga gagal mencapai skala usaha ekonomis.

Diundangkannya Undang-Undang No. 22 Tahun 2001, konsekuensinya adalah hilangnya hak monopoli yang selama ini diberikan kepada BP MIGAS. Dengan hilangnya hak monopoli, maka di Indonesia, perusahaan minyak asing akan bebas beroperasi. (Martiono Hadianto; Heru Subiyantoro 2004:605).

Pemberlakuan Undang-undang tentang Migas Tahun 2001 dimaksud agar kinerja perusahaan pemerintah ini, ke depan lebih baik. Tetapi yang terjadi justru sebaliknya. Sebagai bukti, Undang-undang Migas tersebut telah dengan sengaja memberi fasilitas kepada pemain internasional untuk melakukan eksplorasi dan eksploitasi minyak dan gas di dalam negeri. Mengacu pada logika pasar, tak ada yang salah dengan kebijakan tersebut. Namun dalam hukum persaingan terbuka juga dituntut terciptanya persaingan sehat. (Martiono Hadianto; Heru Subiyantoro 2004:606).

Pasar bebas yang selama ini diagung-agungkan, dan akan membawa kesejahteraan bagi rakyat ternyata berujung pada perlawanan dan protes dalam berbagai bentuk. Berangkat dari hal tersebut, perlu dipikirkan secara lebih mendalam peran negara dalam kegiatan ekonomi. Bagaimanapun juga, negara merupakan perwujudan kolektifitas politik hasil kesepakatan bersama. Modal ini harusnya dimanfaatkan, agar negara dapat menjalankan fungsinya, terutama dalam meningkatkan kesejahteraan rakyat. (Martiono Hadianto; Heru Subiyantoro 2004:620).

Tujuan utama dari liberalisasi pengelolaan migas ini adalah untuk mensejahterakan masyarakat Indonesia melalui pemasukan investasi dari luar negeri, tapi satu hal yang dilupakan bahwa sumber daya alam migas adalah sumber daya alam yang tidak dapat diperbaharui. Sehingga tujuan liberalisasi dalam pengelolaan migas akan tidak tercapai karena keterbatasan kita dalam sumber daya sehingga kontrol terhadap pemain asing yang masuk dalam bisnis eksplorasi dan eksploitasi tidak dapat dilakukan.

Saat ini ada indikasi pemain asing dalam kegiatan eksplorasi migas, dimana perusahaan ini cenderung membawa tenaga kerja unskill dari negara asal mereka, pada masa lalu (Undang-undang Nomor 8 Tahun 1971) tidak akan terjadi. Akibatnya; tingkat pengangguran di Indonesia akan tinggi, karena investasi yang masuk tidak akan menyerap tenaga kerja, karena tenaga kerja dibawa serta oleh investor dari negara dimana investor berasal.

Ditengah krisis ekonomi di tahun 2001 pembahasan Rencana Undang-Undang Migas yang diajukan pemerintah ke DPR RI, menimbulkan kekhawatiran akan naiknya harga bahan bakar minyak di dalam negeri. Rencana Undang-Undang Migas ini yang diajukan pemerintah tersebut bernuansa meliberalkan aspek-aspek yang berkaitan dengan pengolahan, pendistribusian dan pemasaran Bahan Bakar Minyak di tanah air. Padahal dalam ketentuan yang berlaku sekarang ini khususnya untuk pemasaran BBM, menjadi monopoli pemerintah lewat agen negara BPMIGAS.

Jika melihat perjalanan Rencana Undang-Undang di DPR selama ini, agaknya Rencana Undang-Undang Migas tersebut secara substansif disetujui oleh DPR, walaupun mengalami revisi disana sini. IMF yang sekarang ini banyak intervensi dalam kebijakan ekonomi kita, diduga akan sangat setuju dengan nafas Rencana Undang-Undang ini. Sebab filosofi yang dipegang oleh IMF dan lembaga ekonomi global lainnya adalah persingan bebas atau mekanisme pasar. Dan filosofi demikian sangat terwadahi dalam Rencana Undang-Undang yang akan membiarkan pelaku ekonomi di sektor Migas tumbuh dan bersaing satu dengan yang lainnya termasuk dengan perusahaan BUMN. (Edy Suandi Hamid 2000:149).

Melalui Undang-Undang Nomor 22 Tahun 2001 tentang Minyak dan Gas Bumi, pemerintah bermaksud membangun sektor minyak dan gas bumi yang lebih modern, efisien, berdaya saing tinggi, dan mampu menggairahkan investor. Harapan ini dapat diwujudkan apabila sektor minyak dan gas bumi ditangani oleh tenaga Indonesia yang profesional, jujur, berdedikasi, dan bertanggung jawab sehingga sektor minyak dan gas bumi Indonesia mampu bersaing karena telah meningkatkan efisiensi dan produktivitas kerjanya.

Seiring dengan diterapkannya asas otonomi daerah melalui Undang-undang Nomor 22 Tahun 1999 tentang Pemerintah Daerah dan Undang-undang Nomor 25 Tahun 1999 tentang Perimbangan Keuangan antara Pemerintah Pusat dan Daerah, maka Undang-undang Nomor 22 Tahun 2001 tentang Minyak dan Gas Bumi diharapkan aspiratif terhadap daerah (Widjajono Partowidagdo 2002;153).

Regulasi migas mempunyai potensi untuk menimbulkan ketidakadilan persaingan usaha di bidang migas. Perlu disadari bahwa kondisi negara berkembang dan negara maju adalah berbeda. Kontrak karya yang tidak menimbulkan ketidakadilan di negara maju dapat menimbulkan ketidakadilan negara berkembang. Penghilangan monopoli dari BUMN pada sektor hilir migas tanpa disertai dengan peraturan yang mendukung dan peningkatan kemampuan nasional akan menimbulkan monopoli perusahaan asing pada sektor tersebut. Masalah transportasi, peraturan dan pelaksanaannya, kemampuan sumber daya manusia serta infrastruktur pendukungnya juga

dapat menimbulkan ketidakadilan persaingan usaha migas. Krang kuatnya minat dan usaha untuk mandiri akan membuat ketergantungan yang berkelanjutan kepada bangsa lain (Widjajono Partowidagdo 2002;155).

Berdasarkan Peraturan Pemerintah Republik Indonesia Nomor 42 tahun 2002 tentang Badan Pelaksana Kegiatan Hulu Minyak dan Gas Bumi, yang menjadi pengelola kegiatan hulu adalah Badan Pelaksana Minyak dan Gas Bumi yang disingkat dengan BPMIGAS

Adapun wewenang dari Badan Pelaksana MIGAS (BPMIGAS) yang diamanatkan melalui Undang-Undang No 22/2001 antara lain adalah:

- ➔ Menetapkan kebijakan dan pengambilan keputusan/tindakan oleh BPMIGAS dalam menjalankan wewenangnya sendiri:
  - Menjalankan manajemen operasi Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi dalam setiap KKS (Kontrak Kerja Sama), termasuk menandatangani KKS (Kontrak Kerja Sama), memberikan persetujuan untuk: perpanjangan masa eksplorasi, POD (selain POD pertama), WP&B dan AFE, penggunaan, pengelolaan SDM dan penempatan alokasi dana paska operasi dan melakukan audit keuangan kontraktor.
  - Mengelola aset Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi yang menjadi milik Negara, termasuk memberikan persetujuan; pengalihan barang surplus ke kontraktor lain dan pemanfaatan kelebihan kapasitas oleh pihak lain.
  - Menunjuk penjual minyak/gas bumi bagian negara, termasuk menyetujui ketentuan-ketentuan perjanjian jual-beli dan pengawasan pelaksanaannya.
  - Mengatur lebih lanjut ruang lingkup pelaksanaan pengawasan oleh BPMIGAS.
  - Melakukan penata-usahaan kekayaan negara yang dipisahkan untuk kegiatan BPMIGAS, menyusun RAPB Tahunan BPMIGAS serta mengelola dana pembiayaan kegiatan dan dana cadangan.
- ➔ Memberikan pertimbangan/rekomendasi atau asistensi oleh BPMIGAS kepada instansi lain yang berwenang.
  - Memberikan pertimbangan/usulan kepada Menteri ESDM dalam hal: penawaran WK (Wilayah Kerja) dan, ketentuan-ketentuan KKS (Kontrak Kerja Sama) yang digunakan, penetapan BU/BUT sebagai kontraktor, persetujuan POD pertama, perusahaan bagian dari WK (Wilayah Kerja) yang tidak digunakan oleh kontraktor, penunjukan operator unitisasi, perubahan *firm commitment*, pembukaan data,

- pengalihan *participating interest*, amandemen KKS (Kontrak Kerja Sama) dan pengakhiran/perpanjangan KKS (Kontrak Kerja Sama).
- Memberikan pertimbangan/usulan kepada Menteri Keuangan tentang pemanfaatan/penghapusan barang surplus yang tidak digunakan lagi dalam Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi
  - Memberikan pertimbangan/usulan kepada Menteri ESDM berkaitan dengan pemanfaatan gas bumi.
- ☞ Pemberian laporan oleh BPMIGAS kepada lembaga atau instansi lain.
- Memberikan laporan dan salinan KKS (Kontrak Kerja Sama) yang telah ditanda tangani kepada DPR.
  - Membrikan laporan pelaksanaan tugas dan laporan keuangan kepada Presiden
  - Menyampaikan laporan periodik kepada Menteri ESDM, termasuk mengenai realisasi WP&B, perkiraan dan realisasi produksi serta penerimaan negara.

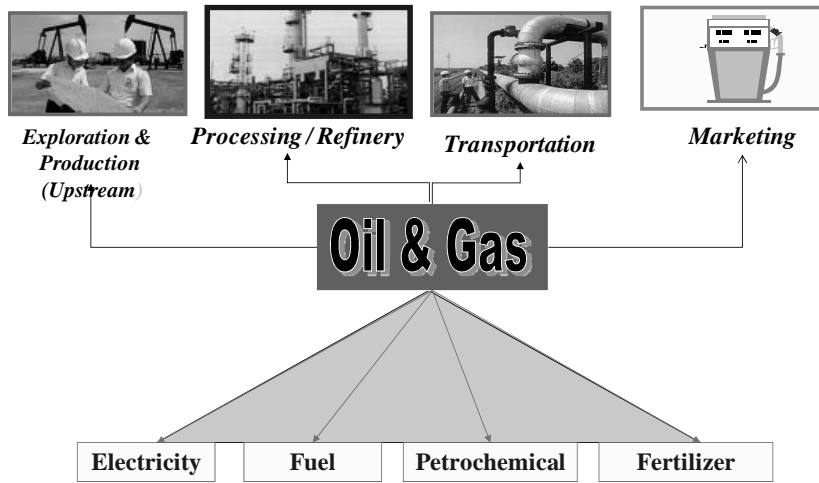
Wewenang yang diberikan oleh pemerintah ke BPMIGAS melalui Undang-Undang No 22 Tahun 2001 itu antara lain adalah:

- ☞ Pemerintah sebagai pemegang Kuasa Pertambangan membentuk BPMIGAS untuk melakukan pengendalian Kegiatan Usaha Hulu.
- ☞ Untuk melakukan Kegiatan Usaha Hulu, Badan Usaha atau Badan Usaha Tetap (sebagaimana didefinisikan dalam UU 22/2001) wajib mengadakan KKS (Kontrak Kerja Sama) dengan BPMIGAS.
- ☞ Pengendalian Kegiatan Usaha Hulu oleh BPMIGAS dilakukan lewat manajemen operasi KKS (Kontrak Kerja Sama) yang dipegang oleh BPMIGAS.
- ☞ Kegiatan yang dikendalikan oleh BPMIGAS adalah kegiatan eksplorasi dan eksploitasai sebagaimana didefinisikan dalam UU 22/2001 dan aktivitas-aktivitas (pengolahan lapangan, pengangkutan, penyimpanan dan penjualan hasil produksi) yang merupakan kelanjutan kegiatan-kegiatan eksplorasi dan eksploitasi tersebut seperti diatur dalam pasal 26 undang-Undang No 22 tahun 2001.

### C. DILEMA DALAM AKUNTANSI PERMINYAKAN.

Secara garis besar ada empat aktivitas utama dalam Industri migas ini yaitu yang pertama aktivitas eksploitasi dan produksi yang dikenal dengan aktivitas hulu, kedua aktivitas *processing/refinery* atau penyulingan yang disebut juga dengan aktivitas hilir migas, ketiga aktivitas transportasi dan keempat aktivitas marketing, sebagaimana terlihat pada Gambar 1.1. berikut:





**Gambar 1.1.** Overview Aktivitas Industri Migas

Aktivitas *eksplorasi* dan *produksi*, merupakan aktivitas mencari atau menidentifikasi keberadaan dari minyak mentah di dalam bumi.

Aktivitas ini meliputi aktivitas; *acquisition*, *eksplorasi*, *development* dan *produksi*. Ketika menjalankan keempat aktivitas ini timbul dan berkembang berbagai macam asumsi dalam hal pencatatan akuntansinya, asumsi ini akhirnya menjadi suatu dilema akuntansi dalam industri minyak dan gas ini.

Adapun dilema atau keadaan yang sering muncul disini antara lain adalah Brock R Horace (1996;8):

- Ketika mencatat biaya untuk *preliminary exploration* apakah akan dicatat sebagai *asset* atau *expenses* ketika tidak ada hak atau perjanjian yang mengikat.
- Ketika hasil dari *exploratory wells*, mengidentifikasi-kan kandungan yang rendah apakah well ini dapat dikategorikan sebagai *asset* atau *expense*. Apakah *cost of dry hole* dikapitalisasi sebagai biaya penemuan cadangan oil & gas?
- Berfluktuasinya harga minyak setiap waktu. Bagaimana menampilkan dampak fluktuasi harga minyak tersebut dalam *financial statement*.
- Apabila produksi mengalami penurunan dari waktu ke waktu dan usia produktif dari masing-masing peralatan yang berbeda, bagaimana dilakukan kapitalisasi sehingga dapat diambil amortisasi dan depresiasi?
- Apakah biaya *Plug & Abandoned (P&A)* dapat dimasukkan sebagai biaya operasi atau di estimasi untuk P&A berikutnya melalui amortisasi dengan dasar estimasi umur produktif sumur?

- Apabila perusahaan merupakan perusahaan *join venture* atau mempunyai kepemilikan lahan secara bersama, apakah bisa diperhitungkan kerugian dan keuntungan atas penjualan?

Kondisi seperti ini merupakan suatu delama yang harus diselesaikan secara tepat dan lugas dalam industri hulu migas ini, agar iklim investasi tidak terganggu.

Inilah yang mendorong diperlukannya suatu akuntansi perminyakan untuk menjaga dan mengontrol akan kebutuhan keuangan mengingat industry ini adalah industri yang padat modal, teknologi dan keahlian yang mampuni dari masing-masing pihak yang terlibat dalam usaha industri hulu migas ini.

Di Indonesia akuntansi perminyakan ini di atur pada PSAK NO. 29, dimana isi dan makna tidaklah pas dengan kondisi dunia perminyakan saat ini, dan ini merupakan delama tersendiri bagi perminyakan di Indonesia.

#### D. AKUNTANSI MINYAK DAN GAS.

Dari beberapa hasil diskusi dan pembahasan berdasarkan *textbook*, yang berhubungan dengan industry minyak dan gas bumi pada tahap eksploitasi dan produksi atau *upstream industry* (industry hulu migas), terdapat empat elemen atau penggolongan dalam pencatatan akuntansi yang meliputi:

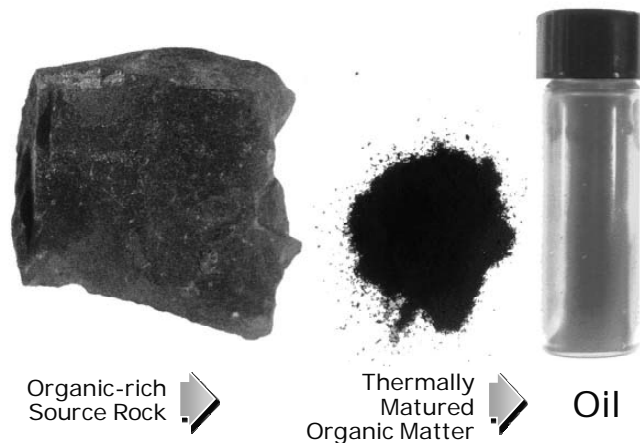
- 1) *Acquisition costs* atau biaya untuk mendapatkan suatu wilayah kerja pertambangan, yang terdiri atas biaya untuk mendapatkan hak melakukan pengidentifikasi (*explore*) pengeboran (*drill*) dan memproduksi minyak dan gas alam.
- 2) *Exploration costs* atau biaya eksplorasi yang terdiri dari *exploring property*. Aktivitas eksplorasi ini merupakan aktivitas mengidentifikasi dan menguji apakah disuatu wilayah kerja pertambangan dimungkinkan adanya cadangan minyak dan gas alam termasuk kedalamnya adalah biaya-biaya sumur eksplorasi.
- 3) *Development costs* atau biaya pengembangan sumur eksplorasi yang meliputi biaya biaya yang timbul dalam rangka mendapatkan cadangan terbukti untuk dapat di produksi. Biaya-biaya yang timbul dalam tahapan ini antara lain biaya pembuata fasilitas untuk kegiatan *extracting, treating and storing* dari minyak dan gas.
- 4) *Productin costs* meliputi biaya-biaya pengangkatan minyak dan gas dari dalam bumi ke atas permukaan dan fasilitas pengumpulan, pemisahan dan penyimpanan dari minyak dan gas bumi tersbut.

Dari uraian di atas dapat dilihat bahwa ada 4 kegiatan utama dalam eksploitasi dan produksi minyak dan gas bumi, aktivitas tersebut bertujuan untuk mendapatkan cadangan minyak yang terbukti dengan atau mempunyai nilai ekonomis yang menguntungkan bagi investasi.

Dari sini munculnya mengapa pentingnya suatu pencatatan akuntansi dalam industri minyak dan gas bumi.

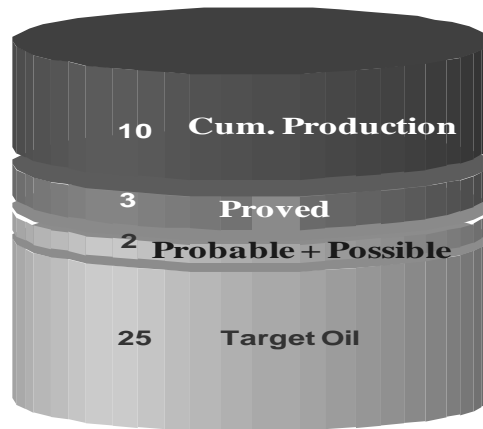
### □ Terminologi

Perminyakan atau minyak mentah dan lebih populer disebut dengan *crude oil* dan *natural gas*. Semuanya terbentuk dari campuran *hydrocarbons* yang terdiri molekul-molekul yang berbeda bentuk dan ukurannya yang satu sama lainnya saling berhubungan dan terperangkap dalam bebatuan, dalam jangka waktu yang lama (ribuan tahun). Contoh bebatuan yang mempunyai perangkap tersebut contohnya pada Gambar 1.3.



**Gambar 1.2.** Bebatuan Yang Mengandung Minyak

Minyak dan gas dapat ditemukan dan di produksi setelah melalui proses pengeboran sumur eksplorasi yang dilanjutkan dengan pengembangan sumur eksplorasi tersebut. Dari sini baru dapat diketahui apakah suatu sumur dikatakan ekonomis atau tidak, secara teknis kandungan minyak yang ada dalam bumi dapat digolongkan sebagai atas *proved*, *probable* atau *possible* ini dilakukan berdasarkan estimasi volume yang secara ekonomi dapat diproduksi.



OOIP  
= 40 BBO

**Gambar 1.3.** Klasifikasi Minyak Bumi Berdasarkan Volume

Dari gambar di atas apabila diketahui OOIP 40 BBO artinya minyak yang terkandung terdiri atas:

- 1) Proved Reserve: Reasonable certainty (90%) to be recoverable from known reservoir under existing economic and operating condition  
 Proved Develop: existing well, equipment & operating method.  
 Proved Undevelop: new well from undrilled area or from existing well with additional expenditure for recompletion.
- 2) Probable Reserve: More likely (50%) to be recoverable with a new enhanced recovery project and economic condition.
- 3) Possible Reserve: Less likely (10%) to be recoverable.



## PRODUCTION SHARING CONTRACT

**I**ndustri minyak dan gas bumi memerlukan dana besar dan teknologi tinggi yang canggih, di samping membutuhkan dana yang besar serta teknologi yang canggih industri migas memiliki tingkat risiko yang tinggi. Tiga hal tersebut merupakan ciri khas industri perminyakan. Oleh sebab itu dalam PSC dinyatakan tegas-tegas bahwa perusahaan minyak harus mampu menyediakan dana untuk operasinya dan bantuan teknik untuk operasi perminyakan. Di samping itu perusahaan minyak diwajibkan untuk menanggung risiko dari semua biaya-biaya operasi yang dikeluarkan, apabila operasi berhasil menemukan cadangan secara ekonomis maka dana tersebut dikembalikan melalui hasil produksi sesuai dengan ketentuan kontrak.

Tingkat risiko tinggi berarti kemungkinan gagal dalam menemukan cadangan migas juga besar. Agar biaya kegagalan dapat diperhitungkan sebagai pengurangan kewajiban pajak, maka dalam kontrak diatur pengakuan biaya atas kegagalan tersebut. Dalam ketentuan perpajakan di Amerika, agar seluruh biaya kegagalan dapat diakui sebagai unsur pengurang perhitungan pajak harus ada penegasan secara legal (bahwa perusahaan minyak tersebut mempunyai kepentingan ekonomi atau *economic interest* atas penemuan deposit) yang dicantumkan didalam kontrak.

Yang dimaksud dengan kepentingan ekonomi disini adalah dimana pada keadaan suatu usaha operasi perminyakan tidak berhasil menemukan cadangan migas komersial, maka semua pengeluaran yang telah dilakukan kontraktor tidak dikenakan pajak.

Aturan ini dibuat untuk melindungi kepentingan kontraktor yang berasal dari Amerika Serikat, karena dalam sistem perpajakan mereka apabila suatu perusahaan yang disebut mempunyai kepentingan ekonomi pada suatu wilayah pertambangan maka semua biaya yang dikeluarkan selama kegiatan eksplorasi dapat diperhitungkan sebagai biaya yang pada akhirnya akan mengurangi perhitungan pajak rampung.

## A. SEJARAH PERKEMBANGAN PERJANJIAN KONTRAK BAGI HASIL.

Realita hidup dan kehidupan manusia tidak terlepas dari alam dan lingkungannya, karena hal tersebut merupakan hubungan mutualisme dalam tatanan keseimbangan alam dan kehidupannya (*Balancing Ecosystem*). Sumber daya alam terbagi dua, yaitu sumber daya alam yang tidak dapat diperbaharui (*unrenewable*) dan yang dapat diperbaharui (*renewable*). Salah satu sumber daya alam yang tidak dapat diperbaharui adalah minyak dan gas bumi. Minyak dan gas bumi (migas) adalah komoditi tulang punggung ekonomi Indonesia hingga kini.

Minyak dan gas bumi termasuk kekayaan alam terpenting dalam dunia modern, maka setiap negara yang memiliki sumber daya migas berusaha mendapat manfaat dari eksploitasi migas dengan antara lain menghubungkan konsep hak menguasai dari negara atas kekayaan alam dengan kegiatan ekonomi. Peraturan dalam perundang-undangan migas dibanyak negara memisahkan kepemilikan sumber daya alam dari kepemilikan atas tanah dalam bumi pada negara, begitu juga Indonesia yang mewarisi *Indische Mijnwet* dari pemerintah Hindia Belanda. Setelah proklamasi kemerdekaan, hak menguasai dari negara atas kekayaan alam dipertegas dalam Pasal 33 ayat (3) Undang-Undang Dasar 1945.

Dalam Undang-Undang Dasar 1945 Pasal 33 ayat (3) diatur bahwa “ bumi dan air dan kekayaan yang terkandung di dalamnya dikuasai oleh negara dan dipergunakan untuk sebesar-besarnya kemakmuran rakyat ”, sesuai pasal ini maka sebagai salah satu sumber daya mineral yang tak terbaharui (*unrenewable*) minyak dan gas bumi menempati posisi yang penting dalam pembangunan negara dan kesejahteraan rakyat, oleh karena itu pemerintah sebagai pemegang kuasa per-tambangan menentukan kebijakan dan melakukan pengusahaan pertambangan terhadap minyak dan gas bumi untuk mencapai tujuan yang termaktub dalam Pasal 33 ayat (3) Undang-Undang Dasar 1945.

Pada era 1970-1980 Indonesia dihidupi sebagian besar dari kontribusi sektor migas, karena pada saat itu hasil pendapatan dari sektor non migas masih sangat kecil. Minyak dan gas bumi mempunyai kedudukan yang sangat penting, maka pengolahan dan pemanfaatannya dikuasai oleh negara dan harus dilakukan sebaik mungkin untuk menjamin kesejahteraan rakyat. Sesuai dengan Undang-Undang Nomor 22 Tahun 2001 tentang Minyak dan Gas Bumi dan Peraturan Pemerintah Nomor 35 Tahun 2004 tentang Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas, maka pemerintah memiliki kuasa dalam menyelenggarakan kegiatan pengusahaan dan gas bumi. (Maizar Rahman, 1998;4).

Kontrak di bidang minyak dan gas bumi telah dimulai sejak zaman Hindia Belanda sampai dengan saat ini. Peraturan Perundang-undangan

yang mengatur tentang minyak dan gas bumi pada zaman Hindia Belanda adalah *Indische Mijn Wet* (IMW). Undang-undang ini diundangkan pada tahun 1899. Sejak diundangkan *Indische Mijn Wet* (IMW), Pemerintah Hindia Belanda menyatakan penguasaan mereka atas mineral dan logam di Indonesia. Perbaikan kebijakan dilakukan antara lain pada tahun 1910 dan 1918. Pada tahun 1906 telah ditetapkan *Mijnordonantie* (Ordonansi Pertambangan). Pada tahun 1910 Pemerintah Hindia Belanda menambahkan beberapa Pasal pada *Indische Mijn Wet* yang menyatakan bahwa: (Salim, HS, 2004: 308).

1. Pemerintah Hindia Belanda mempunyai kewenangan untuk melakukan penyelidikan dan eksploitasi.
2. Penyelidikan dan Eksploitasi itu dapat dilakukan sendiri dan mengadakan kontrak dengan perusahaan minyak dalam bentuk kontrak 5AE untuk eksplorasi dan 5AEE untuk eksplorasi dan eksploitasi atau lazim disebut dengan sistem konsesi.

Sistem konsesi merupakan suatu sistem dimana di dalam pengelolaan minyak dan gas bumi, kepada perusahaan pertambangan tidak hanya diberikan kuasa pertambangan, tetapi diberikan hak menguasai atas tanah. Pada zaman pemerintahan Hindia Belanda, pertambangan minyak dan gas bumi masih dikuasai perusahaan minyak asing, diantaranya tiga besar, yaitu BPM, Stanvac, dan Caltex. Semua modal yang dimiliki oleh perusahaan tersebut berasal dari modal asing. Sementara itu, Pemerintah Indonesia tidak memiliki saham pada ketiga perusahaan itu. Pemerintah Indonesia hanya memiliki separuh sahamnya pada PT Niam. Ketiga perusahaan asing itu melanjutkan operasinya berdasarkan hak konsesi dalam bentuk Kontrak 5A. (Mochtar Kusumaatmadja.dkk, 2002: 8).

Peraturan pertama yang menjadi dasar hukum pelaksanaan pertambangan minyak dan gas bumi pada zaman kemerdekaan adalah Peraturan Pemerintah Pengganti Undang-Undang Nomor 44 Tahun 1960 tentang Pertambangan Minyak dan Gas Bumi, yang ditetapkan pada 26 Oktober 1960. Setelah mendapat persetujuan DPR-GR pada tahun 1961, Peraturan Pemerintah Pengganti Undang-Undang ini disahkan menjadi Undang-Undang Nomor 44 Prp Tahun 1960 tentang Pertambangan Minyak dan Gas Bumi. Pokok pikiran yang mendasari Undang-Undang Pertambangan Minyak dan Gas Bumi ialah "Kekuasaan negara untuk mengusahakan pertambangan minyak dan gas bumi diselenggarakan oleh pemerintah dengan maksud agar prinsip pemanfaatan kekayaan alam tersebut untuk sebesar-besarnya kemakmuran rakyat dapat terlaksana dengan baik".

Tidak ada lagi pihak lain yang dapat memperoleh hak pertambangan minyak dan gas bumi selain perusahaan milik negara pemegang kuasa



pertambangan, dan kuasa pertambangan tidak meliputi hak atas tanah. Hak-hak dari perusahaan minyak asing bekas pemegang hak konsesi atau Kontrak 5A adalah: (Mochtar Kusumaatmadja.dkk, 2002: 8)

1. Dapat meneruskan operasinya sampai berakhirnya tenggang waktu peralihan yang akan ditetapkan Pemerintah;
2. Diberikan prioritas untuk mengalihkan operasinya menjadi kontraktor perusahaan negara dalam bentuk perjanjian karya.

Sistem yang digunakan dalam pengelolaan pertambangan minyak dan gas bumi berdasarkan Undang-Undang Nomor 44 Prp Tahun 1960 tentang Pertambangan Minyak dan Gas Bumi adalah bentuk perjanjian karya. Perjanjian karya adalah suatu kerja sama antara Perusahaan Negara Minyak dan Gas Bumi (PERTAMINA) dan perusahaan swasta pemegang konsesi dalam rangka eksplorasi dan eksploitasi minyak dan gas bumi.

Usaha pertama yang segera dilaksanakan pemerintah adalah merundingkan pengalihan operasi perusahaan minyak asing yang ada ke dalam bentuk perjanjian karya. Pada awalnya terdapat kesulitan dalam perundingan dengan para pemegang konsesi perminyakan, namun akhirnya dapat dicapai kesepakatan dalam bentuk *Tokyo Heads of Agreement* yang ditandatangani pada tanggal 1 Juni 1963. Persetujuan ini mengawali penandatanganan perjanjian karya antara pemerintah atau perusahaan negara dengan perusahaan-perusahaan minyak asing. Dalam *Tokyo Heads of Agreement* antara lain disetujui hal-hal sebagai berikut: (Salim, HS, 2004: 310-311)

- 1) Pembagian keuntungan antara pemerintah atau perusahaan negara dan perusahaan minyak asing adalah 60%: 40%. Dalam bagian pemerintah atau perusahaan negara sudah termasuk pajak-pajak yang harus dibayar oleh perusahaan minyak sesuai peraturan perpajakan Indonesia.
- 2) Perusahaan minyak menjadi penerimaan pemerintah sekurang-kurangnya 20% dari produksi satu tahun yang dapat diambil oleh pemerintah dalam bentuk minyak, yang kemudian disebut Minyak Mentah Inkind (*inkind crude*).
- 3) Perusahaan minyak wajib menyediakan sebagian hasil produksinya untuk memenuhi kebutuhan BBM di dalam negeri menurut perbandingan tertentu yang tidak akan melebihi 25% dari keseluruhan produksi perusahaan. Untuk perusahaan minyak ini perusahaan memperoleh penggantian biaya ditambah jasa sebesar 0.20 dolar AS (20 sen dolar AS) per barel.

Sistem perjanjian karya memang tidak langsung disetujui banyak perusahaan asing yang bekerja di Indonesia. Mereka masih menyukai prinsip-

prinsip yang diatur dalam Sistem Konsesi (Kontrak 5A). Akan tetapi, pada tahun 1962 perusahaan minyak AS, Pan American Oil Company (PANAM), bersedia bekerja sama memakai sistem perjanjian karya dengan PN Pertamina. Pada 25 September 1963 Caltex, Stanvac, Shell menandatangani Perjanjian Karya. Peristiwa ini mengakhiri operasi perminyakan berdasarkan Sistem Konsesi (Kontrak 5A) dan merupakan awal pelaksanaan sepenuhnya kebijaksanaan perminyakan nasional.

Perjanjian Karya yang dibuat oleh para pihak disahkan dengan suatu Undang-Undang. Sesuai Undang-Undang Pertambangan Minyak dan Gas, dengan persetujuan DPR-GR dikeluarkan (Rudi M. Simamora. 2000; 18):

1. Undang-Undang Nomor 13 Tahun 1963 yang mensahkan Perjanjian Karya PN Pertamina dengan Pan American Oil Company, dan
2. Undang-Undang Nomor 14 Tahun 1963 yang mensahkan Perjanjian Karya antara PN Pertamina dengan PT Caltex dan Calasiatic/Topco, PN Pertamina dengan PT Stanvac, dan PT Stanvac dan PN Permigan dengan PT Shell.

Jangka waktu Perjanjian Karya adalah tiga puluh tahun. Untuk daerah-daerah lama yang telah dikerjakan berdasarkan Konsesi (Kontrak 5A), Perjanjian Karya hanya berlaku dua puluh tahun. Hal ini berlaku untuk daerah lama PT Caltex di Riau, PT Stanvac di Sumatra Selatan dan PT Shell di Sumatra Selatan, Kalimantan Timur, Tarakan dan Surabaya. Sistem Perjanjian Karya yang diperkenalkan melalui Undang-Undang Nomor 44 Prp Tahun 1960 tentang Pertambangan Minyak dan Gas Bumi tidak berlangsung lama karena pada tahun 1964 Sistem Perjanjian Karya digantikan dengan sistem Kontrak Bagi Hasil (*Production Sharing Contract*).

Kontrak Bagi Hasil mulai dilaksanakan di Indonesia sejak tahun 1964, yang dilaksanakan berdasarkan Undang-Undang Nomor 14 Prp Tahun 1960 tentang Pertambangan Minyak dan Gas Bumi jo. Undang-Undang Nomor 8 Tahun 1971 tentang Pertamina. Timbulnya kontrak bagi hasil adalah untuk mengatasi permasalahan keterbatasan modal, teknologi dan sumber daya manusia yang dihadapi Pertamina, khususnya dalam menjalankan eksplorasi dan eksploitasi pertambangan minyak dan gas bumi.

