

**PERLAKUAN AKUNTANSI INDUSTRI MIGAS PASCA  
KONVERGENSI PSAK NO.29 TERHADAP *INTERNATIONAL  
FINANCIAL REPORT* STANDAR (PSAK NO.33) STUDI KASUS PADA  
PT. CHEVRON PASIFIC INDONESIA**

**Oleh: Djonathan Kevin Kegen Hutagalung  
(Dosen Pembimbing: DR. Kamaliah.MM.Ak  
dan DR. H.M. Rasuli, M.Si, Ak)**

Jurnal Akuntansi Fakultas Ekonomi Universitas Riau

***ABSTRACT***

*The purpose of this research is to examine the effect treatment of accounting of migas after convergence PSAK No.29 for International Financial Report Standard ( PSAK No. 33). Object of this research at PT. Chevron Pasific Indonesia. Method analyse data used in this research use descriptive method, that is compared theory with practice in PT. Chevron Pasific Indonesia.*

*From result of research which have been, PT. Chevron Pasific Indonesia not execute method of Successful Effort purely, because in execution of accounting PT. Chevron Pasific Indonesia also be based on the PSC Accounting. Costs that happened at PT. Chevron Pasific Indonesia identified by three cost, that is: operating expense (OE), capital expenditure budget (CEB) and acquisition cost. In confession to four first cost, acquisition cost, exploration cost, develompent cost and production cost, PT. Chevron Pasific Indonesia in general have used Successful Effort. But, special for treatment to costs which intangible (IDC-Intangible Drilling Cost) PT. Chevron Pasific Indonesia apply Production Sharing Contract. Costs of Intangible at PT. Chevron Pasific Indonesia treated by according to Production Sharing Contract, among other things is: labor, materials and service, auxiliaries and utilities, office service and general administration, production drilling-labor, exploratory drilling-labor, survey-labor, other exploration expenditure. Based to PSC Accounting, direct acquisition cost fully amortize, but only on footnote, while PSAK acquisition cost of based to age contract.*

*Keyword : Acquisition Cost, Exploration Cost, Development Cost, Production Cost, Asset Retirement Obligations*

## Pendahuluan

Pada dasawarsa terakhir ini sudah pernah dilakukan seminar mengenai Akuntansi Perminyakan dan bahkan Ikatan Akuntan Indonesia (IAI) pada tahun 1994 sudah mengesahkan Standar Akuntansi Untuk Akuntansi Perminyakan yaitu Pernyataan Standar Akuntansi Keuangan (PSAK) Nomor 29 mengenai Akuntansi Minyak dan Gas Bumi yaitu penyempurnaan terhadap pernyataan nomor 5 dari Prinsip Akuntansi Indonesia (PAI) yang merupakan standar khusus untuk industri minyak dan gas bumi, kemudian diperbaharui lagi dalam Pernyataan Standar Akuntansi Keuangan (PSAK No 29) pada tahun 2004. Dengan perkembangan Akuntansi secara Global untuk Akuntansi Perminyakan juga diperbaharui sesuai dengan *International Financial Reporting Standart (IFRS)* dalam Pernyataan Standar Akuntansi Keuangan (PSAK No 33) Revisi tahun 2011. Dalam aktivitasnya, industri minyak dan gas dikenal dengan dua metode akuntansi utama yang berlaku dan dapat diterima secara umum (PSAK No 29) yaitu metode *full cost* (FC) dan metode *Successful Efforst* (SE). Dalam metode *Full Cost* semua biaya yang terjadi dalam rangka memperoleh hak dan penguasaan eksplorasi dan pengembangan dikapitalisasi pada saat terjadinya. Biaya hak penguasaan dan eksplorasi yang ternyata gagal menemukan cadangan minyak dan gas bumi dianggap merupakan biaya yang tidak dapat dihindarkan. Dengan demikian metode *Full Cost* mengkapitalisasi semua biaya yang dikeluarkan termasuk biaya eksplorasi yang tidak berhasil menemukan cadangan menunggu sampai mendapatkan cadangan minyak dan gas bumi. Sedangkan perlakuan akuntansi dalam metode *Succesfull Efforts*, semua biaya eksplorasi suatu cadangan minyak dan gas bumi untuk sementara dikapitalisasi sampai pada suatu saat diputuskan bahwa eksplorasi minyak dan gas bumi tersebut gagal atau tidak komersil.

Kontrak Bagi Hasil (*Production Sharing Contract*) memuat aturan-aturan yang harus dipatuhi oleh kedua belah pihak. Namun dalam perlakuan akuntansinya masih memakai akuntansi yang umum, belum sepenuhnya menginduk pada salah satu metode SE (*Successfull Efforts*) dan FC (*Full Cost*). PT. Chevron Pasific Indonesia sudah mulai menerapkan metode *Successful Efforts* (untuk laporan ke induk perusahaan di San Ramon), namun untuk laporan yang berhubungan dengan pemerintah, PT. Chevron Pasific Indonesia belum secara murni menerapkan *Successful Efforts* secara keseluruhan karena PT. Chevron Pasific Indonesia juga masih menerapkan PSC Accounting maka timbul beberapa permasalahan dalam akuntansinya. Perlakuan terhadap depresiasi, eksplorasi, pengakuan terhadap biaya hak penambangan dan biaya operasi pada system pelaporan keuangan pemerintah harus ada *income statement*, sedangkan berdasarkan kontrak kontraktor hanya

