



20

03

Laporan Tahunan
Annual Report



MEDCOENERGI

Energy from Nature. For Nature

Daftar Isi • Contents

1	<i>Managing Energy from Nature. For Nature</i>
2	Memperkenalkan Logo Baru 3 Sekilas Medco Energi
4	Visi dan Misi; Strategi dan Nilai-nilai Perusahaan
6	Ikhtisar Keuangan 8 Ikhtisar Operasi 10 Analisa dan Kinerja Saham 12 Peristiwa Penting 2003 14 Dinamika Harga Minyak 16 Struktur Perusahaan 18 Wilayah Kerja Medco Energi 21 Penasihat 22 Sambutan Komisaris Utama 24 Tinjauan Direktur Utama 28 <i>Enhancing Operational Capabilities</i> 50 <i>Ensuring Sustainable Business Growth</i> 58 <i>Building a Solid Management Infrastructure</i> 66 <i>Closer To Our Communities</i>
72	Tata Kelola Perusahaan 96 Diskusi & Analisa Manajemen 106 Peristiwa Penting Setelah Tanggal Neraca 108 Tanggung Jawab Pelaporan Operasi dan Keuangan 109 Laporan Keuangan

1	Managing Energy from Nature. For Nature
2	Introducing the New Logo 3 Medco Energi in Brief
4	Vision and Mission: Corporate Strategy and Values
6	Financial Highlights 8 Operating Highlights
10	Stock Review and Performance 12 Important Events in 2003 14 Oil Market Dynamics 16 Corporate Structure
18	Medco Energi Working Areas 21 Advisors
22	Message from the President Commissioner
24	President Director's Review 28 Enhancing Operational Capabilities 50 Ensuring Sustainable Business Growth 58 Building a Solid Management Infrastructure 66 Closer To Our Communities 72 Good Corporate Governance 96 Management Discussion & Analysis 106 Subsequent Events 108 Responsibility for Operational and Financial Reporting 109 Financial Report

Managing Energy from Nature.

For Nature

Satu Bumi.
Satu Tujuan.
Komitmen Baru.

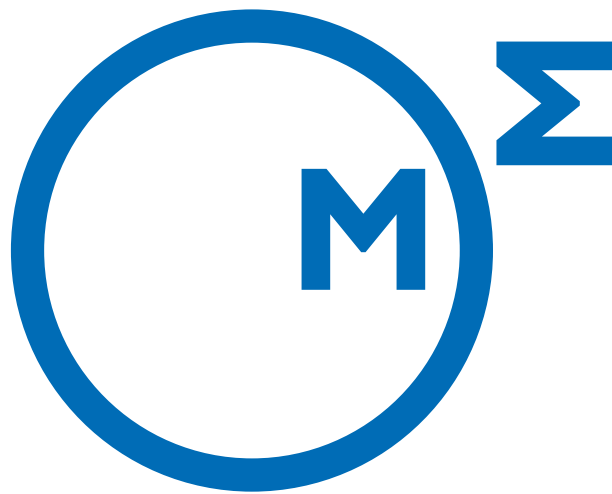
Untuk eksplorasi, produksi,
dan penggunaan energi
secara bertanggung jawab dan
berkelanjutan.

Satu Masa Depan.
Satu Planet Biru
untuk anak cucu kita.

One Earth.
One Common Goal.
Renewed Commitment.

To explore, produce,
and utilize energy
in a responsible and
sustainable manner.

One Future.
One Blue Planet
for our grand grandchildren.



MEDCOENERGI

Medco Energi telah berkembang menjadi perusahaan energi terpadu, dengan lingkup usaha yang meliputi eksplorasi dan produksi migas di sektor hulu, sampai dengan industri petrokimia dan pembangkit listrik di sektor hilir. Menyikapi perkembangan tersebut, Perseroan berupaya untuk merevitalisasi dirinya melalui penajaman visi dan penguatan nilai dan budaya perusahaan.

Sebagai perwujudannya, dengan bangga kami perkenalkan logo Perseroan yang baru, sebagai gambaran atas komitmen yang kuat untuk mengelola bisnis energi secara bertanggung jawab dan berkelanjutan, demi menghasilkan nilai yang maksimal bagi seluruh *stakeholder*. Logo baru ini akan digunakan sebagai identitas bersama, sekaligus juga berguna sebagai media dalam memperkuat kebersamaan dan sinergi bagi semua perusahaan di lingkungan Medco Energi.

PENJELASAN LOGO

Tampilan utama logo ini menggambarkan sebuah lingkaran biru, yang mencerminkan "planet biru" atau bumi jika dilihat dari luar angkasa, sebagai ungkapan tekad yang kuat untuk "Mengelola energi dari alam. Untuk alam." Latar belakang logo yang berwarna putih mencerminkan nilai moral perusahaan yang telah direvitalisasi, meliputi profesionalisme, etis, terbuka, dan inovatif.

Inisial nama Perseroan digambarkan melalui huruf M dan hasil rotasi 90°, membentuk huruf E. Selain merupakan kependekan dari kata "energi," huruf E juga melambangkan "sigma," yang menggambarkan tekad Perseroan untuk mewujudkan akumulasi dan penggunaan energi yang bertanggung jawab dalam rangka mencapai keseimbangan antara kemakmuran dan pelestarian alam.

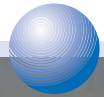
Medco Energi has transformed to become an integrated energy company, with businesses ranging from the exploration and production of oil and gas on the upstream side, to petrochemical and power generation industry on the downstream side. This has prompted the Company to revitalize itself, through the restatement of its corporate vision and enhancements of corporate culture and values.

In light of this perspective, we are proud to introduce our new logo, reflecting our strong commitment to compassionately manage the energy business in a responsible and sustainable manner, to create maximum value to all stakeholders. To further strengthen the synergy and promote cohesiveness among various business units within Medco Energi group, the new logo will also serve as a common identity.

LOGO DESCRIPTION

The new logo displays a main graphic of a blue ring that illustrates the "blue planet" or the earth as observed from outer space, representing Medco Energi's renewed commitment to "Managing energy from nature. For nature." The white background on the logo reflects the Company's revitalized corporate values of professionalism, ethical, open, and innovative.

The Company's initial is displayed with the letter M and if rotated 90°, forms the letter "E." The letter "E," which represents the word "energy," also forms an algebraic symbol of "sigma," symbolizing the Company's commitment for responsible accumulation and utilization of energy, and hence, achieving harmonic balance between prosperity and natural conservancy.



Didirikan pada tanggal 9 Juni 1980 sebagai salah satu kontraktor pemboran pertama yang dimiliki oleh Indonesia, Medco Energi berkembang menjadi sebuah perusahaan energi terpadu yang memiliki kegiatan usaha di bidang eksplorasi dan produksi migas, jasa pemboran, produksi methanol, serta yang terbaru adalah pembangkit tenaga listrik. Saat ini Perseroan mempekerjakan lebih dari 2.100 pegawai di 14 wilayah kerja minyak dan gas yang tersebar dari Sumatera, Jawa, Kalimantan, Sulawesi hingga Papua, serta anjungan-anjungan darat dan lepas pantai maupun pabrik methanol dan LPG.

Keterlibatan Perseroan dalam bisnis eksplorasi dan produksi migas diawali dari pengambil-alihan kontrak-kontrak eksplorasi dan produksi milik Tesoro di Kalimantan (TAC dan PSC) pada tahun 1992 dan pengambil-alihan PT Stanvac Indonesia dari ExxonMobil pada tahun 1995. Dengan didukung oleh keberhasilan penawaran perdana (IPO) pada tahun 1994, Perseroan terus melaksanakan ekspansi ke industri petrokimia dengan menandatangani Perjanjian Kerja Sama Operasi dengan Pertamina untuk mengelola pabrik methanol milik Pertamina di pulau Bunyu, Kalimantan Timur di tahun 1997.

Saat ini, Perseroan telah tumbuh menjadi sebuah perusahaan energi terpadu dengan wilayah kerja yang membentang dari ujung timur Sumatera sampai ke bagian timur Indonesia, Papua. Ke depan, Medco Energi bertekad untuk meningkatkan produksi migasnya dalam kurun waktu lima tahun mendatang, sehingga Perseroan akan tumbuh menjadi perusahaan dengan nilai kapitalisasi pasar yang lebih besar dari USD 500 juta.

Founded in June 9, 1980 as one of the first Indonesian drilling contractors, Medco Energi has transformed into an integrated energy company with business involvement in oil and gas exploration and production, drilling services, methanol production and most recently, power generation. Currently, the Company employs more than 2,100 people in 14 oil and gas working areas that span from Sumatra, Java, Kalimantan, Sulawesi up to Papua, as well as in the onshore and offshore drilling rigs and methanol and LPG plants.

The Company's entrance in oil and gas exploration and production business began when it took over Tesoro's Kalimantan exploration and production contracts (TAC and PSC) in 1992 and PT Stanvac Indonesia from ExxonMobil in 1995. Supported by a successful IPO in 1994, the Company continued to expand its business into the petrochemical industry by signing a Joint Operating Management Agreement with Pertamina to operate Pertamina's methanol plant at Bunyu island, East Kalimantan in 1997.

Presently, the Company has emerged to become an integrated energy company with areas of operations stretching from the northern tip of Sumatra to the eastern region of Indonesia, Papua. Looking ahead, Medco Energi aims to increase its oil and gas production within the next five years, enabling the Company to grow as a company with market capitalization of more than USD 500 million.

Visi

Perusahaan Energi Pilihan

Misi

Mengembangkan sumber-sumber energi potensial menjadi portofolio investasi yang menguntungkan.

Vision

The Energy Company of Choice

Mission

To develop energy resource potentials into profitable investment portfolios.



Strategi Perusahaan

Menjadi pemimpin dalam industri energi di Indonesia melalui implementasi tujuh strategi dasar yang khusus memfokuskan pada aktivitas eksplorasi dan produksi migas. Ketujuh strategi dasar tersebut adalah:

- Mengganti atau menambah cadangan melalui eksplorasi dan akuisisi.
- Melakukan kerja sama strategis dengan operator internasional.
- Mengembangkan pemasaran gas yang belum terjual.
- Memperbaiki efisiensi dan produktivitas operasi.
- Menjaga fleksibilitas keuangan dan struktur keuangan yang konservatif.
- Memastikan adanya dukungan dari komunitas lokal.
- Meningkatkan standar Tata Kelola Perusahaan.

Nilai-nilai Perusahaan

PROFESIONAL

- Kompeten dalam bidangnya.
- Memiliki "semangat juara."
- Meningkatkan kemampuan diri setiap saat.
- Mengetahui batas kemampuan.

ETIS

- Menjalankan bisnis dengan adil dan dengan integritas.
- Menerapkan standar etika tertinggi setiap saat.
- Mengerti dan mentaati kebijaksanaan Perseroan mengenai *Good Corporate Governance*.

TERBUKA

- Mendorong informalitas dan keterbukaan dalam berkomunikasi.
- Membangun rasa saling percaya.

INOVATIF

- Membangun budaya untuk selalu ingin lebih maju.
- Senantiasa mencari terobosan demi tercapainya hasil atau proses yang lebih baik, lebih murah, dan lebih aman.

Corporate Strategy

To become the leader in the Indonesian energy industry through the implementation of the seven basic strategies, which primarily focus on the oil and gas exploration and production activities. The seven strategies are:

- Replace or add reserves through exploration and acquisition.
- Strategic alliances with international operators.
- Develop market for uncommitted gas.
- Improve operational efficiency and productivity.
- Maintain financial flexibility and conservative financial structure.
- Ensure support from local community.
- Improve our Good Corporate Governance standards.

Corporate Values

PROFESIONAL

- Competent in your area of expertise.
- Having a "champion spirit."
- Always seek self-improvement.
- Knowing your limits.

ETHICAL

- Conducting business fairly and with integrity.
- Applying the highest ethical standards at all times.
- Understanding and following the Company's ethics and Good Corporate Governance policies.

OPEN

- Encouraging informality and openness in communications at all levels.
- Building trust among Medco people.

INNOVATIVE

- Building a culture of "trail-blazers."
- Continuous search for innovative solutions to achieve better, safer and cost-effective outcomes.

Ikhtisar Keuangan • Financial Highlights

Angka-angka pada seluruh tabel dan grafik menggunakan notasi Inggris.

Numerical notations in all tables and graphs are in English.

KEUANGAN (Dalam juta Dolar AS)	1999	2000	2001 ¹	2002	2003	FINANCIAL (In million US Dollar)
Kurs Nilai Tukar Akhir Tahun per USD 1,00 - Neraca	7,100	9,595	10,400	8,940	8,465	Balance Sheet - Closing Exchange Rate per USD 1.00
Kurs Nilai Tukar Rata-Rata 12 Bulan per USD 1,00 - Rugi Laba	7,809	8,534	10,266	9,379	8,611	Income Statement - 12 Months Average Exchange Rate per USD 1.00
Penjualan & Pendapatan Usaha Bersih	208.55	349.84	384.85	420.72	463.37	Net Sales & Operating Revenues
Laba Kotor	106.85	198.31	226.07	207.65	192.29	Gross Profit
Biaya (Pendapatan) Bunga - Bersih	6.89	3.93	(0.84)	6.52	15.05	Interest (Income) Expense - Net
Laba Bersih	21.20	57.74	75.10	82.56	53.44	Net Income
Aktiva Lancar	130.12	172.21	175.83	244.21	379.09	Current Assets
Aktiva Tetap - Bersih	57.45	90.02	122.76	205.60	252.11	Property & Equipment - Net
Biaya Pengembangan - Bersih	199.59	206.69	241.03	286.03	312.29	Development Cost - Net
Aktiva Lain-lain	2.57	2.39	2.90	8.14	6.01	Other Assets
Jumlah Aktiva	473.70	508.71	548.79	751.80	978.96	Total Assets
Kewajiban Lancar	63.97	67.87	70.74	129.11	130.53	Current Liabilities
Kewajiban Jangka Panjang	85.88	38.02	21.65	108.78	323.35	Long-Term Liabilities
Jumlah Kewajiban	149.85	105.89	92.39	237.89	453.88	Total Liabilities
Hak Pemilikan Minoritas	8.22	12.43	17.42	34.50	30.91	Minority Interest
Saldo Laba	99.47	150.37	193.00	225.32	239.21	Retained Earnings
Ekuitas	334.59	384.44	433.44	472.99	487.16	Stockholders' Equity
Kas yang Berasal dari Operasi	94.31	214.64	226.17	267.01	194.79	Cash Generated from Operation
EBITDA ²	118.31	196.43	231.87	218.16	218.71	EBITDA ²
Laba Per Saham ³	0.012	0.018	0.024	0.026	0.017	Earnings Per Share ³
Kas yang Berasal dari Operasi Per Saham ³	0.041	0.065	0.069	0.085	0.063	Cash Generated from Operation Per Share ³
RASIO KEUANGAN UTAMA						KEY FINANCIAL RATIO
Laba Bersih/Penjualan & Pendapatan Usaha Bersih	10.2%	16.5%	19.5%	19.6%	11.5%	Net Income/Net Sales & Operating Revenues
Laba Bersih/Jumlah Aktiva	4.5%	11.3%	13.7%	11.0%	5.5%	Net Income/Total Assets
Laba Bersih/Ekuitas	6.3%	15.0%	17.3%	17.5%	11.0%	Net Income/Stockholders' Equity
Aktiva Lancar/Kewajiban Lancar	203.4%	253.7%	248.6%	189.1%	290.4%	Current Assets/Current Liabilities
Kewajiban Lancar/Jumlah Aktiva	13.5%	13.3%	12.9%	17.2%	13.3%	Current Liabilities/Total Assets
Kewajiban Jangka Panjang/Jumlah Aktiva	18.1%	7.5%	3.9%	14.5%	33.0%	Long-Term Liabilities/Total Assets
Jumlah Kewajiban/Ekuitas	44.8%	27.5%	21.3%	50.3%	93.2%	Total Liabilities/Stockholders' Equity

Seluruh angka pada tahun 1999, 2000, dan 2001 di atas telah diukur ulang dari mata uang Rupiah ke dalam mata uang Dolar AS, dan untuk angka pada tahun 1999 - 2002 disajikan kembali.

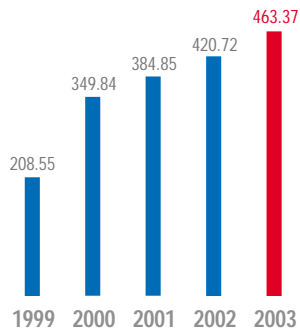
All the above numbers in 1999, 2000, and 2001 have been re-measured from Rupiah denomination to US Dollar denomination, and the numbers for 1999 - 2002 have been restated.

- 1) Angka untuk tahun 2001, diaudit kembali setelah diukur ulang.
- 2) EBITDA dihitung setelah disesuaikan dengan hak pemilikan minoritas.
- 3) Sebagai perbandingan, perhitungan didasarkan jumlah saham rata-rata tertimbang setiap tahun.