Konsep Kontrak Bagi Hasil dimunculkan pertama kali pada tahun 1960 di Venezuela oleh Ibnu Sutowo. Pada tahun 1966, Ibnu Sutowo telah menawarkan substansi (isi) Kontrak Bagi Hasil kepada para Kontraktor asing. Isinya adalah sebagai berikut (Salim, HS, 2004: 312-314)

1. Kendali manajemen dipegang oleh perusahaan negara.
2. Kontrak akan didasarkan pada pembagian keuntungan.
3. Kontraktor akan menanggung risiko pra produksi, dan bila minyak

- ditemukan, penggantian biaya dibatasi sampai maksimum 40% per tahun dari minyak yang dihasilkan.
4. Sisa 60% dari produksi (lebih dari biaya pelunasan adalah di bawah 40% maksimum) akan dibagi dengan komposisi 65% untuk perusahaan negara, dan 35% untuk kontraktor.
  5. Hak atas semua peralatan yang dibeli kontraktor akan dipindahkan kepada perusahaan negara begitu peralatan itu masuk ke Indonesia, dan biaya akan ditutup dengan formula 40%.

Konsep Kontrak Bagi Hasil yang ditawarkan oleh Ibnu Sutowo, kemudian dituangkan dalam Pasal 12 Undang-Undang Nomor 8 Tahun 1971 tentang Perusahaan Pertambangan Minyak dan Gas Bumi. Dalam ketentuan itu ditentukan bahwa “perusahaan dapat mengadakan kerjasama dengan pihak lain dalam bentuk kontrak *Production Sharing*”.

Konsep Kontrak Bagi Hasil ternyata mendapat sambutan yang baik dari para kontraktor asing sehingga pada tahun 1966-1975 sebanyak 59 perusahaan asing yang beroperasi di Indonesia berdasarkan prinsip Kontrak Bagi Hasil. Prinsip Kontrak Bagi Hasil kini telah dikuatkan oleh Undang-Undang Nomor 22 Tahun 2001 tentang Minyak dan Gas Bumi. Dalam Undang-Undang Nomor 22 Tahun 2001 tentang Minyak dan Gas Bumi, ditentukan bahwa para pihak yang terkait dalam Kontrak Bagi Hasil adalah Badan Pelaksana dengan badan usaha atau bentuk usaha tetap, bukan lagi Pertamina. Sementara itu, status Pertamina saat ini adalah sebagai Perusahaan Perseroan (PERSERO.)

Kontrak bagi hasilnya telah mengalami beberapa generasi. Generasi kontrak bagi hasil dapat dibagi menjadi 4 (empat) generasi, yaitu (Salim, HS, 2004:318):

1. Kontrak *Production Sharing* (KPS) Generasi I (1964-1977),
2. Kontrak *Production Sharing* (KPS) Generasi II (1978-1987),
3. Kontrak *Production Sharing* (KPS) Generasi III (1988-2002) (Direktorat Jenderal Minyak dan Gas Bumi, 2000), dan,
4. Kontrak *Production Sharing* (KPS) Generasi IV (2002-Sekarang).

Masing-masing generasi mempunyai prinsip-prinsip yang berbeda antara satu dengan lainnya. Prinsip-prinsip Kontrak Bagi Hasil pada masing-masing generasi ini dilatarbelakangi oleh perkembangan kebutuhan masyarakat dan implementasi dari Peraturan Pemerintah yang dikeluarkan pada masanya.

Kegiatan usaha minyak dan gas bumi terdiri dari 4 segmen, yaitu: Brock, Horace R (1996;5)

1. Explorasi dan Produksi atau E&P oleh perusahaan minyak dan gas bumi atau disebut juga perusahaan minyak., mengeksplor di dalam tanah

- untuk menemukan minyak dan gas bumi menggunakan *drilling* dan memisahkan antara minyak, gas dan air setelah dibawa ke permukaan;
2. Proses Hidrokarbon yaitu mendapatkan minyak mentah dan gas bumi melalui proses pemisahan tumbuhan-tumbuhan dan proses *fluid* hidrokarbon untuk mendapatkan produksi yang komersil;
  3. Transportasi, Distribusi, dan *Storage* yang mana *petroleum* dipindahkan dari area produksi ke minyak mentah yang belum diproses dan gas *processing plants*. Minyak mentah diangkut dengan pipa, truk, *barge* dan tanker. Gas bumi diangkut dengan pipa.
  4. Retail dan Pemasaran, dimana dipasarkan dengan berbagai varian produk yang belum diolah, gas bumi *liquid*, dan gas bumi sampai ke konsumen.

Dalam Pasal 5 Undang-Undang Nomor 22 Tahun 2001 tentang Minyak dan Gas Bumi juga menyebutkan bahwa “Kegiatan usaha minyak dan gas bumi terdiri atas:

- 1) Kegiatan Usaha Hulu yang mencakup:
  - a) Eksplorasi;
  - b) Eksploitasi;
- 2) Kegiatan Usaha Hilir yang mencakup:
  - a) Pengolahan;
  - b) Pengangkutan;
  - c) Penyimpanan;
  - d) Niaga.”

Kegiatan Usaha Hulu memakai rezim kontrak sedangkan kegiatan usaha hilir menggunakan rezim perizinan. Kegiatan usaha hulu dilaksanakan dan dikendalikan melalui Kontrak Kerja Sama yang merupakan kontrak bagi hasil atau bentuk kontrak kerja sama lain dalam kegiatan eksplorasi dan eksploitasi yang lebih menguntungkan negara dan hasilnya dipergunakan untuk sebesar-besarnya kemakmuran rakyat.

Lembaga yang berwenang untuk melakukan pengendalian kegiatan usaha hulu adalah badan pelaksana, sedangkan yang melakukan pengaturan dan pengawasan terhadap penyediaan dan pendistribusian bahan bakar minyak dan gas bumi pada kegiatan usaha hilir adalah badan pengatur. Ketentuan hukum yang mengatur tentang Badan Pelaksana adalah Pasal 1 angka 23, Pasal 44 sampai dengan Pasal 45 Undang-Undang Nomor 22 Tahun 2001 tentang Minyak dan Gas Bumi. Kedudukan badan pelaksana merupakan badan hukum milik negara. Badan hukum negara mempunyai status sebagai subjek hukum perdata dan merupakan institusi yang tidak mencari keuntungan serta dikelola profesional.

Chevron Pacific Indonesia (CPI) adalah salah satu perusahaan multinasional penghasil minyak dan kontraktor terbesar di Indonesia. Chevron Pacific Indonesia (CPI) adalah anak perusahaan dari Chevron Corporation yang bertugas mengeksplorasi minyak yang ada di Riau. Sebelum diambil alih oleh Chevron, perusahaan ini bernama Caltex Pacific Indonesia. Chevron Pacific Indonesia menghasilkan hampir 55% dari total produksi minyak dan gas bumi Indonesia. CPI memiliki sumber *crude oil*<sup>1</sup> terbesar di Duri dan Minas, dimana merupakan bagian dari sumber utama acuan minyak di dunia. CPI memiliki wilayah operasi utama di Provinsi Riau (Sumatra) dengan 4 wilayah inti yaitu Rumbai (Administratif), Minas dan Duri (Eksplorasi), serta Dumai (Pengapalan). Pada Sentral Sumatra Chevron Pacific Indonesia menguasai areal Duri dan Minas dengan mendapatkan 4 *Production Sharing Contract* yaitu Rokan, Siak, MFK, dan Kisaran. *Production Sharing Contract* atau Kontrak Bagi Hasil dilakukan antara Chevron Pacific Indonesia dan Badan Pelaksana Pengendalian dan Pengawasan Kegiatan Hulu Minyak dan Gas Bumi (BP MIGAS).

Perjanjian adalah suatu “Peristiwa dimana seseorang berjanji kepada orang lain atau dimana dua orang itu saling berjanji untuk melaksanakan suatu hal” (Subekti 1990;3). Melalui perjanjian terciptalah perikatan atau hubungan hukum yang menimbulkan hak dan kewajiban pada masing-masing pihak yang membuat perjanjian. Dalam hal ini, fungsi perjanjian sama dengan perundang-undangan, tetapi hanya berlaku khusus terhadap para pembuatnya saja. Secara hukum, perjanjian dapat dipaksakan berlaku melalui pengadilan. Hukum memberikan sanksi terhadap pelaku pelanggaran perjanjian atau ingkar janji (*wanprestasi*).

Dalam Kitab Undang-Undang Hukum Perdata terdapat aturan umum yang berlaku untuk semua perjanjian dan aturan khusus yang berlaku hanya untuk perjanjian tertentu saja (perjanjian khusus) yang namanya sudah diberikan undang-undang. Contoh perjanjian khusus: jual beli, sewa menyewa, tukar-menukar, pinjam-meminjam, pemborongan, pemberian kuasa dan perburuhan. Selain Kitab Undang-undang Hukum Perdata, masih ada sumber hukum perjanjian lainnya di dalam berbagai produk hukum.

Kontrak Bagi Hasil merupakan salah satu contoh kontrak yang tidak dikenal oleh Kitab Undang-Undang Hukum Perdata atau dikatakan sebagai

---

1 *Crude Oil* adalah adalah cairan petroleum (minyak mentah) yang dihasilkan sebelum diproses lebih lanjut (*refinery*). *Crude oil* meliputi mineral oil, *asphalt*, *ozokerite*, dan segala jenis “*hydrocarbons*” dan “*bitumens*”, baik dalam bentuk padat atau cair, dalam bentuk alami (*natural*), atau diperoleh dari natural gas melalui kondensasi atau *extraction*. Dalam Laporan Hasil Pemeriksaan Badan Pemeriksa Keuangan Republik Indonesia pada Pelaksanaan Kontrak *Production Sharing* (PSC) Rokan Pada Tahun 2007, pada Kontraktor Kerja Sama PT. Chevron Pacific Indonesia diakses melalui [www.google.com](http://www.google.com) pada tanggal 02 Maret 2010.

kontrak *innominaat*. Kontrak *Innominaat* ini lahir dan berkembang dalam masyarakat. Karena kedudukannya itu kontrak *inominaat* ini bersifat khusus dibandingkan dengan kontrak-kontrak yang ada dan diatur oleh Kitab Undang-Undang Hukum Perdata. Khusus dalam arti kontrak *inominaat* ini mengacu pada peraturan perundang-undangan yang mengaturnya, misalnya Kontrak Bagi Hasil harus tunduk pada peraturan perundang-undangan yang mengatur mengenai pertambangan minyak dan gas bumi yang berlaku di Indonesia yaitu Undang-Undang Nomor 22 Tahun 2001 tentang Minyak dan Gas Bumi.

Sesuai perkembangan di segala bidang kehidupan perekonomian dalam kerangka era globalisasi dan mengingat pertambangan minyak dan gas bumi memerlukan permodalan yang amat besar, berisiko tinggi, keahlian yang handal dan teknologi tinggi, maka diberi kemungkinan bagi perusahaan-perusahaan yang mampu bekerja di Indonesia sebagai kontraktor dengan syarat-syarat yang menguntungkan bagi negara. Pada kontrak migas di negara-negara berkembang menghubungkan pemerintah sebagai pemilik atau pemegang kuasa atas sumber daya migas dan perusahaan swasta multinasional yang menyediakan dana, teknologi dan peralatan yang diperlukan untuk mengembangkan sumber daya ini dalam suatu sektor bisnis dengan risiko maupun potensi mendapatkan keuntungan cukup tinggi. Masalah kemudian timbul bagaimana kemitraan dibina dan bagaimana keuntungan dibagikan yang sesuai dengan regulator di Indonesia dan apakah mampu mengimplementasikan sebagaimana yang tercantum dalam Pasal 33 ayat (3) Undang-Undang Dasar 1945.

Penjelasan Peraturan Pemerintah No. 34 Tahun 2005 tentang Perubahan Atas Peraturan Pemerintah Nomor 35 Tahun 2004 tentang Kegiatan Usaha Hulu Minyak Dan Gas Bumi, menyatakan bahwa dalam rangka pengaturan kegiatan usaha hulu minyak dan gas bumi di Indonesia agar lebih efisien dan efektif dan mampu mempercepat peningkatan produksi minyak dan gas bumi, dan menjamin iklim investasi yang lebih kondusif, maka Kontrak Kerja Sama ini diharapkan mampu menjamin terselenggaranya iklim usaha yang kondusif, dimana Kontrak Kerja Sama yang dilakukan antara pemerintah dengan kontraktor yang merupakan Badan Usaha dan Bentuk Usaha Tetap dalam skala nasional atau multinasional dapat dijadikan pilar pembangunan nasional, akan tetapi dalam perkembangannya Kontrak Kerja Sama ini justru menjadi hal krusial karena disebabkan banyaknya pihak yang memiliki kepentingan terhadap minyak dan gas bumi.

Dalam Kontrak Bagi Hasil ada yang disebut namanya jumlah biaya yang dipulihkan (*cost recovery*) kepada kontraktor yang dihitung berdasarkan referensi atas harga minyak mentah yang berlaku di Indonesia dan harga gas

aktual. Pemerintah berkewajiban memulihkan semua biaya yang dikeluarkan oleh Kontraktor dan pemerintah berhak memperoleh pembagian tertentu dari hasil produksi minyak dan gas bumi yang tersisa. Sesuai sistem kontrak bagi hasil (*production sharing contract/PSC*), kontraktor migas dan negara berbagi risiko atas kegiatan produksi migas. Apabila kegiatan mencari migas tidak menghasilkan, seluruh risiko biaya yang telah dikeluarkan selama masa eksplorasi menjadi tanggungan investor. Sebaliknya, jika suatu lapangan migas berhasil memproduksi minyak maupun gas, kontraktor migas dan pemerintah akan membagi biaya yang sudah dikeluarkan. Sesuai mekanisme kontrak bagi hasil, seluruh biaya yang sudah dikeluarkan oleh perusahaan migas selama mereka melakukan eksplorasi bisa dibebankan ketika lapangan sudah mulai berproduksi komersial.

Permasalahannya yang sering terjadi di Indonesia saat ini adalah sedikit sekali pemahaman maupun akses masyarakat baik kalangan intelektual, praktisi dan umum yang mengetahui dan mendalami secara jelas bagaimana sebenarnya bentuk perjanjian dalam kontrak bagi hasil (*Production Sharing Contract*) ini, apa saja yang diatur di dalamnya, apakah kerjasama ini telah benar-benar sesuai dengan regulasi yang ada di Indonesia terutama Undang-Undang Nomor 22 Tahun 2001 tentang Minyak Dan Gas Bumi, apakah PT. Chevron Pacific Indonesia sebagai kontraktor dan BP MIGAS sebagai badan hukum milik Negara telah benar-benar mampu mengimplementasikan Pasal 33 ayat (3) Undang-Undang Dasar 1945, hal inilah yang ternyata menyedot perhatian masyarakat dan menimbulkan perdebatan dalam usaha eksplorasi minyak dan gas bumi di Indonesia. Apakah bagi hasil yang diterima oleh para pihak telah mampu memberikan keuntungan yang wajar sebagaimana tujuan kontrak yaitu kesepakatan bisnis, dan bagaimana pengaturan *cost recovery*, dimana *cost recovery* paling banyak diperdebatkan oleh para pihak di Indonesia baik secara politis ataupun teknisnya, hal ini dikarenakan banyaknya biaya yang harus dikeluarkan oleh Pemerintah terhadap wilayah eksplorasi migas baik komersial maupun tidak komersial.

## B. PIHAK PIHAK YANG TERLIBAT DALAM KONTRAK

KPS (Kontrak *Production Sharing*) merupakan kerjasama eksplorasi dan produksi yang dibuat antara kontraktor dengan pemerintah yang diwakili oleh PERTAMINA, dan diizinkan oleh undang-undang sehingga ada konsekuensi logis bahwa dalam pelaksanaannya akan ada campur tangan pemerintah. Ini diperlukan untuk menengahi perbedaan sudut pandang perusahaan Negara dengan kontraktor, dimana perusahaan Negara melihat kepentingan makro dengan orientasi nasional, sedangkan kontraktor melihat secara mikro dengan orientasi profit.

Pemahaman secara utuh suatu bentuk perjanjian kerjasama harus dimulai dengan pemahaman filosofinya, dimana suatu kerjasama bisnis landasan yang merupakan jiwa dari perjanjian tersebut dicantumkan dalam klausula Witnesseth. Oleh sebab itu penjabaran dari setiap pasal perjanjian hendaknya mereferensi pada ketentuan-ketentuan yang ada dalam witnesseth.

Witnesseth dari KPS memuat lima pokok pernyataan yang harus dipahami oleh perusahaan-perusahaan asing yang ingin beroperasi di Indonesia, pokok-pokok pernyataan dalam KPS tersebut merupakan ketentuan pokok-pokok kebijaksanaan perusahaan minyak dan gas bumi di Indonesia.

Pokok Pernyataan pertama berbunyi:

*“All mineral Oil and Gas .. are national rich controlled by State”*

Pernyataan ini menegaskan bahwa semua mineral minyak dan gas bumi yang terkandung di wilayah Republik Indonesia adalah merupakan kekayaan nasional yang dikuasai oleh Negara. Pernyataan ini mengingatkan para kontraktor yang beroperasi di Indonesia bahwasanya kontraktor tersebut tidak dimungkinkan untuk memiliki atau menguasai cadangan minyak dan gas bumi, dan perusahaan Negara yang menjalin kerjasama bukan merupakan pemilik atau penguasa cadangan mineral.

Pernyataan ini merupakan penegasan bahwa mineral *right* tetap berada ditangan Negara, ketentuan ini merupakan refleksi dari Pasal 33 Undang-Undang Dasar 1945.

Pernyataan kedua berbunyi:

*“PERTAMINA has an exclusive Authority to Mine .....”*

Pernyataan kedua ini menegaskan kembali bahwasanya Perusahaan Negara tidak memiliki dan menguasai mineral namun oleh Negara diberi wewenang secara exclusive untuk penambangan dalam bentuk hak penguasaan (karena aktivitas penambangan sebagai suatu usaha).

Pernyataan ketiga berbunyi:

*“PERTAMINA wishes to promote the development of ....., and CONTRACTOR desire to joint and assists in accelerating the exploration and development “.*

Pernyataan ini menegaskan kembali bahwa yang berkeinginan untuk mempercepat pengembangan disuatu wilayah kerja yang akan dijadikan KPS adalah Perusahaan Negara dari pengertian ini dapat disimpulkan bahwa yang mengambil inisiatif aktif penambangan adalah Negara sedangkan partner asing adalah untuk membantu percepatan inisitif Perusahaan Negara.

Dalam pernyataan ketiga ini ditemukan sifat *“desire to”* yang dilandasi oleh prinsip motif ekonomi.



Pernyataan keempat berbunyi:

***“CONTRACTOR have the financial ability, technical competence and professional skill ....”***

Untuk mendukung sifat *“disire to”* pada pernyataan ketiga, maka pada pernyataan keempat ini dimuat perangkat yang dapat mendukung motif ekonomi tersebut yaitu dimana kontraktor harus mempunyai tiga persyaratan yang dapat membantu operasi perminyakan .

*Financial ability* maksudnya disini adalah pembiayaan yang bersifat internal, oleh karenanya tidak dibenarkan ada *cost of capital* atau biaya bunga. Atau dengan kata lain untuk menjalankan operasinya kontraktor harus memiliki dana dari sumber internal yang memungkinkan tidak ada timbul biaya bunga.

*Technical Competence* mempunyai makna bahwa kontraktor harus selalu siap dengan segala kemungkinan perkembangan teknologi operasi perminyakan, sehingga tidak dibenarkan dalam *desire to joint and assist* terbentur pada masalah teknologi.

*Profesional skill*, maksudnya adalah kontraktor harus selalu siap mempekerjakan tenaga siap pakai secara profesional dan tidak dibenarkan dalam operasinya pegawai asing datang ke Indonesia hanya untuk training. Karena pengembangan profesional *skill* melalui training hanya untuk tenaga Indonesia dari seluruh tingkat kepangkatan.

Pernyataan kelima merupakan penegasan kembali bahwa dalam pelaksanaan KPS harus tetap memperhatikan ketentuan UU No. 44 Tahun 1960 dan UU No. 8 Tahun 1971.

Pernyataan kelima ini dibuat sebagai ketentuan mengenai prinsip *production sharing* dan penegasan wewenang manajemen ditangan Perusahaan Negara. Sedangkan risiko pembiayaan merupakan *Operating Cost* yang akan diperhitungkan dari keberhasilan menemukan cadangan yang dapat diproduksi secara komersial.

Apa Jiwa dari Kontrak ?

Yang menjadi jiwa dari ketentuan pasal-pasal KPS dapat dilihat dari bagian: *Scope of Work* dari kontrak yang ada, *Scope of work* ini terdiri dari lima alinea berdasarkan Undang-Undang No. 8 Tahun 1971 pokok yaitu:

Alinea 1 *This Contract is a Production Sharing Contract*

Alinea 2 *PERTAMINA shall have and be responsible for the management of the operations, and Contractor well be responsible for petroleum operations.*

Alinea 3 *Contractor provide all the financial and technical assistance.*

Alinea 4 *Contractor shall carry the risk of operating costs and have an economic interest expenses to finance.*

Alinea 5 *During the term of this contract, total production shall be divided in accordance with the provisions.*

### C. BENTUK-BENTUK KONTRAK BAGI HASIL.

Secara umum ada 4 jenis sistem kontrak yang diberlakukan oleh Pemerintah dalam melakukan kegiatan eksploitasi dan produksi Migas, keempat jenis kontrak ini dikoordinir oleh PERTAMINA bagian Eksplorasi dan Produksi.

Adapun jenis-jenis sistem kontrak tersebut adalah:

#### 1. **Sistem PSC (*Production Sharing Contract*):**

PSC adalah sistem bagi hasil yang diterapkan secara umum untuk perusahaan-perusahaan yang melakukan eksplorasi dan mencari minyak sendiri mulai dari awal pelaksanaan kontrak.

Bagi hasil berdasarkan sistem PSC yang pada dasarnya adalah 65% untuk PERTAMINA 35% untuk kontraktor.

Bagian yang menjadi milik kontraktor kemudian dikenakan pajak sebesar 15% sehingga bagian bersih kontraktor adalah 15% dan Negara termasuk PERTAMINA 85%

Hasil yang dibagi adalah total pendapatan setelah dipotong biaya-biaya operasi yang dikeluarkan terlebih dahulu oleh kontraktor.

Awal dari sistem PSC adalah COW (*Contract of Work*).

#### 2. **Sistem TAC (*Technical Assistance Contract*):**

Sistem Tac terutama diterapkan untuk perusahaan-perusahaan yang mengelola lapangan tua PERTAMINA. Lapangan yang dikelola sudah terbukti mengandung minyak tetapi produksinya sudah sangat kecil bahkan sama sekali tidak berproduksi.

#### 3. **Sistem JOA (*Joint Operation Agreement*).**

Sistem ini diterapkan pada lapangan minyak yang masih berproduksi walaupun dengan skala produksi yang sudah kecil.

Sistem bagi hasilnya adalah 85: 15 dan yang dibagikan adalah penghasilan yang telah dikurangi biaya operasi yang telah dikeluarkan lebih dahulu.

Rincian JOA merupakan modifikasi PSC

#### 4. **Sistem EORC (*Enhance oil Recovery*)**

Sistem ini diberlakukan untuk sumur-sumur yang masih berproduksi dan untuk menaikkan minyak dibutuhkan teknologi yang lebih tinggi.

Untuk jelasnya dapat dilihat pada perbandingan di bawah ini:

#### **Sistem PSC (*Production Sharing Contract*)**

1. PERTAMINA bertanggung jawab atas manajemen operasional di lapangan
2. Kontraktor/operator bertanggung jawab kepada PERTAMINA atas pelaksanaan operasi sesuai dengan perjanjian kerja
3. Kontraktor menyediakan semua biaya dan bantuan teknis yang diperlukan untuk melancarkan operasi di bidang perminyakan.
4. Kontraktor menanggung risiko dari biaya pengoperasian dan karena itu juga berhak mendapatkan manfaat ekonomis di dalam pengembangan deposit perminyakan di areal yang diikat dengan kontrak
5. Kontrak mengizinkan periode eksplorasi antara 6-10 tahun dan 30 tahun terminologi jika produksi komersial telah bisa berjalan.
6. Kontraktor mempersiapkan secara tahunan sebuah program kerja dan anggaran biaya operasi (*work program & budget*) yang harus disetujui PERTAMINA.
7. Semua peralatan yang dibeli kontraktor menjadi kekayaan milik PERTAMINA begitu dibeli dan sampai di teritori Indonesia.
8. PERTAMINA mempunyai hak terhadap data-data yang diperoleh dari pengoperasian di lapangan.
9. Produksi tersisa setelah biaya operasi ditutupi, dibagi antara PERTAMINA dan Kontraktor.
10. Kontraktor (dan partner secara individual, jika kontraktor terdiri dari konsorsium) diharuskan membayar pajak penghasilan ke pemerintah dan PERTAMINA akan membayari kembali kontraktor untuk pajak-pajak lain yang dibayar saat menjalankan operasi.
11. Kontraktor diwajibkan memasok minyak mentah ke pasar domestik, disebut *domestic market obligation* (DMO).
12. PERTAMINA bisa meminta 10% kepemilikan saham yang belum dibagikan ke PERTAMINA sendiri atau ke sebuah perusahaan Indonesia pada saat penemuan minyak bisa diproduksi secara komersial.

#### **Sistem TAC (*Technical Assistance Contract*)**

1. Kontraktor berhak memiliki saham atas usaha eksplorasi minyak mentah yang disepakati untuk dibagikan (tetapi tidak termasuk saham atas penemuan jenis kekayaan di luar minyak yang mungkin saja terjadi dalam pelaksanaannya di lapangan).
2. Biaya peralatan dan jasa-jasa untuk minyak mentah merupakan bagian dari biaya operasi.
3. Biaya operasi maksimum 65% dari total nilai minyak yang berhasil digali.
4. Di luar saham milik kontraktor, masih ada keharusan memasok minyak mentah ke pasar domestik (DMO) sesuai dengan peraturan yang ada.
5. Setelah biaya-biaya berhasil ditutupi, pendapatan bersih milik kontraktor adalah 15% dan Pertamina 85%.

**Sistem JOA (*Joint Operation Body*)**

1. PERTAMINA memiliki saham 50% dalam kerja sama itu.
2. Saham kontraktor 50%, diberlakukan sesuai dengan dan merupakan pecahan dari sistem yang digunakan dalam sistem PSC.
3. PERTAMINA adalah operator dibantu oleh kontraktor dan dituangkan dalam bentuk sebuah badan operasi bersama (*joint operating body*/JOB)
4. JOB bertanggung jawab, dan diawasi oleh sebuah komite operasi bersama (*joint operating committee*/OPCOM) yang anggotanya terdiri dari kalangan PERTAMINA dan kontraktor.
5. OPCOM menyetujui anggaran dan program kerja (*work program and budget*) serta kebijakan-kebijakan.
6. Kontraktor menalangi biaya, termasuk menjadi bagian PERTAMINA pada tahap pembangunan dan eksplorasi.
7. Saat produksi telah tergali sebesar 50%, pembayaran pada kontraktor sudah bisa dilakukan.
8. Biaya-biaya yang menjadi bagian PERTAMINA akan ditutupi kemudian.

**Sistem EORC (*Enhanced Oil Recovery Contract*)**

1. Pekerjaan mencakup beberapa tahapan, penginjeksian cairan dan gas air untuk merangsang kucuran minyak.
2. Pertambahan produksi minyak di masing-masing lokasi diberlakukan sama seperti perjanjian yang ada sebelumnya.
3. Atas biaya-biaya serta pertambahan produksi minyak diatur dengan terminologi yang sama dengan *joint operation agreement* kecuali yang menyangkut biaya penemuan maksimal 65%.
4. Biaya yang muncul dalam skema EORC dibagi rata.
5. Dua kontrak pertama dimungkinkan sebagai proyek percobaan, tetapi proyek selanjutnya dalam sistem akan dilakukan secara komersial.

Sistem-sistem ini semuanya didisain dengan berpatokan pada penghitungan yang berdasarkan penghasilan setelah dipotong biaya-biaya operasi. Sistem-sistem ini dibedakan atau tergantung pada besar tidaknya kemungkinan produksi minyak yang bisa dihasilkan.

**D. FORMAT LAPORAN KEUANGAN PRODUCTION SHARING CONTRACT**

Berdasarkan Kontrak Bagi Hasil, sebelum kontraktor melakukan aktivitas untuk suatu tahun kalender di wilayah yang telah disepakati bersama terlebih dahulu para kontraktor harus menyusun Rencana Kerja dan Anggaran. Rencana Kerja dan Anggaran ini harus mencerminkan butir-butir atau komitmen-

komitmen yang terdapat dalam KBH dan ini sebelum diimplementasikan terlebih dahulu harus mendapat persetujuan dari pemerintah dalam hal ini BPMIGAS.

Untuk perusahaan yang masih dalam tahap eksplorasi maka rencana kerja dan anggarannya disusun dengan menitik beratkan pada aktivitas eksplorasi (survei, seismik, geologi, geofisika, *exploratory drilling*) dan aktivitas umum dan administrasi. Sedangkan untuk kontraktor yang telah berproduksi maka Rencana Kerja dan Anggarannya meliputi seluruh kegiatan eksplorasi, pengembangan dan produksi serta umum & administrasinya.

Rencana Kerja & Anggaran KBH disusun dengan menggunakan 17 format *Schedule* ditambah dengan 1 *Schedule cashflow analysis* atau *financial plan*. Untuk melaksanakan rencana kerja KBH menggunakan format *Authorization for Expenditures* (AFE) yang dilengkapi dengan 9 *Schedule* pula.

Nomor-nomor *Schedule* disusun demikian rupa yang mencerminkan seluruh kegiatan operasional kontraktor, dan secara garis besarnya dapat digambarkan sebagai berikut:

*Schedule No. 4 Exploration & Development Expenditures Summary* dengan rincian pada:

- *Schedule No.5 Exploratory Drilling Capital & Operating Expenditures.*
- *Schedule No.6 Development Drilling Capital & Operating Expenditures*
- *Schedule No.7 Miscellaneous Capital Expenditures*

*Schedule No. 8 Production Expense Summary* dengan rincian pada:

- *Schedule No. 9 Production Facilities Capital Expenditures*
- *Schedule No. 10 Miscellaneous Capital Expenditures*

*Schedule No. 11 Administrative Expenses Summary* dengan rincian pada:

- *Schedule No. 12 Miscellaneous Capital Expenditures*

*Schedule No. 3 dan 3A Expense & Expenditures Summary* merupakan ikhtisar dari:

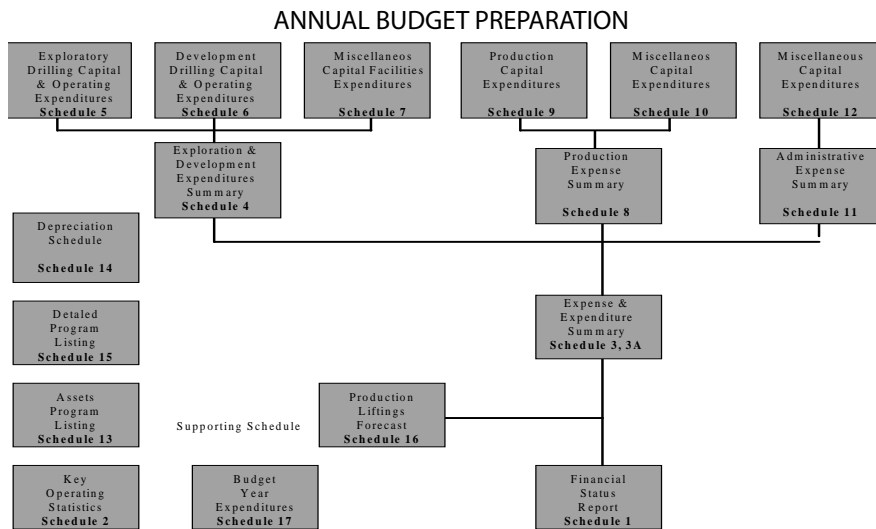
- *Schedule No. 4, 8 dan 11. Schedule No. 3 dan 3A ini juga didukung oleh Schedule No. 13 (Listing Asset Placed Into Service) dan Schedule No. 14 (Perhitungan Depresiasi).*
- *Schedule No. 3 dan 3 A ini akan memperlihatkan seluruh biaya non capital dan capital (tercermin melalui depresiasi) yang merupakan operating cost untuk tahun yang bersangkutan.*

Di samping *Schedule-Schedule* sebagaimana diuraikan di atas terdapat juga *Schedule* yang merupakan *Schedule* pendukung seperti; *Schedule* No. 2 untuk *Key Operating Statistics*, *Schedule* No. 15 untuk *Detail Program Support Listing* dan *Schedule* No 16 yang menggambarkan tentang *Production Lifting Forecast* yang pada hasil akhirnya merupakan acuan dalam menghitung perkiraan *Gross Revenue* (*Production Lifting* x perkiraan harga jual). *Schedule* yang terakhir adalah *Schedule* No 17 yang merupakan *Summary Expenditure* yang disusun berdasarkan kategorinya untuk tahun yang bersangkutan.

Keseluruhan *Schedule* ini akan berakhir pada *Schedule* No. 1 yang merupakan *Finance Status Report* untuk tahun berjalan. *Schedule* ini pada dasarnya merupakan penggabungan dari *Schedule* No. 16 (*Farecast Lifting*), *Schedule* No. 3 (*Current Year's Operating Cost*) dan *Schedule* No. 14 (*Perhitungan Depresiasi*).

Dari *Schedule* No. 1 ini dapat diperkirakan besar *Indonesia Income* dan *Contractor Share*-nya termasuk juga *Entitlement* (hak yang diperkirakan akan diperoleh oleh masing-masing pihak di akhir tahun berjalan).