berkewajiban untuk menyampaikan *government quarterly report* yang berisikan total investasi dan jumlah dari penyusutan investasi tersebut. di PSAK tidak dijelaskan tentang kewajiban Kontraktor Bagi Hasil melaporkan laporan keuangannya pada pemerintah. Bagaimana perlakuan akuntansi industri minyak pasca konvergensi PSAK No. 29 terhadap IFRS No. 33 Tahun 2011. PSAK No. 29 sebagai acuan akuntansi perlakuan terhadap biaya kapital berdasarkan US GAAP dimana perhitungan *Unit of Production* di PSAK dilakukan dengan *Double Declining Balance dan Straight Line* atau menggunakan *Declining Balance*. Selain itu dalam perlakuan akuntansinya PT. Chevron Pasific Indonesia, tidak mewajibkan menerbitkan neraca ataupun laporan keuangan akan tetapi hanya untuk kebutuhan manajemen (*intern*). Sehingga tidak sesuai dengan PSAK No 33, dimana sebagai pedoman dalam penyajian laporan keuangan untuk pihak eksternal. Dalam pengertian ini, tersirat suatu anggapan bahwa baik para peyusun maupun para pemakai laporan keuangan memerlukan standar yang sama dalam penyusunan dan penyajian laporan keuangan perusahaan. Dari latar belakang diatas maka penulis tertarik untuk meneliti bagaimana praktek dan penerapan akuntansi diperusahaan tersebut. Oleh karena itu penulis mengambil judul penelitian untuk skripsi ini adalah:

**“PERLAKUAN AKUNTANSI INDUSTRI MIGAS PASCA KONVERGENSI PSAK NO.29 TERHADAP INTERNATIONAL FINANCIAL REPORT STANDAR (PSAK NO.33) STUDI KASUS PADA PT.CHEVRON PASIFIC INDONESIA”**

### **Tinjauan Pustaka**

Dalam pelaksanaan kegiatan eksplorasi dan gas bumi ada 4 (empat) komponen biaya-biaya yang umumnya terjadi pada perusahaan perminyakan, adalah: biaya-biaya akuisisi (*Acquistion cost*), Biaya-biaya eksplorasi (*Exploration cost*), biaya-biaya Pengembangan (*Development cost*) dan biaya-biaya produksi (*production cost*). Berdasarkan GAAP dan Pernyataan Standar Akuntansi Keuangan (PSAK 29) yang sampai saat ini di pergunakan dalam, ada dua metode pengakuan yang dapat dipakai, yaitu:*Full Costing (FC) Method* dan *Succesfull Effort (SE) Method*. Untuk melihat perbedaan antara *Succesfull Effort* dan *Full Costing* dapat dilihat pada tabel 1.

Tabel 1 :

Perbandingan Antara *Succesfull* dan *Full Costing*

URAIAN	SE	FC
Biaya biaya G&G	Beban	Kapitalisasi
Eksplorasi <i>dry hole</i> (sumur kering)	Beban	Kapitalisasi
Sumur eksplorasi sukses	Kapitalisasi	Kapitalisasi
Pengembangan sumur kering	Kapitalisasi	Kapitalisasi
Pengembangan sumur sukses	Kapitalisasi	Kapitalisasi
Biaya biaya Produksi	Beban	Beban

Sumber :Akuntansi Perminyakan, Haryono, 1998:53

Perlakuan akuntansi atas sumur eksplorasi tergantung dari metode akuntansinya, sedangkan pengertian biaya sumur termasuk didalamnya peralatan dan perlengkapan sumur dapat dikategorikan menjadi dua yaitu *Tangible Drilling Cost* (TDC) merupakan biaya yang timbul setelah pemasangan *Christmas tree* dan *Intangible Drilling Cost* (IDC) merupakan bagian yang tidak kelihatan atau tidak ada nilainya, yang meliputi (IAI, 2004;29,5). Biaya persiapan (pembebasan tanah, pembuatan jalan, dan pembangunan lokasi), biaya operasi pengeboran, biaya mata bor (*Drilling bits*), biaya lumpur (*mud*), biaya selubung, biaya semen, biaya penyelidikan dibawah tanah (*logging*), biaya pengujian dan perampungan, biaya gaji, biaya pengangkutan alat pemboran, biaya pengangkutan lainnya, biaya perkemahan, dan lain-lain. Sebagaimana dengan perlakuan oleh akuntansi keuangan pada umumnya biaya akuisisi (perolehan) haruslah dikapitalisasikan pada saat terjadinya baik metode FC maupun metode SE, untuk kemudian dilakukan alokasi pada periode-periode pemanfaatan berupa depresiasi, depleksi, dan amortisasi atau DD&A. SFAS nomor 19 menyatakan bahwa *acquisition Cost* meliputi biaya-biaya untuk pembayaran bonus-bonus hak opsi *to purchase or lease property, fee* yang berkaitan dengan pemilikan *property mineral*, dan pembayaran *fee* untuk *broker, recording* dan biaya-biaya aspek legal serta lain-lain sehubungan dengan perolehan *property*. Biaya pengembangan dapat dibedakan antara biaya pengembangan yang tidak berwujud (*Intangible*) dan biaya pengembangan yang tidak berwujud (*Tangible*) tergantung dari sifat-sifat masing-masing biaya. Perlakuan akuntansi terhadap biaya operasi minyak dan gas bumi adalah sama (dikategorikan sebagai biaya produksi) apakah dalam pencatatannya menggunakan *Metode Successful Effort* atau *Full Costing*. Disamping komponen biaya-biaya diatas dalam menghitung biaya produksi termasuk juga biaya *depreciation, depletion, dan amortization* (DDA) dari kapitalisasi biaya perolehan *property, eksplorasi dan development*.