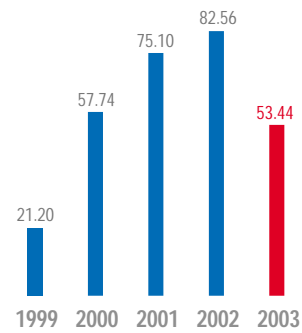
- 1) The 2001 numbers have been re-audited after re-measurement.
- 2) EBITDA was calculated after adjustment for minority interest.
- 3) For comparison purposes, calculation was based on the weighted average number of shares the prevailing years.



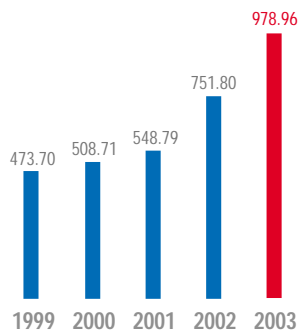
Penjualan & Pendapatan Usaha Bersih (dalam Juta Dolar AS)
Net Sales & Operating Revenues (in Million US Dollar)



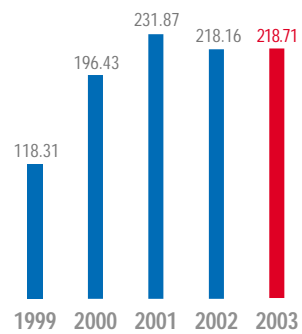
Laba Bersih (dalam Juta Dolar AS)
Net Income (in Million US Dollar)



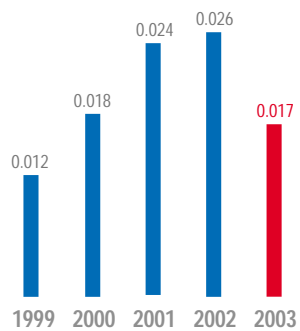
Jumlah Aktiva (dalam Juta Dolar AS)
Total Assets (in Million US Dollar)



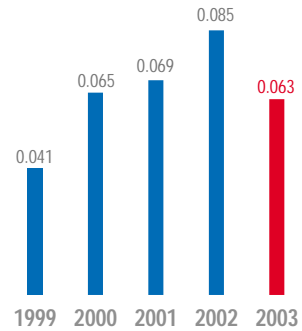
EBITDA (dalam Juta Dolar AS)
EBITDA (in Million US Dollar)



Laba Per Saham (dalam Juta Dolar AS)
Earnings Per Share (in Million US Dollar)



Kas yang Berasal dari Operasi Per Saham (dalam Juta Dolar AS)
Cash Generated from Operation Per Share (in Million US Dollar)



Ikhtisar Operasi • Operation Highlights

EKSPLOKASI & PRODUKSI	1999	2000	2001	2002	2003 ⁴	EXPLORATION & PRODUCTION
Cadangan Minyak Terbukti - MMBO						Proved Oil Reserves - MMBO
Kalimantan	11.15	16.13	15.80	15.54	7.80	Kalimantan
Sumatera	170.03	163.97	144.70	131.91	106.07	Sumatra
Jumlah Cadangan Minyak Terbukti¹	181.18	180.10	160.50	147.45	113.87⁴	Total Proved Oil Reserves¹
Cadangan Gas Terbukti - BCF						Proved Gas Reserves - BCF
Kalimantan	87.68	74.60	54.60	65.67	54.61	Kalimantan
Sumatera	82.13	65.70	49.30	60.96	95.44	Sumatra
Jumlah Cadangan Gas Terbukti¹	169.81	140.30	103.90	126.63	150.05⁴	Total Proved Gas Reserves¹
Produksi Minyak - BOPD						Oil Production - BOPD
Kalimantan	5,800	6,400	7,100	7,134	5,800	Kalimantan
Sumatera	35,500	60,400	75,100	78,346	59,138	Sumatra
Tuban ²	-	-	-	-	1,825	Tuban ²
Lematang ²	-	-	-	-	57	Lematang ²
Jumlah Produksi Minyak	41,300	66,800	82,200	85,480	66,820	Total Oil Production
Penjualan Gas - MMCFD						Gas Sales - MMCFD
Kalimantan - Methanol	19.57	11.96	22.53	19.20	24.11	Kalimantan - Methanol
Kalimantan - PLN	7.63	10.54	11.67	8.70	12.85	Kalimantan - PLN
Sumatera - PUSRI	44.60	43.40	42.90	39.70	40.00	Sumatra - PUSRI
Sumatera - PLN	-	-	-	-	9.26	Sumatra - PLN
Lematang - PUSRI ²	-	-	-	-	1.65	Lematang - PUSRI ²
Jumlah Penjualan Gas	71.80	65.90	77.10	67.60	87.87	Total Gas Sales
Harga Minyak - (USD/barel)						Oil Price - (USD/barrel)
Kalimantan	17.38	28.43	23.78	25.39	29.05	Kalimantan
Sumatera	18.23	28.88	23.92	25.29	29.38	Sumatra
Tuban ²	-	-	-	-	28.85	Tuban ²
Lematang ²	-	-	-	-	28.93	Lematang ²
Harga Minyak Rata-rata	18.11	28.84	23.91	25.30	29.33	Average Oil Price
Harga Gas - (USD/MMBTU)						Gas Price - (USD/MMBTU)
Kalimantan - Methanol	1.42	1.42	1.42	1.42	1.42	Kalimantan - Methanol
Kalimantan - PLN	2.19	1.94	2.32	2.50	2.48	Kalimantan - PLN
Sumatera - PUSRI	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	Sumatra - PUSRI
Sumatera - PLN	-	-	-	-	2.18	Sumatra - PLN
Lematang - PUSRI	-	-	-	-	1.10	Lematang - PUSRI
JASA PEMBORAN						DRILLING SERVICES
Utilisasi Anjungan Pemboran Darat	25%	37%	43%	61%	57%	Onshore Drilling Rig Utilization
Utilisasi Anjungan Pemboran Lepas Pantai	86%	76%	100%	70%	78%	Offshore Drilling Rig Utilization
INDUSTRI HILIR - METHANOL						DOWNSTREAM INDUSTRY - METHANOL
Produksi - Metrik Ton (MT)	285,383	146,101 ³	257,000	223,364	265,451	Production - Metric Ton (MT)
Penjualan - Metrik Ton (MT)	304,134	144,452	246,000	232,576	262,000	Sales - Metric Ton (MT)
Harga Rata-rata - USD/MT (FOB Bunyu)	89.43	145.55	116.00	132.30	212.00	Average Price - USD/MT (FOB Bunyu)

1) Jumlah cadangan terbukti untuk tahun 2000-2003 telah disertifikasi oleh Gaffney, Cline & Associates.
2) Blok Tuban dan Lematang mulai berproduksi pada tahun 2003.
3) 122 hari pabrik tidak produksi karena perawatan dan perbaikan.
4) Cadangan pada akhir 2003 telah disertifikasi oleh GCA dengan menggunakan standar SEC.

1) Total proved reserves for the year 2000-2003 have been certified by Gaffney, Cline & Associates.
2) The production of Tuban and Lematang blocks started in 2003.
3) The plant was shut down for 122 days due to the turnaround program.
4) Reserves for end 2003 have been certified by GCA using SEC standard.

Besaran Minyak & Gas

BOPD	Barel minyak per hari	Barrels of oil per day
MBOPD	Ribu barel minyak per hari	Thousand barrels of oil per day
MBO	Ribu barel minyak	Thousand barrels of oil
MMBO	Juta barel minyak	Million barrels of oil
MBOE	Setara ribu barel minyak	Thousand barrels of oil equivalent
MMBOE	Setara juta barel minyak	Million barrels of oil equivalent
MCF	Ribu kaki kubik	Thousand cubic feet

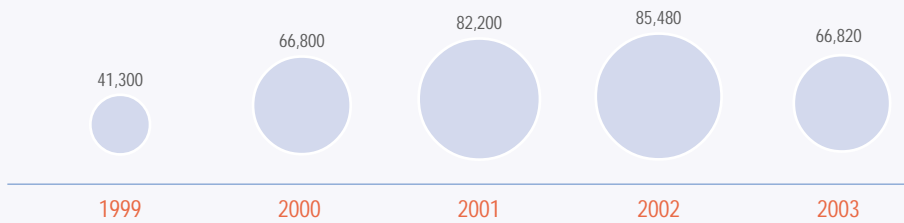
MMCF	Juta kaki kubik
BCF	Miliar kaki kubik
MCFD	Ribu kaki kubik per hari
MMCFD	Juta kaki kubik per hari
MMBTU	Ukuran panas, 1 MCF = 1 MMBTU
BWPD	Barel air per hari
TCF	Triliun kaki kubik

Oil & Gas Measurement

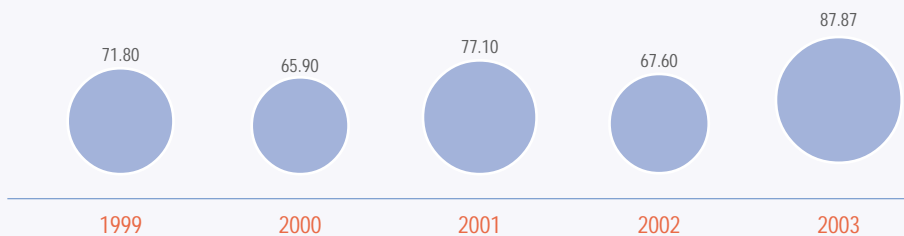
Million cubic feet
Billion cubic feet
Thousand cubic feet per day
Million cubic feet per day
Million British Thermal Units
Barrels of water per day
Trillion cubic feet



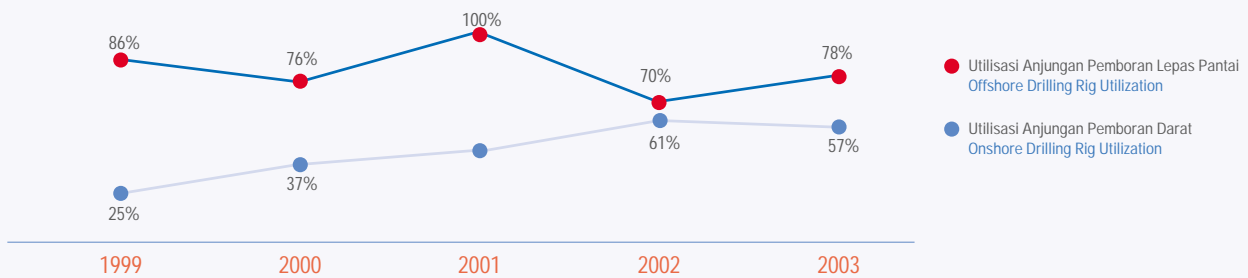
Ikhtisar Produksi Minyak (BOPD) • Historical Oil Production (BOPD)



Ikhtisar Penjualan Gas (MMCFD) • Historical Gas Sales (MMCFD)

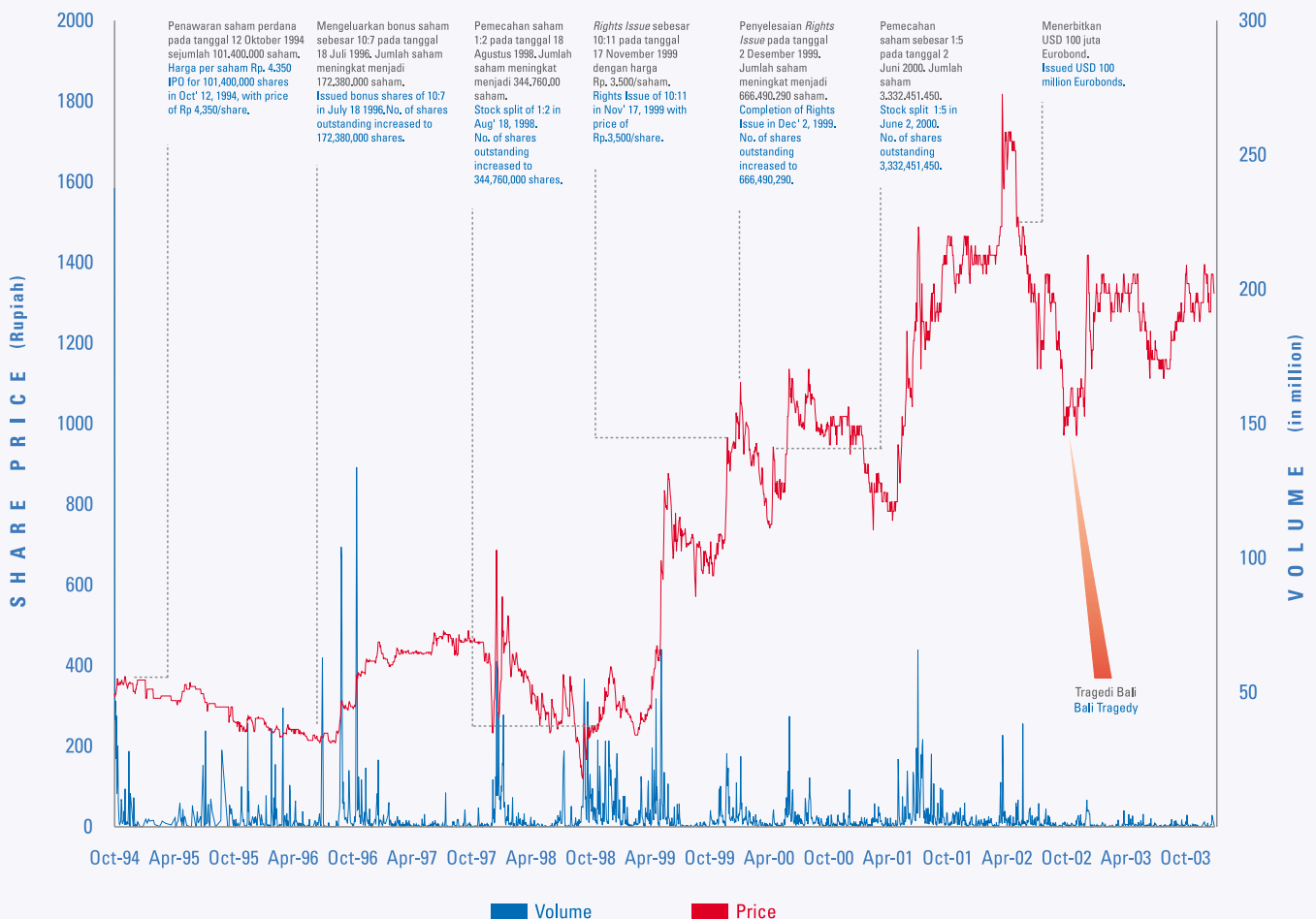


Ikhtisar Utilisasi Anjungan (%) • Historical Rig Utilization (%)



Ikhtisar Produksi & Penjualan Methanol (MT) • Historical Methanol Production & Sales (MT)





Kinerja saham Medco Energi terlihat stabil sepanjang tahun 2003, dengan fluktuasi harga yang mengecil, antara harga tertinggi dan harga terendah. Pada kuartal keempat tahun 2002, perbedaan mencapai Rp 500 per lembar dengan harga tertinggi Rp 1.450 per lembar dan terendah Rp 950 per lembar. Pada kuartal yang sama tahun 2003, fluktuasi harga mengecil sampai dengan Rp 150 per lembar, dengan harga tertinggi Rp 1.425 per lembar, sementara harga terendah yang membaik mencapai Rp 1.275 per lembar.

Sementara itu, harga penutupan saham Medco Energi pada akhir kuartal keempat tahun 2003 berhasil mencapai tingkat yang sama dengan tingkat harga pada akhir kuartal keempat 2002, yaitu Rp 1.350 per lembar. Volume transaksi yang terjadi sepanjang tahun 2003 juga cukup stabil pada angka rata-rata Rp 42 juta per hari.

Medco Energi's stock performance has been stable throughout 2003, with a narrowing gap between the highest and lowest stock prices. In the fourth quarter of 2002, the gap was Rp 500 per share, resulting from the highest stock price of Rp 1,450 per share and the lowest of Rp 950 per share. During the same period in 2003, however, the gap narrowed to Rp 150 per share, where the highest price remained stable at Rp 1,425 per share, yet the lowest price significantly improved at Rp 1,275 per share.

Meanwhile, Medco Energi's closing stock prices remained steady as it closed in the fourth quarter of 2003 at Rp 1,350, the same closing price in the fourth quarter of 2002. Transaction volume also indicated a stable outlook, averaging at Rp 42 million per day.