Secara bagan hubungan atau turunan dari *schedule-schedule* di atas dapat dilihat pada bagan di bawah ini:



Dari alur *schedule* di atas dapat dilihat urutan dan keterkaitan dari masing-masing *schedule* dengan *schedule* yang lainnya.

Untuk melihat lebih jauh aspek-aspek laporan keuangan yang berasal dari masing-masing *schedule* di atas dapat di gambarkan dalam bentuk tabel atau contoh-contoh perhitungan dimana komponen dari perhitungan-perhitungan tersebut terangkum pada *schedule* 1. Konkritnya dapat dilihat pada tabel berikut ini:

1	Lifting Oil (barrels)	10,000	sch. no 16
2	ICP per barrel	15	perkiraan
3	Gross Revenue (US \$)	150,000	(1) x (2)
4	First Trance Petroleum (FTP)	30,000	20% x (3)
5	Gross Revenue after FTP	120,000	(3) - (4)
6	Investment Credit	10,000	17% x sch no 9
7	Cost Recovery:		
8	Unrecovered Cost		
9	Current Year Operating Cost	30,000	sch no 3
10	Depreciation - Prior Year Assets	3,000	sch no. 14
11	Depreciation-Current Year Assets	7,000	sch no. 14
12	TOTAL COST RECOVERY	40,000	(8) + (9) + (10) + (11)
13	TOTAL RECOVERABLES	50,000	(6) + (7)
14	EQUITY TO BE SPLIT	70,000	(5) - (8)
15	Indonesia Share		
16	BPMIGAS FTP Share	21,346	71.1538% x (4)
17	BPMIGAS Equity Share	49,808	71.1538 x (14)
18	Domestic Requirement	9,735	(24) - (25)
19	Government Tax Entitlement	13,973	(27)
20	TOTAL INDONESIA SHARE	94,862	(16)+(17)+ 18)+(19)
21	Contractor Share:		
22	Contractor FTP Share	8,654	28.8462% x (4)
23	Contractor Share	20,192	28.8462% x (14)
24	Less: Domestic Market Requirement	- 10,817	25% x 28.8462% x (1) x (2)
25	Add: Domestic Requierement Adjustment	1,082	25% x 28.8462% x (1) x 10% x (2)
26	Taxable Share	19,111	(22) + (23) - (24) + (25)
27	Government Tax Entitlement	- 13,973	48% x {(14) + (6)}

28	Net Contractor Share	5,138	(26) - (27)
29	TOTAL RECOVERABLES	50,000	(13)
30	TOTAL CONTRACTOR SHARE	55,138	(28) + (29)

Dari perhitungan-perhitungan di atas akan diketahui berapa jumlah *entitlement* dari masing-masing pihak yang terlibat dalam suatu KBH, sebagai berikut:

	<b>TOTAL</b>	<b>KONTRAKTOR</b>	<b>PEMERINTAH</b>
FTP	20.0000%	5.7692%	14.2308%
Investment Credit	6.6667%	6.6667%	
Cost Recovery	26.6667%	26.6667%	
Equity Oil	46.6666%	13.4615%	33.2051%
Dom. Requirement		- 7.2116%	7.2116%
Total	100.000%	45.3525%	54.6475%

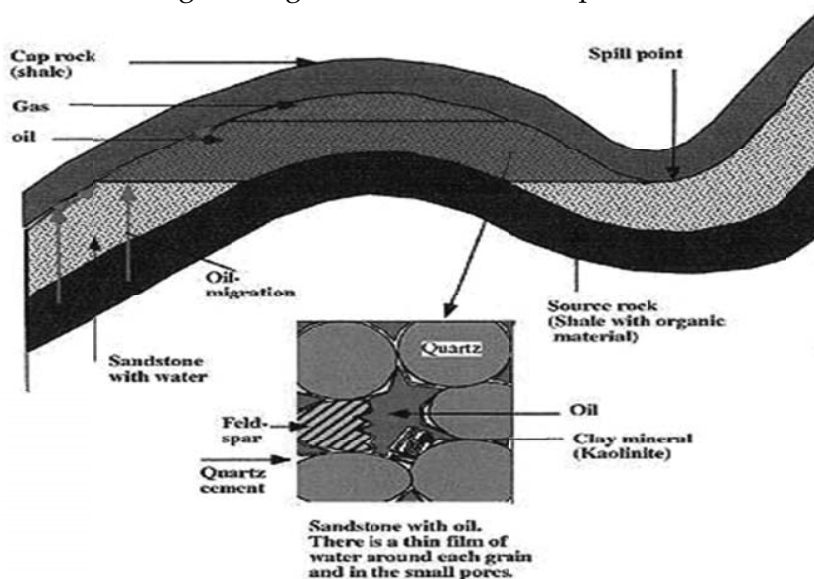




## EKSPLOITASI DAN PRODUKSI

### A. PROSES PEMBENTUKAN MINYAK DAN GAS BUMI

Para ahli berpendapat bahwa kejadian minyak dan gas bumi berasal dari proses sisa kehidupan purba yang terpendam bersama air laut dan kemudian masuk kedalam suatu batuan pasir, lempung atau gamping, dalam rongga pori-pori batuan yang umumnya akan terisi oleh air dan karena air berat jenisnya lebih berat maka dia akan mendorong minyak bumi terampung dan bergerak mencari tempat untuk berhenti dan berkumpul sebelum terperangkap dalam batuan sedimen atau kadang-kadang merembes keluar ke permukaan bumi.



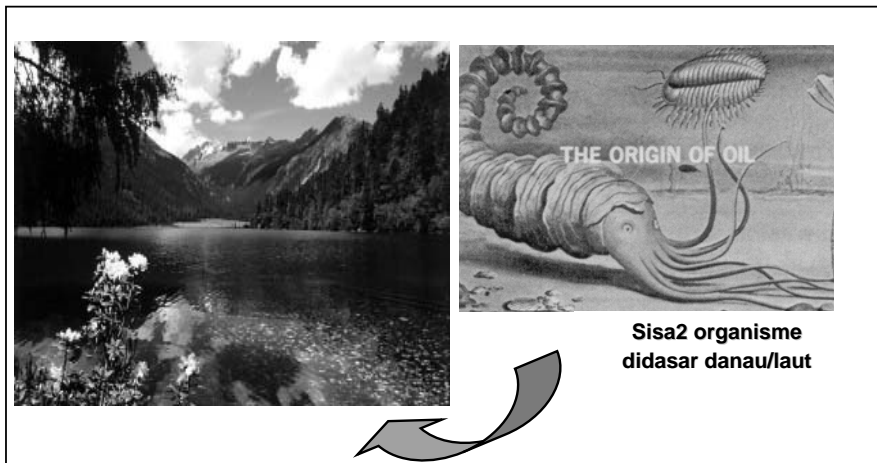
**Gambar 3.1.** Perangkap Minyak Mentah (*Creude Oil*)

Dalam proses pembentukan minyak bumi umumnya memerlukan lingkungan pengendapan yang dapat memberikan kadar zat organik yang tinggi dan waktu atau kesempatan untuk pengawetan.

Kondisi lingkungan yang dikehendaki antara lain adalah:

- memungkinkan adanya kehidupan untuk berkembang lebih baik, sehingga dapat terkumpul zat organik yang banyak sekali.
- pengendapan sedimen harus berlangsung dengan cepat, sehingga pengawetan zat organik yang terkumpul dapat berjalan dengan baik dan tidak hilang karena pembusukan dan oksidasi.
- lingkungan pengendapan harus dalam keadaan reduksi dan tidak memerlukan sirkulasi air yang cepat, sehingga selalu tersedia oksigen

Menurut Teori Organik Minyak dan Gas bumi sebagai senyawa Hidrocarbon terbentuk sebagai hasil proses kimiawi alam (pemanasan, tekanan dan waktu yang lama) dari organik2 sisa-sisa kehidupan (material organik) yang berupa *algae*/ganggang yang semula hidup di kedalaman laut/danau dan selanjutnya terendapkan dalam lapisan kulit bumi berupa batuan yang berukuran halus (batu lempung atau serpih halus - *clay/shale*)

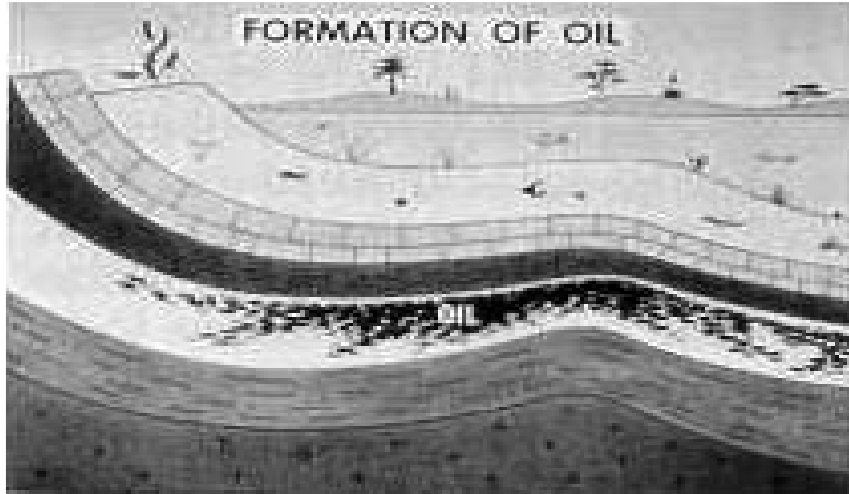


**Gambar 3.2.** Terbentuknya minyak dan gas (Teori Organik)

Lingkungan yang memenuhi syarat ini biasanya terletak di daerah pantai dan mulut sungai atau daerah tempat munculnya arus laut dalam, karena pada muara yang menghadap ke laut terbuka biasanya dapat memproduksi lebih banyak zat organik. Sedangkan tempat munculnya arus laut dalam, aliran air dingin yang muncul ke permukaan akan membawa banyak zat makanan organik.

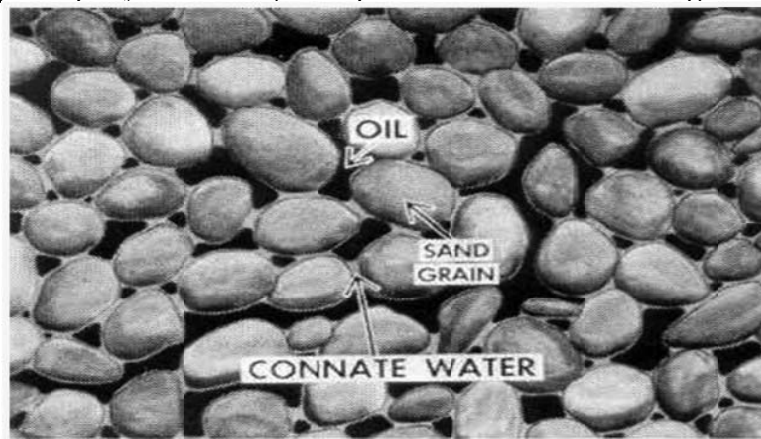
Sisa-sisa organisme & jasad relik lainnya akan terkubur bersama-sama lumpur dan sedimen di dasar laut/danau. Dalam kurun waktu yang lama,

maka akan menjadi lapisan-lapisan sedimen yang mengeras dan terkompaksi menjadi batuan. Sehingga membentuk suatu formasi sebagaimana terlihat pada Gambar 3.3 berikut



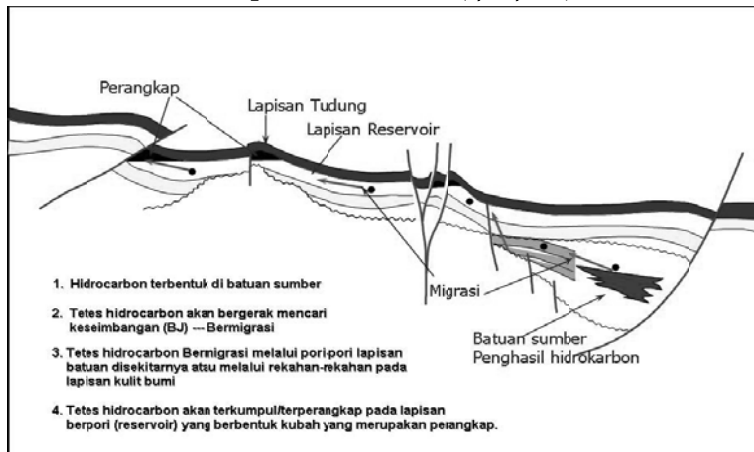
**Gambar 3.3.** Formasi Minyak di dalam bumi

Zat organik pembentuk minyak bumi akan tersebar masuk kedalam batuan serpih lempung yang halus dan merupakan tetesan-tetesan kecil dalam bentuk koloid. Agar terjadi akumulasi yang besar memerlukan adanya konsentrasi, dengan adanya konsentrasi, minyak bumi akan bergerak (migrasi) masuk kedalam batuan reservoir (migrasi primer = gerakan proto petroleum (*fluida*) dari batu induk ke batuan *reservoir*) dan terperangkap dalam perangkap batuan sedimen. Sedangkan gerakan proto petroleum dari dalam lapisan penyalur menuju tempat akumulasi disebut migrasi sekunder.



**Gambar 3.4.** Batuan Reservoir

Tetes-tetes atau gumpalan minyak bumi yang terperangkap dan terkumpul dalam batuan sedimen disebut proses akumulasi. Dengan adanya proses pelampungan, gumpalan atau tetes-tetes disepanjang bagian atas lapisan penyalur akan bergerak menuju kepermukaan atas. Gerakan ini setelah mencapai batuan perangkap (struktur), kemudian akan membentuk kolam gas, dan mendesak minyak bumi ke bawah dan minyak bumi mendesak air ke lapisan paling bawah lagi. Proses ini terjadi terus-menerus sampai batas minyak bumi dan air mencapai titik limbah (*spil pint*).



Gambar 3.5: Tempat terperangkapnya minyak dan gas bumi.

## B. PROSES PEROLEHAN LAHAN EKSPLORASI.

Dalam industri perminyakan tahapan penemuan cadangan minyak baru melalui aktivitas eksplorasi merupakan kegiatan yang sangat penting. Karena pada umumnya perusahaan minyak cenderung untuk mengumpulkan persediaan *petroleum land* yang secara geologi sangat potensial untuk penemuan cadangan minyak dan gas bumi.

Pada umumnya lahan eksplorasi yang diberikan oleh pemerintah setempat kepada perusahaan-perusahaan minyak adalah dalam bentuk *tax/royalti konsesi*, kontrak bagi produksi atau kontrak risiko (*Risk Contract*)

### **Pemilikan atau Perolehan Wilayah Kerja (Acquisition),**

Pemerintah setempat akan menyediakan wilayah kerja yang diperkirakan mengandung minyak dan gas dan memberikan izin untuk melakukan kegiatan eksplorasi berdasarkan perjanjian yang disepakati.

Perusahaan minyak yang mendapat wilayah dan izin eksplorasi tersebut akan melakukan kegiatan eksplorasi dengan berbagai peralatan dan sistem untuk mencari dan menemukan cadangan.

Untuk mendapatkan wilayah dan izin eksplorasi tersebut biayanya relatif lebih murah dan dilakukan melalui lelang. Oleh karenanya bagi perusahaan minyak diwajibkan melaksanakan program-program kerja secara ketat, serta menitik beratkan pada daerah yang potensial selama jangka waktu tertentu.

Dalam praktek bisnis perminyakan, perusahaan-perusahaan minyak akan menjual atau memperdagangkan *interest* (haknya) atas wilayah kerja ke perusahaan lain. Sehingga bagi pembeli *interest* akan tetap mempunyai kewajiban melaksanakan dan membiayai operasi di wilayah kerja tersebut. Sedangkan pelaporan kepada Pemerintah pemberi wilayah kerja tetap dilakukan oleh operator (penjual *interest*).

**Misalnya:**

Perusahaan A melakukan kegiatan eksplorasi atas biaya sendiri pada wilayah kerja perusahaan B dengan tujuan untuk mendapatkan *interest* (praktek ini disebut juga dengan istilah "*farm out*"). Disini perusahaan A disebut sebagai "*farmee*" dan perusahaan B sebagai "*farmoir*".

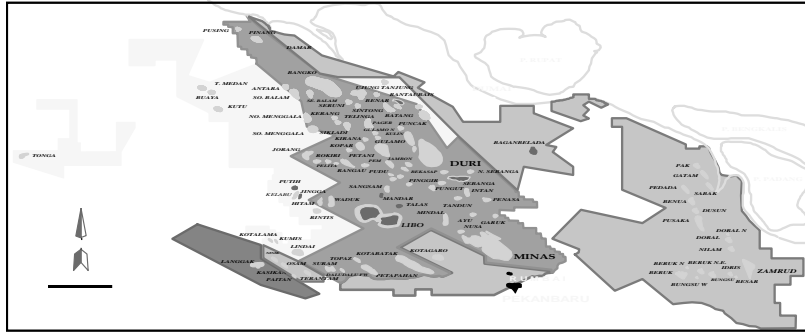
Dalam praktek bisnis perminyakan internasional, *farm in dan farm out* adalah sangat penting dalam alokasi wilayah kerja. Hal ini didasarkan pada pertimbangan, karena hak atas wilayah kerja adalah luas dan pembiayaan operasi adalah sangat besar. Di samping itu adalah untuk memadukan pengalaman teknologi eksplorasi dari masing-masing pihak.

**Luas Wilayah Kerja,**

Penguasaan wilayah untuk melakukan eksplorasi oleh perusahaan-perusahaan pertambangan minyak diusahakan untuk mendapatkan wilayah yang seluas-luasnya. Meskipun setelah dilakukan survei eksplorasi, kemungkinan sebagian kecil saja dari wilayah itu yang dianggap mempunyai kandungan potensial.

Dalam eksplorasi wilayah kerja yang luas, apabila memperoleh penemuan pada suatu tempat, perusahaan masih mempunyai kemungkinan memiliki "*ground floor*" *interest* untuk melanjutkan eksplorasi di tempat sekitar penemuan cadangan. Wilayah yang luas merupakan jaminan bagi perusahaan dalam kesinambungan aktivitas eksplorasi dan produksi untuk masa datang.

Gambar berikut merupakan, peta dari 3 wilayah kerja pertambangan di Propinsi Riau yang di operasikan oleh PT Chevron Pacific Indonesia meliputi Wilayah Kerja Pertambangan "Rokan" block, Wilayah Kerja Pertambangan "Siak" block dan Wilayah Kerja Pertambangan "*Mountain Front Kuantan*",.. Masing-masing wilayah mempunyai kontrak yang berbeda meski di operasikan oleh satu operator yang sama.



**Gambar 3.6.** Wilayah Kerja Pertambangan di Provinsi Riau

### Periode Waktu Eksplorasi,

Periode eksplorasi umumnya dikaitkan dengan waktu yang diperkirakan bagi perusahaan minyak dalam melaksanakan eksplorasi untuk penemuan cadangan. Atau periode yang diperkirakan untuk merubah tahap eksplorasi menjadi produksi pada suatu wilayah kerja.



**Gambar 3.7.** Pengeboran Sumur Eksplorasi

Kontrak kerja untuk periode eksplorasi ini berkisar antara 4 - 8 tahun, dan berdasarkan pertimbangan teknis operasi dapat lebih dari itu.

Pada tahap eksplorasi, perusahaan minyak akan melakukan aktivitas-aktivitas regional *gravity* dan sesmik survei.

Sesmik survei merupakan kegiatan yang lebih rinci, interpretasi seismik dan pengeboran sumur eksplorasi. Apabila dalam pengeboran eksplorasi berhasil akan dilanjutkan dengan pengeboran uji (*delineation well*) untuk mengevaluasi dan menentukan besarnya cadangan.

Tujuan lain dari pengeboran uji adalah untuk pertimbangan penahanan dalam bentuk kontrak sewa produksi.

### **Kewajiban Melakukan Kegiatan,**

Perusahaan yang memperoleh wilayah kerja diwajibkan untuk melakukan kegiatan eksplorasi tertentu. Kewajiban yang merupakan persyaratan ini umumnya dalam bentuk perjanjian pekerjaan (*work commitment*).

Perjanjian kerja ini dinyatakan dalam bentuk jumlah investasi atau program eksplorasi, termasuk survei geofisika dan jumlah pengeboran sumur yang harus diselesaikan dalam daerah atau blok dan pada jangka waktu tertentu.

Sehingga perjanjian kerja ini merupakan imbalan kepastian adanya kegiatan atas pemberian wilayah kerja dari pemerintah setempat.

Penentuan perjanjian kerja bagi pemerintah setempat pada suatu blok bertujuan untuk menjaga kelangsungan eksplorasi sehubungan dengan potensi geologi dan usaha penemuan cadangan minyak dan gas bumi baru. Walaupun diakui bahwa untuk mengetahui program kerja bagi suatu wilayah yang belum pernah ada kegiatan eksplorasi adalah sulit. Oleh karenanya sering terjadi komitmen dalam kontrak kurang memadai dibandingkan dengan potensi yang sebenarnya dari suatu wilayah kerja.

Perbedaan komitmen kerja dan kenyataan potensi geologi akan berpengaruh pada keekonomian kegiatan eksplorasi dan pengembangan selanjutnya.

### **Penyisihan Wilayah Kerja,**

Dalam kontrak kerjasama eksplorasi, di samping komitmen kerja juga ada syarat penyerahan sebesar persentase tertentu untuk setiap periode eksplorasi tertentu. Periode eksplorasi ini umumnya 8 tahun, dengan tahapan masing-masing 25% dalam 2 - 3 tahun pertama dan 25% setelah tahapan 2 tahun berikutnya.

Penentuan penyisihan wilayah kerja adalah untuk mendorong perusahaan minyak dalam menaksir nilai tanah sedini mungkin dalam mendapatkan bagian yang paling potensial. Bagi pihak pemerintah, bertujuan untuk mendorong agar secepatnya menyelesaikan program eksplorasi dan dapat memberikan kesempatan kepada perusahaan lain untuk menggunakan metode lain yang lebih baik.

### **Operatorship,**

Pada aktivitas eksplorasi, pengembangan dan produksi minyak bumi untuk wilayah kerja, biasanya dilakukan oleh satu atau beberapa *working interest partner*. Suatu perusahaan umumnya dengan sengaja membagi *interest-nya* dalam blok-blok dengan jalan memasukan beberapa partner, agar



memudahkan pencarian dana investasi untuk masing-masing blok dan memperluas operasi serta dengan tujuan mengurangi risiko eksplorasi.

*Working interest partner* yang memiliki prosentase terbesar dalam suatu blok biasanya ditunjuk sebagai operator dan bertanggung jawab atas aktivitas eksplorasi, pengembangan dan produksi atas nama seluruh partner.

Biaya-biaya yang timbul dibebankan secara prorata kepada seluruh partner sesuai dengan *working interest*. Pihak operator biasanya tidak mempunyai keuntungan ekonomis secara langsung dalam bertindak sebagai operator atas kontrak sewa (*lease operator*). Namun operator memegang pengendalian atas aktivitas yang dilakukan dan ini secara materi sangat menguntungkan sehubungan dengan perencanaan fasilitas, pembelian dan peralatan serta penunjukan rekanan.

### C. KEGIATAN EKSPLORASI

Dalam industri perminyakan kegiatan eksplorasi merupakan kegiatan yang menentukan aktivitas perusahaan berikutnya, seperti pengembangan dan produksi. Eksplorasi merupakan kegiatan penyelidikan dan penjajakan suatu daerah yang diperkirakan mengandung cadangan mineral. Penyelidikan dan penjajakan dapat dilakukan dengan menggunakan:

- a. Metode Survei Geologi
- b. Metode Survei Geofisika
- c. Survei Gaya Berat
- d. Survei Magnetik
- e. Survei Seismik

*Metode Survei Geologi.* Metode geologi merupakan teknik penyelidikan secara rinci atas struktur batuan yang membentuk lapisan paling atas dari kerak bumi. Metode ini dilakukan dengan cara evaluasi terhadap gejala permukaan tanah untuk mencari indikasi terdapatnya atau adanya formasi yang mengandung minyak dan gas bumi. Metode ini secara teknis berdasarkan pada penelitian jejak permukaan bumi dengan melakukan pemetaan geologi, areal fotografi, pemetaan topografi dan survei radiasi.

*Metode Survei Geofisika.* Metode geofisika merupakan penyelidikan berdasarkan penelitian tentang sifat-sifat fisika bumi. Cara kerja metode ini berdasarkan perkiraan dari sifat-sifat fisika bawah tanah melalui pengukuran atau deteksi secara tidak langsung dari atas permukaan bumi. Pelaksanaannya adalah dengan cara mengukur atau menambah kekuatan dari sifat-sifat bumi dengan memasukan energi ke dalam kerak bumi atau menggunakan sifat alam melalui survei gaya berat, magnetik dan seismik.

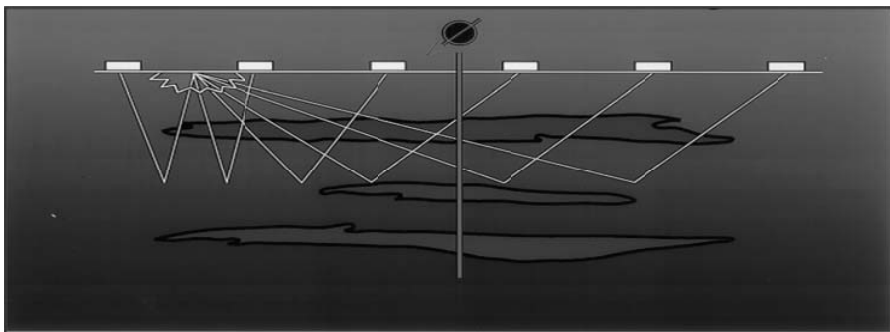
*Metode Survei Gaya Berat.* Metode survei gaya berat adalah metode penyelidikan dengan menentukan letak penyimpanan minyak dan gas bumi. Dalam survei gaya berat komponen garam merupakan indikasi utama adanya kandungan minyak dan gas bumi. Kolom besar atau kubah garam akan naik ke lapisan strata mendekati permukaan dan berbentuk bukit kecil, sedangkan garam lain akan mendorong lapisan bawah dan membentuk antiklinal yang merupakan lokasi potensi cadangan.

*Metode Survei Magnetik.* Metode magnetik merupakan metode yang paling tua, metode ini berguna untuk mengetahui kedalaman dan konfigurasi batuan dasar (*basement*). Cara kerjanya adalah dengan menggunakan dasar perbedaan sifat magnetik batuan penutup dan batuan dasar yang biasanya terdiri dari batuan beku atau batuan metamorf.

Prinsip kerja dari metode ini adalah dengan mengadakan pengukuran medan magnet bumi akibat pengaruh struktur-struktur geologi dimana setiap jenis batuan mempunyai sifat kemagnetan sendiri sehingga menimbulkan perubahan anomali magnetik.

Dalam prakteknya alat magnometer diletakkan pada pesawat terbang dan kemudian diterbangkan di atas daerah yang akan dieksplorasi untuk mengukur daya tarik magnetis lapisan batuan dengan tujuan mencari batuan dasar. Karena batuan banyak mengandung konsentrasi bahan magnetik maka hasil perekaman magnometer dapat diperhitungkan kedalam lapisan batuan dasar sedimen.

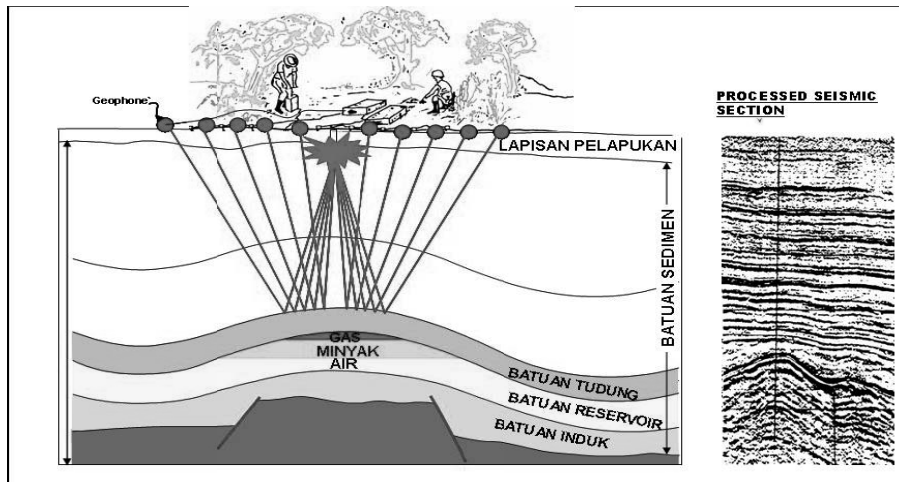
*Metode Survei Seismik.* Metode Survei seismik merupakan salah satu metode geofisika yang digunakan untuk operasi di daratan maupun di lepas pantai. Berdasarkan pencatatan waktu dari peralatan seismograf dan seismometer dalam mencatat waktu tempuh kecepatan rambat gelombang getar, akan diperoleh informasi mengenai struktur dan stratigrafi dari daerah yang bersangkutan.



**Gambar 3.8.** Objective dari Metode Survey Seismic

Pada dasarnya metode survei seismik adalah mempelajari struktur bawah tanah dengan menarik kesimpulan dari hasil pengukuran pantulan waktu gelombang suara yang ditimbulkan oleh suatu ledakan buatan dalam lubang bor di bawah permukaan.

Atau yang disebut dengan noktah yang telah ditentukan sebelumnya oleh para ahli geofisika, setiap noktah ini dipasang alat pemberitaan *geophone* yang dipasang di bawah tanah. Gelombang-gelombang seismik bawah tanah yang ditangkap oleh *geophone* kemudian dihubungkan dengan kabel ke peralatan pencatat dalam *seismograph* dan direkam berdasarkan sistem digital. Semua pesan dari seluruh daerah kemudian diterjemahkan kembali oleh komputer seismographic dan pengukuran pantulan waktu setiap lapisan digambarkan kembali mengenai rincian ketebalan lapisan batuan yang terletak di bawah permukaan bumi.



**Gambar 3.9.** Aktivitas Sesimic

#### D. KEGIATAN OPERASI PRODUKSI

Suatu lapangan minyak pada tingkat produksi pertama, sumur-sumur tersebut pada umumnya tidak di produksi dengan kapasitas maksimum. Tingkat produksi maksimum suatu sumur disebut *Maximum Efficient Rate (MER)*. MER dihitung sedemikian rupa untuk memungkinkan suatu lapangan dapat mencapai produksi optimal selama masa perolehan pertama (*primary recovery*) Besarnya pengambilan suatu cadangan tergantung pada kondisi alaminya dan perencanaan serta pengendalian operasi produksi.

Untuk mencapai produksi optimal memerlukan pengembangan dan program-program operasi berdasarkan pada pengetahuan mengenai sifat-

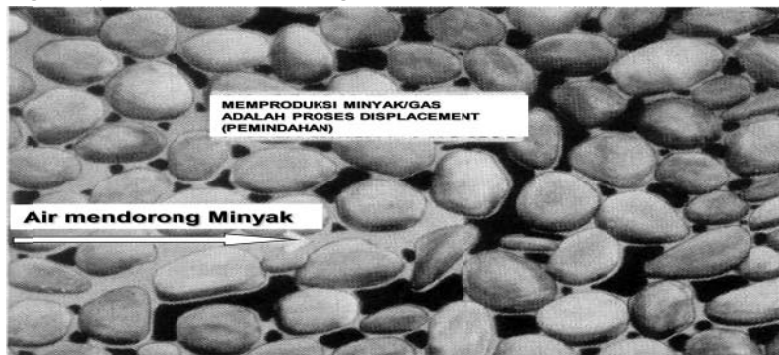
sifat cadangan dan distribusi cairan dalam formasi batuan, kondisi ini tidak hanya pada keseimbangan aslinya tetapi juga pada kontinuitas perubahan akibat pengambilan minyak dan gas.

Adapun program atau metode perolehan produksi minyak bumi ada tiga tahap yaitu:

#### a. Perolehan Produksi Pertama (Primary Recovery)

*Primary Recovery Production* adalah dimana volume minyak bumi yang dapat di produksi secara komersial pada tingkat harga dan biaya yang berlaku, dengan menggunakan metode konvensional dan ditunjang dengan peralatan secukupnya untuk mengatasi sifat-sifat energi yang ada didalam cadangan tersebut.

Jumlah minyak bumi yang dapat diambil dalam *phase* ini tergantung dari jenis mekanisme dorongan yang ada dalam cadangan dan merupakan sebagian saja dari "*Original Oil In Place*" (OOIP). Hal ini disebabkan adanya kecenderungan gaya fisik dan kimia cadangan menghambat aliran minyak bumi, mekanisme dorongan yang dikenal dalam perolehan produksi pertama ada tiga macam yaitu: dorongan larutan gas (*solution gas drive*), dorongan tudung gas (*gas cap drive*) dan dorongan air (*water drive*).



**Gambar 3.10.** Proses Produksi Minyak

Pengambilan yang berlangsung lama akan mengakibatkan energi cadangan menurun sampai pada tingkat dimana secara alamiah tidak mampu mendorong minyak bumi kepermukaan, pada keadaan ini sebagai usaha untuk meningkatkan pengambilan perlu penambahan energi dari luar.

Penambahan energi dari luar dapat dilakukan dengan menggunakan alat pompa mekanis atau menggunakan teknik sembur buatan (*gas lift*). Teknik sembur buatan dilakukan dengan cara menyuntikkan gas tekanan tinggi ke dalam ruang hampa udara diantara lubang dan pipa disetiap sumur, gas suntikan akan bercampur dengan minyak dan akibatnya minyak bumi akan menjadi ringan sehingga dapat mengalir menuju ke permukaan sumur.