Sejak berlakunya UU No.8 tahun 1971 tersebut, pengertian *Production Sharing Contract* (Kontrak Bagi Hasil) mulai dikenal. Hal initerlihat dalam passal 12.1 UU No.8 tahun 1971 tersebut yang menyebutkan bahwa dalam melaksanakan fungsinya, SKKMIGAS (dahulu BP MIGAS) dapat berkerjasama dengan pihak lain dalam bentuk kontrak bagi hasil. Kontrak bagi hasil merupakan modifikasi dari kerjasama jenis kontrak karya. *Production Sharing Contract* merupakan suatu penggabungan usaha (*joint venture*) antara pemerintah yang dalam hal ini diwakili oleh SKMIGAS dengan perusahaan lain. Dalam akuntansinya *Production Sharing Contract* pada umumnya tidak mengindik pada metode *Succesfull Effort* maupun *Full Cost*, walaupun klasifikasi biayanya tetap berdasarkan kedua metode tersebut. Dalam akuntansinya *Production Sharing Contract* ini, klasifikasi biaya-biayanya tetap dapat mengacu pada kedua metode yang sudah *exist* (*Succesfull Effort* dan *Full Cost*), akan tetapi perlakuannya haruslah disesuaikan dengan muatan dalam kontrak yang telah disepakati bersama. Dalam akuntansi *Production Sharing Contract* adalah perlu memisahkan biaya-biaya yang bersifat *tangible* dan *intangible*, khususnya dalam perlakuan terhadap biaya-biaya eksplorasi dan biaya-biaya pengembangan. Biaya-biaya yang bersifat *tangible* seperti peralatan (*tubing , casing, wellheads, dan*

lain sebagainya). Sedangkan biaya-biaya yang bersifat *intangible* dapat berupa gaji, upah, biaya sewa, biaya material.

## **Gambaran Umum Perusahaan**

PT. Chevron Pacific Indonesia (CPI) merupakan salah satu perusahaan eksplorasi dan produksi minyak bumi di Indonesia. Perusahaan ini merupakan badan hukum yang didirikan di Indonesia pada tahun 1963 dengan perbandingan kepemilikan masing-masing 50% antara *Standard Oil Company of California* (SOCAL)/ (CHEVRON- nama baru SOCAL) dengan *Texas Company* (Texaco). Selain menjalankan usaha eksplorasi dan produksi, PT. Chevron Pacific Indonesia juga bertindak sebagai operator dari perusahaan-perusahaan yang dibentuk induk perusahaan yang beroperasi pada area konsesi C&T-Siak, C&T-MFK (*Mountain Front Kuantan*), C&T-Nias dan diluar area kontrak *Production Sharing* Lainnya. Sejarah berdirinya PT. Chevron Pacific Indonesia dimulai tahun 1924 pada saat regu geologi *Standard Oil Company of California* tiba di Indonesia untuk melakukan survei antara lain di Kalimantan dan Sumatera khususnya Aceh. Bulan Juni 1930 didirikan NV. NPPM (NV.*Nederlandsche Pacific Petroleum Maatschappij*) yang merupakan cikal bakal PT. Chevron Pacific Indonesia sekarang ini. Tahun 1963 Socal dan Texaco mendirikan *California Texas Petroleum Corporation* (CALTEX). Lapangan minyak yang pertama didirikan di Riau adalah Sebang pada tahun 1940 disusul lapangan minyak Duri pada tahun 1941. Kemudian kegiatan perusahaan terhenti pada tahun 1942 karena pecahnya Perang Dunia II. Tahun 1944 tentara pendudukan Jepang berhasil menemukan lapangan minyak Minas yang pada akhirnya merupakan lapangan minyak terbesar di Indonesia. Tahun 1949 Chevron meneruskan kegiatannya setelah Jepang keluar dari Indonesia. Untuk memudahkan gerak operasi perusahaan dalam melakukan kegiatan eksplorasi serta melanjutkan kegiatan NV.NPPM maka pada tahun 1951 didirikan NV Chevron Pacific Petroleum Maatschappij (CPPM). Berdasarkan Undang-undang No .44 Tahun 1960, maka pada tahun 1963 seluruh wilayah konsesi NV.CPPM dikembalikan kepada pemerintah Republik Indonesia. Pelaksanaan operasionalnya diserahkan oleh pemerintah Republik Indonesia kepada PT. Chevron Pacific Indonesia. Bulan September 1963 ditandatanganinya perjanjian Kontrak Karya antara PN.PERTAMINA yang mewakili pemerintah dengan PT. Chevron Pacific Indonesia atas wilayah-wilayah: CPI wilayah “kangguru” seluas 9.030 km<sup>2</sup> dan C&T wilayah “A,B &C” seluas 12.328 km<sup>2</sup>. Tahun 1968 terjadi perubahan wilayah kerja yang mencakup wilayah: CPI wilayah “kangguru” diperluas sekitar Minas, Sebang, dan Libo, sehingga luasnya menjadi 9.898 km<sup>2</sup> dan C&T wilayah “A,B,C” diubah menjadi wilayah “A,B,D”. Kontrak karya tersebut berakhir pada tanggal 28 Nopember 1983 kemudian diperpanjang lagi sampai 8 Agustus 2001 dalam bentuk kontrak *Production Sharing*. Tahun 2003 terjadi *merger* antara Chevron dan Texaco dimana Chevron melakukan akuisisi terhadap Texaco, sehingga Chevron bagi PT. Chevron

Pacific Indonesia dengan sendirinya menjadi *Parent Company*. Tahun 2005, Chevron membeli Unocal yang berdampak juga terhadap organisasi PT. Chevron Pacific Indonesia, sedangkan aktivitas eksplorasi dan eksploitasi di daerah kangoro *block* tetap seperti sediakala, karena Kontrak Wilayah Kerja di Indonesia berdasarkan blok. Meskipun nama perusahaan berganti namun wilayah kerja yang dikuasakan tetap. Jenis produksi minyak Chevron terdiri atas 2 jenis yaitu *Sumatran Light Crude* yang memiliki API sekitar 30°F-37° dan *Duri Crude* dengan API sekitar 21°F-25°F. Daerah kerja PT. Chevron Pacific Indonesia yang pertama, seluas 9.030 km<sup>2</sup> dikenal dengan nama *Kangaroo Block* terletak di Kabupaten Bengkalis. Selain mengerjakan daerahnya sendiri CPI juga bertindak sebagai operator bagi *Calasiatic/Chevron* dan *Topco/Texaco* (C&T). perusahaan-perusahaan yang masing-masing dimiliki *Chevron* dan *Texaco*.