Jumlah Saham Beredar	1998 ¹	1999 ²	2000 ³ - 2003	Number of Outstanding Shares
Nilai Nominal Rp 100,- per saham			3,332,451,450	Par Value of Rp 100,- per share
Nilai Nominal Rp 500,- per saham	344,760,000	666,490,290		Par Value of Rp 500,- per share
Nilai Nominal Rp 1.000,- per saham				Par Value of Rp 1,000,- per share

1) Pemecahan nominal saham 1:2 dimulai pada bulan Agustus 1998

2) Hak Memesan Efek Terlebih Dahulu 10:11 selesai dilakukan bulan Desember 1999

3) Pemecahan nominal saham 1:5 dimulai pada bulan Juni 2000

1) Stock split 1:2 was began in August 1998

2) Right Issue 10:11 was completed in December 1999

3) Stock split 1:5 began in June 2000

Periode	Tertinggi Highest	Terendah Lowest	Penutup Closing	Volume	Period
	(Rupiah)				
Kuartal 1 - 2001	1,000	725	850	104,516,000	2001 - 1st Quarter
Kuartal 2	975	750	1,100	192,041,000	2nd Quarter
Kuartal 3	1,525	1,050	1,300	620,902,000	3rd Quarter
Kuartal 4	1,500	1,250	1,500	214,028,500	4th Quarter
Kuartal 1 - 2002	1,500	1,375	1,475	79,728,000	2002 - 1st Quarter
Kuartal 2	1,950	1,375	1,700	261,891,500	2nd Quarter
Kuartal 3	1,425	1,125	1,400	119,796,500	3rd Quarter
Kuartal 4	1,450	950	1,350	93,535,500	4th Quarter
Kuartal 1 - 2003	1,425	1,150	1,325	24,855,500	2003 - 1st Quarter
Kuartal 2	1,425	1,125	1,200	66,433,000	2nd Quarter
Kuartal 3	1,425	1,125	1,275	38,866,500	3rd Quarter
Kuartal 4	1,425	1,275	1,350	38,005,500	3rd Quarter

Tahun Year	Tanggal Pembayaran Date of Payment	Dividen per Saham Dividend per Share
1999	02 Agustus/August 2000	Rp 12,-
2000	20 Agustus/August 2001	Rp 85,-
2001	12 Juni/June 2002	Rp 110,-
2002	11 Juni/June 2003	Rp 111,-

Peristiwa Penting 2003 • Important Events in 2003

Jan

Penyelesaian Program Pembelian Kembali Saham. Sebanyak 228.198.500 saham dibeli kembali dan dibukukan sebagai Saham Tresuri dengan harga pembelian rata-rata Rp 1.257,16/saham.

Completion of the Buy Back Share Program. 228,198,500 shares have been repurchased and booked as Treasury Stocks with average purchasing price of Rp 1,257.16/ share.

Feb

- Menyelesaikan perbaikan Maera, anjungan pemboran jenis *submersible swamp barge*.
- Menjual anjungan darat no. 6.

Completed refurbishment of Maera, submersible swamp barge drilling rig.

- Sold onshore rig no. 6.

Mar

Menyelesaikan konstruksi Raissa, anjungan pemboran jenis *submersible swamp barge*.

Completed construction of Raissa, submersible swamp barge drilling rig.

- Menerbitkan Laporan Keuangan Konsolidasi Auditor untuk periode 31 Desember 2002.

- Rapat Umum Pemegang Saham Tahunan dan Rapat Umum Pemegang Saham Luar Biasa untuk menyetujui transaksi yang mengandung benturan kepentingan.

Apr

- Issued the Audited Consolidated Financial Statement for the period ended December 31, 2002.

- The Annual General Meeting of Shareholders and the Extraordinary General Meeting of Shareholders to approve conflict of interest transactions.

Jul

Penandatanganan perjanjian jual-beli gas dengan PLN untuk memasok gas dari PSC Rimau ke PLTG Kaji untuk periode 9 tahun.

Signed gas sales agreement with PLN to supply gas from Rimau PSC to PLTG Kaji for a period of 9 years.

Aug

Penerbitan Laporan Keuangan Konsolidasi untuk periode yang berakhir 30 Juni 2003.

Issued the Consolidated Financial Statement for the period ended June 30, 2003.

Sep

- Memberikan 5% *participating interest* di PSC Rimau ke Perusahaan Daerah Pertambangan dan Energi Sumatera Selatan.

- Rapat Umum Pemegang Saham Luar Biasa ke-3 untuk menyetujui transaksi yang mengandung benturan kepentingan.

- Granted 5% participating interest in Rimau PSC to Perusahaan Daerah Pertambangan and Energi South Sumatra.

- 3rd Extraordinary General Meeting of Shareholders to approve conflict of interest transactions.

Oct

- Mengambil-alih 5% saham PT Energi Sengkang, perusahaan kerja sama yang mengoperasikan pembangkit listrik di Sengkang, Sulawesi Selatan.

- Menandatangani 30 tahun Kontrak Kerja Sama Produksi dengan BP Migas untuk mengambil-alih Merangin-I PSC di Jambi.

- Penerbitan Laporan Keuangan Konsolidasi untuk periode akhir 30 September 2003.

- Mentransfer kembali hak kepemilikan PSC Rombebai ke Ramu Rombebai Plc.

- Acquired 5% of shares in PT Energi Sengkang, a joint venture company operating the power plant in Sengkang, South Sulawesi.

- Signed 30 years Production Sharing Contract with BP Migas for acquiring Merangin-I PSC in Jambi.

- Issued Consolidated Financial Statement for the period ended September 30, 2003.

- Re-assigned the working interest ownership of Rombebai PSC to Ramu Rombebai Plc.

Nov

- Partisipasi dalam pemboran *sole-risk* di sumur Jeruk dengan Santos (Sampang) Pty. Ltd., berdasarkan pembagian 50:50.

- Participated on 50:50 basis with Santos (Sampang) Pty. Ltd. for sole-risk drilling at Jeruk well.



May

- Menyelesaikan konstruksi Yani, salah satu anjungan jenis *submersible swamp barge*.
- *Jack-up* anjungan Rani Woro memperoleh kontrak 2 tahun pemboran lepas pantai dari Statoil, Iran. Efektif Desember 2003.
- Menambah pasokan gas dari lapangan Kutai Lama Utara ke PLTGU Tanjung Batu, Kalimantan Timur.
- Rapat Umum Pemegang Saham Luar Biasa ke-2 untuk menyetujui transaksi yang berkaitan dengan benturan kepentingan.
- Menerbitkan obligasi 144A sebesar USD 250 juta.

- Completed construction of Yani, one of the submersible swamp barge rig.
- Rani Woro Jack-up rig won a 2-years contract from Statoil, Iran. Effective December 2003.
- Increased gas supply from North Kutai Lama field to PLTGU Tanjung Batu, East Kalimantan.
- 2nd Extraordinary General Meeting of Shareholders to approve conflict of interest transactions.
- Issued 144A bonds in the amount of USD 250 million.

- Penyelesaian pembangunan Raissa, anjungan *submersible swamp barge*.
- Pembagian dividen sebesar Rp 111/saham.
- Laporan Keuangan Konsolidasi dengan penelaahan terbatas untuk periode berakhir 31 Maret 2003.

Jun

- Completed construction of Raissa, submersible swamp barge rig.
- Distributed dividend in the amount of Rp 111/share.
- Issued Limited Review Consolidated Financial Statement for the period ended March 31, 2003.

Dec

- Penyelenggaraan pemaparan Publik Tahunan.
- Bersama dengan Mitsui Oil Exploration Co. Ltd. mengambil alih 70% *working interest* di TAC Langsa dan JOA.
- Pengumuman tender pengambilalihan sampai dengan 100% saham dan opsi Novus.
- Penandatanganan perjanjian jual-beli gas dengan PLN untuk memasok gas dari PSC S.S. Extension ke PLTG Borang, Sumatera Selatan, untuk jangka waktu 9 tahun.
- Convened Annual Public Expose.
- Jointly acquired 70% working interest of Langsa TAC and JOA with Mitsui Oil Exploration Co. Ltd.
- Announced bid for acquisition upto 100% shares and options issued by Novus.
- Signed gas supply agreement with PLN to supply gas from S.S. Extension PSC to PLTG Borang, South Sumatra, for the period of 9 years.

Penghargaan & Pencapaian 2003 Awards & Achievements

- Penghargaan " *Indonesia's best credit*" dan meraih peringkat 25 di Asia dari majalah THE ASSET.
- Peringkat " Rated B+, stable outlook" dari STANDARD & POOR, dan B3 dari Moody's.
- Peringkat " AA-, stable outlook" dari PT PEFINDO Credit Rating Indonesia.
- Penghargaan Padma dari Pemerintah Indonesia pada tanggal 10 Mei 2003.
- Indonesia's best credit Award and positioned 25th in Asia from THE ASSET magazine.
- " Rated B+, stable outlook" from STANDARD & POOR'S, and B3 from Moody's.
- " Rated AA-, stable outlook" from PT PEFINDO Credit Rating Indonesia.
- Padma Award from the Indonesian Government on May 10, 2003.



Pasar minyak dunia pada awal 2003 diwarnai dengan fenomena ambigu. Sejalan dengan persiapan pasukan Amerika Serikat dan Inggris untuk menyerang Irak, harga minyak mentah di awal Februari 2003 mencapai USD 38/barel untuk *West Texas Intermediate* (WTI) dan USD 33/barel untuk Brent, jauh di atas batas OPEC pada USD 22-28/barel. Walaupun lonjakan harga ini memberikan pendapatan tambahan bagi negara-negara anggotanya, OPEC mampu mencegah terjadinya kelebihan produksi dengan mempertahankan kuota produksi pada 24,5-25,5 BOPD sepanjang semester pertama 2003. Tujuannya adalah untuk memelihara stabilitas harga, sehingga sepanjang tahun 2003 harga minyak dapat bertahan di kisaran USD 28-32/barel. Stabilitasnya harga minyak juga diakibatkan oleh adanya penurunan produksi di Irak akibat gangguan keamanan (seperti penjarahan dan sabotase pipa) yang mempengaruhi pemulihan produksi mencapai tingkat kapasitas saat sebelum perang.

Faktor penting lain yang menyebabkan tingginya harga minyak adalah kinerja perekonomian dunia yang mengesankan, dimana secara agregat tumbuh pada tingkat 3,5%. Motor utama perekonomian dunia adalah ekspansi perekonomian Amerika Serikat, sebagaimana tercermin dari pertumbuhan Produk Domestik Bruto sebesar 6% pada kuartal ketiga tahun 2003, yang merupakan tingkat pertumbuhan tertinggi yang dicapai Amerika Serikat dalam 20 tahun terakhir. Selain itu, perekonomian negara-negara Asia baru seperti Cina dan India juga terus menunjukkan pertumbuhan yang pesat, mencapai 8% per tahun. Hal ini menyebabkan peningkatan kebutuhan minyak dunia yang mencapai 1,8% di tahun 2003 menjadi 77 juta BOPD dan diperkirakan akan terus naik pada tingkat 2% pada tahun 2004 dan 2005.

Untuk tahun 2004, dinamika pasar minyak akan sangat dipengaruhi oleh pertumbuhan ekonomi di Amerika Serikat dan Cina, perkembangan produksi di wilayah Rusia dan Laut Kaspia, serta kemampuan OPEC untuk mempertahankan pasokan minyak yang seimbang diantara negara-negara anggotanya.

Perekonomian Dunia

Di tahun 2004, perekonomian dunia diperkirakan tumbuh rata-rata 3,5%, lebih tinggi dari rata-rata 3% di tahun 2003. Motor utama pertumbuhan ini masih didominasi oleh Amerika Serikat dan negara-negara Asia baru. Pertumbuhan

The oil market started the year 2003 with mixed blessing. As the US, in coalition with the UK, proceeded toward their final preparation to attack Iraq, the spot crude price in early February 2003 has reached USD 38/barrel for West Texas Intermediate (WTI) and USD 33/barrel for Brent, far beyond the OPEC band of USD 22-28/barrel. Although this price hike provided significant additional income to its members, OPEC has managed to avoid over-production by keeping its production quota of 24.5 to 25.5 BOPD throughout the first half of 2003. The objective is to avoid instability of oil prices. The oil prices remained between USD 28-32/barrel for the rest of 2003, primarily due to production shortage, as insurgency activities (i.e. pipeline looting and sabotage) still hampers Iraq's ability to bring its production capacity back to the pre-war level.

Another key factor for the continuously high oil price is the remarkable performance of the world economy, which grew 3.5% on aggregate. The main engine of the world economy is the expansion of the United States economy, as reflected by its GDP growth of 6% in the third quarter 2003, the highest level of growth for the past 20 years. Furthermore, the economy in the Emerging Asian countries like China and India also depicted significant growth reaching 8% per year resulting in increased total world demand for oil by 1.8% in 2003 to become 77 million BOPD and expected to continue increasing at a rate of 2% in 2004 and 2005.

Looking ahead, the oil market dynamics in 2004 will be heavily influenced by economic growth in the US and China, the production development at Russia and in the Caspian Sea region, as well as OPEC's ability to maintain the oil supply balance of its member countries.

The World Economy

In 2004, the world economy is expected to grow at a rate of 3.5%, higher than the 2003 rate of 3%. The main driver of this robust growth remains to come from the US and the emerging Asian economy. US economic expansion is forecasted to reach 4% in 2004, as the country enjoys stronger condition both in household and business sectors. With short-term real interest rates close to zero, aggregate demand is also expected to expand, supporting the projected economic growth.



ekonomi Amerika Serikat diramalkan mencapai 4%, seiring dengan fundamental ekonomi yang kuat baik di sektor rumah tangga maupun swasta. Hal ini ditunjang pula dengan kecenderungan suku bunga jangka pendek yang mendekati nol sehingga permintaan naik secara agregat. Di sisi lain, pertumbuhan ekonomi di kawasan Asia juga menunjukkan pemulihan yang menggembirakan, setelah sekian lama terpuruk. Ekspor akan tetap menjadi motor utama pertumbuhan di wilayah ini. Khususnya di Cina, permintaan domestik juga merupakan faktor penting bagi pertumbuhan ekonomi, dimana investasi pada sektor pemerintahan meningkat secara cepat, sejalan dengan aktivitas yang tinggi pada sektor pembangunan infrastruktur.

Produksi Minyak di Kawasan Rusia dan Laut Kaspia

Badan Informasi Energi Amerika Serikat (EIA) memperkirakan bahwa pasokan minyak non-OPEC akan naik dalam kurun waktu 2003 hingga 2005, mencapai 3 juta BOPD. Sebagian besar dari kenaikan tersebut diperkirakan akan dihasilkan dari wilayah Rusia dan Laut Kaspia. Mengingat pertumbuhan pasokan minyak non-OPEC yang hampir sama dengan pertumbuhan kebutuhan minyak dunia, maka jumlah produksi minyak mentah OPEC (termasuk Irak) diperkirakan akan bertahan pada rata-rata 27 juta BOPD untuk periode 2003-2005.

Kebijakan OPEC

OPEC telah menegaskan komitmennya untuk memenuhi kebutuhan minyak sampai dengan kuartal pertama tahun 2004, sehingga harga bisa dipertahankan sesuai target yang telah ditentukan berdasarkan harga patokan (*reference basket*) OPEC.

Namun, untuk mengantisipasi rendahnya permintaan pada kuartal kedua 2004, maka OPEC melakukan koreksi jumlah pasokan agar keseimbangan pasar dapat dipertahankan dan penurunan harga minyak dapat dihindari. Oleh karena itu, OPEC memutuskan untuk mempertahankan kuota produksi negara anggotanya (tidak termasuk Irak) pada 24,5 juta BOPD sampai dengan akhir bulan Maret 2004, dengan komitmen yang kuat dari negara-negara anggota untuk mematuhi tingkat produksi yang disetujui.

Selanjutnya, mulai 1 April 2004, OPEC menurunkan kuota produksi negara anggotanya dari 24,5 juta BOPD menjadi 23,5 juta BOPD. Hal ini dilakukan dengan tetap memberikan jaminan atas pasokan yang cukup bagi kebutuhan minyak para konsumennya, seperti telah ditunjukkan secara konsisten di masa-masa yang lalu.

Oleh karena itu, diperkirakan bahwa sepanjang tahun 2004 harga minyak akan bertahan pada batas atas dari kisaran OPEC, yaitu USD 22-28/barrel, dengan harga rata-rata WTI sebesar USD 28/barrel dan untuk Brent sebesar USD 26/barrel.

Dalam jangka panjang, pasar minyak akan bergerak menuju kondisi yang lebih kompetitif, seiring dengan bertambahnya kontribusi pasokan minyak dari produsen-produsen non-OPEC, termasuk Rusia dan negara-negara Laut Kaspia. Sementara itu pada sisi permintaan, sejalan dengan pesatnya pertumbuhan ekonomi Asia baru yang dimotori oleh Cina dan India, pangsa permintaan minyak dunia akan lebih seimbang antara permintaan dari Asia dan dari negara-negara OECD.

The pattern of Asian growth, on the other hand, also reflected the sharp recovery after a prolonged period of weakness. Exports continued to be the main engine of growth for the region. In addition, domestic demand contributed importantly to growth in China, where state-sector investment increased at a rapid clip and a boom in construction activity continued.

The Oil Production in Russia and Caspian Market

The Energy Information Administration (EIA), a US Department of Energy Agency, projected that non-OPEC oil supply gains during the 2003-2005 period to total about 3 million BOPD. Most of the increases are expected to come from Russia and the Caspian Sea region. With non-OPEC supply growing at roughly the same rate as world oil demand, total OPEC crude production (including Iraq) is expected to remain the same with current production, averaging about 27 million BOPD for the 2003-2005 time period.