### **b. Perolehan Produksi ke dua (Secondary Recovery)**

Jumlah minyak mentah yang dapat diambil secara komersial pada tingkat biaya dan harga yang berlaku dengan penambahan tingkat produksi yang dilakukan dengan cara pemulihan tenaga dorong cadangan dengan menggunakan peralatan dari luar disebut cara produksi kedua atau *secondary recovery*.

Pada tahapan ini penggantian terbuangnya tenaga alamiah dilakukan dengan menginjeksikan air kedalam cadangan.

Teknik yang digunakan adalah dengan cara 1). Suntikan Gas atau Gas Injection, cara ini biasanya menggunakan gas ikutan. Gas ikutan dipisahkan dan kemudian dipompakan kedalam cadangan melalui sumur suntik (*well injection*) dan metode ini cocok untuk cadangan minyak yang mempunyai berat jenis 30 derajat API. dan 2). Suntikan air atau *Water Injection* digunakan apabila tenaga alamiah cadangan turun dengan drastis, sehingga tidak ada aliran minyak mentah dari formasi ke sumur.

### **c. Perolehan Produksi ke tiga (Tertiary Recovery)**

Walaupun operasi produksi dengan cara perolehan pertama dan kedua telah dilakukan secara baik namun tingkat pengambilan terhadap OOIP adalah kecil, karena pada phase perolehan pertama dan kedua masih meninggalkan 2/3 minyak mentah dalam cadangan.

Cara perolehan ketiga ini disebut dengan *enhanced oil recovery* (EOR), dan operasi EOR ada tiga jenis proses yaitu:

- 1) Proses Pemanasan atau Thermal Process
  - Injeksi Uap (*Steam Injection*)
  - Pembakaran udara di tempat (*Air Combustion*)
- 2) Proses Pencampuran atau *Miscible Process*
- 3) Proses Kimiawi atau *Chemical Process*:
  - a) *Polymer Flooding*
  - b) *Surfactant*
  - c) *Alkaline Water Flooding*

Karena cara EOR ini membutuhkan biaya yang sangat tinggi dengan risiko ekonomi yang besar maka sebelum menentukan cara apa yang digunakan terlebih dahulu dilakukan perbandingan untuk menentukan cara yang paling menguntungkan dengan berbagai macam kondisi perekonomian yang berlaku. Pada prinsipnya dari beberapa cara di atas harus diambil cara yang dapat memperoleh tambahan minyak terbesar dan paling ekonomis.

## AKUNTANSI UNTUK MIGAS

**K**omite Prinsip Akuntansi Indonesia tanggal 4 Agustus 1990 mengeluarkan Pernyataan Standar Akuntansi Keuangan (PSAK) 29 tentang Akuntansi Minyak dan Gas Bumi. Adapun latar belakang dikeluarkannya PSAK ini karena:

1. Industri minyak dan gas bumi masih memegang peranan penting dalam perekonomian Indonesia
2. Pertanggungjawaban pengelolaan perusahaan minyak dan gas bumi dalam laporan keuangan yang memerlukan standar akuntansi yang jelas.
3. Prinsip Akuntansi Indonesia 1984 belum mengatur secara khusus perlakuan akuntansi untuk industri minyak dan gas bumi maka sering terjadi perbedaan pendapatan antara *auditee* dan auditor.

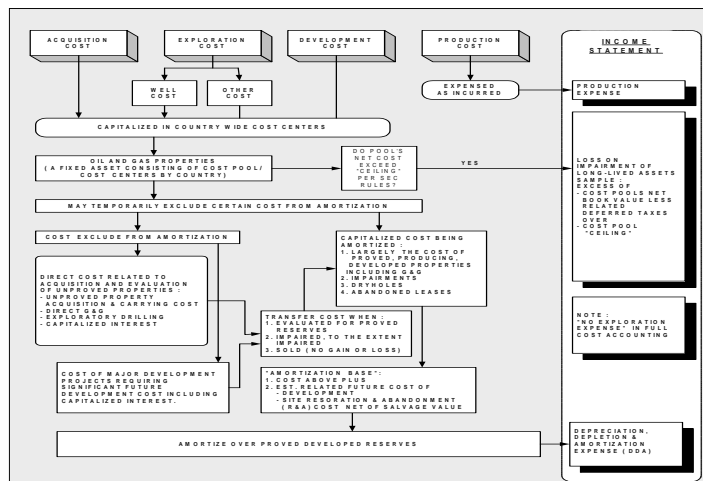
Di Amerika, standar akuntansi minyak dan gas bumi dikeluarkan oleh *Financial Accounting Standard Board (FASB)* yang disebut dengan *Standard Financial Accounting Statement (SFAS 19, 25 dan 69)*.

Keluarnya SFAS 19 ini disebabkan oleh berbagai hal yang menimbulkan kontroversi dikalangan perminyakan, terutama yang menyangkut perlakuan akuntansi atas aktivitas dan biaya eksplorasi yang penuh dengan unsur spekulasi.

Titik persoalan yang utama disini adalah; apakah biaya eksplorasi pada masa pencarian minyak dan gas bumi yang tidak berhasil atau gagal merupakan biaya dari pencarian minyak dan gas bumi yang berhasil atau tidak.

## A. FULL COST CONCEPT (FC)

Dengan diterbitkannya SFAS 19, beberapa pihak terutama produsen minyak dan gas bumi kecil dan baru berpendapat bahwa pencarian minyak dan gas bumi yang gagal merupakan biaya dari pencarian minyak dan gas bumi yang berhasil, dengan alasan bahwa biaya dari sumber yang gagal menghasilkan minyak dan gas bumi (*dry hole*) termasuk bagian dari biaya yang diperlukan untuk memperoleh lubang minyak dan gas bumi yang menghasilkan minyak dan gas bumi serta menguntungkan. Dengan demikian biaya eksplorasi dari *dry hole* harus di kapitalisir bersama sumber yang menghasilkan. Konsep ini disebut dengan *Full Cost Concept* (FC).



**Gambar 4.1** Konseptual Alur Pikir Full Cost

Di Indonesia metode *Full Cost* didasarkan pada teori "*Single Asset*" yang memandang bahwa semua kekayaan dari perusahaan minyak dan gas bumi sebagai suatu kesatuan aset dimana semua biaya sebelum mencapai tahap produksi dikapitalisasi dan kemudian diamortisasi secara prorata.

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

- Biaya pencarian *dry hole*  
Biaya pengeboran sumur *dry hole* merupakan bagian dari biaya perolehan seluruh cadangan yang dimiliki oleh perusahaan di suatu Negara dan harus dikapitalisasi.
- Pemindahan hak penambangan  
Meskipun hasil penjualan hak penambangan suatu lokasi berbeda dengan harga perolehannya, keuntungan atau kerugian dari penjualan tersebut

biayanya tidak diakui karena lokasi yang dijual tersebut merupakan bagian yang tidak terpisahkan dari total aset.

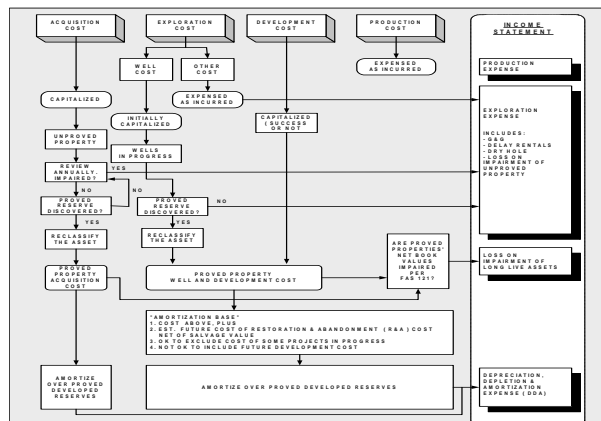
Keuntungan diakui bilamana hasil penjualan lokasi melebihi nilai total aset, dan kerugian baru diakui kalau hasil penjualan total aset lebih kecil daripada biaya perolehannya.

c. Perhitungan amortisasi

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

## B. SUCCESSFUL EFFORT CONCEPTS

Berbeda dengan produsen minyak berskala kecil, bagi perusahaan produsen minyak berskala besar berpendapat bahwa hanya biaya dari proyek yang berhasil yang dapat dikapitalisir, sedangkan biaya pencarian minyak dan gas bumi yang gagal harus dianggap sebagai pengeluaran (*expense*) pada saat itu juga. Konsep ini disebut dengan *Successful Efforts Concepts* (SE).



Gambar 4.2 .Konseptual Alur Pikir Succesfull Effort

Di Indonesia metode *Successful Efforts* (SE) didasarkan pada teori “*Multiple Asset*” yang dianggap kekayaan perusahaan yang tertanam dalam setiap cadangan sebagai kesatuan aset.

Perlakuan akuntansi atas biaya eksplorasi *dry hole*, pemindahan hak penambangan dan dasar perhitungan amortisasi adalah sebagai berikut:

a. Biaya eksplorasi *dry hole*

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



- b. Pemindehan hak penambangan  
Keuntungan atau kerugian dari pemindehan hak penambangan suatu cadangan diakui bilamana hasil daripada pemindehan hak penambangan tersebut lebih besar atau lebih kecil dari biaya perolehan cadangan yang bersangkutan
- c. Perhitungan amortisasi.  
Amortisasi biaya cadangan terbukti dihitung perkekayaan atau percadangan.

SFAS 19 yang dikeluarkan oleh FASB mengatur tentang akuntansi dan pelaporan keuangan bagi perusahaan-perusahaan minyak dan gas bumi Amerika Serikat dan khusus untuk perlakuan akuntansi kegiatan eksplorasi minyak dan gas bumi SFAS ini hanya mengakui SE *Concepts* serta membatasi FC *Concepts*. Hal ini menimbulkan protes dari perusahaan-perusahaan kecil dan baru yang merasa dirugikan dengan implementasi SFAS 19 ini. Tekanan ini mengakibatkan SEC (*Stock Exchange Commission*) menentang SFAS 19 dengan mengizinkan perusahaan-perusahaan minyak dan gas bumi publik memilih metode yang digunakan (FC atau SE). Dan FASB mengeluarkan SFAS 25 yang pada intinya memperkenankan penggunaan FC *Concepts* dalam akuntansi eksplorasi minyak dan gas bumi disamping SE *Concepts*.

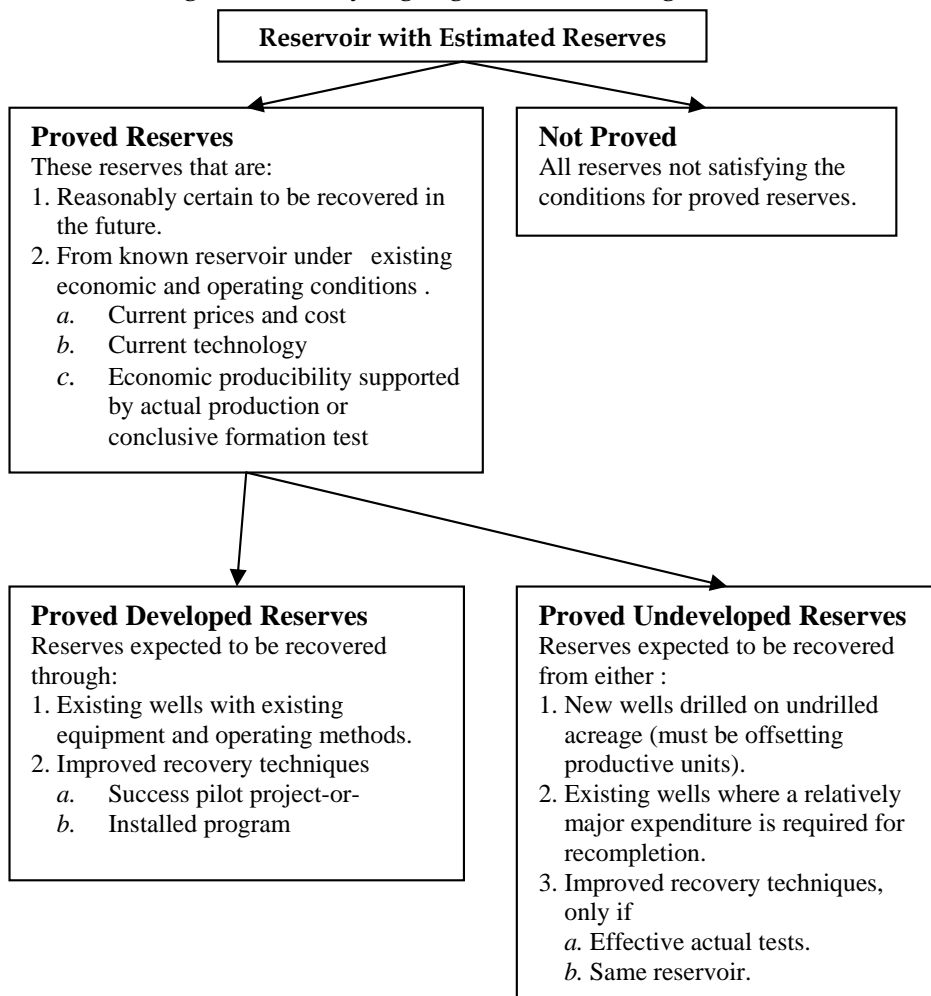
Meskipun FASB telah mengeluarkan SFAS 25 yang memperbaiki SFAS 19, namun kontroversi tetap berlanjut dan SEC beranggapan bahwa baik FC *Concepts* maupun SE *Concepts* tetap tidak memberikan informasi posisi keuangan dan hasil operasi perusahaan minyak dan gas bumi yang cukup dan untuk itu SEC berpandangan perlu mengembangkan metode akuntansi yang sesuai dari sumber minyak yang berhasil. Selajutnya SEC memunculkan konsep *Reserve Recognition Accounting (RRA)*, yang kemudian antara lain melatar belakangi lahirnya SFAS 69.

SFAS 69 meminta perusahaan minyak dan gas bumi untuk mengungkapkan informasi tambahan tetapi tidak menjadi bagian dari laporan keuangan, yang terdiri dari:

- 1) jumlah sumber minyak dan gas bumi yang berhasil
- 2) biaya produksi minyak dan gas bumi yang dikapitalisir
- 3) biaya kegiatan perolehan, eksplorasi dan pengembangan pada minyak dan gas bumi
- 4) hasil kegiatan produksi minyak dan gas bumi
- 5) ukuran *standar discounted future cash flow* atas sumber minyak dan gas bumi.

Melihat dari SFAS - SFAS yang dikeluarkan FASB dan adanya kebebasan memilih salah satu dari kedua konsep ini dan dengan membandingkan dengan PSAK 29 bagi penggunaannya dalam hal ini (PT PERTAMINA) maka akan timbul konsekuensi ekonominya yaitu bila perusahaan ingin memperkecil laba serta jumlah pajak perseroan yang harus dibayar maka PERTAMINA akan menggunakan metode SE, dan apabila perusahaan ingin menunjukkan laba yang besar kepada masyarakat atau pengguna laporan keuangan lain maka PERTAMINA akan menggunakan metode FC.

Untuk mempermudah dalam pengklasifikasian biaya dalam industri ini, dapat dilihat berdasarkan *relevant activities* yang dapat atau biasa dipakai dalam terminologi akuntansi yang digambarkan sebagai berikut:



### C. HISTORICAL COST ACCOUNTING

Berdasarkan *generally accepted historical cost methods* ada dua metode yang dapat digunakan sebagai dasar penghitungan biayanya yaitu; *successful-efforts accounting* (SE) dan *full-cost accounting* (FC). Sehubungan dengan empat macam aktivitas dasar biaya yang menjadi isu utama dan sebagai dasar atau fundamental *accounting* adalah penggolongan biaya apakah biaya tersebut digolongkan sebagai *expense* atau *capitalized*.

Dalam pelaksanaan kegiatan eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi ada 4 (empat) komponen biaya-biaya yang umumnya terjadi pada perusahaan-perusahaan perminyakan, dan pencatatan dilakukan berdasarkan prasyarat yang ada pada Akuntansi Perminyakan. Adapun keempat biaya umum tersebut adalah:

1. *Acquisition Cost* (Biaya-biaya Akuisisi).  
Biaya-biaya akuisisi adalah biaya-biaya yang terjadi sehubungan dengan usaha perusahaan untuk memperoleh *property* (hak untuk melakukan industri minyak dan gas bumi pada suatu kawasan/areal).
2. *Exploration Cost* (Biaya-biaya Eksplorasi).  
Biaya-biaya eksplorasi adalah biaya-biaya yang terjadi dalam usaha untuk mengeksplorasi (mencari minyak dan gas bumi serta panas bumi) pada suatu *property*.
3. *Development Cost* (Biaya-biaya Pengembangan).  
Biaya-biaya pengembangan adalah biaya yang terjadi dalam kaitannya dengan kegiatan-kegiatan untuk mempersiapkan/mendapatkan *proved reserve* (terdapat cadangan terbukti) agar siap untuk diproduksi secara komersial.
4. *Production Cost* (Biaya-biaya Produksi).  
Biaya-biaya produksi adalah biaya-biaya yang berhubungan dengan kegiatan mengangkat (*lifting* minyak, gas bumi, panas bumi, dan mineral-mineral lainnya ke atas permukaan tanah yang terdiri antara lain dari beban pengurusan tanah pertama, tahap kedua dan tahap ketiga), pengumpulan dalam tangki penimbun, pemisahan antara minyak, gas bumi, dan endapan dasar air, *treating* (pengolahan), dan penyimpanan minyak dan gas bumi dalam tangki penyimpanan untuk siap dipasarkan.

Yang menjadi isu penting dalam melakukan pencatatan dari keempat komponen biaya tersebut adalah kapan masanya biaya-biaya tersebut harus dikapitalisasi atau kapan masanya biaya-biaya tersebut dianggap sebagai *expense* (dibebankan pada laba rugi tahun berjalan).

Rebecca A. Gallun (1993; 36), Ada dua metode biaya yang berlaku umum yang meliputi empat dasar biaya yaitu: *successful-efforts accounting* (SE) and *full-cost accounting* (FC).

Berdasarkan *Generally Accepted Accounting Principle* (GAAP) dan Pernyataan Standar Akuntansi Keuangan (PSAK) No. 29 ada dua metode pengakuan yang dapat dipakai yaitu:

1. *Full Costing* (FC) *Method*
2. *Succesfull Effort* (SE) *Method*

Timbulnya pemikiran ini disebabkan oleh berbagai hal yang menimbulkan kontroversi dikalangan perminyakan, terutama yang menyangkut perlakuan akuntansi atas aktivitas dan biaya eksplorasi yang penuh dengan unsur spekulasi.

Titik persoalan yang utama di sini adalah; apakah biaya eksplorasi pada masa pencarian minyak dan gas bumi yang tidak berhasil atau gagal merupakan biaya dari pencarian minyak dan gas bumi yang berhasil atau tidak.

Di Amerika, standar akuntansi minyak dan gas bumi yang dikeluarkan oleh *Financial Accounting Standard Board* (FASB) disebut juga dengan *Standard Financial Accounting Statement* (SFAS 19, 25 dan 69), membuat batasan-batasan yang dapat dipakai sebagai acuan dalam melakukan pencatatan dan pelaporannya.

Disini diatur kapan digunakan *Succesfull Effort Method* dan siapa saja yang dapat menggunakan *Full Costing Method* tersebut.

*Successful effort accounting* mengambil definisi dari FASB No. 19 yang secara konsisten digunakan bersamaan dengan teori akuntansi keuangan. Paragraf 143 FASB berbunyi sebagai berikut:

*In the presently accepted financial accounting framework, an asset is an economic resource that is expected to provide future benefits, and non monetary assets generally are accounted for at the cost to acquire or construct them. Cost that do not related directly to specific assets having identifiable future benefits normally are not capitalized – no matter how vital those costs may be to the ongoing operations of the enterprise. If costs do not give rise to an asset with identifiable future benefits, they are charged to expense or recognize as a loss.*

Di bawah *successful effort*, terdapat hubungan langsung antara biaya yang dikeluarkan dengan cadangan yang ditemukan, konsekuensinya hanya yang sukses saja yang dapat diakui sebagai *proved reserved*, yang merupakan bagian dari pada biaya penemuan cadangan minyak dan harus di *capitalized*. Yang tidak berhasil langsung dikategorikan sebagai *expensed*.

Untuk jelasnya perbedaan antara SE dan FC ini berikut ilustrasinya:

**Tabel 4.1.** SE versus FC

Item	SE	FC
G & G Cost	E	C
Acquisition Costs	C	C
Exploratory dry hole	E	C
Exploratory well, successful	C	C
Development dry hole	C	C
Development well, successful	C	C
Production costs	E	E
Amortization cost center	Property, field or reservoir	Country

Sumber: Rebecca A. Galiun 1993

Berbeda penggunaan dalam pendekatan akuntansi maka akan berbeda pula hasil yang dicapainya, ini sangat berpengaruh terhadap laporan rugi laba maupun neraca perusahaan minyak, sebagai contoh sebagai berikut:

PT Melayu Petroleum Ltd, memulai operasinya di Block Riau pada tanggal 19 April 2008. Selama tahun berjalan pada tahun pertama, biaya-biaya yang telah dikeluarkan, DD&A (*depreciation, depletion and amortization*) untuk menghasilkan pendapatan (*revenue*) adalah sebagai berikut:

G & G costs	30,000	
Acquisition costs	50,000	
Exploratory dry holes	1,200,000	
Exploratory wells, successful	400,000	
Development costs	200,000	
Production costs	25,000	
DD&A expense	40,000	(SE) 90,000 (FC)
Revenue	100,000	

### Laporan Laba/Rugi

Revenue	100,000	100,000
Expenses:		
G & G	30,000	0
Exploratory		
Dry holes	1,200,000	0
Production costs	25,000	25,000
DD & A	40,000	90,000
Total expenses	<u>1,295,000</u>	<u>115,000</u>
Net Income	<u>-1,195,000</u>	<u>-115,000</u>

**Neraca (Parsial)**

	SE	FC
G & G Costs		30,000
Acquisition costs	50,000	50,000
Exploratory dry holes		1,200,000
Exploratory well, successful	400,000	400,000
Development costs	<u>200,000</u>	<u>200,000</u>
Total Asset	650,000	1,880,000
Less Accumulated DD & A	<u>40,000</u>	<u>90,000</u>
Net Assets	<u>610,000</u>	<u>1,790,000</u>

Pada prinsipnya pendekatan dengan menggunakan *Sucesful Effort*, memiliki empat macam biaya yang dapat di implementasikan meliputi *acquisition coat*, *exploration cost*, *development cost* dan *production cost*.

Secara sederhana pencatatannya dapat dilihat dalam transaksi yang dilakukan oleh PT Melayu Petroleum Ltd, sebagai berikut:

- a) Pada 1 Januari 2009, PT Melayu Petroleum Ltd, mengeluarkan uangnya sebesar \$200.000 untuk aktivitas G & G dalam usaha untuk mendapatkan cadangan minyak yang prospek (Ini adalah aktivitas eksplorasi yang tidak berhubungan langsung dengan penemuan cadangan dan tidak dapat dikatakan berhasil. Hanya aktivitas pengeboran yang menemukan minyak)

**Entry .**

G & G expense	200.000	
Cash		200.000

- b) Pada 9 Januari 2009, PT Melayu Petroleum Ltd mendapatkan wilayah kerja pertambangan 100-acre dengan membayar sewa (*lease paying*) bonus sebesar \$20 per-acre (*acquisition cost*).

**Entry.**

Unproved property (100x \$20)	2.000	
Cash		2.000

- c) Pada 20 Februari 2009, PT Melayu Petroleum Ltd mengalami kegagalan dalam pengeboran sumur eksplorasi dengan biaya yang telah dikeluarkan sebesar \$300.000 (*unsuccessful or nonproductive exploration cost*)

**Entry.**

Dry-hole expense	300.000	
Cash		300.000

- d) Pada 29 Maret 2009, PT Melayu Petroleum Ltd sukses melakukan pengeboran sumur eksplorasi dengan biaya yang dikeluarkan \$325,000 (*successful productive exploration cost*)

**Entry.**

Wells and related equipment & facilities (E & F)	325.000	
Cash		325.000

Karena sumur tersebut berhasil maka PT Melayu harus melakukan *re-classify*.

Proved property	2.000	
Unproved property		2.000

- e) Pada 10 April 2009, PT Melayu Petroleum Ltd mengeluarkan uang sebesar \$80,000 untuk membangun *production facilities* (fasilitas produksi) seperti membuat *flow lines* dan lain sebagainya. (biaya ini meliputi persiapan *proved reserves* untuk produksi seperti biaya pengembangan)

**Entry.**

Wells and related E & F	80.000	
Cash		80.000

- f) Pada 3 Juni 2009, PT Melayu Petroleum Ltd mengeluarkan uang untuk biaya produksi sebesar \$40,000 (*productions cost*)

**Entry.**

Production expense	40.000	
Cash		40.000

## BIAYA EKSPLORASI (NONDRILLING)

Penguasaan besarnya *proved reserves* dalam usaha pertambangan sangat mempengaruhi kelangsungan hidup usaha penambangan. Untuk mempertahankan dan memperbesar *proved reserved* dilakukan melalui aktivitas eksplorasi. Oleh karena itu aktivitas eksplorasi memegang peran penting bagi perusahaan penambangan.

Dalam SFAS 19 yang dikeluarkan FASB definisi biaya eksplorasi adalah semua biaya-biaya yang terjadi untuk mengadakan lokalisasi penyelidikan atas wilayah yang diperkirakan mengandung cadangan minyak dan gas bumi.

Aktivitas eksplorasi yang meliputi identifikasi dan pengujian wilayah kerja pertambangan yang diduga mengandung cadangan minyak dan gas. Berdasarkan SFAS No 19 paragraf 17 adalah sebagai berikut:

- a) *Cost of topogrsphical, geological, and geophysical studies, rights of access to properties to conduct those studies and salaries and other expenses of geologies, geophysical crews and others conducting those studies. Collectively, these are sometimes referred to as geological and geophysical (G&G) costs.*
- b) *Costs of carrying and retaining undeveloped properties such as delay rentals, ad valorem taxes on the properties, legal costs for title defense, and maintenance of land and lease records.*
- c) *Dry hole contributions and bottom hole contributions.*
- d) *Costs of drilling and equipping exploratory wells*
- e) *Costs of drilling exploratory-type strategraphik test wells.*

Berdasarkan definisi di atas maka biaya eksplorasi dapat terjadi sebelum atau sesudah perolehan lahan eksplorasi.

Kategori biaya-biaya eksplorasi terdiri dari:



## A. BIAYA GEOLOGI & GEOFISIKA

Aktivitas G & G bertujuan untuk mengidentifikasi dan memperkirakan letak lokasi cadangan yang dapat diproduksi secara komersial. Untuk wilayah yang luas aktivitas G & G dilakukan melalui udara dan berdasarkan penglihatan secara menyeluruh pada daerah rencana eksplorasi kemudian dipersempit setelah menemukan daerah yang dipersempit kemudian dilanjutkan dengan survei yang lebih rinci. Dari data yang rinci inilah para ahli geologi dan geofisika menetapkan identifikasi yang potensial adanya cadangan dari suatu *working interest*.

Penyelidikan G & G yang dilakukan sebelum perolehan lahan eksplorasi biasanya dibuat dalam suatu perjanjian dalam bentuk *shooting right*. Oleh karena tujuan untuk perolehan lahan eksplorasi, maka perjanjiannya dikaitkan dengan hak bagi pelaksana untuk melakukan opsi kontrak sewa (*option to lease*). Pihak yang melakukan aktivitas geologi dan geofisika mempunyai hak untuk melakukan sewa lahan eksplorasi (*lease property*), apabila hasil dari penelitiannya nanti memberikan indikasi kemungkinan ada cadangan minyak dan gas bumi.

Aktivitas G& G dapat juga dilakukan pada *property* milik orang lain, dengan mengharapakan kompensasi dalam bentuk penyerahan kepentingan atas lahan eksplorasi (*interest in property*). Bagi yang berhasil menemukan *proven property* maka seluruh biayanya akan diganti dengan memperoleh sebagian kepentingan atas lahan eksplorasi. Sedangkan yang gagal akan memperoleh penggantian biaya dari pemilik lahan eksplorasi.

Berdasarkan prinsip perjanjian ini, maka biaya G & G yang berhasil akan dikategorikan sebagai biaya *Acquisition The Proved Property* dan yang gagal akan dibukukan sebagai perkiraan piutang (*Account Receivable*). Sedangkan selama melakukan aktivitas ini untuk sementara dibukukan sebagai perkiraan piutang.

### a. Biaya Geologi & Geofisika Shooting Right

Pembebanan Biaya G & G untuk *shooting right* ini dapat kita tinjau dengan metoda-metoda pencatatan yang telah diatur dalam SFAS 19 dan Kontrak *Production Sharing*.

Contoh:

PT Melayu Petroleum Ltd memperoleh *shooting right* penyelidikan G & G pada suatu lahan eksplorasi seluas 10.000 acre dengan membayar *fire bonus* setiap acre sebesar \$0.30. Dan untuk melaksanakan survei ini PT Melayu Petroleum Ltd menunjuk perusahaan jasa PT Rindu Alam dengan membayar \$25.000.

Transaksi tersebut dicatat oleh PT Melayu Petroleum Ltd sebagai berikut:

**Successful Effort**

G & G Expense ( <i>shooting right</i> )	3.000	
Cash		3.000
G & G Expense ( <i>service</i> )	25.000	
Cash		25.000

**Full Costing**

Unproved Property ( <i>shooting riht</i> )	3.000	
Cash		3.000
Unproved Property ( <i>service</i> )	25.000	
Cash		25.000

**Kontrak Production Sharing**

Unrecovered Other Cost ( <i>service</i> )	25.000	
Cash		25.000

Dalam kasus ini apabila kita lihat dari metode SE yang mana prinsip pengakuan biaya adalah semua biaya-biaya yang berhubungan langsung dengan penemuan cadangan, apabila berhasil dibukukan sebagai aktiva dan apabila gagal dibukukan sebagai *expense*. Oleh karena aktivitas G & G tidak ada hubungan langsung dengan penemuan cadangan, maka seluruh biaya akan dicatat sebagai *expense* pada saat terjadi.

Menurut metode *Full Costing*, semua biaya yang berkenaan dengan pencarian cadangan, baik berhasil maupun gagal akan dicatat sebagai aktiva pada pusat biaya berdasarkan di Negara mana kegiatan.

Dalam prosedur akuntansi KPS sebelum menemukan cadangan yang dapat diproduksi secara komersial maka seluruh biaya non kapital akan dilakukan penundaan pengakuan dan setelah ada pengakuan dibukukan pada perkiraan *unrecovered Other Cost (service)*. Karena *shooting right* terjadi diluar kontrak dan hal ini merupakan masalah internal operator, oleh karenanya masalah pendanaan merupakan kewajiban yang harus dipenuhi oleh kontraktor maka seluruh biaya ini tidak termasuk kedalam *operating cost*.

Di Indonesia praktek *shooting right* ini dapat juga dilakukan, namun kepastian untuk memperoleh wilayah kerja tergantung dari persaingan yang dilakukan dalam suatu lelang umum. Sehingga berdasarkan teoritis bonus dan *fee* untuk *shooting right* ini akan mengurangi *unrecovered other cost* karena dianggap sebagai penerimaan bagi yang melakukan aktivitas

G & G dan bagi yang menggunakan atau pembayar merupakan biaya geologi dan geofisika, dicatat sebagai berikut:

**Penerima:**

Cash	3.000	
Unrecoverd Other Cost		3.000

**Pembayar:**

Unrecovered Other Cost	3.000	
Cash		3.000

Berdasarkan prinsip KPS maka operator cenderung untuk tidak melaporkannya karena dianggap merupakan kejadian diluar kontrak.

**b. Biaya G & G untuk Pertukaran Interest in Property**

Pengakuan biaya G & G untuk pertukaran properti adalah apabila gagal akan memperoleh pengembalian dan apabila berhasil akan menerima *interest in property* sebesar yang telah disepakati pada perjanjian. Oleh sebab itu pengakuan biaya apabila gagal dicatat pada *Account Receivable* dan bila berhasil merupakan biaya *acquisition* atas *proved property*.

Contoh:

PT Siak Sari Petroleum melaksanakan kegiatan G & G pada wilayah kontrak sewa X dan Y milik orang lain. Dalam perjanjian dinyatakan bahwa apabila menemukan indikasi cadangan PT Siak Sari Petroleum akan memperoleh 25% *working interest* dan apabila gagal seluruh pengeluaran akan diganti oleh pemilik lahan. Biaya yang telah dikeluarkan untuk kontrak sewa X sebesar 20.000 dan Kontrak sewa Y sebesar 30.000.

Indikasi terakhir diketahui bahwa di daerah X terjadi kegagalan dan di daerah "Y" berhasil, maka PT Melayu Petroleum Ltd transaksi adalah sebagai berikut:

**Kontrak Sewa X**

Receivable WKP X	20.000	
Cash		20.000
Cash (gagal)	20.000	
Receivable WKP X		20.000

**Kontrak Sewa Y**

Receivable WKP Y	30.000	
Cash		30.000
Proved Property WKP Y	30.000	
Receivable WKP Y		30.000

Menurut KPS, karena tanggung jawab operasi dan pembiayaan adalah kontaktor maka tidak ada pembukuan dan transaksi di atas adalah

masalah internal operator. Sehingga operasi yang gagal ataupun berhasil dibukukan sebagai *unrecovered other cost*. Perjanjian pertukaran *interest* antara operator dan pihak lain hanya akan merubah komposisi pemegang *interest*. Di KPS biaya-biaya yang diakui adalah biaya *at cost* dan tidak mengakui *capital loss and capital gain*.

**Kontrak Sewa X**

Unrecovered Other Cost	30.000	
Cash		30.000

**Kontrak Sewa Y**

Unrecovered Other Cost	20.000	
Cash		20.000

## B. CARRYING AND RETAINING

Biaya *Carrying and Retaining* adalah biaya-biaya yang dikeluarkan untuk mempertahankan atau memperpanjang hak kontrak sewa properti, biaya-biaya ini meliputi pembayaran *delay rental*, *ad'valorem tax on the property*, biaya hukum untuk mempertahankan dan memelihara hak tanah serta biaya pendaftaran kontrak sewa.