### Analisis Hasil Penelitian

Pengklasifikasian biaya di PT. Chevron Pasific Indonesia yang disebut sebagai pengembalian biaya (*Cost Recovery*) terdiri dari OEB (*Operating Expense Budget* atau biaya operasi), CEB (*Capital Expense Budget*), *Intangible*, dan *Depreciation*. Dalam akuntansi perminyakan, ada 4 komponen biaya yang terjadi pada perusahaan perminyakan dalam melaksanakan kegiatan eksplorasi dan produksi minyak adalah : *Acquisition Cost* (biaya-biaya perolehan), *Exploration Cost* (biaya-biaya eksplorasi), *Development Cost* (biaya-biaya pengembangan) dan *Production Cost* (biaya-biaya produksi). Perolehan property dengan cara *purchase in fee*, sebelum melakukan pembukuan, pertama-tama harus melakukan alokasi biaya untuk perolehan tanah (*land*) dan perolehan hak mineral (*mineral right*). Sebagai contoh, PT. CPI membeli sebidang tanah seharga \$1.004.077,45 dengan cara sistem *purchase in fee*. Pada waktu itu dilakukan dengan pembukuan RFM, berdasarkan RFM ini, alokasi biaya perolehan *property* cara *purchase in fee*-nya adalah: Setelah biaya dialokasikan, proses akuntansi selanjutnya adalah mendebet perkiraan *land and unproved property*, dan mengkredit perkiraan *cash/bank* atau *payable*.

- Land	\$ 1.004.077,45	
- Cash/ Bank		\$ 1.004.077,45

Pada PT. Chevron Pasific Indonesia tidak diterapkan sistem pembebanan *depletion*, hanya *depreciation and amortization*. Sebagai contoh, PT. CPI memperoleh 8000 *acre undeveloped property* Dalam proses pengelolaan property ini, perusahaan juga mengeluarkan *legal cost and recording fee* sebesar \$ 100.000 dan melibatkan ahli hukum perusahaan (*in house lawyer*). Gaji ahli hukum perusahaan adalah \$ 100.000 dan dalam tahun itu telah dapat menyelesaikan perolehan property sebanyak 8000 *acre*. Dalam contoh ini, proses akuntansinya mendebet perkiraan *Unproved Property* dan mengkreditkan perkiraan komponen *acquisition cost*.

- Unproved Property	\$ 1.204.077,45	
- Acquisition cost		\$ 1.004.077,45

- *Legal cost and recording* \$ 100.000
- *Alokasi biaya ahli hukum* \$ 100.000

Karena belum ada penemuan cadangan terbukti, maka biaya perolehan ini lebih dahulu dibukukan pada perkiraan *Undeveloped Property*, dan setelah hasil eksplorasi menemukan cadangan terbukti baru dibukukan ke perkiraan *Proved Property*. Jadi dapat disimpulkan bahwa biaya eksplorasi tersebut terdiri dari unsur sebagai berikut : Aktivitas geologi dan geofisika bertujuan untuk melakukan identifikasi dan memperkirakan letak lokasi cadangan yang dapat diproduksi secara komersil, metoda geologi dilakukan dengan cara mengevaluasi data dari gejala yang ada dipermukaan tanah. Sebagai contoh, metode *Successful Effort (SE)*, PT.CPI memperoleh *shooting right* penyelidikan geologi dan geofisika pada suatu lahan eksplorasi dengan membayar kontrak kerja \$ 300.000 dan untuk melakukan penyelidikan ini, kemudian menunjuk perusahaan jasa dengan membayar sebesar \$ 3.237.477,31. Proses pembukuan dari contoh ini adalah sebagai berikut :

- G & G Expense (*shooting right*) \$ 3.237.477,31
- Cash \$ 3.237.477,31
- G & G Expense (*Service*) \$ 300.000
- Cash \$ 300.000

Sedangkan dalam prosedur akuntansi PSC:

- *Unrecovered Other cost ( Service )* \$ 300.000
- Cash \$ 300.000

Berdasarkan metoda pembukuan SE:

Kontribusi *Dryhole* :

- *Test Well Contribution Exp* \$ 4.683.014,24
- Cash \$ 4.683.014,24

Seandainya pemboran menghasilkan sumur produksi, maka tidak ada pembukuan,

Kontribusi *Bottom Hole* :

- *Test Well Contribution Exp* \$ 129.544,21
- Cash \$ 129.544,21

Seandainya pemboran gagal mencapai kedalaman, maka pembukuannya tidak ada.

Berdasarkan metode pembukuan PSC, kontribusi *Dry Hole* :

Pembayar :

- *Unrecovered Other Cost* \$ 4.683.014,24
- Cash \$ 4.683.014,24

Penerima :

- Cash \$ 4.683.014,24
- *Unrecovered Other Cost* \$ 4.683.014,24

Seandainya pemboran menghasilkan sumur produksi, maka tidak ada pembukuan.