OPEC Policy

OPEC has reaffirmed its commitment to ensure that the market remained well supplied throughout 2003 and in the first quarter 2004, aiming to maintain prices within the target range of the OPEC reference basket.

However, in view of the projected significant supply surplus in the seasonally low demand for second quarter 2004, OPEC has decided that remedial supply responses are needed to maintain market balance and avert downward pressure on oil prices. To this end, OPEC has decided to maintain its production ceiling (excluding Iraq) at 24.5 million BOPD until the end of March 2004, with a strong commitment from member countries to comply with the agreed production levels.

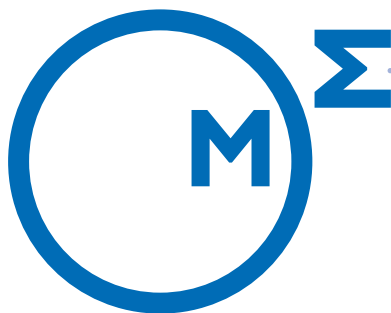
Furthermore, whilst reaffirming its pledge to guarantee adequate supplies to consumers, as consistently shown in the past, OPEC has also decided to reduce the 24.5 million BOPD ceiling to 23.5 million, effective as of April 1, 2004.

In conclusion, throughout 2004, the oil price will remain on the high-side of USD 22-28/barrel OPEC band, with average for the year at about USD 28/barrel for WTI and USD 26/barrel for Brent.

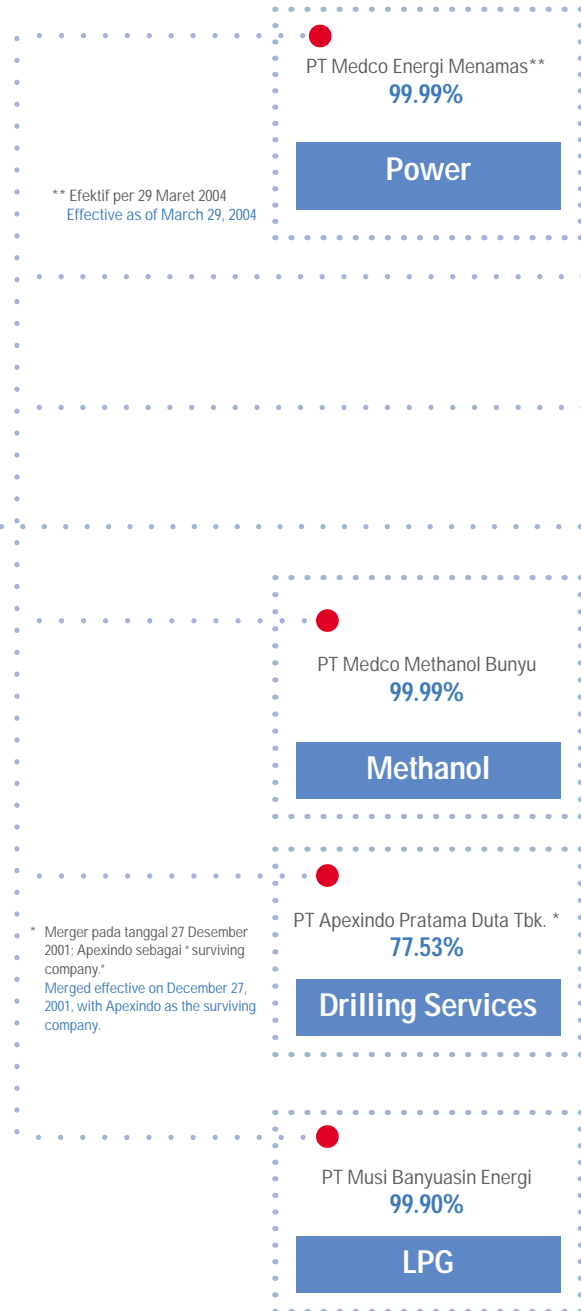
In the longer term, the oil market will move toward a more competitive environment as non-OPEC producers, including Russia and the Caspian countries, are expected to increase their contribution of oil supply to the market. On the demand side, the emerging Asian economies, that include China and India, are expected to balance the demand share previously dominated by the OECD economies

(Berdasarkan hasil wawancara dengan Bpk. Subroto, penasehat Medco Energi dan mantan Sekjen OPEC)

(Based on the results of interview with Mr. Subroto, Medco Energi's Advisor and former Secretary General of OPEC)



MEDCOENERGI



** Efektif per 29 Maret 2004
Effective as of March 29, 2004

* Merger pada tanggal 27 Desember 2001. Apexindo sebagai "surviving company."
Merged effective on December 27, 2001, with Apexindo as the surviving company.

Ikhtisar Perusahaan • Milestones



1980

Terbentuk sebagai kontraktor pemboran Indonesia.
Incorporated as an Indonesian drilling contractor.



1994

Penawaran Saham Perdana sebagai Medco Energi di Bursa Efek Jakarta. Simbol saham MEDC.
Initial Public Offering as Medco Energi on the Jakarta Stock Exchange. Ticker symbol is MEDC.



1996

Penemuan besar ladang minyak di Kaji Semoga, Sumatera.
Discovery of the giant Kaji Semoga, Sumatra oil field.

1992

Membentuk anak perusahaan yang bergerak di bidang minyak dan gas serta mengambil-alih kontrak (TAC & PSC) eksplorasi dan produksi Tesoro, Kalimantan.
Established an oil and gas subsidiary and also, acquired Tesoro, Kalimantan exploration and production contracts (TAC & PSC).

1995

Mengambil-alih 100% kepemilikan saham PT Stanvac Indonesia dari ExxonMobil.
Acquired 100% shares of PT Stanvac Indonesia from ExxonMobil.

1997

Memulai usaha industri hilir melalui Kontrak Kerja Sama Pengelolaan Pabrik Methanol milik Pertamina di Pulau Bunyu.
Entered into downstream industry through a Joint Management Agreement to operate Pertamina's Methanol Plant on Bunyu Island.



● PT Mitra Energi Batam**
54%

Medco Energi Finance
Overseas (BV)
● 100%

MEI Euro Finance Ltd.
● 100%

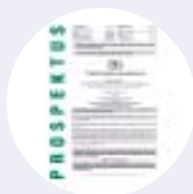
● PT Antareja Jasatama
77.21%

● PT Apexindo Khatulistiwa
77.53%

● Apexindo Asia Pacific (BV)
77.53%



Exploration & Production



1999

Sukses merestrukturisasi hutang Perseroan, ditindak lanjuti dengan dikeluarkannya HMETD 10:11.

Succeeded in the Company's debt restructuring, followed by Rights Issue of 10:11.

2000

Mengambil-alih 3 wilayah kerja baru: Simenggaris, Madura Barat, dan Senoro-Toili. Penemuan ladang minyak di Soka, Sumatera Selatan.

Acquired 3 new working areas: Simenggaris, Western Madura and Senoro-Toili. Discovery of oil field in Soka, South Sumatra.



2001

Penemuan ladang minyak baru Matra-Nova, Sumatera.

Discovery of new oil field Matra-Nova, Sumatra.

2002

- Mengakuisisi 25% wilayah kerja yang telah berproduksi di blok Tuban.
- MEI Euro Finance Ltd., anak perusahaan MEI, menerbitkan USD 100 juta Eurobond yang tercatat di Bursa Efek Singapura.

- Acquired 25% working interest at the producing Tuban block
- Issued USD 100 million of Eurobond by MEI Euro Finance Ltd, a subsidiary company of MEI, listed at Singapore Stock Exchange.



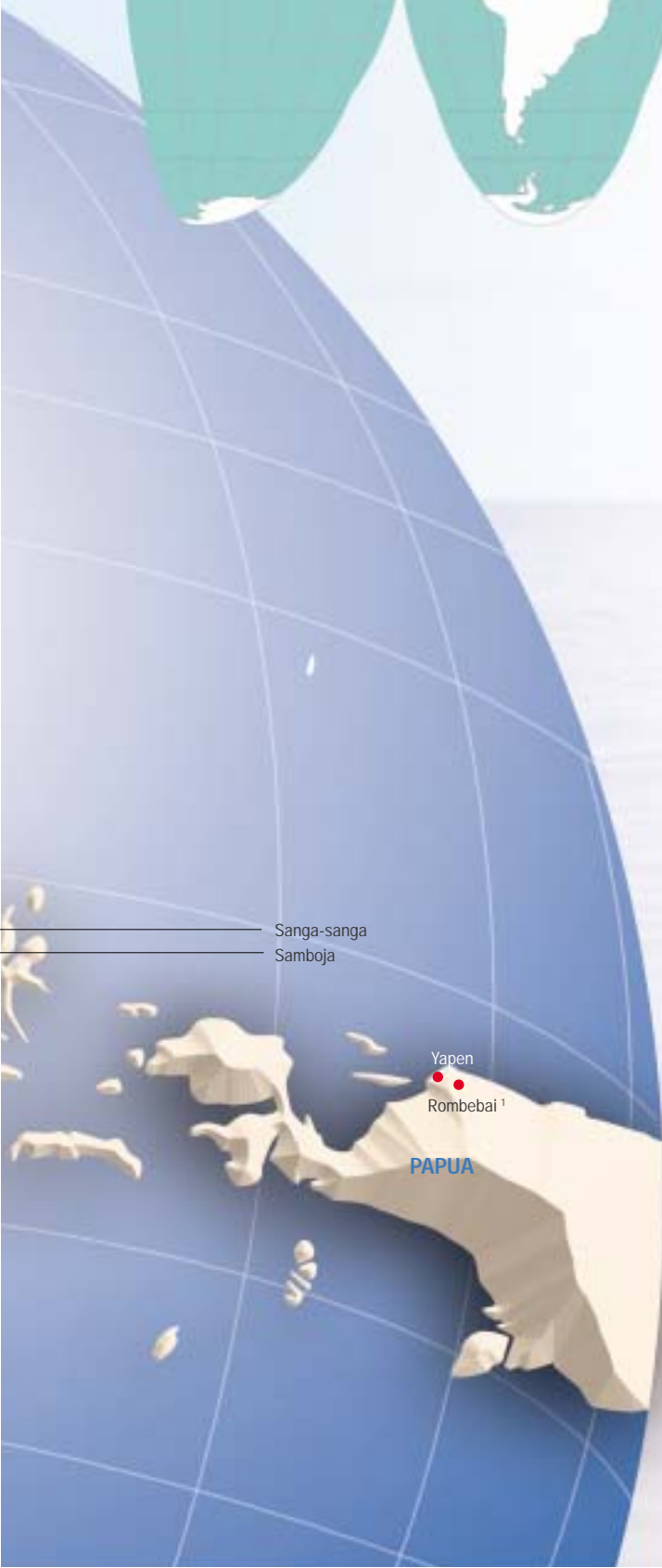
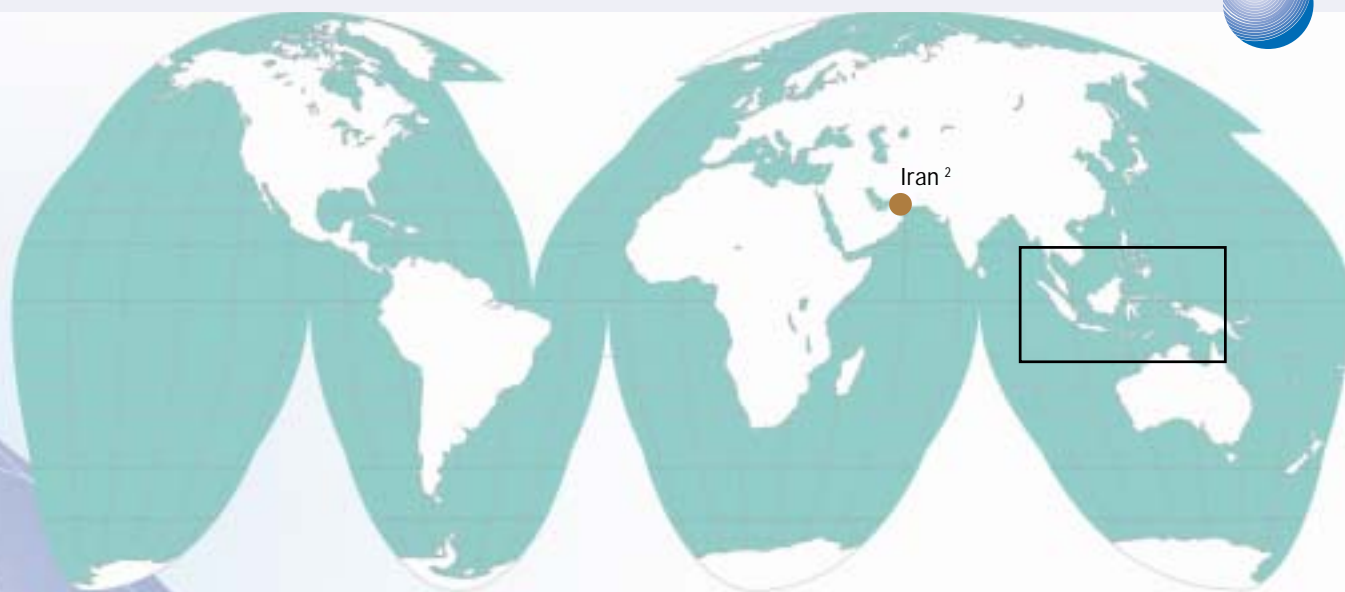
2003

- Memenangkan tender untuk Merangin-I.
- MEI Euro Finance Ltd., anak perusahaan MEI, menerbitkan USD 250 juta obligasi 144A yang tercatat di Bursa Efek Singapura.
- Menandatangani beberapa Perjanjian Pemasokan Gas dengan PLN.
- Melakukan penawaran terhadap Novus.

- Obtained tender for Merangin-I.
- MEI Euro Finance Ltd., subsidiary company of MEI, Issued USD 250 million 144A Bonds, listed at Singapore Stock Exchange.
- Signed several Gas Supply Agreement with PLN.
- Makes take over bid for Novus.

Wilayah Kerja Medco Energi • Medco Energi Working Areas





Keterangan gambar • Legends

- Eksplorasi **Exploration**
- Produksi **Production**
- Jasa Pemboran **Drilling Services**
- Pabrik Methanol **Methanol Plant**
- Pabrik LPG (mulai beroperasi tahun 2004)
LPG Plant (began operations in 2004)
- Pembangkit Tenaga Listrik **Power Plant**

Catatan • Notes

- 1) Dikembalikan ke Ramu Rombebai LLC bulan Oktober 2003
- 2) Per 31 Desember 2003, anjungan Rani Woro masih berada di Saudi Arabia. Dipindahkan ke Iran pada awal 2004
- 3) Mulai beroperasi tahun 2004

- 1) Relinquished to Ramu Rombebai LLC in October 2003
- 2) As of December 31, 2003, Rani Woro rig was still located in Saudi Arabia. Mobilized to Iran in early 2004
- 3) Operational in 2004.

Medco Energi yakin bahwa kesuksesan di masa mendatang lebih ditentukan pada **investasi terhadap sumber daya manusia**, dibandingkan aset nyata seperti blok penghasil minyak dan sistem TI.

At Medco Energi, we believe that, despite large investments made on tangible assets such as oil producing blocks or IT system, **it is the investment on people** that will determine future success.



● Prof. Dr. Subroto

● Ismail Saleh, SH

Ir. Arifin Panigoro ●

Prof. Dr. Subroto

Mantan Menteri Pertambangan dan Energi Republik Indonesia dan mantan Sekretaris Jenderal OPEC. Sejak tahun 1997 aktif memberikan nasihat kepada Perseroan, khususnya dalam masalah-masalah ekonomi makro dan perkembangan global usaha perminyakan.

Former Minister of Mines and Energy of the Republic of Indonesia and former Secretary General of OPEC. Since 1997 has actively advised the Company mainly on macro economic issues and global developments in the oil and gas business.

Ir. Arifin Panigoro

Pendiri kelompok usaha Grup Medco, memulai kiprahnya di dunia perminyakan dan gas sejak tahun 1980. Guna lebih memfokuskan dirinya sebagai anggota Parlemen, beliau mengundurkan diri dari kepengurusan Perseroan tahun 1998 dan sejak itu berperan sebagai penasihat Perseroan, khususnya dalam hal mengarahkan peluang-peluang usaha baru di bidang minyak dan gas.

Founder of Medco Group and involved in the oil and gas industry since 1980. In order to be more focused as member of the Parliament, he withdrew from the Company's management in 1998. Since then his role has been as advisor to the Company, notably in identifying new oil and gas business opportunities.

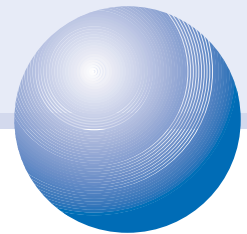
Ismail Saleh, SH

Mantan Menteri Kehakiman Republik Indonesia. Sejak bergabung dengan Perseroan tahun 1993, aktif memberikan nasihat kepada Perseroan khususnya dalam menjalankan usahanya sesuai dengan kaidah hukum dan perundang-undangan yang berlaku di Indonesia.