*Delay rental* atau pembayaran denda merupakan biaya tahunan yang harus dibayar kerana melakukan penundaan pengeboran eksplorasi. Pembayaran ini dilakukan untuk memperpanjang waktu untuk melakukan pengkajian ulang data G & G sebelum mempertaruhkan risiko pembiayaan pengeboran, dan biaya *delay rental* ini relatif kecil. Pembayaran denda disini dibukukan sebagai *expense* pada saat terjadi karena dia tidak menaikkan potensi cadangan.

*Ad valorem tax on the property* merupakan pembayaran pajak sehubungan dengan kepemilikan properti. Besarnya pajak ini tergantung dari potensi *economic interest* dan meliputi pungutan pemerintah, iuran daerah dan kontribusi pendidikan. Biaya yang timbul disini dapat dikategorikkan sebagai biaya produksi.

*Legal cost for title defense* merupakan biaya untuk mempertahankan hak milik properti dari kemungkinan gugatan pihak lain, biaya-biaya ini mencakup biaya *attorney fee* dan biaya pengadilan. Dan biaya hukum ini cukup material dipandang dari kepentingan akuntansi.

Biaya pemeliharaan properti biasanya dibebani dari bagian tanah atau hukum dan meliputi evaluasi dan pembaharuan dokumen kontrak sewa. Komponen terbesar dari biaya ini adalah gaji pegawai, material dan barang sediaan untuk kepentingan operasi. Untuk pencatatan beban biaya ini dilakukan pada *account Record Maintenance Expense*.

Dalam KPS biaya *carrying and retaining* ini meliputi pungutan daerah dan nantinya akan diganti oleh Pemerintah; seperti halnya iuran pembangunan daerah yang menjadi sumbangan dan karena sumbangan ini sering terjadi pada tahap produksi maka biaya yang terjadi disini dapat dikategorikan sebagai biaya produksi.

Contoh:

PT Melayu Petroleum Ltd untuk mempertahankan wilayah kerjanya telah mengeluarkan biaya untuk *delay rental* sebesar \$1.000, *Ad valorem tax* sebesar \$1.200 dan *Record Maintenance* sebesar \$500, pencatatan yang dapat dilakukan oleh PT Melayu Petroleum Ltd adalah sebagai berikut:

#### Successful Effort

Delay rental expense	1.000	
Cash		1.000
Ad valorem tax exp.	1.200	
Cash		1.200
Record Miantenace	500	
Cash		500

#### Full Costing

Undeveloped property (delay rental expense)	1.000	
Cash		1.000
Undeveloped property (ad valorem tax exp)	1.200	
Cash		1.200
Undeveloped property (record mantenance)	500	
Cash		500

#### Kontrak Production Sharing

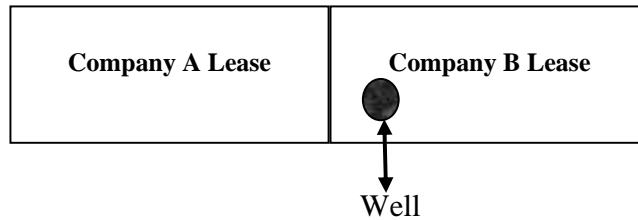
Tidak dibukukan tetapi hanya merupakan catatan saja. Karena biaya penyelidikan yang disetujui masuk sebagai *operating cost* akan menambah perkiraan *unrecoverd other cost*. Sedangkan untuk pungutan akan diganti setelah mulai produksi komersial.

### C. KONTRIBUSI SUMUR UJI.

Sistem kontribusi sumur uji (*Test Well Contribution*) merupakan cara untuk memperoleh informasi geologi dan geofisika yang dilakukan oleh pihak lain sebagai pemilik wilayah sekitarnya dengan cara ikut kontribusi

pembiayaannya. Sebelum pengeboran dilakukan, pihak pelaksanaan pengeboran akan mengajukan rencana rincian pengeluaran kepada pihak yang akan ikut kontribusi.

Kontribusi Sumur uji ini ada dua bentuk yaitu kontribusi *dryhole* dan kontribusi *bottom hole*.



Dalam kontribusi *dryhole* kewajiban pembayaran pihak yang ikut kontribusi baru timbul apabila menemukan sumur yang *dryhole* atau tidak dapat berproduksi secara komersial, disini pihak pengebor tetap diwajibkan untuk memberikan data geologi & geofisika kepada pihak yang ikut kontribusi.

Pada kontribusi *bottom hole* pembayaran akan dilakukan apabila pengeboran mencapai kedalaman tertentu tanpa harus memperhatikan hasilnya, kewajiban memberikan data G & G tergantung dari bunyi kontrak dan penerimaan pembayaran kontribusi bagi pembor akan mengurangi biaya *intangible drilling*

Dalam KPS pembelian informasi geologi & geofisika dibenarkan dan diakui masuk kategori eksplorasi. Bagi operator pembayar dibukukan untuk menambah *unrecovered other cost*, sedangkan bagi penerima harus mengurangi perkiraan *unrecovered other cost*. Untuk memudahkan dapat dilihat contoh di bawah ini:

PT Melayu Petroleum Ltd telah melakukan pengeboran di wilayah kerja pertambangan yang dikuasainya, sebahagian ada yang gagal dan sebagian ada juga yang berhasil. Berdasarkan informasi G&G dari masing-masing sumur tersebut adalah sebagai berikut:

Well # 1, *dry hole* dengan kontribusi biaya \$15,000

Well # 1, *dry hole* dengan kontribusi biaya \$15,000

Well # 1, *dry hole* dengan kontribusi biaya \$15,000

Well # 1, *dry hole* dengan kontribusi biaya \$15,000

Pencatatannya dapat dilakukan sebagai berikut:

#### **Successful Effort**

Biaya kontribusi Sumur Uji tidak ada kaitannya langsung dengan penemuan cadangan, karenanya dibukukan sebagai *expense* pada saat terjadi.

**Well 1 - dry hole****Entry:** Kontribusi Dry=hole

Test Well Cont. Exp	15.000	
Cash		15.000

Seandainya pengeboran menghasilkan sumur produksi, maka tidak ada pembukuan.

**Well 3 - drilled to agreed depth and determined to dry****Kontribusi Bottom Hole**

Test Well Cont. Exp	10.000	
Cash		10.000

Seandainya pengeboran gagal mencapai kedalaman tertentu dalam perjanjian, pembukuannya tidak ada

**Full Costing**

Biaya kontribusi Sumur Uji termasuk kegiatan geologi dan geofisika, maka seluruh biaya yang timbul harus dikapitalisasi dan apabila ada realisasi pembayaran dibukukan pada perkiraan *undeveloped property*.

**Well 1 - dry hole****Kontribusi Dryhole**

Undeveloped Property	15.000	
Cash		15.000

Seandainya pengeboran menghasilkan sumur produksi, maka tidak ada pembukuan

**Well 3 - drilled to agreed depth and determined to dry****Kontribusi Bottom Hole**

Undeveloped Property	10.000	
Cash		10.000

Seandainya pengeboran gagal mencapai kedalaman tertentu dalam perjanjian, pembukuannya tidak ada

**Kontrak Production Sharing**

Biaya kontribusi Sumur Uji termasuk kegiatan geologi dan geofisika, maka seluruh biaya diberlakukan sebagai non kapital pada saat terjadi dan apabila ada realisasi pembayaran, bagi operator pembayaran akan menambah perkiraan *unrecovered other cost*, sedangkan bagi penerima akan mengurangi perkiraan *unrecovered other cost*.

**Well 1 - dry hole****Kontribusi Dryhole**

Pembayar:		
Unrecovered other cost	15.000	
Cash		15.000

Penerima:		
Cash	15.000	
Unrecovered other cost		15.000

Seandainya pengeboran menghasilkan sumur produksi, maka tidak ada pembukuan

**Well 3 - drilled to agreed depth and determined to dry  
Kontribusi Bottom Hole**

Pembayar:		
Unrecovered other cost	10.000	
Cash		10.000

Penerima:		
Cash	10.000	
Unrecovered other cost		10.000

Seandainya pengeboran gagal mencapai kedalaman tertentu dalam perjanjian, pembukuannya tidak ada

Secara komprehensif dapat dilihat contoh berikut:

- a) PT Melayu Petroleum Ltd, tertarik untuk melakukan kegiatan G&G di wilayah kerja pertambangan *West Riau* dengan menggunakan *shooting rights* seluas 6.000 acres dengan biaya \$1.50 per acre

**Dicatat sebagai:**

G & G expense (6,000x \$1.50)	9.000	
Cash		9.000

- b) PT Melayu Petroleum Ltd, membayar ke perusahaan geologi sebesar \$50,000 untuk melakukan *reconnaissance survey* atas area tersebut.

**Dicatat sebagai:**

G & G expense	50.000	
Cash		50.000

- c) Berdasarkan hasil studi tersebut, PT Melayu Petroleum Ltd mengolah 700 acre dari wilayah kerja pertambangannya kepada perusahaan geologi untuk mendapatkan data geologi (G&G) atas wilayah kerja pertambangan sebesar \$15.000



Dicatat sebagai:

G & G expense	15.000	
Cash		15.000

- d) Sepanjang tahun PT Melayu Petroleum Ltd membayar \$2,000 untuk *ad valorem taxes* dan \$10,000 untuk mempertahankan wilayah kerja pertambangan (*carrying and retaining cost*)

**Dicatat sebagai:**

Ad valorem tax expense	2.000	
Cash		2.000

Legal expense - exploration	10.000	
Cash		10.000

- e) Pada akhir tahun pada tahun pertama beroperasi, PT Melayu Petroleum Ltd belum melakukan melakukan pengeboran sama sekali tetapi tetap melakukan pembayaran untuk *delay rental* sebesar \$4,000

**Dicatat sebagai:**

Delay rental expense	4.000	
Cash		4.000

- f) Pada awal tahun kedua PT Melayu Petroleum Ltd, melakukan pengeboran. PT Melayu Petroleum Ltd melakukan pilihan *bottom-hole contribution agreement* untuk mendapatkan informasi G&G dari *well* yang mereka miliki. Kedalam spesifik telah dilakukan pada dua bulan sebelumnya dan PT Melayu Petroleum Ltd membayar \$20,000 per *agreement*.

**Dicatat sebagai:**

Test-well contribution expense	20.000	
Cash		20.000

#### D. PERALATAN DAN FASILITAS PENUNJANG

Kelompok biaya yang termasuk dalam biaya peralatan dan fasilitas penunjang ini meliputi beban biaya penyusutan peralatan seismik, bengkel perbaikan, gudang dan perkantoran serta beban biaya operasi. Semua beban ini baik beban penyusutan maupun biaya operasi harus didasarkan atas sistem alokasi.

Contoh:

PT Melayu Petroleum Ltd mengeluarkan Biaya peralatan dan fasilitas penunjang seismik \$10.000 dan biaya operasi \$20.000, maka peralatannya adalah:

**Successful Effort**

Karena tidak ada hubungan langsung dengan penemuan cadangan, maka komponen biaya ini dibukukan sebagai expense

G & G Expense( <i>depreciation</i> )	10.000	
Accumulated Depr.		10.000
G & G Expense	20.000	
Cash		20.000

**Full Costing**

Karena tidak ada hubungan langsung dengan penemuan cadangan, maka komponen biaya ini dibukukan sebagai aktiva pada saat terjadi

Undeveloped Property	10.000	
( <i>depreciation</i> )		
Accumulated Depr.		10.000
Undeveloped Property	20.000	
Cash		20.000

**Kontrak Production Sharing**

Pembebanan biaya peralatan dan fasilitas penunjang, baik penyusutan maupun non kapital akan menambah perkiraan *unrecovered other cost*.

Unrecovered other cost	10.000	
Accumulated Depr.		10.000
Unrecovered other cost	20.000	
Cash		20.000

**E. PENGEBORAN EKSPLORASI**

Pengeboran eksplorasi merupakan tahap akhir dari aktivitas eksplorasi, karena pengeboran eksplorasi yang dapat membuktikan kepastian letak cadangan. Pengeboran eksplorasi mempunyai hubungan langsung dengan penemuan cadangan sehingga dapat dikategorikan sebagai bagian dari biaya penemuan (*finding cost*).

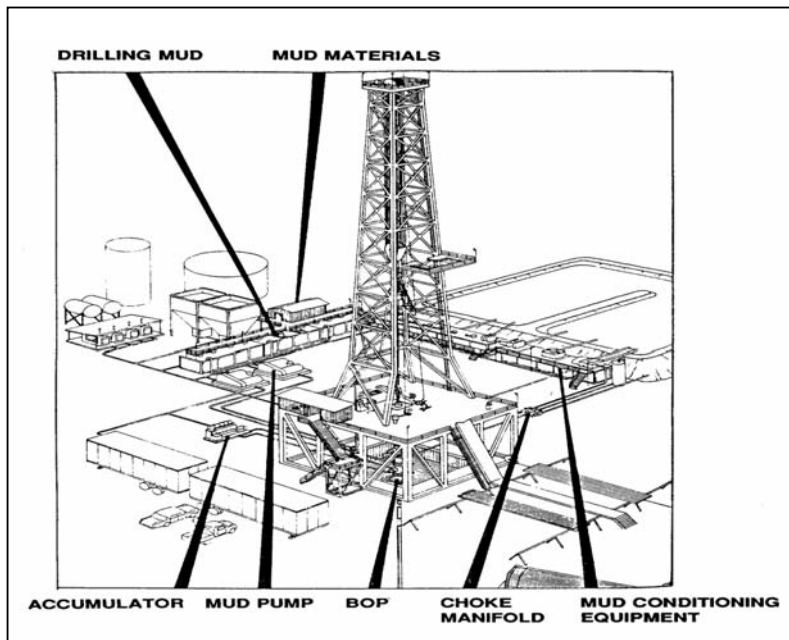
Perlakuan akuntansi atas sumur eksplorasi tergantung dari penggunaan metoda akuntansinya, sedangkan pengertian biaya sumur termasuk didalamnya peralatan dan perlengkapan sumur dapat dikelompokkan dalam dua kategori yaitu kategori *tangible drilling cost* (TGC) dan *intangible drilling cost* (IDC).

### Intangible Drilling Cost (IDC)

IDC merupakan bagian yang tidak kelihatan atau tidak ada nilainya (kecuali biaya semen dan lumpur pengeboran). IDC meliputi biaya persiapan lokasi pengeboran, operasi pengeboran dan penyelesaian sumur.

- Biaya persiapan adalah biaya yang dikeluarkan untuk geologi dan geofisika untuk menentukan lokasi pemboran, persiapan lokasi seperti pemetaan, pembersihan, pembangunan jalan ke lokasi dan lubang pembuangan serta *riging up*.
- Biaya operasi pengeboran meliputi pembayaran jasa pengeboran dan penyediaan *casing* dan peralatan lainnya, *drilling mud*, bahan kimia, semen dan bahan persediaan, upah tenaga kerja dan bahan bakar.
- Biaya penyelesaian sumur meliputi biaya uji sumur seperti rekaman sumur (*well log*), uji kandungan lapisan pipa (*drillsteam test*) dan analisa batuan inti (*core analysis*), jasa pelubangan (*perforating*) dan penyemenan (*cementing*), penyedotan (*swabing*), pengasaman (*acidizing*) dan peretakan (*fracturing*), pemasangan *subsurface equipment* untuk *wellhead* dan *christmas tree* dan apabila *dryhole* maka biaya untuk menyumbat dan meninggalkan (*plug and abandoned*) lokasi.

Biaya lain yang berhubungan langsung dengan pengeboran yang dikategorikan sebagai IDC adalah biaya pemindahan alat pengeboran dan pemulihan tanah serta pembayaran kerugian pada pemilik tanah.

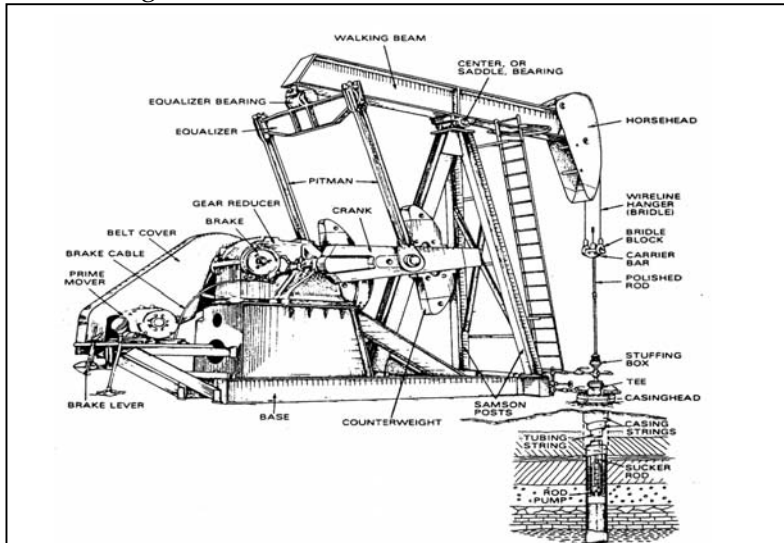


Gambar 5.1. Bagian dari Intangible Drilling Cost

**Tangible Drilling Cost (TDC)**

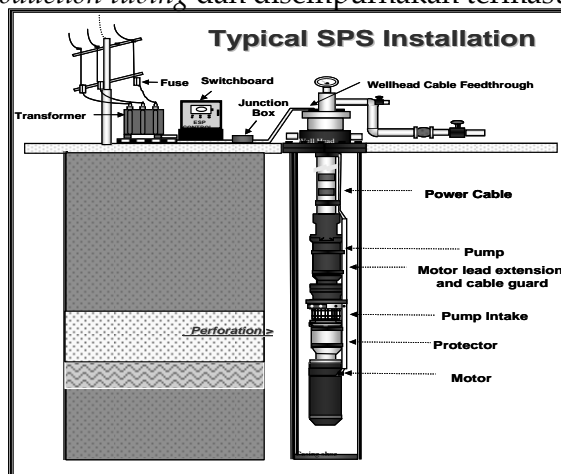
TDC merupakan biaya yang timbul setelah pemasangan *crismas tree*. TDC adalah biaya berwujud yang mempunyai nilai sisa, khusus biaya berwujud yang tidak mempunyai nilai sisa seperti *casing* tetap diperlakukan sebagai TDC.

Pemisahan dua kelompok kategori biaya adalah untuk kepentingan perhitungan pajak. TDC yang umumnya terdiri dari biaya PT. Melayu Petroleum Ltd dan fasilitas sumur dalam perhitungan pajak harus dilakukan penyusutan, sedangkan IDC tidak.



**Gambar 5.2.** Bagian dari Tangible Drilling Cost

Dalam ketentuan KPS, TDC meliputi biaya *wellhead equipment*, *subsurface equipment* dan *production tubing* dan disempurnakan termasuk *casing*.



**Gambar 5.3** Tipikal Sumur Submersible

## Contoh:

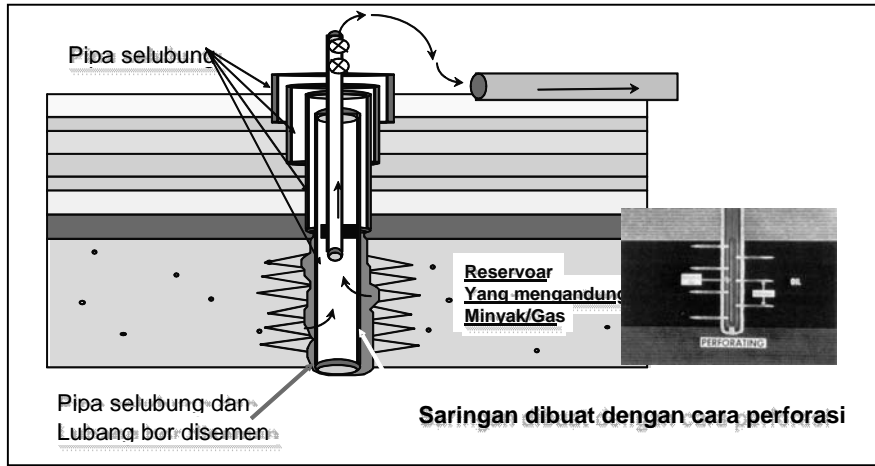
Berdasarkan hasil evaluasi G & G perusahaan PT Melayu Petroleum Ltd memutuskan melakukan kontrak sewa 1.000 acres dengan membayar bonus \$20/acre. Dalam pelaksanaan pengeboran eksplorasi dikeluarkan biaya sebagai berikut:

Biaya geologi & geofisika untuk penetapan lokasi sumur		\$ 5.000
Preparation- cleaning and leveling site and acces road		\$ 2.000
- driging mud pit and install water line		\$ 4.000
Pipe and water line	\$ 2.000	
Pembelian Ppie dan casing	\$ 6.000	
Kontraktor jasa pengeboran		\$40.000
Well log dan drillsteam test		\$ 8.000
Penyelesaian - casing		\$ 4.000
- cementing service		\$ 3.000
Cristmas tree - pembelian	\$ 2.100	
- pemasangan		\$ 300
Perforating and acidizing service	\$ 2.000	
Pembelian pipe, storage tank, separator	\$15.000	
Ongkos pemasangan	\$ 1.000	

## Catatan:

Berdasarkan hasil akhir pengeboran dinyatakan menemukan cadangan, transaksi ini harus dibukukan pada perkiraan sementara yang disebut dengan perkiraan W/P-IDC dan W/P-*Lease & Well Equipment*.

Perkiraan W/P-IDC menampung biaya geologi & geofisika untuk menetapkan lokasi pengeboran, *cleaning and leveling site* dan *access road*, *drigging mud pit and installating water line*, jasa pengeboran, *well log* dan *drillsteam test* *cementing service*, pemasangan *cristmas tree* dan *perforating and acidizing service*.



**Gambar 5.4** Konstruksi Sumur Minyak

Perkiraan W/P-L & WE menampung biaya *pipe water line*, pembelian *pipe and casing*, *casing*, pembelian *crisntmas tree*.

Setelah status sumur eksplorasi dinyatakan berhasil menemukan cadangan migas, maka perkiraan sementara (W/P) dipindahkan ke perkiraan *Well and Related Equipment and Facilities (Well and Related E & F)* dan kemudian lahan eksplorasi direklasifikasi dari perkiraan *unproved* menjadi *proved property*.

**Successful Effort**

Pembayaran kontrak sewa akan menambah biaya kapitalisasi perkiraan *unproved property*.

Unproved Property	20.000	
Cash		20.000

Pembukuan pengeboran sumur dengan menggunakan perantara W/P kemudian dilakukan pemindahan sbb:

Well and related E&F IDC	64.300	
Well and related E&F-L & WE	14.100	
W/P - IDC		63.400
W/P - L & WE		14.100

Bagi sumur yang berhasil menemukan cadangan, maka status lahan eksplorasi dilakukan re-klasifikasi sbb:

Proved property	20.000	
Unproved property		20.000

Untuk pembelian pipa, *storage tank*, separator & ongkos pemasangan dibukukan sbb:

Well and related E&F-L&WE	16.000	
Cash		16.000

*Dryhole*; hanya transaksi G&G untuk penetapan lokasi sumur, persiapan pengeboran, pembelian pipa dan *casing*, jasa pengeboran dan *well log and drillsteam test*.

Dryhole expense	67.000	
W/P - IDC		59.000
W/P - L & WE		8.000

Bagi sumur yang *dry hole* ditambah dengan biaya *plug and abandoned* contoh disini sebesar \$2.000.

Dryhole expense-IDC	2.000	
Cash		2.000

### Full Costing

Pembayaran kontrak sewa akan menambah biaya kapitalisasi perkiraan *unproved property*.

Unproved Property	20.000	
Cash		20.000

Pembukuan pengeboran sumur dengan menggunakan perantara W/P kemudian dilakukan pemindahan sbb:

Well and related E&F IDC	64.300	
Well and related E&F-L & WE	14.100	
W/P - IDC		63.400
W/P - L & WE		14.100

Untuk pembelian pipa, *storage tank*, separator & ongkos pemasangan dibukukan sbb:

Well and related E&F-L&WE	16.000	
Cash		16.000

Bagi sumur yang *dry hole* ditambah dengan biaya *plug and abandoned* contoh disini sebesar \$2.000.

Dryhole expense-IDC	2.000	
Cash		2.000

Dalam prinsip FC, setiap kegiatan eksplorasi akan menambah besarnya jumlah kapitalisasi, akibatnya beban *depreciation, depletion and amortization* (DDA) menjadi besar. Metode ini mempunyai pengaruh terhadap posisi neraca maupun rugi/laba.

**Kontrak Production Sharing**

Pembukuan sumur yang berhasil:

Well IDC non Kapital	64.300	
Well TDC Kapital	14.100	
W/P - IDC		63.400
W/P - TDC		14.100

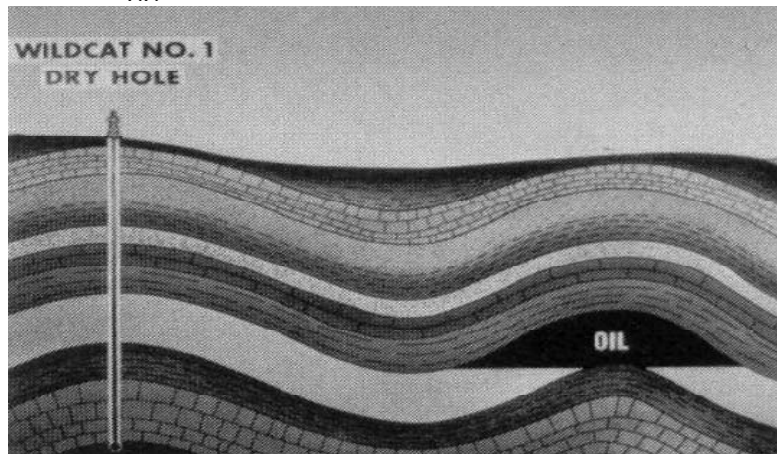
Untuk pembelian pipa, *storage tank*, separator & ongkos pemasangan dibukukan sbb:

Well TDC	16.000	
Cash		16.000

*Dryhole*; hanya transaksi G&G untuk penetapan lokasi sumur, persiapan pengeboran, pembelian pipa dan *casing*, jasa pengeboran dan *well log and drillsteam test + plug & abandoned*).

Dryhole non kapital	69.000	
W/P - IDC		61.000
W/P - TDC		8.000

Dalam pembukuan KPS, *Well and related E&F-L&WE* merupakan TDC dikelompokkan menjadi satu secara tahunan ke perkiraan *production facilities*. Karena para operator umumnya subsidiary dimana pembukuan konsolidasi di kantor pusat menggunakan salah satu dari metoda akuntansi SE atau FC



**Gambar 5.5** Sumur Eksplorasi Dry Hole

## F. SUMUR EKSPLOKASI UJI STRATIGRAFI

Pada dasarnya sumur uji stratigrafi termasuk kategori sumur eksplorasi sehingga pembukuan biayanya sama dengan pengeboran sumur eksplorasi.



Apabila pendekatan pencatatan dengan menggunakan metode SE maka pengeboran yang berhasil menemukan cadangan akan dikapitalisasi dan yang gagal di *expense*. Kalau menggunakan metode FE berhasil atau gagal menemukan cadangan akan dibukukan sebagai kapital. Lain halnya kalau pendekatan yang dilakukan dengan metode KPS maka biaya *dryhole* dibukukan sebagai non kapital dan apabila berhasil menemukan cadangan untuk biaya TDC dibukukan sebagai kapital dan IDC tetap sebagai non-kapital

## BIAYA PEROLEHAN PROPERTI (ACQUISITION COST)

Untuk menjamin kelangsungan hidup suatu perusahaan penambangan minyak dan gas bumi sangat tergantung pada kemampuannya untuk menyediakan atau menambah cadangan tambangan (*proven reserves*). Oleh karena itu perusahaan tersebut akan berusaha agar tambahan cadangan baru seimbang dengan perkembangan produksinya.

Pencarian cadangan baru dapat dilakukan dengan cara intensifikasi di lahan eksplorasi (*property*) yang ada atau melakukan ekstensifikasi dengan perluasan atau penambahan lahan eksplorasi yang baru.

Dari segi biaya perolehan (*acquisition cost*), untuk cara intensifikasi tidak ada tambahan biaya, namun untuk ekstensifikasi ada tambahan biaya.

Tambahan biaya ini ada bermacam-macam bentuknya tergantung dari cara perolehannya dan bentuk kerjasama yang disepakati. Perolehan potensi cadangan dengan ekstensifikasi sering dinyatakan sebagai penambahan *economic interest* atau *mineral right* dan biaya yang ditimbulkannya dapat dikategorikan sebagai biaya perolehan.

Ada beberapa terminologi yang harus di ketahui sebelum melakukan pencatatan atau memilah diantara banyak bentuk biaya, biaya apa saja yang dapat dikategorikan sebagai biaya perolehan.

### A. ECONOMIC INTEREST

*Economic Interest* adalah merupakan kemampuan kepemilikan yang dilakukan melalui investasi atas setiap *origin mineral in place* (OMIP), yang dinyatakan dalam suatu bentuk hubungan kerjasama secara hukum (*legal relationship*).

*Return on investment* diperoleh dari hasil penambangan mineral (kondisi ini) merupakan prinsip dari pengertian dari pemilikan *economic interest*.

Bentuk-bentuk *economic interest* yang banyak berlaku adalah *mineral interest*, *royalty interest* dan *working interest*

### 1) Mineral Interest

*Mineral interest* adalah cara pemilikan (*ownership*) atas OMIP tanpa harus melalui pemilikan atas permukaan tanahnya (*ownership of the surface*).

Dalam kerjasama yang menggunakan sistem konsesi (*concession system*), pemegang konsesi akan mempunyai hak pemilikan mutlak atas permukaan tanah (*surface right*) dan kandungan OMIP yang ada di dalamnya (*mineral right*). Pemegang konsesi akan mempunyai *surface right* dan *mineral right* karena secara hukum dia mempunyai hak mutlak atas seluruh produksi dan penjualan mineral yang dimilikinya (*interest owner*).

Negara-negara yang mempunyai azas kepemilikan tanahnya berdasarkan kepemilikan warga Negara mempunyai hak mutlak atas permukaan dan kandungan mineral didalamnya, pemilik dapat melepaskan *mineral right*nya saja tanpa harus melepaskan *surface right*nya.

Dalam terminologi akuntansi, perminyakan daerah yang mempunyai potensi kandungan mineral disebut dengan *property*. Pemilikan properti tidak perlu harus menguasai *surface right*, tetapi cukup hanya sebagai pemilik *economic interest*, yaitu secara kontrak mempunyai hak *inkind* atas produksi dari OMIP yang bersangkutan.

### 2) Royalty Interest

*The royalty interest* dalam dunia perminyakan merupakan suatu sistem dimana pungutannya dinyatakan dalam bentuk bagian produksi (*inkind*), sehingga baik penyewa (*lessee*) maupun yang menyewakan (*lessor*) keduanya memenuhi syarat sebagai pemilik *economic interest*.

Meskipun pembayaran *royalty interest* ini dikaitkan dengan bagian produksi sehingga memenuhi syarat sebagai pemilik *economic interest*, namun karena merupakan pungutan royalti, maka *lessor* tetap tidak menanggung biaya-biaya pengembangan dan operasi produksi; kecuali untuk pembayaran atas *severance tax* dan kemungkinan biaya-biaya pengumpulan produksi (*gathering and storage*).

Pemilikan *economic interest* (royalty ini) bersifat *transferable* atau dapat dipindah tangankan kepada pihak lain. Atau dengan kata lain pemilikan *royalty interest* dapat dilakukan melalui cara pembelian dan pemiliknya tidak selalu harus *lessor*.

### 3) Working Interest

*Working Interest* sering juga disebut dengan *operating interest* dan pada umumnya dilakukan hanya untuk properti yang sudah berhasil menemukan cadangan mineral.

Kondisi ini disebabkan karena keterbatasan dana dalam mengembangkan dan memproduksi properti yang dimiliki, maka pemilik mengajak pihak lain untuk mengembangkan dan memproduksi properti tersebut.

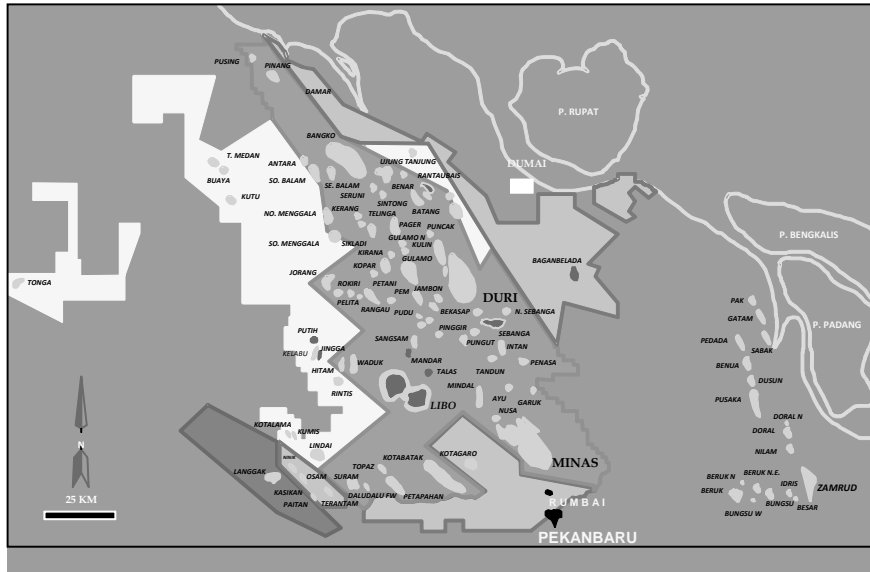
Pihak yang menanggung pembiayaan dan melakukan pengembangan serta operasi produksi disebut sebagai pemegang *the working interest* atau *the operating interest*, dan pihak yang menemukan cadangan adalah sebagai pemegang *non-operating interest*.