Kontribusi *Bottom Hole*

Pembayar :

- *Unrecovered Other Cost* \$ 129.544,21
- Cash \$ 129.544,21

Penerima :

- Cash \$ 129.544,21
- *Unrecovered Other Cost* \$ 129.544,21

Penggunaan peralatan dan fasilitas pendukung umumnya untuk menunjang kegiatan eksplorasi, pengembangan, produksi, pengilangan dan pemasaran. Beban biaya ini, baik penyusutan maupun biaya operasi, harus didasarkan atas sistem alokasi. Sebagai contoh pembukuan biaya peralatan dan fasilitas penunjang seismic \$ 530.621,59 dan biaya operasi \$ 300.000. Berdasarkan prinsip pembukuan metode SE:

- G & G Expense (*depreciation*) \$ 530.621,59
- *Accumulated depreciation* \$ 530.621,59
- G& G Expense (*operating cost*) \$ 300.000
- Cash \$ 300.000

Berdasarkan prinsip pembukuan metoda PSC:

- *Unrecovered Other Cost* \$ 530.621,59
- *Accumulated Depreciation* \$ 530.621,59
- *Unrecovered Other Cost* \$ 300.000
- Cash \$ 300.000

Sedangkan kegagalan pemboran eksplorasi yang kemudian pemboran eksplorasi yang kemudian diputuskan untuk meninggalkan kontrak sewa, maka seluruh kapitalisasi biaya *unproved property* dihapuskan sebagai *surrendered lease expense*. Sebagai contoh, berdasarkan hasil evaluasi geologi dan geofisika, perusahaan A memutuskan kontrak sewa 1000 *acres* dengan membayar bonus \$ per *acre*. Dalam pelaksanaan pemboran eksplorasi dikeluarkan biaya sebagai berikut :

- G & G Cost \$ 3.537.477,31
- *Location Preparation Cost* \$ 15.796.462,00
- *Tangible Material Purchase Cost* \$ 11.204.486,93
- *Drilling Contractor Fee* \$ 1.527.465,63
- *Well Test Cost* \$ 2.212.733,95
- *Well Completion Cost* \$ 6.095.116,40
- *Subsurface Cost* \$ 2.566.976,81
- *Production Facilities Cost* \$ 73.974.914,81

Semua biaya pengeluaran untuk pembayaran kontrak sewa akan menambah biaya kapitalisasi perkiraan *unproved* menjadi *proved property*.

- *Unproved Property* \$ 4.094.442,44
- Cash \$ 4.094.442,44

Bagi pemboran sumur yang pembukuannya dilakukan dengan cara perantara W/P, kemudian akan dilakukan pemindahan sebagai berikut :

- *Well and related E&F-IDC* \$ 18.363.438,81
- *Well and related E&F- L&WE* \$ 2.566.978,81
- W/P-IDC \$ 18.363.438,81
- W/P-L&WE \$ 2.566.978,81

Bagi pemboran sumur yang berhasil menemukan cadangan, maka kemudian status lahan eksplorasi dilakukan reklasifikasi sebagai berikut :

- *Proved property* \$ 2.216.061,20

- *Unproved Property* \$ 2.216.061,20

Sedangkan khusus untuk transaksi pembelian *pipe, storage tank*, separator dan ongkos pemasangan dibukukan sebagai berikut :

- *Well and related E&F-L&WE* \$ 73.974.914,81  
 - *Cash* \$ 73.974.914,81

Bagi pemboran sumur eksplorasi dinyatakan *dryhole*,

- *Dryhole expense* \$ 4.683.014,24  
 - *W/P-IDC* \$ 3.278.109,97  
 - *W/P-L&WE* \$ 1.404.904,27

Bagi sumur eksplorasi yang dinyatakan *dryhole* akan ada tambahan biaya tutup tinggal (*plug and abandoned*) untuk contoh ini sebesar \$ 2.369.537,50

- *Dryhole expense-IDC* \$ 2.369.537,50  
 - *Cash* \$ 2.369.537,50

Berdasarkan contoh yang sama pembukuan sesuai dengan metoda PSC adalah sebagai berikut :

Sumur berhasil :

- *Well IDC- capital* \$ 18.363.438,81  
 - *Well TDC capital* \$ 2.566.978,81  
 - *W/P-IDC* \$ 18.363.438,81  
 - *W/P-TDC* \$ 2.566.978,81

Transaksi pembelian pipa, *storage tank*, separator dan ongkos pemasangan dibukukan sebagai berikut :

- *Well-TDC* \$ 73.974.914,81  
 - *Cash* \$ 73.974.914,81

Sumur Dryhole :

- *Dryhole-non capital* \$ 4.683.014,24  
 - *W/P-IDC* \$ 3.278.109,97  
 - *W/P-TDC* \$ 1.404.904,27

Ringkasan hubungan pembukuan biaya pemboran sumur eksplorasi antara metoda PSC dan SE adalah berikut :

	<u>KPS</u>	<u>SE</u>
Perkiraan sementara		
Sumur berhasil		
- <i>W/P-IDC</i>	Well-IDC exp	W&R E&F-IDC
- <i>W/P-L&amp;WE</i>	Well-TDC	W&R E&F-L&WE
Sumur <i>dryhole</i>		
- <i>W/P-IDC</i>	<i>Dryhole exp</i>	<i>Dryhole exp</i>
- <i>W/P-L&amp;WE</i>	<i>Dryhole exp</i>	<i>Dryhole exp</i>

Suatu perusahaan membayar sumber pengembangan yang terdiri dari komponen IDC \$ 3.278.109,97 dan biaya peralatan berjumlah \$.1.404.904,2. Dalam PSC, untuk kepentingan anggaran pada awal TDC dibukukan pada kapital, dan setelah dinyatakan status sumur *dryhole* dibukukan sebagai non kapital.

sumur berhasil:

- Well-IDC capital	\$ 18.363.438,81
- Well-TDC capital	\$ 18.363.438,81
sumur gagal ( <i>Dryhole expense</i> ):	
-W/P-IDC	\$ 4.683.014,24
-W/P-TDC	\$ 4.683.014,24

Dalam operasi perminyakan kerja ulang (*work over*) mempunyai tujuan untuk memperbaiki dan merangsang produksi suatu sumur. Sebagai contoh pemboran kerja ulang untuk pembersihan dan pengasaman formasi pada sumur-sumur minyak yang ada di daerah operasi PT.Chevron Pasific Indonesia

- Lease Operation Expense	\$ 21.629.533,82
- Cash	\$ 21.629.533,82

Pengeluaran kerja ulang sumur untuk pelubangan dan penyelesaian pada formasi produksi kedalaman 8000 *feet*. Biaya casing \$ 10.467.398,95 dan ongkos pemasangan \$ 139.904,98.