Former Minister of Justice of the Republic of Indonesia. Since joining the Company in 1993, has actively advised the Company in its business conduct mainly to ensure compliance with Indonesian business laws and regulations.



Komisaris Utama • President Commissioner
John S. Karamoy



Medco Energi meluncurkan strategi
multi-sektor untuk memastikan
tercapainya
pertumbuhan yang sehat
dan berkelanjutan.

Medco Energi has launched a multi-front
strategy, with the objective of
**ensuring sustainable and
healthy growth.**



Ekonomi Indonesia menunjukkan kinerja yang semakin membaik sepanjang tahun 2003. Meskipun harus menghadapi berbagai tantangan eksternal yang tidak ringan, seperti krisis Irak dan wabah SARS yang melanda Asia, perekonomian Indonesia tumbuh 4,1%, sedikit melampaui target Pemerintah yaitu 4%. Tingkat inflasi yang berhasil dipertahankan pada 5,09% sepanjang tahun 2003 dinilai sebagai salah satu prestasi terbaik perekonomian Indonesia. Begitu pula dengan nilai Rupiah yang menguat hampir 8% dari Rp 9.318/USD menjadi Rp 8.580/USD. Apresiasi Rupiah ini merupakan dampak dari derasnya arus modal masuk, yang mencerminkan kembalinya kepercayaan terhadap perekonomian dan iklim investasi di Indonesia.

Dengan memanfaatkan momentum pertumbuhan ekonomi, serta didukung oleh implementasi Tata Kelola Perusahaan yang baik, Medco Energi meluncurkan strategi multi-sektor untuk mencapai pertumbuhan yang sehat dan berkelanjutan. Di bidang Keuangan, Perseroan berhasil memperkuat posisinya, seiring dengan keberhasilannya dalam menerbitkan obligasi baru yang memiliki tingkat bunga yang lebih baik dan waktu jatuh tempo yang lebih panjang. Dana yang dihasilkan dari penerbitan obligasi ini semata-mata hanya akan digunakan untuk melaksanakan strategi ekspansi Perseroan, terutama melalui aliansi dan akuisisi strategis. Akuisisi blok Merangin-I dan Langsa di Sumatera dan Perjanjian Penjualan Gas dengan PLN yang ditandatangani belum lama ini menunjukkan komitmen Perseroan dalam melaksanakan strategi ekspansi yang telah dicanangkan.

Dalam bidang Operasi, Perseroan terus mengupayakan peningkatan kemampuannya di semua unit usaha yang digelutinya, termasuk eksplorasi dan produksi migas, jasa pemboran dan produksi metanol. Tujuannya adalah untuk mencapai tingkat efisiensi yang lebih baik, dengan tetap mempertahankan standar yang tinggi dalam hal manajemen kesehatan, keselamatan kerja, dan lingkungan.

Dalam usahanya untuk terus mengokohkan praktek-praktek Tata Kelola Perusahaan (GCG), Perseroan telah berhasil menyelesaikan penyusunan Buku Panduan mengenai Tata Kelola Perusahaan, yang kemudian digabungkan dengan Kode Etik Perusahaan yang telah ada, sehingga menjadi Buku Panduan mengenai Tata Kelola dan Kode Etik Perusahaan. Perseroan bertekad untuk mengimplementasikan standar GCG secara konsisten, sehingga peningkatan nilai yang berkelanjutan bagi pemegang saham dapat dicapai.

Melalui kesempatan ini, Dewan Komisaris ingin mengucapkan selamat datang kepada Ibu Retno Dewi Arifin dan Bpk. Sudono N. Suryohudoyo yang bergabung dengan Dewan Komisaris pada April 2003 dan juga Bpk. Suwit Pitrcart yang bergabung kemudian pada Januari 2004 sebagai anggota Komisaris yang baru. Kami yakin bahwa dengan keahlian dan pengalaman mendalam di bidang industri masing-masing akan memberikan kontribusi yang sangat berarti bagi upaya Dewan Komisaris untuk terus memperkuat fungsi pengawasannya. Atas nama Dewan Komisaris, kami juga ingin mengucapkan terima kasih kepada Bpk. Darmoyo Doyoatmojo dan Bpk. Chitrapongse Kwangskustiith atas kontribusi mereka sebagai anggota Dewan Komisaris.

Dengan menggaris-bawahi prestasi demi prestasi yang dicapai serta mengambil hikmah dari pengalaman sepanjang tahun 2003, Medco Energi menyongsong masa depan dengan penuh percaya diri akan kemampuannya untuk memelihara pertumbuhan yang sehat, memberikan nilai-nilai dan keuntungan bagi seluruh *stakeholder* serta yang paling utama, mencapai visinya untuk menjadi "Perusahaan Energi Pilihan."

Indonesian economy proceeded well into the final stage of recovery throughout 2003. Despite external challenges, such as the crisis in Iraq and SARS epidemic in the Asian region, Indonesia's economy grew at 4.1% rate, slightly exceeding the government target of 4%. The manageable inflation rate at 5.09% during 2003 is considered one of the best achievements of the Indonesian economy, along with a strong Rupiah, which has appreciated nearly 8% from Rp 9,318/USD at the end of 2002 to an average of Rp 8,580/USD. The Rupiah appreciation is mainly due to the heavy capital inflows, which reflect restored confidence toward Indonesia's economy and investment climate.

Taking advantage of the country's strong economy and supported by widely recognized Good Corporate Governance implementation, Medco Energi has launched a multi-front strategy, with the objective of ensuring sustainable and healthy growth. At the financial front, the Company has improved its leverage as it had successfully issued new corporate bonds with more favorable coupon rates and longer maturity date. The funds obtained from this new bonds issuance will be strictly used for implementing the Company's expansion strategy, through strategic alliances and strategic acquisitions. Recent acquisitions of Merangin-I and Langsa blocks in Sumatra and recent agreements with the State Electricity Company (PLN) reflected the Company's ongoing efforts to implement the expansion strategy.

On the operational front, the Company continued to enhance its capabilities in all of the business sectors it is engaging, including the oil and gas exploration and production, drilling services and methanol production. The objective is to enhance efficiency while maintaining high standards in health, safety, and environmental management.

In the effort to continuously strengthen its Good Corporate Governance (GCG) practices, the Company has completed the development of its Corporate Governance Manual, which was then integrated with the Company's existing Code of Ethics, to form the Corporate Governance and Ethics Manual (CG&E Manual). The Company is committed to maintain its rigorous standard in implementing GCG principles, to ensure continuous enhancement of shareholder's value.

In this opportunity, the Board of Commissioners would like to welcome Mrs. Retno Dewi Arifin and Mr. Sudono N. Suryohudoyo who joined the Board on April 2003 as well as Mr. Suwit Pitrcart who joined later on January 2004 as the new Commissioners. We are confident that their renowned expertise and in-depth industry experiences will provide significant contributions to the Board's effort to continuously enhance its oversight functions. To Mr. Darmoyo Doyoatmojo and Mr. Chitrapongse Kwangskustiith, on behalf of the Board, we also would like to express our highest appreciation for their exceptional contributions during their service as members of the Board.

Looking ahead, capitalizing from the achievements and wisely learning from experiences throughout 2003, Medco Energi is confident that it will be able to sustain healthy growth, provide values and benefit to its stakeholders and ultimately, achieve its vision to become "The Energy Company of Choice."

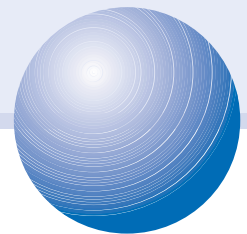
Komisaris Utama • President Commissioner

John S. Karamoy



Direktur Utama • President Director

Hilmi Panigoro



Pengelolaan mata rantai kegiatan usaha di bidang energi adalah tugas yang luar biasa, dan **Medco Energi** siap untuk menjalankan tugas tersebut.

Managing the comprehensive chain of energy business is a tremendous undertaking, and **Medco Energi** is up to that challenge.



Mengelola kegiatan usaha terpadu di bidang energi secara bertanggung jawab dan menguntungkan adalah suatu tugas yang luar biasa, dan Medco Energi siap untuk menjalankannya.

Untuk menjadi "Perusahaan Energi Pilihan," Perseroan secara konsisten melaksanakan tujuh strategi dasar yang dirancang untuk menjaga profitabilitas dalam jangka pendek dan memelihara tingkat pertumbuhan yang sehat dalam jangka panjang. Strategi tersebut meliputi: (i) mengganti atau menambah cadangan migas melalui eksplorasi dan akuisisi, (ii) membangun aliansi strategis dengan operator internasional, (iii) mengembangkan pemasaran gas yang belum terjual, (iv) memperbaiki efisiensi dan produktivitas, (v) menjaga fleksibilitas keuangan dan struktur keuangan yang konservatif, (vi) memastikan adanya dukungan dari komunitas lokal, dan (vii) meningkatkan standar Tata Kelola Perusahaan.

Strategi-strategi tersebut merupakan strategi jangka panjang, dan belum dapat diwujudkan secara optimal dalam tahun 2003. Meskipun demikian, pada tahun 2003, Medco Energi dapat membukukan Laba Bersih dan Pendapatan yang cukup memuaskan, yaitu masing-masing sebesar USD 53,44 juta dan USD 463,37 juta. Sementara itu Total Aktiva naik 30%, menjadi USD 978,96 juta di tahun 2003, dari USD 751,80 juta pada tahun 2002. Pada tahun 2002, Perseroan juga membagikan dividen sebesar USD 39,54 juta atau sama dengan Rp 344,75 miliar, setara dengan Rp 111 per saham.

Perseroan terbukti berhasil meraih kepercayaan dan rasa hormat, baik dari sesama perusahaan migas maupun dari institusi keuangan internasional, sebagai hasil dari kerja keras yang konsisten untuk memelihara manajemen keuangan yang berdisiplin tinggi, manajemen operasi yang efisien dan aman, manajemen sumber daya manusia yang produktif dan termotivasi, serta Tata Kelola Perusahaan yang berstandar tinggi. Salah satu indikator keberhasilan tersebut adalah kesuksesan Perseroan dalam menerbitkan obligasi berjangka waktu 7 tahun senilai USD 250 juta. Kesuksesan penerbitan obligasi Perseroan ini telah mendukung meningkatnya posisi Indonesia di pasar keuangan internasional, sejalan dengan penilaian positif yang diberikan oleh berbagai badan penilai internasional terkemuka.

Perseroan bertekad untuk terus memelihara reputasi dan kepercayaan yang telah berhasil diraih. Salah satu kegiatan utama adalah melalui penerapan prinsip-prinsip Tata Kelola Perusahaan. Pada tahun 2003, Perseroan berhasil menyelesaikan Buku Panduan Kode Etik dan Tata Kelola Perusahaan (*CG&E Manual*). Buku Panduan ini berisi kebijakan umum mengenai penerapan Prinsip-prinsip GCG, Nilai-nilai Perusahaan, dan Kode Etik Perusahaan.

Managing the comprehensive value chain of energy business in a profitable and responsible manner is a tremendous undertaking, and Medco Energi is up to that challenge.

To achieve its vision of becoming "The Energy Company of Choice," the Company has persistently implemented the seven basic strategies encompassing priority programs geared toward enhancement of profitability in the short-term and sustaining healthy growth in the long-term. The strategies include: (i) replace or add reserves through exploration and acquisition, (ii) build strategic alliances with international operators, (iii) develop market for uncommitted gas, (iv) improve operational efficiency and productivity, (v) maintain financial flexibility and conservative financial structure, (vi) ensure support from local community, and (vii) improve our Good Corporate Governance standards.

These strategies are long-term in nature, and have not been fully demonstrated in the Company's 2003 performance. Nevertheless, in 2003, Medco Energi has managed to book moderate amount of Net Income and Revenues which amounted to USD 53.44 million and USD 463.37 million, respectively. Meanwhile, Total Assets rose 30%, to USD 978.96 million in 2003, from the 2002 level of USD 751.80 million. During 2002, the Company has also paid out dividend in the amount of USD 39.54 million, or equivalent to Rp 344.75 billion. On a per share basis, the amount equals to Rp 111 per share.

In addition, as the result of relentless and consistent effort to maintain disciplined financial management, efficient and safe operation management, productive and motivated human resource management, and high-standard of Good Corporate Governance practices, Perseroan has earned trust and respect from its peer corporations, as well as from international financial institutions. This was particularly indicative when the Company successfully issued USD 250 million 7-year corporate bond. The successful bond issuance has also supported Indonesia's increasing visibility in the international credit market as the Company earned positive assessments from reputable international rating agencies.

The Company is determined to maintain this honorable trust and reputation. Among the key initiatives is through rigorous and consistent implementation of Good Corporate Governance principles. During 2003, the Company has successfully launched the Corporate Governance and Code of Ethics Manual (*CG&E Manual*). The Manual consists of general policies, reflecting all GCG Principles and the Company's Corporate Values, as well as Code of Ethics.

Di sektor hulu, Perseroan terus berupaya untuk mengatasi penurunan alami atas cadangan minyak utamanya di ladang-ladang yang berlokasi di Sumatera Selatan. Langkah strategi yang diambil adalah melalui pelaksanaan program akuisisi dan aliansi strategis. Dalam hal program akuisisi yaitu dengan dimenangkannya tender blok Merangin-I dan dimulainya proses penawaran untuk mengambil-alih Novus Petroleum Ltd. Disamping itu, berkaitan dengan program aliansi, Perseroan juga mengembangkan strategi kemitraan dengan perusahaan migas lainnya, seperti dengan PetroChina di Tuban, Jawa Timur; Pertamina di Senoro-Toili, Sulawesi Tengah; dan Mitsui Oil Exploration, Inc., Ltd. (MOECO) di Langsa, Nanggroe Aceh Darussalam.

Dengan penemuan ladang gas besar di Senoro-Toili, Sulawesi Tengah, Perseroan terus meningkatkan upayanya untuk mengembangkan pasar cadangan gas. Saat ini, Perseroan telah menjalin kemitraan yang kuat, baik dengan mitra nasional maupun internasional, untuk beragam kegiatan mulai dari pemasokan bahan bakar gas untuk Pembangkit Tenaga Listrik milik PLN sampai dengan pemasokan gas baku bagi produsen pupuk dan petrokimia.

Di awal 2003, dalam perjalanannya menjadi "Perusahaan Energi Pilihan," Perseroan telah memperbaharui komitmennya atas peningkatan kualitas manajemen dan operasi agar lebih aktif mengupayakan pengelolaan energi yang bertanggung jawab dan berkelanjutan. Hal ini tercermin dalam komitmen Perseroan yang baru, yaitu untuk "Mengelola Energi dari Alam. Untuk Alam." Komitmen ini akan menjiwai seluruh aspek operasional dan manajemen Perseroan dan tercermin dalam logo perusahaan yang baru.

Dengan komitmen manajemen yang baru, Perseroan terus berupaya meningkatkan upaya pembinaan hubungan kerja yang erat dengan masyarakat lokal dan pemerintah setempat melalui program-program Pengembangan Masyarakat. Program ini dilaksanakan dengan berlandaskan pada keyakinan bahwa operasi Perseroan haruslah bermanfaat, tidak saja bagi pemegang saham, tetapi juga bagi masyarakat setempat. Berkat program Pengembangan Masyarakat yang telah dilaksanakan oleh Perseroan melalui anak perusahaannya, PT Exspan Nusantara, pada tahun 2003, Perseroan mendapatkan kehormatan untuk menerima Penghargaan Padma dari Presiden RI, Ibu Megawati Soekarnoputri.

Sejalan dengan diadopsinya "Mengelola Energi dari Alam. Untuk Alam," Perseroan telah meluncurkan berbagai inisiatif di bidang manajemen Kesehatan, Keselamatan, dan Lingkungan (HSE). Beberapa inisiatif yang dilaksanakan antara lain melalui pengenalan "budaya pencegahan" pada seluruh karyawan dan

In the upstream business, the Company continues to put its best endeavor to respond to the challenges of natural decline of its primary reserves in the South Sumatra fields. The strategic initiatives launched in the quest for sustainable growth are the implementations of a strategic acquisition and strategic alliance program. The acquisition program is carried out by the obtention of Merangin-I block and the initiation tender offer process on Novus Petroleum Ltd. In terms of strategic alliance program, a cooperation program is crafted by the Company to jointly own and operate oil and gas fields in various regions in Indonesia, such as with PetroChina at Tuban, East Java; Pertamina at Senoro-Toili, Central Sulawesi; and Mitsui Oil Exploration, Inc., Ltd. (MOECO) at Langsa, Nanggroe Aceh Darussalam.

With the discovery of a large gas field at Senoro-Toili, Central Sulawesi, the Company has also been focusing its activities to develop market for uncommitted gas. To this extent, the Company has been developing strong alliances with domestic, as well as international partners for activities ranging from fuel-gas supply for power plants to feed-gas supply for petrochemical and fertilizer manufacturers.