Bagian pemegang *non operating interest* dinyatakan dalam bagian tertentu dari produksi, dan sisanya menjadi bagian *operating interest*.

## B. BIAYA PEROLEHAN (ACQUISITION COST)

Penguasaan lahan eksplorasi dapat dilakukan dengan cara pemilikan wilayah kerja atau hak pengusahaan kekayaan kandungan mineral atau suatu wilayah kerja. Penguasaan wilayah kerja dengan hak mineral (*mineral right*) dilakukan dengan sistem konsesi, sedangkan hak pemilikan *economic interest* dilakukan dengan sistem kontrak *production sharing*.

Perolehan hak penguasaan properti sangat tergantung dari sistem kerjasama yang diijinkan oleh suatu Negara. Oleh karena tujuan perolehan hak untuk melakukan aktivitas perminyakan maka seluruh biaya-biaya yang timbul untuk perolehan hak melakukan aktivitas eksplorasi, pengembangan dan produksi dalam suatu wilayah kerja tertentu dikategorikan sebagai biaya perolehan. Termasuk disini biaya-biaya yang ditimbulkan dalam persiapan dan kewajiban pembayaran *fee* (bonus) untuk mendapatkan kerjasama (sistem perjanjian konsesi, risiko eksplorasi, psc) baik secara keseluruhan maupun sebagian.



**Gambar 6.1.** Wilayah Kerja Pertambangan di Provinsi Riau

### C. AKUNTANSI BIAYA PEROLEHAN

SFAS No. 19 menyatakan bahwa *Acquisition Cost* meliputi biaya-biaya untuk pembayaran bonus-bonus hak *opsi to purchase or lease property, fee* yang berkaitan dengan pemilikan properti mineral, dan pembayaran *fee* untuk *broker, recording* dan biaya-biaya aspek legal serta lain-lain sehubungan dengan perolehan properti.

#### Biaya Pembayaran Bonus.

Biaya ini timbul karena pembayaran untuk memperoleh biaya eksplorasi yang meliputi pembayaran atas *lease* bonus dan bonus kompensasi data atau bonus penandatanganan. Meskipun *lease* bonus untuk pemilikan perorangan jumlahnya relatif kecil dibandingkan dengan bonus kompensasi data atau penandatanganan dalam pencatatan akuntansi tetap menjadi perhatian.

#### Contoh:

PT Melayu Petroleum Ltd memperoleh 1.000 acre *unproved property* di suatu Negara yang menganut sistem kerjasama konsesi dan harus membayar bonus sebesar \$100/acre dan uang pendaftaran hak atau *recording fee* sebesar \$5.000.

Pada awalnya transaksi ini oleh PT Melayu Petroleum Ltd dicatat sebagai *acquisition cost* dan dibukukan dengan cara mendebet perkiraan *Acquisition Cost* dan *Recording fee* dan mengkredit Kas (Bank)

Acquisitin Cost (lease bonus)	\$100.000	
Recording fee	\$ 5.000	
Cash/Bank		\$ 105.000

Karena transaksi ini bertujuan untuk menambah properti yang belum tahu kepastian penemuan cadangannya maka selajutnya dilakukan pemindahan ke perkiraan Neraca PT Melayu Petroleum Ltd dengan mendebet perkiraan *Unproved Property* dan mengkredit *Acquisition Cost* dan *Recording Fee*.

Unproved Property	\$105.000	
Acquisition Cost (Lease Bonus)		\$100.000
Recording fee		\$ 5.000

Secara teoritis pencatatannya sangat sederhana sekali, tetapi dalam prakteknya permasalahan dan pencatatan sangat kompleks sekali. Ini disebabkan karena banyak sekali variasi transaksi yang ditemukan dalam proses perolehan properti, namun demikian dari beberapa proses yang dapat di-indentifikasi sebagai hal yang akan menimbulkan beban biaya antara lain adalah:

- 1) pembelian dalam bentuk fee (*purchase in fee*)
- 2) beban biaya dari dalam (*internal cost*)
- 3) opsi untuk membeli atau menyewa (*opsi to purchase or lease*)
- 4) *delinquent taxes and mortgage payment* dan
- 5) *top leasing*



## BIAYA PENGEBORAN DAN PENGEMBANGAN (DRILLING & DEVELOPMENT COST)

Dalam sistem akuntansi yang dikembangkan dalam dunia usaha pertambangan minyak, pokok perbedaan metodenya terletak pada perlakuan biaya untuk menemukan cadangan, ini disebabkan karena tingkat risiko kegagalan yang tinggi dan biaya yang sangat besar. Untuk itu perlakuan akuntansi didasarkan atas:

Pertama; Tingkat keberhasilan

Kedua; Mengabaikan tingkat keberhasilan

Kedua pendekatan ini mempunyai pengaruh yang berbeda terhadap aktiva perusahaan.

Biaya yang secara langsung berhubungan dengan tingkat keberhasilan adalah pengeluaran pada aktivitas eksplorasi, sedangkan biaya diluar ini perlakuan akuntansinya cenderung menggunakan pendekatan pada industri umum.

Jadi dalam akuntansi perminyakan harus dibedakan secara jelas antar biaya-biaya yang berhubungan dengan penemuan cadangan dengan biaya-biaya yang dikeluarkan untuk pengembangan dan mempersiapkan fasilitas produksi.

Biaya pengembangan tersebut di mulai dari persiapan sumur dan peralatan serta fasilitas untuk membangun sistem produksi, dan dibukukan sebagai aktiva. Khusus untuk biaya-biaya pengeboran sumur, walaupun ada perbedaan sistem akuntansi antara biaya sumur eksplorasi dan sumur pengembangan, namun cara pembukuannya untuk sementara pengeboran berlangsung (*work in progress*) adalah sama.

Untuk keperluan penghitungan pajak yang perlu diperhatikan adalah azas konsistensi dalam mengaplikasikan sistem akuntansi biaya.



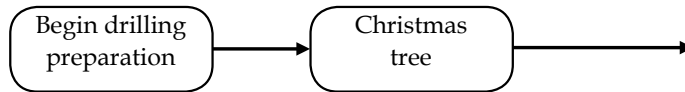
## A. BIAYA INTANGIBLE DRILLING & PENGEMBANGAN

Dalam akuntansi biaya pengembangan harus ada perbedaan yang jelas termasuk klasifikasi *intangible drilling cost* (IDC) dan pengembangan peralatan fasilitas produksi. Perbedaan ini sangat penting dalam hubungannya untuk perhitungan pajak. Disini beban IDC diperlakukan sebagai biaya dan peralatan fasilitas produksi akan dibukukan sebagai aktiva yang pembebanannya dilakukan melalui penyusutan.

Biaya IDC merupakan biaya sumur dan pengembangan yang tidak mempunyai nilai sisa (*solvable*), sedangkan yang mempunyai nilai sisa (kecuali *casing*) masuk kategori TDC.

Aktivitas *drilling* dan pengembangan yang dapat membedakan antara IDC dan TDC adalah:

Persiapan mulai pengeboran	Pemasangan christmas tree
- intangible cost = IDC - tangible cost = TDC beban tenaga kerja selama tahap pemasangan peralatan atau membangun jalan = IDC	- intangible cost = equipment - tangible cost = equipment beban tenaga kerja selama tahap pemasangan peralatan atau membangun jalan = equipment



Jadi beban yang timbul sebelum pemasangan *christmas tree* termasuk pemasangan peralatan dan pembangunan jalan adalah IDC, sedangkan sesudahnya dikategorikan sebagai TDC.



**Gambar 7.1.** Gambar Sumur Minyak

Perbedaan antara IDC dan biaya peralatan, dapat kita lihat pada pembelian casing dan biaya pemasangan. Oleh karena *casing* merupakan peralatan sumur bawah (*subsurface well equipment*) dan pemasangannya dilakukan sebelum *christmas tree* maka *casing* tetap diakui sebagai biaya pembelian *equipment* sedangkan biaya pemasangannya merupakan kategori IDC. Berbeda dengan pembelian *flowline* dan *storage* serta ongkos pemasangannya, karena peralatan bukan untuk sumur dan terjadi setelah pemasangan *christmas tree* maka seluruh biaya yang terjadi adalah dikategorikan sebagai biaya *equipment*.

Contoh:

PT Melayu Petroleum Ltd mengeluarkan uang untuk membayar pengerjaan sumur pengembangan atas dasar kontrak *turnkey* (kedalam tertentu) proyek sebesar \$150.000 yang terdiri dari komponen IDC = \$120.000 dan biaya peralatan sejumlah \$30.000

### Successful Effort

Semua biaya tanpa melihat hasil, setelah status sumur selesai akan dibukukan sebagai aktiva.

Dalam pembukuan sumur pengembangan menggunakan perkiraan perantara *work in progress*.

Work in Progress	150.000	
Cash		150.000

Setelah sumur dinyatakan selesai dipindahkan ke perkiraan *well completion*:

Well completion	152.000	
W/P		152.000

### Full Costing

Setelah status sumur dinyatakan selesai, seluruh biaya pengeboran dibukukan sebagai aktiva

W/P - IDC	120.000	
W/P - TDC	30.000	
Cash		150.000

Setelah sumur dinyatakan selesai maka dipindahkan ke:

Well and related E&F IDC	120.000	
Well and related E&F-L & WE	30.000	
W/P - IDC		120.000
W/P - TDC		30.000

### Kontrak Production Sharing

Bagi pengeboran yang gagal seluruh biaya IDC dan TDC dibebankan sebagai non kapital. Dan apabila berhasil IDC tetap dibukukan sebagai non kapital dan TDC dibukukan pada perkiraan kapital

Berhasil:

Well IDC non capital	120.000	
Well TDC Capital	30.000	
Cash		150.000

Gagal:

Dryhole	150.000	
W/P IDC		120.000
W/P TDC		30.000

## B. BIAYA KERJA ULANG.

*Workover* (kerja ulang) merupakan kegiatan pengeboran yang dilakukan untuk memperbaiki dan merangsang produksi suatu sumur.

Aktivitas kerja ulang meliputi membuka peralatan lubang sumur dan membersihkan ujung  *casing*, menghilangkan dan memotong sumbatan pasir formasi, sehingga cairan minyak dapat mengalir kembali secara lancar ke sumur produksi.

Bila biaya *workover* timbul dengan tujuan untuk memperbaiki produksi maka biaya tersebut akan dibukukan sebagai *expense*, untuk kegiatan kerja

ulang yang secara nyata dapat dibuktikan untuk memperpanjang masa pakai atau nilai penggunaan cadangan maka biayanya dibukukan sebagai aktiva.

Kalau hanya untuk memperbaharui sumur produksi pada zona produksi yang sama atau sifatnya merupakan penyelesaian ulang *recompletion* pada zona yang sama atau zona dangkal maka biayanya harus dibukukan sebagai *expense* karena tujuannya jelas untuk pemeliharaan sumur produksi.

Bagi kegiatan *workover* yang sudah direncanakan untuk mencari formasi baru, maka semua biaya yang timbul seharusnya diberlakukan sebagai biaya sumur pengeboran baru dan dibukukan sebagai aktiva.

Contoh:

- 1) Pada 1 Juli 2009, PT Melayu Petroleum Ltd, melakukan pengeboran kerja ulang (*workover*) untuk pembersihan dan pendalaman formasi sumur A sebesar \$5.000

Lease Operating Expense	5.000	
Cash		5.000

- 2) Pada 20 Juli 2009, PT Melayu Petroleum Ltd mengeluarkan biaya untuk mengerjakan *workover* sumur B pada formasi produksi kedalaman 8.000 *feet* dengan perincian biaya sbb: *casing* \$20.000 dan biaya pemasangan \$2.000

Well and Related E&F - IDC	20.000	
Well and related E&F - L&WE	2.000	
Cash		22.000

- 3) Pada 30 Juli 2009, PT Melayu Petroleum Ltd menyatakan bahwa pekerjaan *workover* selesai dan biaya penyelesaian pendalaman sumur hingga 9.000 *feet* pada *unproved property* hasilnya *dryhole*, sehingga diputuskan untuk kembali pada formasi semula yaitu 5.00 *feet*. Biaya IDC \$50.000 dan *equipment transfer to inventory* \$2.000.

Workover in progress - IDC	50.000	
Workover in progres - L&WE	5.000	
Cash		55.000
Dryhole expense	50.000	
Inventory	5.000	
Workover in progres - IDC		50.000
Workover in progres L&WE		5.000

### C. PENGELUARAN BIAYA PENGEMBANGAN

Berdasarkan SFAS Nomor 19 semua biaya pengembangan boleh dibukukan sebagai kapital pada perkiraan *Well and Related E & F*, biaya pengembangan

ini mulai dari biaya yang dikeluarkan untuk mendapatkan hak jalan masuk kecadangan, pembersihan sampai dengan pengumpulan produksi.

Biaya-biaya ini timbul akibat dari penggunaan peralatan penunjang dan fasilitas-fasilitas yang antara lain sebagai berikut:

- 1) perolehan hak jalan menuju lokasi sumur pengeboran termasuk survei penetapan lokasi pengeboran, pembersihan, perataan tanah, pembuatan parit, pembangunan jalan dan pemindahan jalan umum, saluran pipa gas, aliran listrik dan ijin perpanjangan pengembangan *proved property*.
- 2) pengeboran dan peralatan sumur pengembangan, sumur pengembangan uji stratigrafi, pemeliharaan sumur termasuk biaya *platform* dan peralatan sumur termasuk *casing*, pipa, peralatan pompa dan perakitan *wellhead*.
- 3) perolehan, konstruksi dan instalasi fasilitas produksi seperti *flowline*, separator, *treter*, *manifold*, *measurig device* dan *production storage tank*, *natural gas cycling* dan *processing plat* dan *utility* dan *wase disposal system*
- 4) penyediaan perbaikan *recovery system*

Pengeboran yang bertujuan untuk pemeliharaan sumur pada suatu lapangan, diperlakukan sebagai biaya pengembangan. Sumur-sumur yang termasuk dalam kategori ini adalah; *gas injection well*, *water injection well*, *salt water disposal well* dan *water supply well*.

#### D. PERALATAN & FASILITAS PENUNJANG

Penyusutan peralatan dan fasilitas penunjang yang digunakan untuk aktivitas pengeboran sumur pengembangan yang digunakan untuk aktivitas pengeboran sumur pengembangan dibukukan sebagai tambahan biaya aktiva pada perkiraan Well and Related E & F - IDC.

Dalam praktek di lapangan sering ditemukan berbagai interprestasi dalam menggolongkan biaya-biaya ini seperti dalam pencatatan biaya pengeboran untuk sumur eksplorasi sebagai berikut:

- 1) Pada 3 Januari 2009, berdasarkan hasil G & G tahun 2008 PT Melayu petroleum Ltd memutuskan untuk mengontrak wilayah kerja pertambangan seluas 1,000 acre dengan harga \$20 per acre. Wilayah Kerja Pertambangan ini berkatagori *undeveloped*.

**Pencatatan:**

Unproved property	20,000	
Cash		20,000

- 2) Selama tahun 2009, PT Melayu Petroleum Ltd memutuskan untuk melakukan operasi pengeboran dan G & G dengan biaya \$5,000 dengan

memilih lokasi yang spesifik. (*Even though G&G work has been done to locate a possible reservoir, additional detailed G&G work must be done to select the drill site. This G&G work is considered part of the cost drilling the well.*)

**Pencatatan:**

Well in progress (W/P) - IDC	5,000	
Cash		5,000

- 3) Untuk persiapan lokasi pengeboran, PT Melayu Petroleum Ltd mengeluarkan biaya sebesar \$12,000 *in clearing and leveling the site and in building an access road.*

**Pencatatan:**

Well in progress (W/P) - IDC	12,000	
Cash		12,000

- 4) PT Melayu Petroleum Ltd, menambah biaya untuk *digging a mud pit* memasang instalasi air sebesar \$4,000. Pembelian pipa untuk *water line* \$2,000.

**Pencatatan:**

W/P - IDC	4,000	
W/P - Lease & Well Equipment 2,000		
Cash		6,000

- 5) PT Melayu Petroleum Ltd, membeli pipa dan *casing* untuk sumur (*well*) sebesar \$6,000

**Pencatatan:**

W/P - Lease & Well Equipment	6,000	
Cash		6,000

- 6) PT Melayu Petroleum Ltd, membuat kontrak dengan perusahaan pengeboran dengan kondisi "*footage-rate contract*" dengan sistem pembayaran berdasarkan kedalaman tertentu. Karena kondisi *well* yang tidak baik, terjadi penundaan penyelesaian pengeboran dari bulan Juni ke bulan Juli. PT Melayu Petroleum Ltd membayar ke kontraktor sebesar \$140,000.

**Pencatatan:**

W/P - IDC	140,000	
Cash		140,000

- 7) Untuk melakukan evaluasi sumur, PT Melayu Petroleum Ltd mengeluarkan biaya sebesar \$8,000. (*A well log was run and a drillstem test was made*)

- Pencatatan:
- |           |       |       |
|-----------|-------|-------|
| W/P - IDC | 8,000 |       |
| Cash      |       | 8,000 |
- 8) Berdasarkan *well Log* dan *drillstem test* dan beberapa test yang dilakukan untuk mengetahui kinerja sumur yang dibor. PT Melayu Petroleum Ltd memutuskan untuk menyelesaikan sumur ini (*to complete the well*) *Casing* telah terpasang dengan biaya \$35,000 untuk biaya pemasangan *casing* dan \$6,000 untuk biaya jasa kegiatan *cementing*.
- Pencatatan:
- |                              |       |        |
|------------------------------|-------|--------|
| W/P - IDC                    | 6,000 |        |
| W/P - Lease & Well Equipment | 5,000 |        |
| Cash                         |       | 41,000 |
- 9) PT Melayu Petroleum Ltd, telah mengeluarkan biaya untuk proses *acquisition* sebesar \$8,000 dan biaya instalasi sebesar \$1,000 untuk memasukan dan pemasangan tubing dan produksi minyak dan gas dapat dilakukan.
- Pencatatan:**
- |                              |       |       |
|------------------------------|-------|-------|
| W/P - IDC                    | 1,000 |       |
| W/P - Lease & Well Equipment | 8,000 |       |
| Cash                         |       | 9,000 |
- 10) PT Melayu Petroleum Ltd, mengeluarkan biaya (*acquisition*) sebesar \$5,000 untuk pembelian *Christmas tree* dan pemasangannya sebesar \$3,000
- Pencatatan:**
- |                              |       |       |
|------------------------------|-------|-------|
| W/P - IDC                    | 3,000 |       |
| W/P - Lease & Well Equipment | 5,000 |       |
| Cash                         |       | 8,000 |
- 11) PT Melayu Petroleum Ltd, membayar sebesar \$4,000 untuk jasa *perforating* dan *acidizing*.
- Pencatatan:**
- |           |       |       |
|-----------|-------|-------|
| W/P - IDC | 4,000 |       |
| Cash      |       | 4,000 |
- 12) Pekerjaan pengeboran dan pembuatan sumur selesai dan cadangan minyak ditemukan siap untuk di produksi. Dua jurnal penyesuain harus dilakukan, pertama mentransfer semua biaya dari *unfinished goods account* ke *finished goods account* dan kedua melakukan reklas untuk memindahkan akun dari *unproved* ke *proved*.

**Pencatatan 1.**

Wells and related equipment and facilities (E&F) IDC	183,000	
Wells and related E&F- L&WE	56,000	
W/P - IDC		183,000
W/P - L&WE		56,000

WP - IDC		WP - L&WE	
b. 5,000		d. 2,000	
c. 12,000		e. 6,000	
d. 4,000		h. 35,000	
f. 140,000		i. 8,000	
g. 8,000		j. <u>5,000</u>	
h. 6,000		<u>56,000</u>	
i. 1,000			
j. 3,000			
k. <u>4,000</u>			
<u>183,000</u>			

**Pencatatan 2.**

Proved property	20,000	
Unproved property		20,000

- 13) PT Melayu Petroleum Ltd, membeli pipa (*flow lines to lease tanks*), tangki pengumpul dan pemisah gas dan minyak (*separators*) dengan biaya \$850,000. Biaya pemasangan \$1,000.

**Pencatatan:**

Wells and related E&F - L&WE	16,000	
Cash		16,000

- 14) Setelah melakukan evaluasi sebagaimana pada kondisi g) di atas, PT Melayu Petroleum Ltd memutuskan bahwa *well* tersebut *dry*, hanya biaya dari a-g yang termasuk kedalamnya dan di catat sebagai *dry hole*.

**Pencatatan .**

Dry-holes expense (IDC and L&WE)	177,000	
W/P - IDC		169,000
W/P - L&WE		8,000



- 15) Biaya sebesar \$8,000 termasuk dalam biaya *plug & abandonment* dari sumur tersebut.

Pencatatan.

Dry-holes expense - IDC	2,000	
Cash		2,000

## BIAYA OPERASI (PRODUCTION COST)

**P**erlakuan akuntansi terhadap biaya operasi migas adalah sama (dikategorikan sebagai biaya produksi) apakah dalam pencatatannya menggunakan *Succesfull Effort* atau *Full Costing*.

Kegiatan operasi untuk produksi dibagi atas dua tahap yaitu tahap pengembangan (penyiapan sarana produksi) dan operasi produksi.

Tahap pengembangan meliputi aktivitas yang dimulai dari pengeboran sumur dan pemasangan *flowline, heater, treater, separator* dan fasilitas produksi lainnya sehingga lapangan siap untuk berproduksi secara ekonomi.

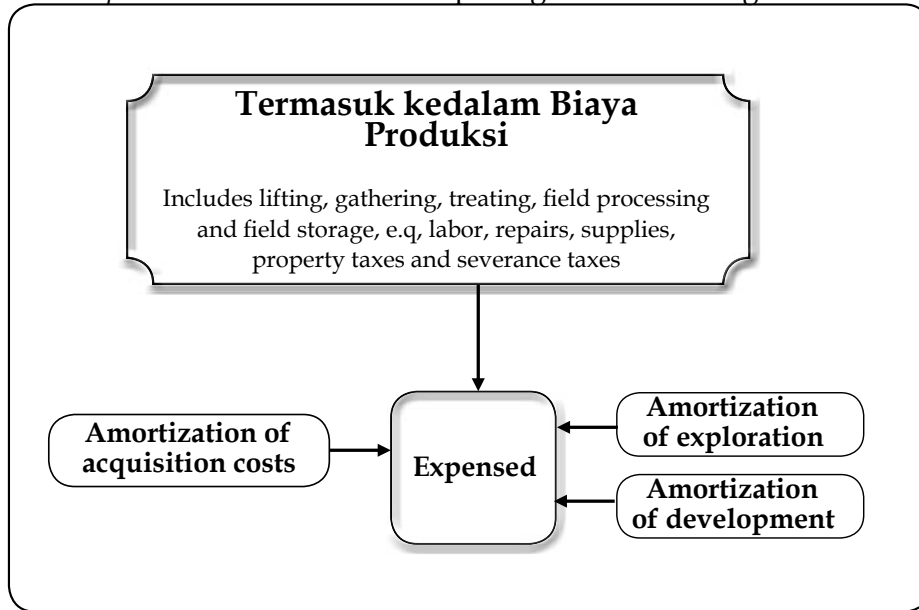
Tahap operasi merupakan aktivitas pengangkatan (*lifting*) minyak dan gas bumi dari perut bumi (cadangan) ke permukaan tanah untuk dialirkan, dipanaskan, diolah, dipisahkan dan dikumpulkan dalam fasilitas penampungan untuk siap diangkut ketujuan pemasaran maupun pengilangan.

Dari uraian di atas dapat didefinisikan bahwa biaya produksi dalam kegiatan operasi migas adalah biaya sehari-hari yang timbul untuk pengoperasian dan pemeliharaan sumur-sumur dan peralatan serta fasilitasnya, termasuk biaya penyusutan, biaya operasi peralatan dan fasilitas penunjang dan biaya-biaya lainnya yang berhubungan dengan operasi produksi.

Bahasa lain dari biaya produksi adalah *lifting* yang terdiri atas:

- a) upah tenaga kerja untuk pengoperasian sumur-sumur dan peralatan serta fasilitasnya.
- b) biaya perbaikan dan pemeliharaan
- c) biaya material, persediaan dan konsumsi bahan bakar, jasa operasi sumur-sumur dan peralatan serta fasilitasnya
- d) pungutan pajak (*severance tax*) dan *windfall profit tax*.

Di samping komponen biaya-biaya di atas dalam menghitung biaya produksi termasuk juga biaya *depreciation, depletion and amortization* (DDA) dari kapitalisasi biaya perolehan properti, eksplorasi dan *development*. Secara sederhana *production costs* tersebut dapat digambarkan sebagai berikut:



**Gambar 8.1.** Biaya Produksi

Biaya produksi ini ada yang langsung dan ada yang tidak langsung, beberapa perusahaan menggolongkan atau membagi biaya langsung dan tidak langsung sebagai berikut:

**Tabel 8.1.** Direct and Indirect Production Costs

Direct Cost	Indirect Cost
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Direct materials, supplies and fuel – wells and leases involve identified in the invoices</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Fringe benefits of workers who work on several leases</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Direct labor (pumpers), gaugers, etc-employees who work on the lease only or who designate hours worked on certain wells or leases</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Salaries and fringe benefits of field or regional supervisors of several leases or fields</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Contract labor or services for oxidizing, refactoring, scrubbing etc, - invoices indivate wells</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Depreciation of support facilities, gathering systems, treatment systems – several leases involved</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Repairs and maintenance that can be traced to individual wells and leases</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Transportation and hauling – several leases involved</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Property taxes and insurance treaceable from tax receipts or property descriptions on insurance policies</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Operating costs of saltwater disposal system – several leases involved</li> </ul>

Direct Cost	Indirect Cost
<ul style="list-style-type: none"> <li>Production or severance taxes – reports to the state identify these taxes to specific leases</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Boat and fuel expenses, off-shore operations; See COPAS Bulletin No. 18</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>Depletion and depreciation related to proved reserves or proved developed reserves for a particular lease or well</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Operating costs of waterflooding systems – several leases involved</li> </ul>

Sumber: Rebecca A Gallun

## A. KETENTUAN AKUNTANSI BIAYA PRODUKSI

Perlakuan akuntansi (SE & FC) terhadap biaya produksi minyak dan gas bumi adalah sama dan dibukukan pada saat pembebanan. Khusus untuk FC, SEC menyatakan bahwa semua yang timbul berkenaan dengan aktivitas produksi, termasuk biaya *work over* (dengan tujuan untuk pemeliharaan atau meningkatkan produksi sumur yang ada) dapat dibukukan pada saat terjadi.

Untuk kepentingan analisa atau penelitian biaya produksi migas dapat dipisahkan antara biaya langsung dan biaya tidak langsung. Biaya langsung antara lain meliputi biaya perbaikan dan pemeliharaan sumur dan upah pegawai yang hanya bekerja untuk satu wilayah kontrak kerja, karena merupakan biaya langsung cara pembukuannya pada pusat biaya adalah mudah. Sedangkan untuk biaya tak langsung (merupakan biaya administrasi) yang tidak secara langsung berhubungan dengan operasi perminyakan, seperti biaya kantor atau *overhead* harus dibebankan kepada masing-masing kontrak sewa atau sumur.

Adapun alokasi biaya tak langsung ke masing-masing sumur menggunakan cara sebagai berikut:

- biaya angkut atau transportasi biasanya digunakan atas dasar jarak tempuh.
- volume penggunaan untuk proyek *water flooding*
- waktu dan kedalaman untuk pengeboran sumur, dan penggunaan bahan bakar untuk kapal terbang.

Untuk gaji dan upah tenaga kerja yang mengerjakan beberapa kontrak sewa, alokasinya didasarkan atas *time sheet*. Sedangkan biaya tidak langsung kantor distrik alokasinya digunakan atas dasar produksi atau jumlah sumur produksi.

Gaji dan upah buruh yang mengoperasikan sumur-sumur dan peralatan serta fasilitasnya, termasuk *employee benefit supervisor* dan alokasi gaji tenaga kerja yang mengerjakan beberapa kontrak sewa seluruhnya merupakan komponen dari biaya produksi

## B. SECONDARY DAN TERTIARY RECOVERY

Pengembangan metoda *secondary* dan *tertiary recovery* memerlukan biaya investasi yang besar, pengeluaran biaya disini meliputi pengeboran sumur injeksi dan pembelian peralatan injeksi. Karena metode ini timbul pada fase pengembangan maka biaya-biayanya dibukukan sebagai kapital dan pembebanannya diamortisasi dengan menggunakan metode unit produksi.

## C. GATHERING SYSTEM

*Gathering system* merupakan aktivitas yang dimulai dari pipa-pipa pengumpul yang berasal dari sumur-sumur produksi ke fasilitas pengumpul dimasing-masing area yang bertujuan untuk memisahkan antara minyak, gas dan air. Seluruh biaya yang timbul untuk instalasi sistem pengumpul ini dibukukan sebagai kapital, dan pembebanannya diamortisasi dengan menggunakan metoda unit produksi. Sedangkan biaya operasi dari sistem pengumpul ini dibebankan pada saat terjadinya dan dikategorikan sebagai biaya produksi.

## D. TUBULAR GOODS

Dalam industri perminyakan, sebagian besar peralatan yang digunakan berupa barang-barang berbentuk pipa (*casing and tubing*). Biaya pembelian dan pemeliharaan pipa-pipa ini dibebankan sebagai biaya pada saat terjadi (termasuk biaya bongkar muat dan pemasangan) dan dikategorikan sebagai biaya produksi.

## E. SEVERANCE TAX AND WINDFALL PROFIT TAX

*Severance tax* dan *windfall profit tax* merupakan pungutan yang didasarkan atas harga jual migas. Pungutan-pungutan ini merupakan komponen dari biaya-biaya produksi yang dibebankan sebagai biaya pada saat terjadi. Meskipun kedua pungutan ini dihitung berdasarkan harga jual tapi dia merupakan komponen biaya produksi, karena pungutan ini tidak ada hubungannya dengan penjualan atau harga jual.

*Severance tax*, merupakan pungutan yang dikenakan oleh pemerintah dan merupakan pajak produksi. *Severance tax* dihitung berdasarkan prosentase tertentu terhadap harga jual minyak dan gas bumi, namun beberapa kasus yang besarnya *severance tax* dihitung berdasarkan persentase dari volume penjualan.

*Windfall profit tax* adalah keuntungan yang diperoleh yang disebabkan karena harganya berada di atas harga dasar atau harga lebih (*excess price*),

dan ini sangat tergantung pada penetapan patokan normal harga dasar (*base price*). Harga dasar normal sangat tergantung atau dipengaruhi oleh biaya dan kewajaran tingkat keuntungan. Oleh karena itu perhitungan lebih rumit dan kompleks.

## F. COMPLETION WELL

Perbandingan antara besarnya pengeluaran dengan perkiraan penerimaan tunai dari hasil penjualan produksi migas menjadi pertimbangan yang sangat signifikan dalam menyelesaikan suatu sumur.

Hal-hal yang dapat mempengaruhi dapat atau tidaknya suatu sumur diselesaikan antara lain dipengaruhi oleh:

- 1) volume cadangan minyak dan gas bumi
- 2) masa produksi cadangan
- 3) perkiraan harga jual
- 4) perkiraan biaya investasi pengembangan cadangan
- 5) perkiraan biaya produksi termasuk *severance* dan *windfall profit tax*

Rebecca A. Gallun dalam bukunya *Fundamental of Oil & Gas Accounting*, memberikan 6 kriteria yang dapat menjadi pertimbangan untuk memutuskan apakah suatu *well* itu selesai atau tidak. Kriteria yang dapat dijadikan sebagai dasar pembandingan adalah sebagai berikut:

- 1) *Quantity of oil or gas contained in the reservoir.*
- 2) *Timing of future production of the oil or gas*
- 3) *Future selling price of the oil or gas*
- 4) *Future production costs of the oil or gas*
- 5) *Completion costs*
- 6) *Cost of Capital*

Dalam melakukan analisa pendapatan yang harus lebih besar dari biaya penyelesaian atau pengembangan dan biaya operasi sumur para analis menggunakan teori analisa *present value*.

*Completion cost* merupakan angka estimasi dan dibandingkan dengan *net cash inflows*. Estimasi ini dapat dilakukan secara sederhana dan akurat dapat dilihat sebagai berikut:

Data yang tersedia pada PT Melayu Petroleum Ltd:

Proved property cost (acquisition cost)	\$ 40,000
Drilling cost incurred	\$ 200,000
Estimated completion cost	\$ 150,000
Selling price per bbl	\$ 20
Estimated lifting costs per bbl	\$ 4
Satate severance tax	5 %
Working interest percentage	90 %
Royalty interest percentage	10 %

**Diminta:** *Well* mana yang dapat dikatakan *complete*, apabila diasumsikan total production dari masing-masing *well* sebagai berikut ?

### Production

Well A: 7,500 bbl

Well B: 15,000 bbl

Well C: 30,000 bbl

### Perhitungan

	Well A	Well B	Well C
Total revenue (bbl x \$20)	150,000	300,000	600,000
Less: RI;s revenue (10%)	15,000	30,000	60,000
Revenue to WI	135,000	270,000	540,000
Less: Severance tax (5% x revenue to WI)	6,750	13,500	27,000
Net Revenue before lifting costs	128,250	256,500	513,000
Less: Lifting costs (\$4xbbl)	30,000	60,000	120,000
Net Revenue to WI Owner	98,000	196,500	393,000

Well A Sumur ini tidak bias diselesaikan. *Net Revenue* untuk pemilik WI \$98,000 dan estimasi *completion cost* sebesar \$150,000. Estimasi cadangan untuk dapat diproduksi harus lebih tinggi dari aktualnya, namun demikian *actual cash inflow* akan mulai berkurang.