- Well and related E&F-IDC	\$ 10.467.398,95
- Well and related E&F-L&WE	\$ 139.904,98
- Cash	\$ 10.607.303,93

Berdasarkan metode SE dan FC, semua biaya yang timbul untuk operasi produksi dibukukan sebagai *expense*. Sebagai contoh biaya produksi, general Administrasi dan biaya kantor pusat masing- sebesar \$ 29.589.965,92, \$ 6.286.071,50 dan \$ 44.384.948,89

Pada saat transaksi :

- Operasi Produksi	\$ 29.589.965,92
- General Administrasi	\$ 6.286.071,50
- Overhead	\$ 44.384.948,89
- Cash	\$ 80.260.986,31

Pada saat pembebanan pada biaya produksi

- Production expense	\$ 80.260.986,31
- Operasi produksi	\$ 29.589.965,92
- General Administrasi	\$ 6.286.071,50
- Overhead	\$ 44.384.948,89

Berdasarkan metoda PSC pada saat transaksi:

- Operasi Produksi	\$ 29.589.965,92
- General Administrasi	\$ 6.286.071,50
- Overhead	\$ 44.384.948,89
- Cash	\$ 80.260.986,31

Pada saat pembebanan pada biaya produksi.

- Unrecovered other cost	\$ 80.260.986,31
- Operasi Produksi	\$ 29.589.965,92
- General Administrasi	\$ 6.286.071,50
- Overhead	\$ 44.384.948,89

Dan kemudian setelah diperhitungkan sebagai *Cost Recovery* :

- Cost Recovery	\$ 80.260.986,31
-----------------	------------------

- *Unrecovered Other Cost* \$ 80.260.986,31

Untuk penyusutan fasilitas penunjang menggunakan metode sesuai dengan *use full life* (metode garis lurus). Sebagai contoh produksi tahun berjalan 20 juta *barrel*, *remaining reserves* 360 juta *barrel* dan penambahan cadangan 40 juta *barrel*, maka presentase penyusutan 5 % yaitu 20 juta *barrel* dibagi dengan 400 juta *barrel* (360juta + 40 juta tambahan *reserves*). Kapital asset metode FC akan selalu lebih besar dari SE, karena masalah pengakuan biaya penemuan cadangan. Biaya penemuan cadangan yang berhasil maupun yang gagal sesuai FC akan dibukukan sebagai kapital, dan untuk SE hanya yang berhasil saja dibukukan sebagai kapital. Sebagai contoh kapital *asset* untuk SE sebesar \$ 2.216.061,20 dan FC \$ 6.899.075,44. Penyusutan SE sebesar \$ 110.803,06 (5 % x \$ 2.216.061,20) dan FC sebesar \$ 344.953 (5 % x \$ 6.899.075,44).

Proses pembukuan untuk metode SE :

- *Depreciation expense* \$ 110.803,06  
 - *Cummulative depreciation* \$ 110.803,06

Nilai kapital asset PSC lebih kecil dari metode SE, karena biaya pemboran hanya biaya pemboran tak berwujud (*Intangible Drilling Cost- IDC*) yang berhasil saja yang diakui sebagai kapital *asset*. Sebagai contoh nilai kapital \$ 18.363.438,81 dengan faktor penyusutan 25 % pada penyusutan tahun berjalan sebesar \$ 4.590.859,703, dan proses pembukuannya :

Pada saat pembebanan pada biaya produksi :

- *Unrecovered Other Cost* \$ 4.590.859,703  
 - *Cummulative Depreciation* \$ 4.590.859,703

Dan kemudian setelah diperhitungkan sebagai *Cost Recovery* :

- *Cost Recovery* \$ 4.590.859,703  
 - *Unrecovered Other Cost* \$ 4.590.859,703

PT. CPI menyelesaikan pembangunan fasilitas produksi minyak di wilayah Bangko dan mulai beroperasi pada tanggal 1 Januari 2003. Dalam masa 10 tahun mendatang, PT. CPI diwajibkan secara hukum perundang – undangan lingkungan hidup yang berlaku untuk membongkar fasilitas produksi tersebut dan mengembalikan kondisi lingkungan di wilayah yang tercakup didalamnya tidak terkontaminasi dan layak tanam. Berdasarkan persyaratan ini, pada 1 Januari 2003 PT. CPI mengakui kewajiban untuk kegiatan penghentian pengoperasian asset dan mengkapitalisasi jumlah untuk biaya penghapusan asset tersebut. PT. CPI memperkirakan nilai wajar awal dari kewajiban tersebut dengan menggunakan teknik nilai sekarang yang diharapkan. Asumsi signifikan yang digunakan dalam estimasi nilai wajar adalah sebagai berikut :

- a. Biaya tenaga kerja didasarkan pada upah pasar saat ini diperlukan untuk menyewa kontraktor untuk membongkar fasilitas produksi. PT. CPI memberikan penilaian probabilitas sebagai estimasi arus kas sebagai berikut :