Beginning in 2003, in its endeavor to become "The Energy Company of Choice", for all of its stakeholders, the Company has renewed its commitment to improve its management and operations with a stronger intention to become more involved, in ensuring responsible and sustainable use of energy. In this perspective, the Company proudly presents its renewed commitment, "Managing Energy from Nature. For Nature." A philosophy that will be ingrained in all aspects of the Company's operations and management functions. This renewed commitment is best reflected in the presentation of the Company's new logo.

The new management commitment has also been evident as the Company has been intensively building strong partnerships with local communities and governments, through its Community Development programs. These programs were implemented with a firm belief that the Company's operations shall be beneficial not only to shareholders, but also to local communities. Ultimately, thanks to the keen implementation of the Community Development program carried out through Medco Energi's subsidiary company, PT Exspan Nusantara, in 2003, the Company has been awarded by the President of the Republic of Indonesia, Mrs. Megawati Soekarnoputri, with the prominent Padma Award.

In accordance with the adoption of "Managing Energy from Nature. From Nature," as the Company's unifying theme, initiatives have been launched to achieve excellence in its Health, Safety, and Environment (HSE) management. The programs



perbaikan secara kontinu, guna mempertahankan posisinya sebagai perusahaan yang terdepan dalam penerapan standar keselamatan kerja.

Medco Energi berkeyakinan bahwa misi Perseroan untuk menjadi "Perusahaan Energi Pilihan" akan dapat diwujudkan di tahun 2004 mendatang dengan tetap diterapkannya tujuh strategi dasar Perseroan, yang memfokuskan pada usaha E&P, dan dimulainya diversifikasi usaha ke geotermal dan industri hilir. Dengan dicapainya misi tersebut, Perseroan juga yakin akan mampu untuk meningkatkan nilai pemegang sahamnya.

Berbagi keuntungan dengan pemegang saham merupakan salah satu komitmen Perseroan dalam terus meningkatkan nilai pemegang saham. Oleh karenanya, meskipun hasil operasi dan keuangan Perseroan pada tahun 2003 tergolong cukup saja, serta sejalan dengan Kebijakan Perseroan atas Dividen, Manajemen mempertimbangkan untuk membagikan dividen tahun 2003 kepada pemegang sahamnya. Proposal pembagian dividen ini akan diajukan dalam Rapat Umum Pemegang Saham Tahunan pada Mei 2004.

Pada akhirnya, perkenankan saya, atas nama seluruh karyawan dan manajemen Medco Energi untuk menyampaikan penghargaan yang setinggi-tingginya kepada para pelanggan, karyawan, mitra usaha, pemegang saham, dan Pemerintah Republik Indonesia, atas kerjasamanya sehingga kami berhasil melewati tahun 2003 yang penuh tantangan dengan sukses. Kami percaya bahwa dengan menjalin kerja sama yang kuat dan terus meningkatkan kontribusi, bersama-sama kita akan dapat menumbuhkan kemakmuran bagi seluruh *stakeholder*.

include promoting the "preventive culture" among all employees within the Company and continuous improvement to maintain its position as industry leader in safety performance standard.

Looking to the year 2004, Medco Energi remains confident that with the continuous implementation of the seven basic strategies, with primary focus on development of the E&P business, and begin diversifying its business into geothermal and downstream industry, its mission statement to become "The Energy Company of Choice" could be achieved. The Management also believes that by achieving its mission statement, the Company will be able to enhance its shareholders value.

It is one of the Company's commitment to continue enhancing the shareholders value through sharing its profit with the shareholders through distribution of dividend. Despite the moderate 2003 operational and financial results, and consistent with the Company's Dividend Policy, the dividend distribution to the shareholders for the year 2003 is also being considered by the Management. This dividend distribution will be proposed to the upcoming Annual General Meeting of Shareholders in May 2004.

In conclusion, on behalf of Medco Energi, I would like to extend our highest appreciation to our customers, employees, business partners, shareholders, and the Government of the Republic of Indonesia for a challenging, yet rewarding year. We believe that by nurturing seamless cooperation and enhancing contributions, together, we shall be able to foster prosperity to all stakeholders.

Direktur Utama • President Director

Hilmi Panigoro





“ Guna mencapai perbaikan kinerja yang berkelanjutan, **Peningkatan Kemampuan Operasional menjadi fokus utama kegiatan di sepanjang tahun 2003.**”

“ **Enhancing Operational Capabilities has been the focus of 2003 operations,** in order to achieve sustainable performance improvements.”

Eksplorasi & Produksi • Exploration & Production

Kegiatan eksplorasi dan produksi Perseroan dikelola oleh anak perusahaannya, PT Exspan Nusantara, yang sepanjang tahun 2003 memiliki 18 buah kontrak operasi, termasuk PSC Pasemah dan PSC Rombebai di wilayah Indonesia, serta PSC RSF-5 dan MOGE-3 di wilayah Myanmar, kesemuanya telah diserahkan kembali kepada otoritas pertambangan negara masing-masing. Kontrak-kontrak tersebut terdiri atas *Production Sharing Contract* (PSC), *Technical Assistance Contract* (TAC), and *PSC Joint Operating Bodies* (PSC-JOB). Kontrak terbaru yang diperoleh Exspan pada tahun 2003 adalah PSC Merangin-I di Sumatera Selatan dan TAC Langsa di Nanggroe Aceh Darussalam.

Menghadapi tantangan berupa penurunan alami produksi dan cadangan minyaknya, Medco Energi terus mengupayakan peningkatan produktivitas operasi melalui intensifikasi kegiatan eksplorasi dan produksi, peningkatan monetisasi gas, serta peningkatan efektifitas organisasi.

Untuk meningkatkan kinerja yang telah dicapai selama ini, Perseroan senantiasa berupaya untuk terus melakukan berbagai penyempurnaan pada semua lini usahanya. Untuk itu, "Peningkatan Kemampuan Operasional" menjadi fokus utama kegiatan di sepanjang tahun 2003. Salah satu program perbaikan yang telah dimulai pada pertengahan tahun lalu adalah reorganisasi fungsi-fungsi eksplorasi dan produksi. Direncanakan untuk selesai pada 2004, reorganisasi ini diarahkan untuk melaksanakan pengelolaan kegiatan operasi Perseroan dengan pendekatan aset migas yang dimiliki, sehingga Perseroan dapat memantau secara lebih akurat, produktivitas dan profitabilitas yang dihasilkan oleh setiap aset.

Teknologi informasi juga berperan penting dalam mengupayakan peningkatan efisiensi dan efektivitas operasi. Salah satu pencapaian penting di bidang ini pada tahun 2003 adalah telah diselesaikannya implementasi sistem *Production Database* di PT Exspan Nusantara, yang memungkinkan Perseroan untuk menelusuri informasi penting mengenai kegiatan dan kinerja produksi secara akurat dan tepat waktu.

Pada tahun 2003, Medco Energi memfokuskan kegiatan eksplorasi dan produksinya pada sumur-sumur potensial di wilayah Indonesia. Sejalan dengan hal tersebut, Perseroan telah mengembalikan 2 buah kontrak eksplorasinya di Myanmar kepada MOGE, perusahaan pengelola minyak dan gas milik pemerintah Myanmar. Di dalam negeri, Perseroan juga telah mengembalikan 2 buah kontrak migasnya kepada BP Migas, yaitu PSC Pasemah pada Februari 2003 dan PSC Rombebai pada Oktober 2003.

Medco Energi yakin bahwa melalui berbagai penyempurnaan yang telah dicapai dan akan terus menerus diupayakan, Perseroan akan dapat memulihkan produksi migasnya pada tahun 2004.

The Company's oil and gas exploration and production activities are carried out by PT Exspan Nusantara, a subsidiary company which during 2003 held 18 oil and gas contracts, including Pasemah and Rombebai PSCs in Indonesia, and RSF-5 and MOGE-3 PSCs in Myanmar, all of which were relinquished during the year. The contracts are mainly categorized in three types of arrangements, namely Production Sharing Contract (PSC), Technical Assistance Contract (TAC), and PSC Joint Operating Body (PSC-JOB). The Company's latest contracts that were acquired in 2003 were Merangin-I PSC in South Sumatra, and Langsa TAC in Nanggroe Aceh Darussalam.

Responding to the challenge of natural decline in its oil production and reserves, Medco Energi strives to maintain its productive operations through intensification of exploration and development activities, increasing gas monetization capabilities, and continuous improvement of organizational effectiveness.

The Company continuously tries to achieve substantial and sustainable improvements in all areas of operations in order to further increase its performance. Thus, "Enhancing Operational Capabilities" has been the focus of operational activities throughout 2003. One of the key areas of improvement is the reorganization of exploration and production functions. Initiated in mid 2003, this reorganization is planned for completion in 2004. Through this reorganization, activities are currently organized based on the Company's assets, enabling the Company to accurately monitor productivity and profitability.

Information technology has also been serving as a critical success factor to improve operational efficiency and effectiveness. Among the milestone on this front include the installation of a Production Database system that has been completed in late 2003 at PT Exspan Nusantara. Using the latest database technology, this system allows the Company to accurately and timely track critical information pertaining to the production performances.

In 2003, Medco Energi focused its exploration and production activities only in Indonesia. The Company's operations in two exploration blocks in Myanmar has been relinquished to MOGE, the Government of Myanmar's state-owned oil and gas company. While domestically, the Company has relinquished two oil and gas contracts to BP Migas: Pasemah PSC in February and Rombebai PSC in October 2003.

Medco Energi is confident that with those improvements, the Company would be able to improve its oil and gas production in 2004.



Aktivitas pemboran di salah satu anjungan lepas pantai milik anak perusahaan Medco Energi, PT Apexindo Pratama Duta Tbk.

Offshore drilling activity by Medco Energi's subsidiary company, PT Apexindo Pratama Duta Tbk.

CADANGAN

Otoritas Pasar modal AS (SEC) memberikan definisi atas Cadangan Terbukti (1P) sebagai perkiraan, dengan tingkat kepastian yang wajar, mengenai jumlah cadangan minyak mentah dan gas alam yang dapat diproduksi di masa mendatang, berdasarkan kondisi *reservoir* yang ada, serta kondisi perekonomian dan operasional yang berlaku, seperti tingkat harga dan biaya pada tanggal perkiraan. Perkiraan Cadangan Terbukti tidak memperhitungkan (1) minyak yang mungkin saja diproduksi dari *reservoir* yang ada, (2) tingkat produksi migas, yang dapat berubah-ubah, karena adanya ketidakpastian dalam interpretasi data geologis, karakteristik *reservoir* dan faktor ekonomi, (3) minyak dan gas yang tidak diproduksi (misalnya, karena dinilai tidak ekonomis), dan (4) minyak dan gas yang dihasilkan dari *oil shales*, batu bara, *gilsonite* dan sumber-sumber lainnya di wilayah kontrak yang dimiliki. Singkatnya, Cadangan Terbukti berkaitan erat dengan masa berakhir kontrak dan periode kontrak penjualan (untuk gas).

Cadangan yang dapat diproduksi setelah perpanjangan kontrak dianggap sebagai Cadangan Terduga (2P). Sementara cadangan gas yang belum memiliki pasar penjualan dimasukkan sebagai kategori Cadangan *Possible* (3P).

SEC mengharuskan perusahaan publik yang terdaftar untuk melaporkan cadangan migas berdasarkan 1P, sedangkan otoritas pasar modal di luar Amerika Serikat cukup berdasarkan 2P. Dengan mempertimbangkan posisi Medco Energi sebagai perusahaan publik dengan pemegang saham yang berasal dari berbagai negara dan sebagai penerbit surat hutang dibawah peraturan S dan 144A dari SEC, Perseroan memutuskan untuk melaporkan cadangan migasnya berdasarkan 1P dan 2P untuk memenuhi peraturan dari otoritas pasar modal, baik di Amerika Serikat, maupun di Indonesia.

Untuk itu, sejak tahun 2000, Medco Energi telah memakai hasil perkiraan Cadangan Terbukti dan Terduga yang dibuat oleh Gaffney, Cline and Associates (GCA) sebagai angka resmi untuk keperluan Laporan Tahunannya. Hal ini dilakukan meskipun hasil perhitungan internal Perseroan menunjukkan nilai yang secara signifikan lebih tinggi. Perubahan ini didasari oleh komitmen Perseroan untuk melaporkan angka perkiraan cadangan migas secara konservatif.

HASIL-HASIL 2003

Pada awal 2004, Medco Energi memutuskan untuk tetap menggunakan GCA sebagai auditor independen atas Cadangan Terbukti dan Terduga yang dimilikinya di Sumatera, Kalimantan dan Sulawesi per tanggal 1 Januari 2004. Tujuan dari audit ini adalah untuk mengetahui jumlah cadangan yang tersisa dari setiap lapangan, setelah memperhitungkan angka produksi selama tahun 2003.

Untuk lapangan diluar wilayah diatas, Perseroan menggunakan angka perkiraan cadangan hasil perhitungan internal atau hasil perhitungan yang pernah dibuat oleh auditor migas independen, dengan memperhitungkan angka produksi selama tahun 2003.

RESERVE

SEC defined Proved Reserves (1P) as the estimated quantities of crude oil and natural gas liquids which geological and engineering data demonstrate with reasonable certainty to be recoverable in future years from known reservoirs under existing economic and operating conditions, such as prices and costs, as of the date the estimate is made. Estimates Proved Reserves exclude: (1) oil that may become available from known reservoirs, (2) the recovery of crude oil, natural gas and natural gas liquids, which is subject to reasonable doubt because of uncertainty as to geology, reservoir characteristics, or economic factors, (3) crude oil, natural gas, and natural gas liquids that may occur in undrilled prospects, and (4) crude oil, natural gas, and natural gas liquids that may be recovered from oil shales, coal, gilsonite, and other such resources. In summary, Proved Reserves are dependent on both PSC and TAC contracts expiries and sales contracts period (for gas).

Reserves producible in the event of contract extension are classified as Probable (2P). Gas reserves for which there is no present day market are relegated to the Possible category (3P).

Publicly listed companies in the USA are required by SEC to report oil and gas reserves on a 1P basis, whereas other markets typically only requires reporting on a 2P basis. Medco Energi, as an oil and gas publicly listed company in Indonesia with beneficial shareholders originating from all over the world, and as issuer of Regulation S and 144A bonds, bonds that were conformed with the SEC regulations, has chosen to satisfy reporting requirements for each of these regulatory authorities.

Therefore, starting in 2000, Medco Energi adopted the Proved and Probable Reserves estimates by Gaffney, Cline and Associates (GCA) as the official numbers for Annual Report purposes, even though the Company's in-house computation has indicated higher numbers by a sizeable margin. The change was motivated by the desire to report only in the most conservative value of Proved Reserves.

2003 RESULTS

In early 2004, Medco Energi retained GCA to perform independent audits of Proved and Probable Reserves from its fields in Sumatra, Kalimantan, and Sulawesi as of January 1, 2004. The purpose of this audit is to identify the remaining reserves of each field after taking into consideration the production during 2003.

For other blocks, the Company used either in-house calculation or the previous calculation that has been certified by other oil and gas independent auditors, after taking into account the production from those fields in 2003.



Cadangan Terbukti GCA

Cadangan Terbukti (1P) untuk lapangan Perseroan di Sumatera dan Kalimantan adalah 113,9 MMBO minyak dan 150,1 BCF gas, dibandingkan dengan 147,4 MMBO minyak dan 126,6 BCF gas di tahun 2002. Hal ini mengindikasikan penurunan cadangan di tahun 2003, setelah memperhitungkan produksi bruto untuk tahun tersebut sebesar 23,8 MMBO. Sementara Cadangan Gas Terbukti Bruto meningkat setelah dikurangi produksi bruto sebesar 28,6 BCF.

Dibandingkan dengan tahun 2002, dimana Perseroan berhasil mendapatkan penggantian cadangan sebesar 18,0 MMBO, setelah dikurangi produksi sebesar 31,2 MMBO, pada tahun 2003, Perseroan mengalami kesulitan untuk mendapatkan penggantian cadangan. Namun demikian, perkiraan GCA atas cadangan minyak bumi Perseroan selalu lebih rendah dibandingkan perkiraan internal Perseroan. Pada 2002, data GCA menunjukkan cadangan sebesar 147,4 MMBO, dibandingkan dengan data Perseroan sebesar 191,5 MMBO. Untuk 2003, GCA memperkirakan jumlah cadangan sebesar 113,9 MMBO dibandingkan dengan perkiraan Perseroan sebesar 118,0 MMBO.

Cadangan Terbukti dan Terduga (2P)

Namun apabila dihitung berdasarkan 2P, angka perkiraan GCA untuk cadangan di Sumatera dan Kalimantan meningkat tajam, yaitu 206,4 MMBO minyak dan 515,0 BCF gas. Kenaikan angka perkiraan untuk cadangan minyak terutama disebabkan oleh adanya penemuan cadangan tambahan di ladang minyak Kaji Semoga, PSC Rimau, yang berhasil diperoleh melalui penerapan *artificial lift* dan *pressure maintenance*. Selain itu terdapat juga tambahan cadangan dari ladang Soka Baturaja, PSC SS Extension. Sedangkan perkiraan GCA atas cadangan migas berbasis 2P dari lapangan Senoro-Toili PSC-JOB tetap pada 31,2 MMBO dan 1,3 TCF (berdasarkan proporsi kepemilikan Perseroan).