Well B Untuk kedepannya analisa estimasi cadangan diperlukan. *Net cash inflow* di prediksi \$196,500 dibandingkan dengan *completion cost* sebesar \$150,000. Apabila estimasi cadangan 30% di atas *completion cost* maka *well* tersebut tidak dapat di *recovered*

Well C Sumur ini dapat di selesaikan. *Net Revenue* \$393.000 dan *completion cost* adalah \$150,000.-

Di samping *completion well*, yang perlu menjadi perhatian adalah sehubungan dengan *profitability* suatu *well* ketika dinyatakan sebagai berikut:

Drilling cost	\$	200,000
Completion cost	\$	150,000
Selling price per bbl	\$	20
Lifting costs per bbl	\$	4
Satate severance tax		5 %
Working interest percentage		90 %
Royalty interest percentage		10 %

**Diminta:** Hitung *well* yang mana yang beruntung ?

### Production

Well A: 750 bbl per bulan untuk selama 30 bulan

Well B: 1,200 bbl per bulan untuk selama 30 bulan

### Perhitungan

	Well A	Well B
Total revenue per month	15,000	24,000
Less: RI;s revenue (10%)	1,500	2,400
Revenue to WI	13,500	21,600
Less: Severance tax (5% x revenue to WI)	675	1,080
Net Revenue before lifting costs	12,825	20,520
Lesss: Lifting costs (\$4xbbl)	3000	4,820
Net Revenue to WI Owner	9,825	15,720
Total net revenue (revenue x 30)	294,750	471,000

Well A Sumur ini tidak *profitable* - \$294,750 *net revenue*, dibandingkan dengan *total cost* \$350,000.

Well B Sumur ini *profitable* - \$471,600 *net revenue*, dibandingkan dengan *total cost* \$350,000.

Di samping *profitability* suatu *well* para investor juga membutuhkan informasi kapan investasi yang telah ditanamkan dapat kembali, terutama pada masa krisis mengancam diseluruh dunia.



Property cost (acquisition cost)	\$	40,000
Drilling cost incurred	\$	200,000
Completion cost	\$	150,000
Selling price per bbl	\$	20
Lifting costs per bbl	\$	4
Satate severance tax		5 %
Working interest percentage		90 %
Royalty interest percentage		10 %

**Diminta:** Kapan masa pengembalian investasi yang telah ditanam investor pada suatu wilayah kerja pertambangan yang berhasil, apabila investor menginginkn pengembalian modalnya 36 bulan

### Production

Well A: 750 bbl per bulan

Well B: 1,200 bbl per bulan

### Perhitungan

	Well A	Well B
Total revenue per month	15,000	24,000
Less: RI;s revenue (10%)	1,500	2,400
Revenue to WI	13,500	21,600
Less: Severance tax (5% x revenue to WI)	675	1,080
Net Revenue before lifting costs	12,825	20,520
Lesss: Lifting costs (\$4xbbl)	3000	4,820
Net Revenue to WI Owner	9,825	15,720
Cost to recovered ;	Proved property cost	\$ 40,000
	Estimated drilling cost	200,000
	Estimated completion cost	150,000
		\$ 390,000

### Payout:

Well A \$390,000: \$ 9,825 = 39,69 bulan

No - Payout adalah 39,69 bulan

Well B \$390,000: \$15,720 = 24,81 bulan

Yes - Payout adalah 24,81 bulan

## G. ASPEK PENCATATAN AKUNTANSI

Biaya produksi dibukukan pada saat terjadinya pembebanan, baik SE maupun FC mengakui bahwa biaya produksi merupakan biaya yang timbul sehubungan dengan aktivitas memproduksi minyak dan gas.

### 1) Biaya Operasi Produksi

Metoda SE & FC mengatakan bahwa semua biaya yang timbul untuk operasi atau produksi dibukukan sebagai *expense*.

Untuk memperkuat teori tersebut dapat dilihat pada kasus berikut, dimana biaya produksi, general administrasi dan biaya kantor pusat dari PT EXPLORA masing-masingnya adalah sebesar \$100.000, \$20.000 dan \$5.000

Dibukukan dengan metode:

#### **Sucesfull Effort & Full Costing**

Pada saat transaksi:

Operasi produksi	120.000	
General Administrasi	20.000	
Overhead		5.000
Cash		145.000

Pada saat pembebanan pada biaya produksi:

Production Expenses	145.000	
Operasi Produksi		120.000
General Administrasi		20.000
Overhead		5.000

#### **Production Sharing Contract**

Semua biaya yang timbul dibukukan sebagai *Unrecovered Other Cost Recovery*. Apabila nilai sisa produksi mencukupi seluruhnya dibukukan pada perkiraan *Cast Recovery*, dan apabila kurang tetap dibukukan sebagai *Unrecovered Other Cost*.

Pada saat transaksi:

Operasi produksi	120.000	
General Administrasi	20.000	
Overhead	5.000	
Cash		145.000

Pada saat pembebanan pada biaya produksi:

Unrecovered Other Cost	145.000	
Operasi Produksi		120.000
General Administrasi		20.000
Overhead		5.000

Setelah diperhitungkan sebagai *cost recovery*:

Cost Recovery	145.000	
Unrecovered Other Costs		145.000

Apabila nilai sisa produksi yang tersedia hanya \$100.000

Cost Recovery	100.000	
Unrecovered Other Costs		100.000

Pada saat produksi komersial, seluruh *Unrecovered Other Costs* dari aktivitas eksplorasi dan pengembangan dibukukan sama dengan biaya produksi. Oleh karena PSC tidak mengenal prioritas pengembalian biaya operasi, maka *Cost Recovery* maupun *Unrecovered Other Cost* menjadi satu paket

## 2) Biaya Penyusutan

Biaya penyusutan produksi dibukukan sebagai *expense* (SE & FC), alokasi penyusutan untuk fasilitas produksi langsung (SE & FC) menggunakan unit produksi yaitu jumlah produksi dibagi dengan *proven reserves current year*.

*Proven reserves* terdiri dari *remaining reserves* tahun sebelumnya ditambah dengan tambahan *net reserves* termasuk *reassessment*.

Sedangkan untuk penyusutan fasilitas penunjang digunakan metode sesuai dengan *usefull life*.

Contoh:

PT Melayu Petroleum Ltd mempunyai data produksi untuk tahun berjalan sebesar 20 juta barel, *remaining reserves* 360 juta barrel dan penambahan cadangan 40 juta barrel, maka presentase penyusutan 5%, yaitu 20 juta barrel dibagi dengan 400 juta barrel (360 juta + 40 juta tambahan *reserves*).

Pencatatan kapital aset untuk metode FC akan selalu lebih besar dari SE, karena pengakuan biaya penemuan cadangan baik yang berhasil maupun yang tidak akan dibukukan sebagai kapital. Sedangkan pada metode SE yang berhasil saja yang dibukukan sebagai kapital.

Contoh:

Kapital aset pada PT Melayu Petroleum Ltd untuk SE sebesar \$1.200.000 dan FC \$1.500.000 penyusutan SE sebesar \$60.000 (5% x \$1.200.000) dan FC sebesar \$75.000 (5% x \$1.500.000)

Pencatatannya:

**Succesfull Effort**

Depr. Expense	60.000	
CummulativeDepr		60.000

**Full Costing**

Depr. Expense	60.000	
Commulatif Depr		60.000

**Production Sharing Contract**

Penyusutan dilakukan dengan metoda *double declining* dan untuk akhir tahun masa manfaat harus *full recovery*, serta tidak memperhatikan masalah cadangan.

Nilai kapital aset lebih kecil dari metode SE karena biaya pengeboran hanya biaya pengeboran tidak berwujud (*tangible drilling cost idc*) yang berhasil saja diakui sebagai kapital aset.

Contoh: Nilai kapital \$750.000 dengan faktor penyusutan 25%. Penyusutan tahun berjalan sebesar \$187.500

Pada saat pembebanan pada biaya produksi:

Unrecovered - Other Cost	187.500	
Comulative Depr		187.500

Setelah diperhitungkan sebagai *cost recovery*:

Cost Recovery	187.500	
Unrecovered Other Cost		187.500

Apabila nilai *remaining* yang tersedia hanya \$150.000

Cost Recovery	150.000	
Unrecovered Other Cost		150.000

Pada saat produksi komersial, seluruh *Unrecovered Other Costs* dari aktivitas eksplorasi dan pengembangan dibukukan sama dengan biaya produksi. Oleh karena PSC tidak mengenal prioritas pengembalian biaya operasi, maka *Cost Recovery* maupun *Unrecovered Other Cost* menjadi satu paket



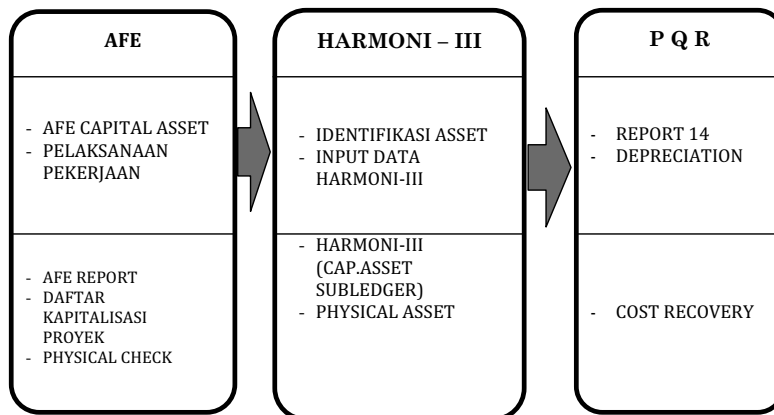
## PENGELOLAAN ASET KBH (HARMONI III FILOSOFI)

Pada Bab ini kita tidak membahas langsung masalah teknis sistem dan prosedur HARMONI-III tetapi lebih banyak membahas mengenai:

1. AFE- Pengadaan fasilitas proyek yang akan menjadi input data HARMONI-III dan
2. PQR- Khususnya menyangkut laporan R 14 yang merupakan *Summary* Perhitungan Depresiasi *Capital Asset* sebagaimana dicantumkan dalam HARMONI-III dan laporan R1 yang merupakan Ringkasan Bagian Hasil Operasi KPS.

Pembahasan ini kita akan mengacu kepada Kontrak PSC, *Financial Budget* dan *Reporting Manual* PSC, HARMONI-III Manual dan Ketentuan-Ketentuan lain yang dikeluarkan sehubungan dengan Manajemen Pertamina terhadap KPS.

Hubungan antara AFE dengan HARMONI-III dan PQR secara ringkas dapat dilihat pada gambaran berikut:



## A. LAPORAN KEUANGAN KKKS/KPS

Laporan Keuangan KPS disebut juga *Pertamina Quarterly Report (PQR)* yang memperlihatkan hasil kegiatan KPS pada suatu periode tertentu yang dilaporkan secara kuartalan mengenai pokok-pokok sebagai berikut:

1. Biaya Operasi KPS (Biaya produksi, biaya *non capital exploration* dan biaya administrasi umum lainnya (*Report 8,4*, dan 11)
2. Biaya penyusunan *Capital Asset* (*Report 14*)
3. Pelaksanaan *lifting* hasil produksi (*Report 16*)
4. Status *Over/(Under) Lifting* yang harus diselesaikan antara Pertamina dengan Kontraktor (*Report 16*)
5. Pembagian pendapatan hasil operasi antara Pertamina dengan Kontraktor (termasuk kewajiban pajak pendapatan yang harus dibayarkan oleh Kontraktor kepada Pemerintah (*Report 1*))

Secara ringkas jenis-jenis dan mekanisme laporan keuangan KPS tersebut dapat dilihat pada *Flow Chart* berikut (copy terlampir 1).

Ketentuan dan petunjuk mengenai PQR ini diatur dalam "Financial Budget and Reporting Procedure Manual of PSC, Revision 1993.

Sebagaimana kita ketahui, Undang-undang Pajak Tahun 1993 berdampak pada PSC berupa:

1. Perubahan/penyesuaian pembagian hasil PSC antara Pertamina dengan KPS.
2. Perubahan Perhitungan Depresiasi *Capital Asset*.

Pada dasarnya perubahan Pengenaan Pajak Pendapatan tidak merubah pembagian dasar hasil operasi KPS yang berlaku adalah:

- 1) Oil dibagi Pertamina/Indonesia 85% dan KPS adalah 15% (net)
- 2) Gas dibagi Pertamina/Indonesia 65% dan KPS adalah 35% (net)

Perubahan yang terjadi hanyalah merupakan penyesuaian perhitungan pembagian hasil sebagian akibat perubahan penggunaan Pajak Pendapatan sebagai berikut:

**Tabel 9.1** Penyesuaian Perubahan Pajak Pendapatan

Keterangan	Kontrak Baru		Kontrak Lama	
Contractor Taxable Income		100.0000%		100.0000%
P.PS	45%	45.0000%	35%	35.0000%
Income after tax		55.0000%		65.0000%
P B D R	20%	11.0000%	20%	13.0000%
Total Tax		56.0000%		48.0000%
Net Contractor		44.0000%		52.0000%

Keterangan	Kontrak Baru		Kontrak Lama	
	Oil Gas		Oil Gas	
Maka sesuai dengan dasar Pembagian tersebut		15.0000% 35.0000%	Oil Gas	15.0000% 35.0000%
Kont.Share Oil		34.0909%		28.8462%
Kont.Share Gas		79.5455%		67.3077%
P.Share Oil		65.9091%		71.1538%
P.Share Gas		32.6923%		20.4545%

Demikian juga atas KPS yang menandatangani kontrak sesuai dengan Paket Incentif yang diberlakukan akan memperoleh pembagian hasil yang diperhitungkan dengan mekanisme perhitungan tersebut di atas (*copy resume Paket Incentif PSC dan Pembagian Hasil Oil & Gas PSC terlampir 4*).

Untuk memahami pokok-pokok pengertian yang berhubungan dengan Administrasi HARMONI-III dan perhitungan penyusutan aset selanjutnya akan dibahas beberapa ketentuan Kontrak PSC yang terkait.

## B. PRODUCTION SHARING CONTRACT, AFE, HARMONI III

Ada beberapa hal dalam *Production Sharing Contract*, yang perlu dipahami secara seksama antara lain tentang:

### Section I Scope and Definitions

#### I.1. Scope

- *This Contract is a Production Sharing Contract*
- *In accordance with the provisions here in contained, Pertamina shall be and responsible for the management of the operations*

Untuk kepentingan Manajemen KPS, Pertamina mengeluarkan ketentuan-ketentuan dan prosedur operasional yang diperlukan.

- *Contractor shall be responsible to Pertamina for the execution for such operations in accordance with the provisions of this contract.*
- *Contractor shall provide all the Financial and Technical Assistance required for such operations*
- *Except as may otherwise be provided in this contract, in the Accounting Procedure attached here to or by written agreement by Pertamina, Contractor will not incurred interest expenses to finance its operations.*

### Section IV- Work Program and Expenditures

Article IV.1.3.

*Art las three (3) months prior to the beginning of each calendar year contractor*



*shall prepare and submit for approval to Pertamina a Work Program and Budget.*

Article IV.1.7.

*Pertamina agrees that the approval of a proposed work program and budget of operating cost will not be unreasonably withheld.*

## **Section V. Rights and Obligations of the parties**

Article 1.2. Contractor Shall:

1.2.1. give preference to such goods and services which are produced in Indonesia or rendered by Indonesian nationals, provided such goods and services are offered to quality, price, availability at the time and in the quantities required.

Reimbursement of Other Indonesian Taxes (Article V.3.2)

Disebutkan bahwa kecuali dalam hubungan dengan kewajiban kontraktor *Income Tax* dan pajak atas PDBR Pertamina akan membebaskan kontraktor dan sub Kontraktor dari pajak-pajak lainnya termasuk VAT, *Transfer Tax, Import & Export duties* pengadaan barang dan *tax or levy* lain dalam hubungan dengan operasi KPS. Pertamina akan *me-reimburse* pajak tersebut dari hasil produksi yang menjadi bagiannya.

Dengan demikian untuk pembayaran pajak-pajak lainnya tersebut oleh kontraktor tidak diperhitungkan sebagai biaya operasi atau bagian dari *Capital Asset* melainkan ditagihkan kepada Pertamina.

Year End Settlements (Section VII.5)

During any given Calendar Year, the handling of production (Section VI) and proceeds there of shall be provisionally dealt with on the basis of the relevant Work Program and Budget of operating costs based upon estimates of quantities of Petroleum to be produced, of domestic consumption in Indonesia, of marketing possibilities, of price and other conditions as well as of any other relevant factor within 30 days after the end of said given year, adjustment and cash settlement between the parties shall be made on the basis of actual quantities, amount and prices involved in order to comply with the provisions of the contract.

Dengan demikian pada setiap akhir tahun *Over/under lifting* yang terjadi antara *entitlement* dengan realisasi *lifting* yang telah dilakukan oleh masing-masing pihak selama tahun buku akan diselesaikan dengan cara *cash settlement*.

## **Section X. Title to Equipment**

1.1. Equipment purchased by contractor pursuant to work program becomes the property of Pertamina (in case of import, when landed at the Indonesian ports on import) and will be used in Petroleum Operations here under.

## **Exhibit C- Accounting Procedure**

### **I.1 Definitions**

The accounting procedure here in provided for is to be followed and observed in the performance of either Party's obligations under the contract.

### **I.2 Accounts and Statements**

Pertamina's and Contractors as the case may be, accounting records and books will be kept in accordance with generally accepted and recognized accounting systems, consistent, with modern petroleum industry practices and procedures. Books and reports will be maintained and prepared in accordance with methods established by PERTAMINA. The chart of accounts and related account definitions will be prescribed by PERTAMINA. Reports will be organized for the use of PERTAMINA in carrying out its management responsibilities under this contract.

## **Article II-Operating Costs**

### **Definitions**

For any year in which commercial production occurs, operating cost consist of:

- a) current year non capital costs
- b) current years depreciation for capital costs and
- c) current year allowed recovery of prior years unrecovered operating costs

### **Capital Costs**

Capital costs means expenditures made for items which normally have useful life beyond the year incurred. A reasonable annual allowance for depreciation of capital costs, computed as described in article III Section 1, will be allowed as a recoverable operating cost for the current year.

## **Article III- Accounting Method to be used to calculate recovery of operating costs.**

### **Depreciation (Model PSC mulai tahun 1984)**

Depreciation will be calculated beginning the Calender Year in which the asset is placed into service with a full year's depreciation allowed the initial Calender Year. The method used to calculate each Year's allowance Recovery of Capital Costs is the Year's allowable recovery of capital costs should be based on the individual asset's capital cost at the beginning of such Year, multiplied by the depreciation factor as follows, for: Group 1= 50%, Group 2=25%, Group 3=10%.

Balance of unrecovered Capital Costs is eligible for full depreciation at the end of the individual asset's useful life.

### **Gas Costs**

Operating costs directly associated with the production of natural gas will be directly chargeable against natural gas revenues.

Operating cost incurred for production of both natural gas and oil will be allocated based on the relative value of the products produced for the current year.

Common support costs will be allocated on an equitable basis agreed to by both parties.

### **Interest Recovery**

Interest on loans obtained by a party from affiliates or parent companies or from third party non-affiliates at rates not exceeding prevailing commercial rates for capital investment in petroleum operations may be recoverable as operating costs.

Detail of any financing plan and amounts must be included in each year's budget of operating costs for the prior approval of Pertamina.

All other finance must also be approved by Pertamina

Sehubungan dengan kapitalisasi aset maka biaya interest termasuk pada waktu pembangunan proyek tidak dikapitalisir, tetapi merupakan non-capital cost.

### **Non Capital Cost (Exh. C Art.2.2)**

Non capital cost means those Operating Costs incurred that relate to current years operating. In addition to costs relating only to current operations. The costs of surveys and intangible costs of Drilling Exploration and development wells (as described in item c,d,e) will be classified as non capital costs.

### **Production Sharing Contract (Renewed)**

#### **Section VI. Recovery of operating costs and Handling of Production.**

Article 6.4. Unrecovered Costs under predecessor Production Sharing Contract.

Of the Crude Oil remaining after deducting Operating Cost PERTAMINA shall be entitled to take and receive 65.9091% and (CONTRACTOR) shall be entitled to take and receive 34.0909%.

6.4.1. it is agreed that the undepreciated balance as of the effective date of each asset placed in service under the predecessor production sharing contract

shall be carried forward and depreciated under the terms of the Predecessor Production Sharing Contract and remaining unrecovered as of the effective date shall be carried forward under the terms of this contract.

## VII. Segregation of Crude Oil

I.6 in the event the Petroleum Operations involve the segregation of Crude Oils of different quality and/or grade and if the parties do not otherwise mutually agree:

- a) any and all provisions of this Contract concerning evaluation of Crude Oil shall separately apply to each segregated Crude Oil.
- b) each Crude Oil produced and segregated in a given Year shall contribute to

## Gas Split

Remaining after deducting Operating Costs associated with the Natural Gas operations as stipulated in Exhibit C, PERTAMINA shall be entitled to take and receive 31.8182% and CONTRACTOR shall be entitled to take and receive 68.1818%.

Walaupun secara umum disebutkan bahwa ketentuan kontrak PSC adalah bersifat standar tetapi bagi setiap KPS perlu memperhatikan klausul kontrak yang tercantum yang merupakan ketentuan formal/legal yang harus ditaati.

Sesuai dengan ketentuan kontrak/PSC dan ketentuan Pertamina mengenai operasi KPS terdapat beberapa aspek yang perlu diperhatikan mengenai *Capital Asset* dalam *Financial Report* maupun HARMONI-III, yaitu:

1. kepemilikan aset atas nama Pertamina
2. yang diadministrasikan adalah *Capital Asset* yang dibeli/diadakan untuk kegiatan PSC (bila diimpor adalah telah *landed* di pelabuhan impor Indonesia).
3. telah difungsikan dalam operasi (*Place Into Service*)
4. metode perhitungan depresiasi diperhitungkan sesuai ketentuan kontrak.
5. tidak ada perbedaan status antara aset dan depresiasi untuk KPS *Production* dan *Non Producing*.
6. depresiasi diperhitungkan 1 (satu) tahun penuh tanpa memperhatikan bulan dimulainya *Asset Place Into Service*.
7. umur aset ditentukan sesuai ketentuan Exhibit C.
8. suatu aset dapat berfungsi gabungan Oil & Gas dengan umur yang sama atau berbeda sesuai dengan ketentuan Kontrak (penyusutan dipercepat atau penyusutan standar)
9. harta benda tanah tidak dimasukkan sebagai *Capital Asset*.
10. pengelompokan aset atas dasar *Tax Category* sesuai kontrak PSC.

11. *interest on loan/investment* (bila ada) pada masa konstruksi bukan merupakan penambah nilai aset.
12. depresiasi aset tidak mengenal istilah *salvage value (Full Depreciation)*
13. nilai minimal Kapitalisasi suatu *Capital Asset* ditetapkan berdasarkan ketentuan Pertamina.

## 1. AUTHORIZATION FOR EXPENDITURE (AFE)

Financial Budget and Reporting Procedures Manual of PSC ;

**Section I-** Introduction dari Financial Budget and Reporting Procedures Manual of Production Sharing Contract.

This manual describes the procedures for preparing of the Annual Plan and the processing of filling out and submitting of the Financial Report and Project Contact.

Kata *Project* disini dimaksudkan sebagai AFE.

**Section IV.** Authorization for Expenditures (AFE).

Didalam manual mengenai AFE dapat dilihat bahwa AFE mencakup:

- main projects activities yang terdiri dari program:
  - exploration project
  - surveys project
  - drilling and workover projects
  - capital asset projects
  - platform certification
- other project (as required) disebut juga sebagai non-project (copy Fomrat AFE terlampir 5),.

Penyusunan Sistem AFE merupakan suatu aplikasi dari ketentuan kontrak dimana disebutkan bahwa Pertamina adalah sebagai pemegang manajemen PSC. Ketentuan mengenai AFE diatur dalam *Financial Budget and Reporting Procedures Manual of PSC Section IV.*

### General

The AFE System is designed to provide PERTAMINA/BPPKA with information necessary to analyze, evaluate, approve and monitor expenditures projects of the Production Sharing Contractor.

### Preparation of AFE

Untuk setiap proyek kontraktor harus mengajukan usulan AFE untuk mendapat persetujuan Pertamina/BPPKA.

- Pada saat proyek selesai kontraktor harus mengirimkan laporan AFE *Completion Reports* kepada Pertamina/BPPKA beserta penjelasan yang diperlukan.

- Sesuai dengan manual disebutkan bahwa perbedaan 10% antara realisasi dengan program merupakan faktor toleransi dalam pelaksanaan program.

### Penjelasan Umum AFE

Dalam kaitannya dengan pelaksanaan Administrasi AFE perlu dijelaskan sebagai berikut:

1. suatu AFE mencakup suatu kegiatan program kerja tertentu.
2. AFE dapat berupa kegiatan proyek yang berhubungan dengan *Capital Expenditure* maupun *Non Capital*.
3. walaupun suatu AFE dalam rencana pelaksanaannya tidak dibatasi dalam 1 (satu) tahun tetapi AFE akan memperlihatkan AFE untuk tahun yang lalu maupun yang akan datang.
4. AFE menyajikan periode waktu pelaksanaan.
5. AFE diperinci dalam bentuk kelompok kegiatan dan jenis biaya.
6. AFE menyajikan status realisasi *over/(over) budget*.

### Pelaksanaan AFE

Perlu kita ketahui bahwa didalam merealisasikan suatu Program Kerja/ Proyek AFE banyak berhubungan dengan ketentuan-ketentuan operasional yang harus diperhatikan seperti:

1. Ketentuan Pengadaan Barang dan Jasa (Keppres 16, 1994)
2. Ketentuan dan batasan impor barang-barang dan jasa.
3. Ketentuan/persyaratan teknis pekerjaan atau peralatan.
4. Ketentuan perizinan.
5. Ketentuan keselamatan kerja dan lingkungan.
6. Ketentuan pajak yang berlaku.

Didalam pelaksanaan suatu AFE/Proyek dapat dilakukan dalam suatu kegiatan seperti dalam bentuk Pembelian (*Purchase Order*) atau Kontrak Kerja melalui beberapa kegiatan oleh beberapa Departemen yang berbeda seperti untuk pekerjaan sumur yang mencakup: Kontrak Sewa, Pembelian Material, Kontrak Jasa, Bantuan Teknis dari *Home Office* dan sebagainya atau dalam bentuk satu paket kontrak yang bersifat lumpsum atau *Turn Key Project* yang semuanya akan berpengaruh kepada perencanaan suatu AFE maupun realisasinya.

Demikian juga sebaliknya sifat pengadaan barang dan jasa dapat berpengaruh kepada perencanaan dan realisasi suatu AFE. Misalnya suatu kontrak sewa atau pembelian untuk hal-hal yang bersifat sejenis dan rutin akan mencakup kebutuhan beberapa AFE dalam satu kontrak/paket.

Dalam pelaksanaannya penentuan luasnya cakupan suatu kegiatan AFE dari suatu KPS masih terdapat variasi cakupan dimana cakupan yang makin luas akan menyulitkan kontrol dan administrasi.

### **PROJECT STATUS REPORT (R.15)**

Sesuai dengan *Financial Reporting Manual* untuk kepentingan pelaporan pelaksanaan setiap Projects/AFE, KPS diharuskan mengirimkan secara kwartalan mengenai status/perkembangan pekerjaan yang memperlihatkan mengenai realisasi biaya maupun pekerjaan selesai (Format Laporan R-15 terlampir 6).

Pelaksanaan Laporan R-15 ini dari beberapa KPS ternyata masih mengalami banyak hambatan dan kekurangan yang pada umumnya bersumber dari kekurangan data yang tersedia atau tidak akurat bila dibandingkan dengan kenyataan dilapangan. Ini terbukti dari pengecekan pada beberapa KPS dimana banyak pekerjaan yang sudah selesai tetapi dalam laporan masih dinyatakan belum komplet.

Dalam pemeriksaan juga ditemukan bahwa laporan yang sudah dinyatakan komplet dalam waktu lama ternyata laporan AFE *Completion Report*-nya belum dibuat/dikirim ke BPPKA. Laporan Pelaksanaan AFE ini, biasanya merupakan tanggung jawab Department Teknis.

Oleh karena itu agar administrasi proyek/AFE dapat dilakukan dengan baik dan dampaknya terhadap permasalahan administrasi HARMONI-III dapat dihindarkan diperlukan adanya suatu koordinasi kerja yang baik dan kesadaran akan tanggung jawab department terkait pada masing-masing KPS.

### **LAPORAN DAFTAR KAPITALISASI PROJECT/AFE**

Laporan Daftar Kapitalisasi Proyek adalah merupakan laporan yang harus disiapkan oleh KPS pada waktu pekerjaan telah selesai yang berisikan perincian/daftar fasilitas yang dibangun dengan suatu AFE (Format Laporan Daftar Kapitalisasi Proyek terlampir 7).

Berbeda dengan format AFE yang memperlihatkan jenis-jenis biaya yang diperlukan dari suatu Proyek/AFE yang diperlukan untuk suatu proyek maka laporan ini akan memperlihatkan jenis-jenis fasilitas yang dibangun dari suatu *Project/AFE*.

Laporan ini ditujukan untuk mendata secara terperinci fasilitas yang dibangun dari suatu Proyek/AFE yang diperlukan untuk kepentingan pemeriksaan secara fisik maupun untuk kelengkapan administrasi *Capital Asset/HARMONI-III*.

Format laporan disusun untuk kepentingan informasi yang diperlukan oleh bagian teknis dan administrasi/HARMONI-III terutama untuk AFE yang berhubungan dengan Proyek yang besar dan terdiri berbagai fasilitas/peralatan.

Pelaksanaan pembuatan laporan Daftar Kapitalisasi Proyek ini masih banyak mendapat kesulitan dari beberapa KPS.

Perlu diketahui bahwa penyusunan Daftar Fasilitas Proyek yang disusun berdasarkan suatu susunan/*sequence* yang baik (rangkaiannya sistem, lokasi fasilitas, urutan daftar dan keterangan yang jelas) akan sangat membantu dalam pemeriksaan/pendataan secara fisik maupun untuk kepentingan penetapan *Capital Asset* atau penyusunan HARMONI-III.

Permasalahan Dalam Penyusunan Daftar Kapitalisasi Proyek/AFE

1. keterlambatan dalam menyiapkan Daftar Kapitalisasi Proyek
2. kurang terkoordinasi antara Dept. Penanggung Jawab AFE dengan Penanggung Jawab Administrasi HARMONI-III/*Accounting*
3. kesulitan menetapkan unit-unit aset yang tercakup dalam suatu AFE (terutama untuk proyek besar dengan *system turn-key* kontrak)
4. kesulitan dalam perhitungan nilai perolehan unit-unit aset yang tercakup dalam suatu AFE.
5. data identifikasi aset tidak tersedia dengan lengkap
6. keterlambatan dalam melakukan pemeriksaan/pendataan aset pada saat AFE Complete
7. kelemahan prosedur teknis kapitalisasi aset KPS.

#### **AFE COMPLETION REPORT**

Sesuai dengan Manual maka atas setiap AFE yang selesai haruslah dibuatkan laporan "*AFE Completion Report*" paling lambat 3 (tiga) bulan setelah pekerjaan selesai.

Pada dasarnya *AFE Completion Report* dibuat dengan mengisi data realisasi biaya yang dikeluarkan untuk penyelesaian pekerjaan dalam Format AFE dengan keharusan untuk memberikan penjelasan terhadap terjadinya *Over/(under) payment* 10% atau lebih.

Seberapa jauh penjelasan yang diperlukan tergantung kepada kondisi dan sifat pekerjaan yang dilakukan.

Untuk kepentingan operasional praktis dapat dilakukan "*AFE Partial Completion Report*" (tidak diatur dalam manual) bilamana terdapat fasilitas yang telah siap dan diperlukan untuk difungsikan (*Place Into Service*). Untuk itu aset yang *Place Into Service* harus dilaporkan dalam HARMONI-III dan dalam perhitungan Depresiasi Aset Laporan Keuangan KPS.

Mengingat antara suatu KPS dengan lainnya mempunyai standar dan sistem yang berbeda maka walaupun format AFE sesuai dengan Manual dari BPPKA adalah sama tetapi dalam pelaksanaan laporan dari masing-masing KPS untuk kegiatan yang sejenis ternyata masih bervariasi.

Pelaksanaan laporan *AFE Completion Report* atau biasa juga disebut *AFE Close Out Report* di KPS masih sering terlambat.



## 2. HARMONI-III

Dalam melihat hubungan antara AFE dengan HARMONI-III dan Laporan Keuangan KPS maka beberapa hal yang perlu diperhatikan adalah:

Prinsip-Prinsip Dalam Penetapan Aset HARMONI-III

- suatu fasilitas yang bersifat “*any single unit*” (bisa merupakan satu fasilitas (tunggal/set/rangkaian/sistem) yang merupakan suatu fungsi).
- Satu unit aset dalam HARMONI-III adalah unique (setiap unit aset harus dapat diidentifikasi yang jelas dan mudah).
- Mengetahui pengelompokan jenis aset sesuai ketentuan PSC dengan HARMONI-III Manual.
- Umur ekonomi aset ditentukan sesuai ketentuan PSC.
- Depresiasi aset ditentukan sesuai PSC
- Pengelolaan aset dilakukan sesuai Prosedur yang ditetapkan oleh PERTAMINA.