Cash Flow	Probability	Expected
<u>Etimasi</u>	<u>Assessment</u>	<u>Cash Flows</u>

\$100.000	25%	\$25.000
125.000	50	62.500
175.000	25	<u>43.750</u>
		<u>\$131.250</u>

- b. PT. CPI memperkirakan biaya overhead yang dialokasikan dan peralatan dengan menggunakan kurs yang berlaku untuk biaya tenaga kerja untuk transfer harga (80%).
- c. Seorang kontraktor biasanya menambahkan markup pada tenaga kerja dan biaya internal dialokasikan untuk memberikan margin keuntungan pada pekerjaan. Kurs (20%) merupakan nilai yang masih dianggap wajar oleh PT. CPI untuk keuntungan yang didapat kontraktor dari pekerjaan membongkar fasilitas produksi.
- d. Kontraktor biasanya akan menuntut untuk menerima premi (premi resiko pasar) karena menanggung ketidakpastian dan kondisi yang tidak terduga melekat dalam harga hari ini untuk sebuah proyek yang baru akan terjadi 10 tahun mendatang. PT. CPI memperkirakan jumlah premium yang menjadi 5% dari arus kas yang disesuaikan dengan inflasi.
- e. Tingkat bebas resiko bunga pada tanggal 1 januari 2003 adalah 5%, PT. CPI menyesuaikan tingkat bunga naik sehingga menjadi 3,5% untuk mencerminkan pengaruh posisi kredit. Oleh karena itu, kredit risk free rate yang disesuaikan, untuk menghitung perkiraan nilai sekarang adalah 8,5%.
- f. PT. CPI mengasumsikan laju inflasi sebesar 4% selama periode 10 tahun pada tanggal 31 desember 2012. PT. CPI memenuhi kewajiban penghentian pengoperasian asset dengan menggunakan tenaga kerja internal dengan biaya \$ 351.000. Dengan asumsi tidak ada perubahan selama periode 10 tahun pada arus kas yang diharapkan, yang digunakan untuk memperkirakan kewajiban, PT. CPI akan mengakui kenaikan senilai \$ 89.619 pada penyelesaian kewajiban.

Tenaga kerja	\$ 195.000
Biaya overhead dan peralatan (80% dari tenaga kerja)	<u>\$ 156.000</u>
Total biaya yang dikeluarkan	\$ 351.000
Kewajiban ARO	<u>\$ 440.619</u>
Keuntungan dari penyelesaian kewajiban	\$ 89.619

#### **Pengukuran awal kewajiban ARO periode 1 januari 2003**

	<b>Expected Cash Flows 1 jan 2003</b>
Biaya tenaga kerja yang diharapkan	\$ 131.250
Alokasi overhead dan biaya peralatan (0,80 x 131.250 )	105.000
Kontraktor markup (0.20 x (\$131.250+105.000))	<u>47.250</u>
Arus kas yang diharapkan sebelum penyesuaian inflasi	283.500
Asumsi faktor inflasi rata-rata 4 % untuk 10 tahun	<u>1,4802</u>
Arus kas yang diharapkan disesuaikan dengan inflasi	419.637
Premi resiko pasar (0,05 x \$ 419.637)	<u>20.982</u>

Arus kas yang diharapkan disesuaikan dengan resiko pasar \$440.619  
 Nilai sekarang menggunakan kredit sesuai dengan rata-rata  
 Resiko 8,5% untuk 10 tahun \$ 194.879

Year	Liability Balance (\$) 1/1	Accretion (\$)	Liability Balance 31 desember
2003	194.879	16.565	211.444
2004	211.444	17.973	229.417
2005	229.417	19.500	248.917
2006	248.917	21.158	270.075
2007	270.075	22.956	293.031
2008	293.031	24.908	317.939
2009	317.939	27.025	344.964
2010	344.964	29.322	374.286
2011	374.286	31.814	406.100
2012	406.100	34.519	440.619

#### Jadwal Pembiayaan

Year –End	Accretion Expense	Depreciation Expense	Total Expense
2003	16.565	19.488	36.053
2004	17.973	19.488	37.461
2005	19.500	19.488	38.988
2006	21.158	19.488	40.646
2007	22.956	19.488	42.444
2008	24.908	19.488	44.396
2009	27.025	19.488	46.513
2010	29.322	19.488	48.810
2011	31.814	19.488	51.302
2012	34.519	19.488	54.007

#### Journal Entries

1 januari 2003		
Aktiva berumur panjang	194.879	
Kewajiban ARO		194.879
31 Desember 2003- 31 Desember 2013		
Beban depresiasi	19.488	
Akumulasi depresiasi		19.488
31 Desember 2012		
Kewajiban ARO	440.619	
Upah yang dibayarkan		195.000
Alokasi Overhead dan peralatan		156.000
Keuntungan atas penyelesaian kewajiban		89.619