Cadangan Terbukti dan Terduga dari Lapangan Lain

Pada 2002, Medco Energi membeli 25% kepemilikan pada PSC Tuban, yang dioperasikan oleh PetroChina, dan 70% kepemilikan pada PSC Lematang.

Berdasarkan perkiraan Perseroan, cadangan 2P atas PSC Tuban dan PSC Lematang per 1 Januari 2004 masing-masing sebesar 4,1 MMBO dan 172,5 MMBO.

GCA Proved Reserves

Aggregate Proved Reserves (1P) for the Company's blocks in Sumatera and Kalimantan combined were 113.9 MMBO of oil and 150.1 BCF of gas, versus 147.4 MMBO of oil and 126.6 BCF of gas in 2002. These numbers indicate a decline of reserves in 2003 after taking into account Gross Production of 23.8 MMBO during the year. On the contrary, Gross Proved Gas Reserves has improved after taking into account Gross Production of 28.6 BCF.

Compared to 2002, whereas there were crude oil reserves replacements of 18.0 MMBO after taking into account production output of 31.2 MMBO, this year the Company found difficulty to accumulate the oil reserves replacement. However, GCA's estimate on the Company's crude oil proved reserves are consistently lower than the Company's own estimates. In 2002, GCA estimates were 147.4 MMBO versus the Company's estimates of 191.5 MMBO. While in 2003, GCA's estimates was 113.9 MMBO versus the Company's own estimates of 118.0 MMBO.

Wilayah Kontrak Contract Area	1P		2P	
	Minyak Oil (MMBO)	Gas Gas (BCF)	Minyak Oil (MMBO)	Gas Gas (BCF)
Rimau PSC	89.9	25.7	163.7	50.2
SS Extension PSC	16.2	69.8	33.1	396.6
Sanga-sanga/Samboja/ Tarakan TAC	7.1	19.1	8.9	33.0
Tarakan PSC	0.7	35.5	0.7	35.5
Senoro-Toili PSC-JOB	-	-	31.2	1,291.5
Total	113.9	150.1	237.6	1806.8

Cadangan Minyak dan Gas Terbukti dan Terduga per 1 Januari 2004 yang disertifikasi oleh Gaffney, Cline & Associates (Consultants) Pte. Ltd. dengan menggunakan standar SEC/Crude Oil and Natural Gas Proved and Probable Reserves as of January 1, 2004, certified by Gaffney, Cline & Associates (Consultants) Pte. Ltd. using SEC.

GCA Proved and Probable Reserves (2P)

When calculated on Proven plus Probable (2P) basis, however, GCA's estimates on 2P reserves in Sumatera and Kalimantan show significant differences, with reserve predictions of 206.4 MMBO of oil and 515.0 BCF of gas. The discrepancy in oil reserve figures is primarily due to the additional oil reserves discovered

at Kaji Semoga oil fields, Rimau PSC, obtained through successful application of artificial lift and pressure maintenance. Whilst, the difference in gas reserve figures is mainly because recent gas discovery in Soka Baturaja oil field, South Sumatera Extension PSC. GCA's estimate on the 2P oil and gas reserves from Senoro-Toili PSC-JOB remain at 31.2 MMBO of oil and 1.3 TCF of gas (based on the percentage of the Company's working interest).

Proved and Probable Reserves of Other Blocks

In 2002, Medco Energi acquired 25% working interest of Tuban PSC, which is operated by PetroChina, and 70% working interest of Lematang PSC.

Based on the Company's estimate, the remaining 2P reserves of oil in Tuban PSC and Lematang PSC as of January 1, 2004 are 4.1 MMBO and 172.5 MMBO, respectively.

Ladang minyak lainnya belum dapat melaporkan angka perkiraan atas cadangan minyak dari ladang-ladang minyak lainnya, karena ladang-ladang tersebut masih dalam tahap eksplorasi.

PERKIRAAN 2004

Di tahun 2004, tambahan Cadangan Terbukti diharapkan akan mencapai 42,5 MMBOE, yang didapatkan antara lain melalui penemuan cadangan baru di Sumatera dan melalui penerapan *artificial lift* dan *pressure maintenance*, di ladang Kaji Semoga dan Soka.

WILAYAH EKSPLORASI

HASIL-HASIL 2003

Di tahun 2003, Perseroan telah membor 1 sumur eksplorasi dan telah melakukan akuisisi data seismik 2D sepanjang 381 km. Pemboran eksplorasi dilakukan untuk blok Madura. Sementara pengambilan data seismik 2D sepanjang 127 km dilakukan di PSC-JOB Senoro-Toili, dan sisanya, 274 km, dilakukan di blok Bengara, Kalimantan Timur. Perseroan juga melakukan pengambilan data seismik 3D untuk blok Asahan, Sumatera Utara.

Operasi Sumatera

PSC Pasemah

Seperti telah dilaporkan pada tahun lalu, dan sejalan dengan berakhirnya perjanjian PSC pada akhir 2002, Perseroan telah menyampaikan surat pernyataan untuk mengembalikan blok PSC ini kepada BP Migas. Pada Februari 2003, BP Migas, melalui suratnya nomor EXP-331/01, telah menerima usulan Perseroan tersebut.

PSC Asahan

Perseroan mendapatkan blok Asahan pada Oktober 2002. Walaupun belum berproduksi, Perseroan telah mengidentifikasi beberapa prospek berkualitas tinggi di lahan ini.

PSC Merangin-I

PSC Merangin-I adalah ladang migas yang berlokasi di sebelah barat laut ladang Kaji Semoga, ladang Perseroan yang paling produktif. Ladang ini meliputi wilayah seluas 3,247 km².

Perseroan membeli 100% kepemilikan atas ladang ini melalui proses pelelangan terbuka yang diadakan oleh BP Migas pada pertengahan 2003. Pengumuman pemenang lelang dilakukan pada Agustus 2003 dan pada bulan Oktober tahun yang sama, Perseroan dan BP Migas telah menandatangani perjanjian PSC. Perseroan melihat bahwa ladang PSC Merangin-I ini memiliki potensi cadangan yang tinggi, dengan perkiraan mencapai 100 MMBOE. Hal ini didukung oleh adanya anomali yang kuat pada target *reservoir*nya, karena lokasinya yang berada pada basin yang telah terbukti produktif.

Operasi Kalimantan

PSC Simenggaris

Blok ini diperkirakan mengandung cadangan gas berjumlah 25 BCF. Sepanjang 2003, Perseroan telah menyelesaikan seluruh persiapan pemboran sumur pertama, Bangku Besar A1. Kajian evaluasi ekonomis

The remaining blocks are still under exploration and the Company could not determine the exact numbers of the reserves.

OUTLOOK FOR 2004

An additional proved reserve of 42.5 MMBOE is forecasted for 2004. These additional reserves are expected mainly from Sumatera area and further recovery of Kaji Semoga and Soka fields through artificial lift and pressure maintenance.

EXPLORATION AREAS

2003 RESULTS

In 2003, the Company drilled 1 wildcat well and undertook a total of 381 km 2D seismic. The wildcat drilling was conducted in Madura block. While, 127 km of 2D seismic data was acquired for the fields in Senoro-Toili PSC-JOB in Central Sulawesi and the remaining 274 km of seismic was performed in Bengara block, East Kalimantan. The Company has also undertaken 3D seismic in Asahan block, North Sumatera.

Sumatra Operations

Pasemah PSC

As mentioned last year, and with the expiration of the PSC agreement on late 2002, the Company submitted a letter of intent to relinquish the block to BP Migas. On February 2003, BP Migas, through its letter No. EXP-331/01, has accepted the Company's proposal.

Asahan PSC

The Company acquired this block in October 2002. Although currently not yet producing, the Company has identified several high quality prospects in Asahan.

Merangin-I PSC

Merangin-I PSC is an oil and gas block, located northwest of the Company's most productive fields, Kaji Semoga in South Sumatra basin. The block covers an acreage of 3.247 km².

The Company acquired 100% working interest of the block through a competitive bidding process conducted by BP Migas in mid-2003. The bidding results was announced on August 2003 and by October of the same year, the Company and BP Migas signed the PSC agreement. The Company saw Merangin-I PSC as a highly potential reserve, with current estimate of around 100 MMBOE, and strong anomalies at target reservoirs due to its location on the basin, which has been proven through production of its surrounding fields.

Kalimantan Operations

Simenggaris PSC

This block contains gas reserve with an estimated amount of 25 BCF. Throughout 2003, the Company has completed all preparatory activities to drill the designated first well, Bangku Besar A1. In addition, economic evaluation study for Sesayap field has also



atas ladang Sesayap juga telah selesai dilakukan, dengan hasil pengembangan ladang yang dinilai ekonomis apabila harga gas minimum di setiap sumur sebesar USD 2,0/MMBTU.

PSC Bengara

Perseroan telah menyelesaikan akuisisi data seismik sepanjang 274 km pada tahun 2003. Data tersebut selanjutnya akan diproses dan dianalisa untuk menentukan program eksplorasi dan produksi selanjutnya.

Operasi Jawa Timur

PSC-JOB Madura

Sebuah sumur eksplorasi telah dibor dan 8 garis seismik telah diproses ulang untuk lahan ini. Pada kuartal keempat 2003, Perseroan telah melakukan evaluasi komprehensif atas kegiatan eksplorasi yang dilakukan di blok ini. Hasil awal memperlihatkan bahwa lahan tersebut mengandung cadangan gas yang besar, namun kegiatan eksplorasi lanjutan masih perlu dilakukan sebelum blok ini bisa dikembangkan secara komersial.

Saat ini, Perseroan juga melibatkan konsultan eksplorasi internasional untuk mengevaluasi potensi blok ini secara komprehensif dan multi-disipliner. Hasilnya akan digunakan sebagai dasar penyusunan program kerja dan anggaran untuk tahun mendatang. Periode eksplorasi PSC-JOB Madura ini akan berakhir tahun 2004 dan saat ini Perseroan sedang dalam proses pengajuan perpanjangan kontrak kepada BP Migas.

Operasi Sulawesi

PSC-JOB Senoro-Toili

Menindaklanjuti penemuan ladang gas besar di daerah ini, Perseroan telah melaksanakan pembangunan prasarana yang diperlukan guna mendukung rencana kegiatan eksplorasi dan produksi di tahun 2004. Salah satunya adalah penyelesaian proyek reklamasi dan pembangunan dermaga di Tiaka, yang sangat penting bagi mobilisasi peralatan berat pada saat pemboran.

Selain itu, Perseroan juga telah memulai program kajian bersama dengan beberapa mitra perusahaan dalam dan luar negeri dalam rangka maksimalisasi penggunaan cadangan gas yang ada.

Operasi Papua

Blok Rombebai dan Yapen

Berdasarkan hasil kajian yang telah dilakukan oleh ahli geologi internal, Perseroan memutuskan untuk menghentikan operasinya di blok Rombebai. Pada Oktober 2003, Perseroan telah mengembalikan kepemilikan dan lisensi operasi atas ladang ini kepada pemiliknya yang lama.

Sementara untuk blok Yapen, Perseroan masih terus mempersiapkan pemboran sumur lepas pantai, termasuk melakukan survei atas lokasi-lokasi pemboran potensial.

been completed, resulting in the development of this field which will be economical if the minimum gas price is USD 2.0/MMBTU for each wellhead.

Bengara PSC

The Company has completed 274 km of seismic data acquisition throughout 2003. The data will then be processed and analyzed to determine further exploration and production programs for this block.

East Java Operations

Madura PSC-JOB

An exploration well has been drilled and 8 seismic lines have been reprocessed in this block. In the fourth quarter of 2003, the Company has conducted comprehensive evaluation of all the exploration activities undertaken in the Madura PSC-JOB block resulting in preliminary conclusion that the block contains a potentially big gas reserve, although further exploratory activities need to be carried out before a commercial development of the block could be conducted.

Currently, the Company is engaging an independent, international E&P consultant to do a comprehensive multi-disciplinary assessment on the block. The result of this study would then be used as the basis for future work program and budget of this block. Madura PSC-JOB exploration period will expire in 2004 and presently the Company is conducting preparations to request for an extension from BP Migas.

Sulawesi Operations

Senoro-Toili PSC-JOB

Following substantial discovery of gas fields in this block, the Company has been conducting the infrastructure development activities to support the exploration and production activities planned for 2004. One key milestone was the completion of a reclamation project and jetty construction in Tiaka area, critical for mobilization of heavy equipment during the drilling operation.

In addition, the Company has initiated joint study programs with international and Indonesia state-owned companies for utilizing the existing gas reserves.

Papua Operations

Rombebai and Yapen blocks

Based on the result of recent study conducted by the Company's in-house geologists, the Company has decided to cease its operation in Rombebai block. On October 2003, the Company has re-transferred its working interest ownership and operatorship to its former owner and operator.

Meanwhile, in Yapen block, the Company continued to carry out preparation works to drill offshore exploratory wells, including survey for potential drilling sites.

PERKIRAAN 2004

Memasuki tahun 2004, Medco Energi memiliki keyakinan akan keberhasilan dari kegiatan eksplorasinya, difokuskan pada upaya untuk menemukan lahan-lahan migas yang baru sebagai pengganti cadangan yang mulai menurun. Perseroan telah siap untuk melakukan pemboran 6 sumur eksplorasi dan 1 sumur pengembangan. Pemboran eksplorasi akan dilakukan pada lahan-lahan yang prospektif, seperti Asahan di Sumatera Utara, Madura di Jawa Barat, Simenggaris di Kalimantan Timur, dan Senoro-Toili di Sulawesi Tengah. Di Madura, Perseroan berencana untuk mengambil data seismik tambahan sepanjang 300 km.

WILAYAH PRODUKSI

HASIL-HASIL 2003

Perseroan saat ini mengoperasikan 6 lahan produksi. Empat di antaranya adalah PSC di Sumatera Tengah dan Selatan, dengan total wilayah seluas 13.609 km².

Di Kalimantan Timur,

Perseroan mengoperasikan 1 PSC dan 1 TAC, dengan luas wilayah 316 km². Ladang produksi terbaru yang diakuisisi Perseroan adalah PSC-JOB Tuban di Jawa Timur (dimana Perseroan memiliki 25% kepemilikan) dan PSC Lematang di Sumatera Selatan. Keduanya diakuisisi pada tahun 2002. Sejumlah 34 sumur telah dibor di ladang-ladang tersebut.

Dari blok-blok tersebut, Perseroan di tahun 2003 berhasil memproduksi minyak sebesar 24,4 MMBO dan melakukan penjualan gas sebesar 32,1 BCF. Produksi minyak turun 22% dari produksi tahun lalu sebesar 31,2 MMBO. Penurunan ini terutama disebabkan oleh berkurangnya produksi dari ladang Kaji Semoga. Berbagai program peningkatan produksi telah dilakukan untuk menghambat penurunan produksi tersebut, antara lain dengan menjalankan program *fracturing* dan pengembangan pemboran. Di lain pihak, penjualan gas naik 30% dari angka tahun lalu sebesar 24,7 BCF. Kenaikan ini dihasilkan dari penandatanganan Perjanjian Penjualan Gas yang baru antara Perseroan dengan PLN untuk memasok tambahan gas bagi pembangkit listrik milik PLN di Sumatera Tengah, Sumatera Selatan dan Kalimantan Timur.

PERKIRAAN 2004

Produksi minyak rata-rata per hari untuk tahun 2004 diperkirakan mencapai 50,6 MBOPD, dimana dari jumlah tersebut, sebesar 2,7 MBOPD dihasilkan dari ladang-ladang Tuban. Perkiraan produksi tersebut mencerminkan penurunan 24% dibandingkan dengan produksi tahun 2003, terutama karena adanya penurunan produksi pada ladang terbesar Perseroan, yaitu Kaji Semoga. Perseroan terus mengupayakan untuk dapat menahan laju penurunan produksi

OUTLOOK FOR 2004

Looking ahead, Medco Energi remains confident regarding its exploratory activities. The objective is to look for new oil and gas discoveries to compensate the declining reserves of the Company's existing fields. In 2004, the Company is set to drill 6 exploration wells and 1 development well. The exploration drilling will be focused in the promising blocks of Asahan in North Sumatra, Madura in East Java, Simenggaris in East Kalimantan, and Senoro-Toili in Central Sulawesi. In Madura, the Company also plans to carry out an additional 300 km of seismic data acquisition programs.

PRODUCTION AREAS

2003 RESULTS

The Company presently operates a total of 6 producing blocks. 4 PSCs are located in Central and South Sumatra, with a total area of 13,609 km². In East Kalimantan, the Company operates 1 PSC and 1 TAC, with a total area of 316 km². The latest producing blocks acquired by the

Company are Tuban PSC-JOB in East Java (the Company owns 25% of working interest) and Lematang PSC in South Sumatra, both acquired in 2002. As many as 34 wells have been drilled in those areas.