### Input Data HARMONI-III

Sesuai dengan Manual HARMONI-III mengenai input data Aset Formulir Ca110 dapat dilihat data identifikasi aset yang diperlukan yang mencakup 26 item (Copy CA 110 terlampir) yaitu antara lain:

1. Penetapan Asset Number yaitu disebut:
  - a. Object number untuk fixed asset
  - b. Movable number untuk Movable asset
2. Usage Code (Oil, Gas, Joint Usage or Other)
3. Field Location (lokasi pemakaian, Asset)
4. Operator Account Code (berhubungan accounting code yang digunakan untuk mencatat transaksi)
5. AFE Number
6. Depreciation Factor (Asset Group Reserve Oil&Gas 7 Years and for more than 7 years)
7. Acquisition Date
8. Cost
9. Depr. Method
10. Guide line life
11. Tax Category
12. Oil/Gas Rate
13. Description Of Assets
14. Insurance indicator

**KESIMPULAN:**

1. AFE merupakan suatu aplikasi Manajemen Pertamina atas operasi KPS untuk keperluan evaluasi, persetujuan dan monitoring program kerja KPS.
2. AFE merupakan acuan kerja pembiayaan yang diperlukan untuk melaksanakan program kerja KPS.
3. Fasilitas yang dibangun/ diadakan dari suatu AFE akan diidentifikasi sebagai *Capital Asset* dalam sistem HARMONI-III sesuai dengan ketentuan kontrak dan Manual HARMONI-III.
4. Laporan Daftar Kapitalisasi Proyek merupakan sarana untuk mengakomodasi unit-unit Aset HARMONI-III dengan laporan AFE yang disusun berdasarkan perincian suatu AFE biaya pada waktu proyek selesai (khusus untuk AFE untuk *Capital Project*).
5. Sistem HARMONI-III merupakan prosedur administrasi Aset Pertamina KPS berfungsi sebagai bagian dari sistem administrasi dan sistem *Control Capital Asset* di KPS.
6. Pelaksanaan administrasi HARMONI-III secara tepat dan baik akan membantu pelaksanaan laporan keuangan KPS secara akurat dan dapat dipertanggungjawabkan.

Laporan-laporan yang sering berhubungan dan menjadi dasar dalam pengelolaan aset di KKS adalah sebagai berikut:

1. Flow chart Pertamina Quarterly Financial Report KPS
2. Format Report 1 Financial Status Report
3. Format Report 14 mengenai Depresiasi Aset mulai tahun 1984
4. Resume Paket Incentive PSC
5. Format AFE Schedule
6. Format Laporan R-15 mengenai *AFE/Project Status Report*
7. Format Daftar Kapitalisasi Proyek

**C. ADMINSTRASI MATERIALS PRODUCTION SHARING CONTRACT.****1. Pendahuluan**

Dalam ketentuan Kontrak *Production Sharing*, maka semua material-material dan alat-alat perlengkapan yang dibeli untuk operasi perminyakan setelah diturunkan di pelabuhan impor Indonesia akan menjadi milik Perusahaan Negara (PN). Sedangkan terhadap alat-alat perlengkapan yang disewa dari dan yang dimiliki oleh pihak sub kontraktor diberi kebebasan untuk mengekspor kembali ke luar Indonesia.

Dalam kontrak yang berlaku sebelum 1 Januari 1974, setelah mencapai produk komersial kontraktor diharuskan membayar sewa penggunaan material dan alat-alat perlengkapan tersebut. Besarnya sewa adalah sama dengan nilai penyusutan yang tidak melebihi 10% setiap tahun. Penerimaan sewa inilah yang mencerminkan pengertian hak pemilikan PN.

Dalam kontrak yang berlaku setelah 1 Januari 1974, perlakuannya terhadap material atau alat-alat perlengkapan ini adalah sama. Perbedaannya tidak ada lagi pembayaran sewa atas penggunaan, sehingga tidak memperkuat pengertian hak pemilikan PN.

Material inventory merupakan sarana penting sebagai pendukung kelancaran operasi perminyakan. Agar dapat berfungsi sebagaimana mestinya, maka pengelolannya harus dilakukan secara efektif dan efisien sesuai dengan prinsip *management inventory system*. Oleh karenanya untuk penentuan jumlah inventory yang aman harus selalu mempertimbangkan tolok ukur keekonomian.

Kontraktor Kontrak *Production Sharing* adalah perusahaan multinasional yang wilayah operasinya meliputi seluruh dunia. Berdasarkan pertimbangan efisiensi ada kemungkinan terjadi transfer material antar wilayah kerja, atau antar Negara, atau pembeliannya dilakukan secara terintegrasi. Walaupun dari segi korporat adalah efisien, namun dengan *system transfer price* dapat tidak sama untuk pembebanannya kepada masing-masing pusat biaya. Dengan dasar ketentuan Kontrak *Production Sharing* bahwa setiap Wilayah Kerja merupakan pusat biaya tersendiri, maka Indonesia akan sangat hati-hati untuk menerima prinsip *transfer price* dalam pembebanan biaya material dan alat-alat perlengkapan.

## 2. Administrasi Material

Dalam penyusunan prosedur administrasi material, perlu mengetahui lebih dulu spesifikasi dari operasi perusahaan. Kontrak *Production Sharing* adalah untuk pencarian dan memproduksi minyak dan gas bumi, dengan cirri selalu menggunakan material atau alat-alat perlengkapan dengan teknologi tinggi yang ultra modern. Oleh karena itu dalam pengadaannya akan memerlukan modal besar, tingkat penguasaan teknologi tinggi dan sistem pengelolaan yang canggih. Pengelolaan material inventory ini harus mempertimbangkan masalah kecepatan informasi, proses pengadaan dan ketepatan sesuai dengan waktu penggunaan.

Dalam pengelolaan material berteknologi tinggi, karena harganya mahal harus mempertimbangkan masalah kemungkinan terjadi *technical absolence* (keausan teknik). Oleh karena peralatan ini sangat menentukan tingkat risiko penemuan cadangan dan perkembangan teknologi yang demikian pesat, maka

perusahaan minyak akan cenderung selalu menggunakan peralatan dengan perkembangan mutakhir. Tingkat keausan teknik dan perkiraan karakteristik cadangan harus digunakan sebagai dasar utama dalam pengelolaan material inventori.

Demikian pula penguasaan pengetahuan tentang periode penggantian (*replacement period*) dari setiap material dan alat-alat perlengkapan harus digunakan sebagai pertimbangan untuk kebijaksanaan pengelolaan material *inventory*. Jangan sampai terjadi ada suatu material yang terpaksa harus *write off* sebelum ada penggunaan, karena melewati ambang *replacement period*.

Dari pihak Kontraktor Kontrak *Production Sharing*, karena umumnya didasarkan atas pola pikir korporasi, maka semua kebijaksanaan sudah termasuk dalam strategi mereka untuk minimize biaya. Sedangkan dari pihak Indonesia, karena setiap Wilayah Kerja merupakan pusat biaya, maka setiap pemborosan akan menanggung sebesar 85% untuk minyak bumi dan 65% untuk gas bumi.

### **3. Material Budget**

Dalam kenyataan masih banyak yang belum menyadari pentingnya masalah peranan material budget atau anggaran material. Padahal masalah ini sangat penting untuk menunjang kelancaran operasi maupun pembangunan proyek. Pengelolaan *stock inventory* sangat ditentukan oleh material *budget*. Pemahaman material *budget* akan meminimize kerugian finansial akibat dari surplus material maupun *write off*.

Walaupun *write off* surplus material untuk operasi perminyakan memang tidak dapat dihindari, tetapi dapat diminimize pada batas-batas yang layak. Namun perlu disadari bahwa *write off* dapat juga digunakan sebagai sarana mencari keuntungan sepihak.

Material *budget* tidak secara otomatis merupakan *cash budget*. Karena material *budget* adalah rencana penggunaan material yang dapat bersumber dari *stock* maupun pembelian baru. Sedangkan *cash budget* material adalah rencana pengadaan material untuk memenuhi kebutuhan langsung dan *stock inventory* agar tetap berada pada tingkat yang aman dan ekonomis dalam mendukung kegiatan operasi. Tingkat keekonomian *stock inventory* sangat tergantung dari karakteristik material dan waktu penyerahan (*time delivery*).

Oleh karena itu, prinsip material *budget* perlu diterapkan dalam pengelolaan *stock inventory* material. Untuk tujuan ini perlu didukung penyempurnaan administrasi pelaporan berkala *ending inventory material stock* untuk setiap karakteristik material, baik yang menyangkut volume maupun *value*. Dengan laporan ini akan dapat dilihat dan diteliti karakteristik material *movement* dalam setiap penggunaan operasi maupun proyek, sehingga

akan memudahkan dalam penyusunan perencanaan *stock inventory*, waktu *requirement* dan *purchasing*.

Dalam Kontrak *Production Sharing* laporan *value stock inventory* memang diperlukan dalam perhitungan *operating cost*, namun informasi karakteristik jenis material dan *movement source of material* juga sangat diperlukan dalam rangka penyusunan material *budget*. Gerakan material dari setiap karakteristik dapat digunakan untuk menilai kewajaran material *cost budget*.

Dalam *Work Program and Budget*, material *cash budget* tidak harus sama dengan material *budget*. Material *cash budget* merupakan dasar dalam pengelolaan kewajaran *inventory stock*. Tingkat kewajaran ini sangat berguna untuk menurunkan kemungkinan terjadinya material *write off*. Oleh karena prinsipnya berpegang pada suatu program yang telah disetujui, dan apabila tidak hati-hati dalam pengawasan material *budget*, maka *surplus write off* akan digunakan sebagai saran untuk menambah *operating cost*.

Selaku pemegang manajemen Kontrak *Production Sharing*, prinsip pencegahan atau pre audit lebih penting dari purna pengawasan (post audit). Walaupun terjadi *write off* merupakan sesuatu yang tidak dapat dihindari, namun paling tidak dapat dikurangi seminimal mungkin. Dalam operasi perminyakan, *write off* merupakan kerugian sampingan sistem administrasi material yang hanya dapat *diminimize* tetapi tidak mungkin untuk dapat dihilangkan sama sekali.

Untuk mengusahakan agar *write off* seminimum mungkin, maka harus mengetahui awal proses dari pengadaan setiap material. Pada prinsipnya material merupakan komponen pelaksanaan program. Oleh karenanya penyusunan program yang baik harus mempertimbangkan jadwal perencanaan pembelian dan penggunaan material secara cermat menyangkut lokasi dan ketepatan penyerahan. Dan program penggunaan material akan lebih ekonomis apabila ditunjang sistem administrasi yang baik, sehubungan dengan informasi *stock inventory* dan sumber perolehan material yang tepat.

Program operasi perminyakan sifatnya adalah interdisipliner yang melibatkan baik segi teknis, keuangan dan penunjang. Oleh karena itu, sistem administrasi material baru dapat berjalan secara baik, apabila ada kerjasama erat antara fungsi yang terlibat proses pengadaan dan penggunaan. Dengan adanya sinkronisasi antara penyusun program (fungsi teknik), penyusunan pembiayaan (fungsi keuangan) dan pengelola pengadaan material (fungsi penunjang umum), maka akan dapat mengurangi kemungkinan surplus atau *write off*.

Sinkronisasi fungsi-fungsi yang terlibat dalam proses pengadaan material merupakan sarana utama dalam penyusunan material *budget* secara baik. Penyusunan sistem material *budget* yang baik akan memudahkan untuk melihat

aliran (*flow*) material mulai dari *stock material inventory*, *material purchasing*, *material delivery*, dan *material use*, serta efisiensi dari *stock inventory*. Efisiensi *stock inventory* dapat digunakan sebagai tolok ukur analisa material *investment* dalam penggunaan *working capital*. Semakin efisien pengelolaan *inventory stock* akan mengurangi kerugian-kerugian akibat dari material *write off*.

#### 4. Pembelian Material

Dalam Kontrak *Production Sharing* setelah memasuki tahap produksi sudah terjadi perpindahan risiko dari Kontraktor kepada PN melalui pengembalian *operating costs*. Akibatnya semua pembelian material pada akhirnya akan dibayar kembali oleh PN dalam bentuk penyerahan minyak mentah. Sehingga kontraktor yang bertindak sebagai penyelenggara pengadaan material, dan dengan kemungkinan harus menanggung risiko dalam prinsip pengembalian *operating costs*.

Hubungan ini perlu diketahui agar dalam pengadaan material, pihak PN maupun kontraktor dapat menempatkan pada posisi yang sewajarnya. Sehingga yang lebih dipentingkan sudah barang tentu adalah ekonomis berdasarkan pertimbangan Indonesia, tetapi bukan semata-mata kepentingan korporat kontraktor.

Dalam ketentuan Kontrak *Production Sharing, Work Program and Budget* baru dapat dilaksanakan setelah ada persetujuan dari PN. Oleh karenanya wajar apabila material *budget* dan material *purchasing* harus lebih dulu ada persetujuan PN. Persetujuan ini adalah merupakan batasan rencana kerja dan pengeluaran secara menyeluruh, sedangkan pelaksanaannya perlu pengajuan rincian.

Untuk itu, maka dalam setiap persetujuan material *purchasing* harus ditegaskan bahwa material yang bersangkutan harus digunakan untuk operasi, dan dihindari untuk berakhir sebagai *surplus* atau *write off*. Penggunaan material harus sesuai dengan masa manfaatnya, dan yang tidak sesuai semestinya tidak boleh masuk *Operating Cost*. Walaupun diakui bahwa penyimpangan ini umumnya terjadi karena ulah manusianya atau akibat tata prosedur yang memungkinkan terjadi demikian.

Dalam persetujuan pembelian material tidak boleh hanya dilihat dari faktor kompetisi harga saja, tetapi harus pula diperhatikan kemanfaatan dari material yang bersangkutan terhadap operasi. Oleh karena itu, dalam persetujuan harus ditegaskan bahwa material itu akan digunakan selama kewajiban sesuai dengan masa manfaatnya. Kebijakan ini untuk mencegah jangan sampai pembelian material digunakan sebagai sarana keuntungan sepihak, dalam arti ekonomis secara korporat kontraktor, namun merugikan untuk wilayah kerja di Indonesia.

## 5. Material In Transit

*Material in transit* merupakan masalah yang timbul akibat dari *lead time* dalam proses penyerahan, karena jarak antara produsen dan konsumen. *Material in transit* memang pada akhirnya akan menjadi biaya, sehingga masalahnya hanya waktu. Berapa lama waktu yang diperlukan sangat tergantung dari letak sumber material dan sistem transportasi. Secara historis memang tidak ada pengaruh yang berarti dalam sistem perhitungan pengembalian *Operating Costs*. Namun pada kondisi harga minyak yang tidak menentu, maka kendala ini perlu dipertimbangkan dalam penilaian keekonomian.

Dalam Kontrak *Production Sharing* sebelum 1 Januari 1974 *material in transit* sudah merupakan komponen *operating costs*. Karena pengertian *operating cost* adalah pengeluaran yang terjadi sehubungan dengan operasi perminyakan, tetapi bukan secara fisik telah berada di wilayah Indonesia. Pengertian pengeluaran yang terjadi termasuk didalamnya *material in transit* sepanjang digunakan untuk kepentingan operasi sesuai dengan *Work Program and Budget*.

Dalam Kontrak *Production Sharing* sesudah 1 Januari 1974 *material in transit* belum boleh masuk *operating cost*, walaupun definisinya adalah pengeluaran dan kewajiban yang terjadi. Karena penjelasan selanjutnya dalam prosedur akuntansi hanya material yang telah turun di pelabuhan Impor Indonesia yang dapat diperhitungkan dalam *operating costs*. Walaupun *material in transit* mungkin sudah terjadi pengeluaran tunai, namun diperlukan syarat untuk dapat masuk *operating cost*. Material kategori *capital* baru boleh penyusutannya diperhitungkan dalam *operating cost* apabila sudah siap memberikan manfaat (*place in service*), apabila masih dalam *stock* merupakan *capital* tetapi belum diperlukan sebagai *operating cost*.

## 6. Material Place Into Service

### a) Asset Into Service

Sesuai dengan prosedur akuntansi Kontrak *Production Sharing*, penyusutan baru mulai dilakukan untuk perhitungan *operating cost* pada saat *asset capital* telah siap memberikan manfaat (*place into service*). Sehingga untuk *work in progress* masih belum dihitung penyusutannya, walaupun sudah terjadi pengeluaran biaya. Atau dengan kata lain masih diperlakukan sebagai *capital*.

Dalam administrasi aktiva *capital* setiap periode tertentu harus jelas posisi *work in progress* setiap proyek konstruksi dan fabrikasi dengan tertib administrasi ini akan mudah mengetahui material kategori *capital* yang masih belum saatnya dilakukan penyusutan.

Dalam setiap proyek konstruksi maupun fabrikasi yang tidak berdasarkan *turnkey project*, biasanya penggunaan material dari *stock inventory* adalah cukup banyak. Untuk mengetahui lebih jelas *movement material inventory*, para kontraktor wajib untuk melengkapi data penggunaan material, baik yang berasal dari pembelian langsung maupun penggunaan stock. Laporan ini untuk memudahkan pengawasan material inventory (*capital* maupun *non capital*) yang digunakan dalam suatu pembangunan aktiva *capital*. Karena sesuai dengan Kontrak *Production Sharing*, *non capital inventory* yang sudah diperhitungkan dalam *operating costs* pada saat turun pelabuhan impor, dapat dikoreksikan dan ditambahkan pada nilai aktiva *capital*.

### B) Tangible Drilling Costs

Pengertian *Tangible Drilling Costs* (TDC) hanya ada pada operasi pemboran sumur. Pengertian TDC statusnya tidak sama dengan *Tangible Cost* (TC) dan *Intangible Cost* (ITC). Dalam pembangunan aktiva TC maupun ITC merupakan kesatuan dari nilai aktiva *capital*.

Pengertian sumur telah siap memberikan manfaat (*place into service*) harus diatur secara jelas, karena banyak ragamnya mulai dari sumur-sumur eksplorasi, pengembangan dan *workover*. Dalam sumur *dryhole* memang jelas pada saat ditetapkan statusnya dianggap telah siap memberikan manfaat dan seluruh biaya diperlakukan sebagai *non capital*. Sedangkan untuk *wildcat*, seharusnya saat telah siap memberikan manfaat pada saat mulai produksi. Namun penetapan ini ada kelemahannya, apabila pelaksanaan pengembangan memerlukan waktu lama, sehingga mengakibatkan status *work in progress* juga lama. Sewajarnya untuk *place into service wildcat* adalah pada saat ditetapkan statusnya, tetapi bukan mulai produksinya. Bagi sumur pengembangan pengertian *place into service* menjadi jelas, yaitu pada saat produksi atau dinyatakan *dryhole*. Dan untuk *workover* pada saat *completion*.

## 7. Surplus Material of Construction

Material *write off* ini kebanyakan berasal dari surplus material proyek. Apabila material *budget* direncanakan secara baik, maka surplus material akan berada pada batas-batas yang wajar, dan masuk dalam biaya proyek.

Dalam sistem administrasi material yang kurang baik, maka dapat terjadi surplus material yang sudah masuk dalam nilai proyek, menambah nilai dari stock material *inventory*. Surplus material proyek yang terlalu berlebihan dan masih mempunyai nilai jual (*market value*) seharusnya dikurangkan dari nilai proyek dan menambah stock material *inventory*. Namun apabila dalam batas wajar termasuk dalam nilai proyek dan tidak menambah nilai dari stock



material *inventory*. Penggunaan surplus material yang sudah masuk dalam nilai proyek, untuk proyek yang lain nilainya harus nihil.

Dalam surplus material konstruksi yang perlu dihindari jangan sampai ada surplus yang memang tidak ada rencana penggunaan. Walaupun *turnkey project*, maka untuk proyek konstruksi atau pabrikasi perlu dilengkapi dengan material *budget* dan laporan berkala mengenai material *movement*. Karena prinsipnya lebih baik tidak dibeli walaupun tidak mengurangi biaya, daripada membeli untuk menjadi surplus. Walaupun tidak dibeli juga tidak mengurangi biaya proyek, namun untuk surplus akan memerlukan tambahan biaya penyimpanan bagi PERTAMINA. Dengan monitoring *movement* material masa konstruksi akan dapat secara cepat mengambil langkah pemanfaatan perkiraan surplus sebelum menjadi besi tua (*junk*).

## 8. Material Write Off

Prosedur material *write off* akan berjalan baik, apabila melibatkan seluruh fungsi yang terkait pada proses pengadaan material.

Fungsi pengadaan akan bertanggung jawab atas administrasi material *inventory*, baik informasi mengenai karakteristik maupun *value*. Fungsi ini harus mengetahui yang seharusnya menjadi material *write off*. Setiap pengajuan *write off* harus ada alasan yang kuat dan juga mengetahui kondisi material secara fisiknya.

Dalam prosedur ini, fungsi teknis sangat menentukan untuk memberikan alasan teknik dari setiap pengajuan *write off*, dan sebaiknya disertai dengan hasil inspeksi. Fungsi keuangan selaku penanggungjawab biaya hanya akan melakukan kegiatan apabila dilengkapi dokumen sesuai dengan prosedur *write off*. Sedangkan untuk persetujuan *write off*, pertimbangannya tidak boleh hanya secara teknis saja, tetapi juga dipikirkan pelaksanaan penyerahan jangan hendaknya menambah beban biaya PN.

Walaupun tidak tegas tercantum dalam Kontrak *Production Sharing*, intinya *write off* merupakan penyerahan hak pakai dari kontraktor kepada PN. Dalam *write off* ini prinsipnya PN harus berusaha agar material yang bersangkutan secara ekonomis mempunyai nilai, setelah dipertimbangkan mengenai biaya penyimpanan dan pengangkutan. Pertimbangan pelaksanaan *write off* menyangkut hal-hal sebagai berikut:

Dari segi pengajuan *write off* harus memperhatikan kondisi material dalam arti nilai ekonomi. Pertimbangan ekonomi ini harus sudah memasukkan faktor waktu, lokasi, angkutan dan kegunaan. Dengan mengetahui kondisi ini akan mudah menghitung tingkat keekonomiannya.

Dalam pelaksanaan *write off* selalu akan timbul biaya yang nantinya akan ditanggung oleh PN atau melalui pembebanan *operating cost*. Secara nasional

apakah beban PN atau kontraktor mempunyai pengaruh yang sama bagi Indonesia. Yang lebih penting agar dihindari timbulnya beban biaya akibat melakukan *write off* terhadap material *junk*.

## 9. Pemanfaatan Material Write Off

Pertimbangan alternatif pemanfaatan dengan tujuan agar penyerahan hak pakai kepada PN ini dapat memberikan nilai ekonomi. Dengan pertimbangan biaya pemeliharaan dan penyimpanan, alternatif pemanfaatannya sebagai berikut:

### a) Dimanfaatkan oleh PN

Apabila kondisi material secara ekonomi dapat dimanfaatkan, sebaiknya digunakan untuk operasi PN. Memang diakui tidak mungkin barang yang masih bermanfaat dilakukan *write off*. Dalam Kontrak *Production Sharing* tidak diatur apakah *write off* harus dilakukan setelah material dianggap tidak ada manfaatnya. Namun apabila administrasi *stock inventory* baik, tidak seharusnya terjadi material *write off* menunggu setelah *junk*.

Berdasarkan pengelolaan *stock inventory* seharusnya usulan *write off* berasal dari PN, sehingga dengan cara ini untuk menghindari banyaknya terjadi barang-barang *scrap* yang waktu pemanfaatannya terlalu lama mulai saat pengadaan.

Prinsip *write off* harus didasarkan atas pertimbangan ingin menikmati sisa hak pakai dari material, tetapi bukan hanya semata-mata untuk kepentingan percepatan pengembalian biaya. Walaupun percepatan harus dengan konsekuensi kemungkinan mengizinkan pembelian material baru, namun secara ekonomi akan lebih menguntungkan melakukan percepatan *write off* semasa material masih mempunyai daya guna. Karena biasanya *value* material yang masih ada daya guna akan lebih tinggi dibandingkan dengan setelah menjadi *scrap*.

### b) Dimanfaatkan oleh Kontraktor Lain

Dalam masalah penjualan material kepada Kontraktor *Production Sharing* lain, perlu mengetahui lebih dahulu akibatnya sebelum memberikan persetujuan, terutama status material dan tahap operasi. Penjualan material kepada kontraktor non produksi atau *producing* mempunyai akibat yang berbeda dari aspek ekonominya.

Sesuai dengan kontrak, status dari setiap wilayah kerja adalah *independent* dalam pengembalian biaya, walaupun diketahui yang memiliki adalah satu perusahaan. Perusahaan yang mempunyai dua wilayah kerja atau lebih harus diperhatikan tahap operasi yang dicapai masing-masing. Karena untuk wilayah kerja produksi sudah terjadi perpindahan risiko dari kontraktor ke PN melalui pengembalian

*operating costs*. Sehingga dengan adanya penjualan material dari wilayah belum produksi ke produksi akan timbul pembebanan dari wilayah satu ke wilayah lain. Dimana sebenarnya apabila tidak ada transfer material sudah menjadi milik PN dan tidak ada risiko pengembalian *operating costs*. Atau dengan kata lain, kontraktor berusaha mengurangi risiko pengeluaran di wilayah *non producing* dengan membebankan ke *producing*. Padahal apabila surplus material di *non producing* diajukan *write off* dan kontraktor lain membutuhkan seharusnya membeli kepada PN. Sehingga PN akan menikmati hasil penjualan material sebagai kompensasi hak kepemilikan.

c) Dijual Kepada Pihak Ketiga

Material *write off* yang sama sekali tidak dapat digunakan dalam operasi perminyakan, maka akan lebih baik apabila secepatnya dijual kepada pihak ketiga. Karena dengan cara demikian material tersebut akan cepat mempunyai *value* dan mengurangi beban biaya untuk pemeliharaan dan penyimpanan. Karena apabila dibiarkan terlalu lama nilai dari *material write off* akan semakin turun dan akhirnya sulit untuk dapat dimanfaatkan lagi.

## DAFTAR PUSTAKA

- Aczel, AD. 1999, *Complete Business Statistics, Fourth Edition*, Mc Graw Hill, Singapore.
- Addinul, Y. 2004, *Ekonomi Sumber daya dan Lingkungan, Teori dan Kebijakan Pembangunan Berkelanjutan*, ISBN 979-8035-61-5, Akademika Presindo, Jakarta.
- Arifin, K.Z.A. 1999, *Diktat Mata Kuliah Akuntansi Perminyakan*, Fakultas Ekonomi, Universitas Islam Riau, Pekanbaru.
- Berger, B.D. 1981, *Modern Petroleum, Second Edition*, ISBN 0-87814-172-3 PennWell Publishing Company, Tulsa, Iklahoma.
- Berg, B. L., 2004, *Qualitative Research Methods For The Social Science*, ISBN 0-205-37905-2, Perason, Boston.
- Brock, H.R. D.R. Jennings, and J.B Feiten, 1996, *Petroleum Accounting; Principles, Procedures & Issues, Forth Edition*, ISBN 00940966-24-7, Profesional Development Institute, Texas.
- Brealey, R. A., and S.C.Myers, 2000, *Principles of Corporate Finance, Sixth Edition*, McGraw-Hill, Singapore.
- Chew, D.H. 2001, *The New Corporate Finance; Where Theory Meets Practice, Third Edition*, McGraw-Hill, Singapore.
- Choi, F.D.S. C.Ann.Frost, and G.K. Meek, 1999, *International Accounting, Third Edition*, Prentice Hall International, Inc, New Jersey.
- Darwis, A. and B. Martarani. 2000, *Onshore Exploration Drilling Efficiency For KKKS (KONTRAKTOR KONTRAK KERJA SAMA) in Sumatra Region*, CPI 2000 Quality and Technology Conference 11-12 October 2000, Rumbai.

- Fauzi, A. 2004, *Ekonomi Sumber Daya Alam dan Lingkungan*, Gramedia Pustaka Utama, Jakarta.
- Gallun, R. A. J.W. Stevenson. and L.M. Nicholas, 1993, ISBN 0-87814-404-8, *Fundamentals of Oil & Gas Accounting*, Third Edition, PennWell Books, Tulsa.
- Howard, W.D. 1987, *Oil and Gas Terms*, Seventh Edition, Mathew Bender & Company, New York.
- Haskins, M. E. K. R. Ferris, and T.I. Selling. 2000, *International Financial Reporting and Analysis*, Second Edition, Mc Graw Hill, Singapore.
- Helfert, E. A. 1997, *Techniques of Financial Analysis; A Practical Guide to Managing and Measuring Business Performance*, Ninth Edition, McGraw-Hill, New York.
- Johnston, D. 1992, *Oil Company, Financial Analysis In Nontechnical Language*, ISBN 0-87814-374-2, PennWell Publishing Company, Tulsa.
- Johnston, D. 1994, *International Petroleum Fiscal Systems and Production Sharing Contracts*, ISBN 0-87814-426-9, PennWell Publishing Company, Tulsa.
- Johnston, D. 1998, *International Oil Company Financial Management In Nontechnical Language*, ISBN 0-87814-597-4, PennWell Publishing Company, Tulsa
- Johnston, D. 2003, *International Exploration Economics, Risk, and Contract Analysis*, ISBN 0-87814-887-6, PennWell Publishing Company, Tulsa.
- Kadir, A.A.W.1995, *Energi, Sumber daya, Inovasi, Tenaga Listrik dan Potensi Ekonomi*, Edisi Kedua, ISBN 979-456-036-7 Penerbit Universitas Indonesia, Jakarta.
- Kadir, A.A.W. 2004, *Dasar-dasar Perminyakan Untuk Pekerja Non Teknis*, Perca, Jakarta.
- Kadir, A.A.W, 2004, *Risiko Bisnis Sektor Hulu Perminyakan*, Cetakan Pertama, ISBN 979-408-521-9, Pradnya Paramita, Jakarta.
- Maizar, R. 1998, *Research and Development For Oil and Gas Technology in Indonesia*, CPI 1998 Quality and Technology Conference 3 - 4 November 1998, Rumbai.
- Nasehatun, A. 1999, *Budget & Control; Sistem Perencanaan dan Pengendalian Terpadu Konsep dan Penerapannya*, Grasindo, Jakarta.
- Patowidagdo, W, 2002, *Manajemen dan Ekonomi Minyak dan Gas Bumi*, ISBN 979-95746-2-5, Program Studi Pembangunan PPS ITB, Bandung.

- Pearce W. D. and T. R. Kerry. 1990, *Economic of Natural Resources and The Environment*, ISBN 0-8018-3986-6, The John Hopkins University Press, Baltimore.
- Pertamina, *Peranan Minyak & Gas Dalam Menunjang Pembangunan*, Jakarta.
- Sanusi, B. 2002, *Peranan Migas dalam Perekonomian Indonesia*, ISBN 979-8398-46-7, Penerbit Universitas Trisakti, Jakarta.
- Sanusi, B. 2004, *Potensi Ekonomi Migas Indonesia*, ISBN 979-518-872-0, Rineka Cipta, Jakarta.
- Sanusi, B. Oil Law No.8/1971, National Law and Indonesian Regulation.
- Sanusi, B. Oil Law No.22/2001, National Law and Indonesian Regulation.

### **Jurnal - Jurnal**

- Alexander Frederik, 1991, *Perkembangan Production Sharing Contract*, Jurnal Teknologi Minyak dan Gas Bumi, No 2 tahun 1991.
- Anu Muhammad, 2002, *Is Gas a Resource or a Liability for Bangladesh, A Note on Understanding the Trap in Development Disguise*, Bangladesh Research, March 2002
- Arudji Phudri, 2000, *Kompetisi Ekonomi, Teknologi dan Sumber Daya Manusia Pada Industri Perminyakan*, Jurnal Teknologi Minyak & Gas Bumi, No 11-2000.
- Arudji Phudri, 1999, *Petroleum Reserves Definition*, Information Center Society of Petroleum Engineers and World Petroleum Congresses.
- Arudji Phudri, 1999, *Environmental and Social Regulation of Oil and Gas Operations in Sensitive Areas of the Sub-Andean Basin*, ESMAP Report 217/99. July 1999
- Jiwaprana Tatang R, 1993, *Kemandirian Industri Migas Indonesia Harus Diperjuangkan*, Ikatan Ahli Teknik Perminyakan Indonesia, Jurnal Teknologi Minyak dan Gas Bumi.
- Kiril Sosuniv, 1999, *Monetary and Fiscal Policy in The Resource- Base Economy*, Klaus Peter Berger, 2003, *Renegotiation and Adaptation of International Investment Contracts; The Role of Contract Drafters and Arbitrators*, Vandarbilt Journal of Transnational Law, Vol
- Okti Barmi, 1993, *Harga Minyak Mentah Indonesia*, Jurnal Teknologi Minyak dan Gas Bumi, No 1 Tahun 1993.
- Pudjoutomo Sutadi, 1999, *PSC Contractual System*, LDI Training, Yogyakarta.

- Pinon Jorge R, 2004, *Cuba's Energy Challenge; Fueling the Engine of Future Economic Growth*, Institute for Cuban & Cuban-American Studies.
- Pongsiri Nutavoot, 2005, *Foreign Direct Investment and Regulation; A case Study of Thailand's Upstream Oil and Gas Industry*, Centre on Regulation and Competition, University of Manchester.
- Rezky Sri Wibowo, 2005, *Transparansi Ekonomi Ekstraktif Di Indonesia*, Journal Transparency International Indonesia, Jakarta
- Sudibjo Rachmat, 2003, *The Role of BPMIGAS in Enhancing Value in OIL and Gas Business in Indonesia*, SPE, 9 September 2003, Jakarta.
- Sulastama Raharja, 2003, *Mampukah Menekan Penurunan Produksi Minyak Indonesia*, *Milis Geologi UGM*, 27 June 2003
- S. Zuhdi Pane, 1995, *PSC Indonesia, perlukan insentif baru*, *Jurnal Teknologi Minyak dan Gas Bumi*, No 4 Tahun 1995.
- Thomas W Walde, 2003, *The Indonesian Production Sharing Contract, Oil, Gas & Energy Low Intelligence*, Volume I, Issue #01 January.
- Thomas W Walde, 2004, *Renegotiation and Contract adaptation in the International Investment Projects; Applicable Legal Principles & Industry Practices*, Abba Kolo, University of Maiduguri, Nigeria.
- Tuomas Komulainen, Iikka Korhonen, 2003, *Russia: Growth prospects and policy debates*, Bank of Finland Institute for Economies in Transition, Helsinki.
- Xiaojie Xu, 2002, *Political, Economic, Social, Cultural, and Religious Trends in The Middle East and The Gulf and Their Impact on Energy Supply, Security and Pricing*, The James A. Baker III Institute for Public Policy, Rice University