## Penutup

Adapun kesimpulan dari penelitian ini adalah PT. Chevron Pasific Indonesia menyampaikan laporan keuangan ke pemerintah dalam bentuk *Government Quaterly Report* sesuai dengan Kontrak Kerja Sama antara Pemerintah dengan PT. Chevron Pasific Indonesia. PT. Chevron Pasific Indonesia tidak melaksanakan metode *Successful Effort* secara murni, karena didalam pelaksanaan akuntansinya PT. Chevron Pasific Indonesia juga beracuan pada *PSC Accounting*. Biaya-biaya yang terjadi pada PT. Chevron Pasific Indonesia diidentifikasi menjadi tiga bagian Pokok yaitu : *Operating Expense (OE)*, *Capital Expenditure Budget (CEB)* dan *Acquisition cost*. Dalam pengakuan terhadap empat biaya utama, *Acquisition Cost*, *Exploration Cost*, *Develompent Cost* dan *Production Cost*, PT. Chevron Pasific Indonesia secara umum sudah menggunakan *Successful Effort*. Namun, khusus untuk perlakuan terhadap biaya-biaya yang *intangible (IDC-Intangible Drilling Cost)* PT. Chevron Pasific Indonesia menerapkan *Production Sharing Contract* yaitu, meng-*expense*-kan biaya IDC tersebut, dimana seharusnya menurut *Successful Effort* lebih sesuai dengan PSAK no.29 biaya IDC tersebut harus dikapitalisasikan. Karena ini sesuai dengan isi kontrak. Pengaruh penerapan *Accounting Production Sharing Contract* pada biaya terhadap laporan keuangan adalah bahwa *Intangible Drilling Cost (IDC)*, karena dibebankan maka akan masuk kedalam *income statement*. Depresiasi, perolehan terhadap biaya capital melalui depresiasi berdasarkan US GAAP untuk pelaporan ke *Holding* dengan menggunakan *Unit Of Production*, sedangkan PSAK berdasarkan kontrak menggunakan *Double Declining Balance dan Straight Line Method*. Berdasarkan *PSC*, *Acquistion cost* langsung *fully amortize* tetapi hanya dicatat kaki (*footnote*) saja, sedangkan PSAK *Acquistion Cost* berdasarkan umur kontrak.

Adapun saran pada penelitian selanjutnya adalah: Pernyataan Standar Akuntansi Keuangan no.33 tahun 2011 tentang pertambangan umum ini sebaiknya menyesuaikan dengan perkembangan industri minyak. Pernyataan Standar Akuntansi Keuangan no.33 tahun 2011 sebaiknya mengandung/ berisikan prosedur akuntansi perminyakan, yang dapat menjadi pedoman bagi pelaku perminyakan di Indonesia. Untuk perlakuan terhadap *Intangible Drilling Cost (IDC)*, secara umum seluruh kontaktor yang bergerak pada bidang migas memperlakukan biaya *Intangible (IDC)* sebagai *expense*. Peraturan ini sebaiknya dibakukan dalam PSAK Indonesia. Disarankan untuk PSAK membuat suatu format laporan keuangan khusus industri untuk perminyakan. Dalam hal ini penulis tidak memberikan saran untuk PT. Chevron Pasific Indonesia untuk pelaksanaan akuntansi pada PT. Chevron Pasific Indonesia sesuai dengan kebutuhannya. *Production Sharing Contract* antara SKK Migas dengan PT. Chevron Pasific Indonesia itu sendiri sudah merupakan format baku yang dibuat oleh Pemerintah. Namun didalamnya terdapat hal-hal yang dapat dinegoisasikan. Untuk perolehan biaya capital sebaiknya menggunakan *Unit Of Production*, karena pengaruh biaya depresiasinya lambat, akan lebih panjang dalam menghitung bagi industri perminyakan.

## Daftar Pustaka

- Abdul Kadir, Abdul Wahab, 2004, *Dasar-dasar Perminyakan Untuk Pekerja Non Teknis*, Perca: Jakarta.
- Adya Barata, Atep, 2004, *Kekuasaan Pengelolaan Keuangan Negara/Daerah*, Cetakan Pertama, Elex Media Komputindo, Jakarta.
- Arifin, Kasman, 1999, *Diktat Mata Kuliah Akuntansi Perminyakan*, Fakultas Ekonomi, Universitas Islam Riau, Pekanbaru.
- Arudki Phudri, 2000, *Kompetisi Ekonomi, Teknologi dan Sumber Daya Manusia Pada Industri Perminyakan*, Jurnal Teknologi Minyak & Gas Bumi, No 11-2000.
- Brock, Horace R, Dennis R Jennings, Josep B Feiten, 1996, *Petroleum Accounting: Principles, Procedures & Issues*, Forth Edition, Profesional Development Institute, Texas.
- D. Martin John J. Keewn Arthur, Petty J. William, Scooth JR Danvid R., 1997, *Dasar-dasar Manajemen Keuangan*, Edisi Kelima, Jilid1, Raja Grafindo Persada, Jakarta.
- Haryono, 1998, *Akuntansi Perminyakan*, Universitas Trisakti, Jakarta.
- Ikatan Akuntan Indonesia, 2004, *Standar Akuntansi Keuangan*, Salemba Empat: Jakarta.
- Ikatan Akuntan Indonesia, 2011, *Standar Akuntansi Keuangan*, Salemba Empat: Jakarta
- Indrianto Nur, Supomo Bambang, 1999, *Metodologi Penelitian Bisnis: Untuk Akuntansi dan Manajemen*, Edisi Pertama, BPFE, Yogyakarta.
- Kennedy dan Kasman Arifin, 2006, *Penghantar Akuntansi Perminyakan*, Agritek YPN Malang, Malang.
- Partowidagdo, Widjajono, 2002. *Manajemen dan Ekonomi Minyak dan Gas Bumi*, ISBN 979-95746-2-5, Program Studi Pembangunan PPS ITB, Bandung.
- Pudjoutomo, Sutadi, 1999, *PSC Contractual System*, Hyatt Regency, Yogyakarta.
- Richard, Shepherd, 2001, *Investment faces a Crisis of Confidence*, Asian Oil & Gas, Febuary 2001.
- Sanusi, Bachari, 2004, *Potensi Ekonomi Migas Indonesia*, ISBN 979-518-872-0, Rineka Cipta, Jakarta.
- Yakin, Addinul, 2004, *Ekonomi Sumber Daya dan Lingkungan*, Teori dan Kebijakan Pembangunan Berkelanjutan, ISBN 979-80435-61-5, Akademika Presindo, Jakarta.

[www.nyse.com](http://www.nyse.com)

[www.google.co.id](http://www.google.co.id)