From those blocks, the Company produced a total of 24.4 MMBO and sold 32.1 BCF of gas in 2003. The oil production showed 22% decrease from the previous level of 31.2 MMBO, primarily caused by the natural decline of Kaji Semoga block. Several production enhancement programs have been implemented throughout 2003 to reduce the declining rate in the block, including fracturing program and development drilling. The trend in gas sales, however, showed encouraging development with 30% increase from last year's sales of 24.7 BCF. The increase is largely due to the Company's success in attaining additional gas sales agreement with PLN to supply PLN's power plants in South and Central Sumatra Area, as well as in East Kalimantan.

OUTLOOK FOR 2004

Daily average production for 2004 is forecasted to be approximately 50.6 MBOPD, out of which 2.7 MBOPD will be produced from Tuban fields. The above production forecast represents a 24% overall drop from 2003, reflecting the ongoing production decline in the Company's largest field, Kaji Semoga. The Company expects to mitigate the lower output from the Rimau PSC block by a combination of well optimization, drilling horizontal wells to minimize pressure drawdown, stimulation of

Wilayah Kontrak Contract Area	Minyak Oil (MMBO)	Gas Gas (BCF)
Sumatra PSC	21.6	18.0
Lematang PSC	0.0	0.6
Kalimantan PSC	2.1	13.5
Tuban PSC-JOB	0.7	-
Total	24.4	32.1



tersebut melalui optimalisasi sumur, pemboran sumur-sumur horisontal, stimulasi formasi Telisa, *pressure maintenance* melalui injeksi air dan gas, serta *water shut-off* pada sumur-sumur perifer. Hingga saat ini, blok PSC Rimau masih merupakan lahan terbesar dengan kontribusi yang mencapai 77% dari keseluruhan produksi minyak Perseroan.

Operasi Sumatera

Hasil-hasil 2003

Perseroan mengoperasikan tiga PSC di Sumatera Tengah dan Sumatera Selatan dengan luas keseluruhan 8.479 km², yakni PSC Rimau, PSC Kampar/SSE, PSC Lematang dan TAC Langsa. TAC Langsa merupakan blok terakhir yang diakuisisi, yang meliputi wilayah seluas 77 km².

Produksi minyak mentah rata-rata tahun 2003 dari wilayah kerja Sumatera, termasuk PSC Lematang, adalah 59.195 BOPD, turun 24% dari angka tahun 2002, yakni 78.346 BOPD. Secara keseluruhan, produksi minyak di tahun 2003 adalah 21,6 MMBO dibandingkan dengan produksi tahun 2002 sebesar 28,6 MMBO. Harga minyak rata-rata di tahun 2003 adalah USD 29,33/barel dimana harga tahun 2002 adalah USD 25,30/barel.

Penjualan gas dari operasi Sumatera di tahun 2003 mencapai jumlah rata-rata 51 MMCFD, melalui PSC Kampar/SSE dan PSC Lematang. Penjualan gas ini ditujukan untuk memenuhi permintaan *feedstock* dan energi dari Pupuk Sriwijaya (PUSRI) dan PLN.

GCA mensertifikasi cadangan 1P untuk semua wilayah kerja Medco Energi di Sumatera (kecuali PSC Lematang) yang saat ini berjumlah 101,6 MMBO dan 216,3 BCF gas, sementara cadangan 2P disertifikasi sebesar 196,8 MMBO dan 446,8 BCF gas.

PSC Rimau

Ladang Kaji Semoga, yang terletak di wilayah PSC Rimau, ditemukan tahun 1996. Dengan kandungan awal 400 MMBO, penemuan ini merupakan salah satu penemuan yang terpenting di Indonesia dalam beberapa tahun terakhir. Sisa cadangan 1P dan cadangan 2P pada akhir tahun 2003, sesuai sertifikasi GCA, berturut-turut adalah 89,9 MMBO dan 163,7 MMBO, setelah dikurangi produksi sebesar 123,6 MMBO. Untuk tahun 2003, ladang ini memproduksi 18,9 MMBO, turun 28% dari produksi tahun lalu, yaitu 26,2 MMBO.

Telisa sands, improved pressured maintenance by water and gas injection as well as water shut-off in peripheral wells. To date, the Rimau PSC block remains to be the Company's largest producer, accounting for nearly 77% of total oil production.

Sumatra Operations

2003 Results

The Company operates three PSC's in Central and South Sumatra with a combined total area of 8,479 km², namely Rimau PSC, Kampar/SSE PSC, Lematang PSC and Langsa TAC, the latter being the latest producing block with a total area of 77 km².

The 2003 average daily crude oil production from the Sumatra producing fields, included Lematang PSC, is 59,195 BOPD, reflecting 24% decrease from the 2002 average rate of 78,346 BOPD. Total production for 2003 amounted to 21.6 MMBO compared with 28.6 MMBO in 2002. The average realized price of oil in 2003 was USD 29.33/barrel against USD 25.30/barrel in 2002.

Sumatra operations also generated average gas sales of 51 MMCFD during the year through its Kampar/SSE PSC and Lematang PSC. The gas sales were to fulfill feedstock and energy demand from Pupuk Sriwijaya, a state-owned fertilizer company (PUSRI) and PLN.

GCA certified Proved reserves for all of Medco Energi's Sumatra blocks, (except Lematang PSC), currently stand at 101.6 MMBO and 216.3 BCF for gas, while Proved and Probable (2P) reserves are 196.8 MMBO and 446.8 BCF for gas.

Rimau PSC

The Kaji Semoga field, located in the Rimau PSC block, was discovered in 1996. With over 400 MMBO originally in place, the discovery remains today as one of the most significant finds in Indonesia in recent years. Remaining Proved reserves (1P) and Proved & Probable reserves (2P) at year end 2003 as certified by GCA stood at 89.9 MMBO and 163.7 MMBO, respectively, after accounting for a total cumulative oil production from the field of 123.6 MMBO. Production from this field in 2003 amounted to 18.9 MMBO, representing 28% decrease from the 2002 production level of 26.2 MMBO.

Nama Wilayah Name of Area	Luas Wilayah Acreage in km ²	Masa Berlaku Kontrak Contract Expiry
Rimau PSC	1.577	April 2023
Kampar & SS Extension PSC	6.493	November 2013
Lematang PSC	409	April 2017
Langsa TAC	77	May 2007

Akibatnya, ekspor minyak mentah dari ladang Kaji Semoga di tahun 2003 juga turun sebesar 19% hingga sekitar 7,6 MMBO, dibandingkan dengan 9,4 MMBO pada tahun lalu. Namun demikian, harga rata-rata minyak ekspor dari Kaji Semoga berdasar ICP Minas, tercatat lebih tinggi, yakni USD 29,24/barel, jika dibandingkan dengan harga rata-rata tahun 2002, yaitu USD 25,43/barel. Perseroan mengekspor minyak melalui kontrak pembelian dengan BP Migas dari Indonesia, Mitsui Co, Ltd. dan Itochu, Corp., keduanya dari Jepang, serta PTT Public Company Ltd. dari Thailand.

Untuk memperlambat tingkat penurunan produksi, Perseroan telah menjalankan serangkaian program peningkatan kinerja sumur yang didasari pada kajian reservoir pada tahun 2002. Sepanjang tahun 2003, sebanyak 25 pekerjaan *fracturing* dan 10 pekerjaan pengembangan pemboran telah dilakukan, sehingga menghasilkan jumlah produksi keseluruhan 10.140 BOPD minyak. Perseroan akan melanjutkan program ini, guna memaksimalkan perolehan minyak dari lahan ini.

Untuk memanfaatkan gas yang dihasilkan di ladang Kaji Semoga, Perseroan saat ini sedang menyelesaikan pembangunan pabrik LPG yang dijadualkan beroperasi di awal tahun 2004. Dengan beroperasinya pabrik ini, sekitar 73.000 ton gas propan dan butan akan diproduksi untuk memenuhi permintaan LPG yang semakin meningkat di daerah Sumatera Selatan. Selain itu, sebagian dari *lean gas* yang juga dihasilkan oleh pabrik ini akan dijual ke pembangkit listrik PLN di wilayah ini.

Perseroan juga terus meningkatkan produksi gasnya pada 2004, seiring dengan ditandatangani Perjanjian Penjualan Gas dengan PLN pada Juli 2003, untuk memasok 6,8 MMCFD gas dari ladang Kaji Semoga untuk pembangkit listrik PLN di lahan tersebut.

Perseroan juga telah menandatangani perpanjangan kontrak dengan Pemerintah RI untuk beroperasi di blok Rimau dalam jangka waktu 20 tahun mendatang, terhitung sejak April 2003.

PSC Kampar/SSE

Dengan meningkatnya produksi ladang Soka, maka produksi minyak dari PSC ini meningkat hingga 7.500 BOPD, naik 21%, dari produksi tahun lalu sebesar 6.200 BOPD. Penjualan gas dari blok ini mencapai rata-rata 49,3 MMCFD, meningkat 26% dari angka penjualan tahun lalu, yaitu 39,1 MMCFD. Kenaikan ini terutama disebabkan adanya pasokan tambahan sebesar 9,3 MMCFD untuk pembangkit PLN di Indralaya dan pulihnya permintaan dari PUSRI hingga mencapai 40,0 MMCFD, mendekati tingkat permintaan normalnya, yaitu 45 MMCFD.

Dari 7.500 BOPD yang dihasilkan oleh PSC Kampar/SSE ini, sejumlah 1.750 BOPD diproduksi dari 7 sumur di Matra, ladang minyak terakhir yang ditemukan Perseroan pada November 2000. Sertifikasi cadangan minyak GCA telah disesuaikan menjadi 7 MMBO, dari perkiraan awal sebesar 14 MMBO.

Consequently, export of crude oil from the Kaji Semoga field in 2003 declined 19% to approximately 7.6 MMBO, from last year's figure of 9.4 MMBO. The average realized price for Kaji Semoga oil export, which is based on Minas ICP, recorded a higher figure of USD 29.24/barrel, compared to 2002 average price of USD 25.43/barrel. The Company exported crude oil with a purchase contract from BP Migas from Indonesia, Mitsui Co., Ltd. and Itochu, both from Japan, as well as PTT Public Company Ltd. from Thailand.

To slow down the rate of production decrease, the Company has been conducting a series of well performance enhancement program, based on the reservoir field study conducted in 2002. Throughout 2003, as many as 25 fracturing jobs and 10 development drillings have been conducted, resulting in total production of 10,140 BOPD. The Company plans to continue such production enhancement program to maximize oil recovery from this block.

To maximize the monetization of flared gas from Kaji Semoga fields, the Company is currently entering the final stage of LPG Plant Construction Project, scheduled to be operational in early 2004. With the commencement of this plant, up to 73,000 tons of propane and butane will be produced to fulfill increasing LPG demand in greater South Sumatra region. In addition, some of the lean gas, which was also the output of the plant, will be sold to PLN's power plants in the region.

Significant increase in gas production is planned in 2004, as the Company has signed the Gas Sales Agreement with PLN in July 2003, to supply PLN's Kaji Semoga Power Plant with up to 6.8 MMCFD of gas from its fields.

The Government of Indonesia has signed a contract extension for the Company's operation in Rimau block for a period of 20 years, starting April 2003.

Kampar/SSE PSC

Crude oil from this PSC has increased 21% to 7,500 BOPD, from the previous year production of 6,200 BOPD, with the incremental production coming from the Soka field. The Company's gas sales from this PSC averaged 49.3 MMCFD, reflecting a 26% increase from previous year's sales figure of 39.1 MMCFD. The increase is largely due to the additional supply of 9.3 MMCFD to PLN power plant at Indralaya and recovery of demand from Sriwijaya Fertilizer Company (PUSRI), reaching 40.0 MMCFD, compared to its normal demand level of 45 MMCFD.

From the above production level of 7,500 BOPD, Matra fields, the Company's latest oil discovery encountered in November 2000, contributed a total of 1,750 BOPD from 7 producing wells. From the realized production rate, the GCA certified oil reserves estimates have been adjusted to 7 MMBO, from the original estimates of 14 MMBO.



PSC Lematang

PSC ini merupakan salah satu ladang yang terakhir diambil-alih oleh Perseroan dengan 60% kepemilikan pada bulan Oktober 2002. Lokasinya di Sumatera Selatan dan meliputi wilayah seluas 409 km².

Pada Februari 2003, Perseroan meningkatkan porsi kepemilikannya, di PSC Lematang, dengan membeli 10% saham milik Novus di kawasan tersebut, sehingga kepemilikan Medco Energi di PSC Lematang pada tahun 2003 menjadi 70%.

Saat ini blok Lematang menghasilkan 1,65 MMCFD dan kondensat sejumlah 57 BOPD dari ladang Harimau. Gas ini dialirkan melalui pipa ke pabrik PUSRI di Prabumulih. Pada Januari 2004, Perseroan telah menandatangani perjanjian induk dengan Krakatau Steel untuk memasok gas hingga 100 MMCFD. Untuk itu, Perseroan akan segera melanjutkan pengembangan ladang Singa dan Banteng, yang diperkirakan dapat menambah cadangan gas Perseroan sebesar 140 MMCFD.

TAC Langsa

Perseroan, berpatungan 50%:50% dengan Mitsui Oil Exploration Co., Ltd. (MOECO), sebuah perusahaan dari Jepang, telah mengakuisisi 70% kepemilikan dari TAC Langsa pada Desember 2003.

TAC Langsa merupakan ladang penghasil minyak di selat Malaka, yang berlokasi 55 km di lepas pantai Nanggroe Aceh Darussalam. Meliputi wilayah seluas 77 km² dan kedalaman 310 kaki, blok ini memiliki potensi cadangan yang besar, dengan angka perkiraan GCA atas Cadangan 1P sebesar 4,5 MMBO dan 2P sebesar 7,0 MMBO, per Juni 2002.

Blok ini telah berproduksi sejak November 2001 dengan tingkat produksi minyak rata-rata sebesar 6.000 BOPD, dan dihentikan produksinya sejak Juli 2002. Dengan akuisisi ini, Perseroan akan melanjutkan produksinya pada kuartal kedua 2004, dengan tingkat produksi awal sebesar 6.000 BOPD.

Perkiraan 2004

Medco Energi optimis bahwa produksi dari blok Kampar/SSE, Lematang dan Langsa akan dapat mengkompensasi penurunan produksi pada blok Rimau. Selanjutnya, sejalan dengan perkiraan pertumbuhan ekonomi yang pesat di wilayah Sumatera Selatan hingga 5 tahun ke depan, permintaan pasokan energi akan melonjak tajam, hingga mencapai 10.000 megawatt. Kontrak penjualan gas terbaru dengan PLN untuk pembangkit listriknya di Indralaya, Kaji Semoga dan Borang hanya merupakan awal dari periode ekspansi pasokan energi di kawasan tersebut. Perseroan siap untuk menghadapi tantangan tersebut dan memenuhi kebutuhan energi dalam jumlah besar di masa yang akan datang.

Perseroan juga akan melanjutkan pengembangan Lematang PSC dan berharap akan dapat menambah cadangan gas Perseroan sebesar 140 MMCFD.

Lematang PSC

Acquired in October 2002 with 60% working interest, Lematang PSC is among the latest fields acquired by the Company. The block is located in South Sumatra and covers 409 km².

In February 2003, the Company increased the working interest in Lematang PSC by taking over 10% Novus share in the block, as a result in year 2003, Medco Energi owns 70% working interest in Lematang PSC.

Currently the block produces 1.65 MMCFD gas and 57 BOPD condensate from Harimau field. The gas was delivered by way of pipeline to Prabumulih, PUSRI fertilizer plant. In January 2004, the Company has signed a Head of Agreement (HOA) with Krakatau Steel to supply up to 100 MMCFD. To ensure adequate supply for such high level of commitment in gas sales agreement, the Company plans to continue the development of Singa and Banteng fields, which is estimated to add another 140 MMCFD to the Company's gas reserve.

Langsa TAC

The Company, in 50%:50% joint arrangement with Mitsui Oil Exploration Co., Ltd. (MOECO), a Japanese corporation, acquired 70% working interest of Langsa TAC on December 2003.

Langsa TAC is a crude oil producing field, located in Mallaca Strait, 55 kms offshore of Nanggroe Aceh Darussalam province. The block covers an acreage of 77 km², with water depth of 310 feet. It has high potential reserves, and GCA has estimated that its 1P oil reserves is 4.5 MMBO and 2P oil reserves is 7.0 MMBO as of June 2002.

The block has been producing crude oil at the average maximum rate of 6,000 BOPD since November 2001 and shutdown its production on July 2002. Following its acquisition, the Company expects that the crude oil production in Langsa will resume in the 2nd quarter of 2004 with an average initial production rate of 6,000 BOPD.

Outlook for 2004

Looking ahead, Medco Energi is optimistic that Kampar/SSE, Lematang and Langsa blocks will increasingly be able to offset the declining oil production of Rimau block. Furthermore, with the expected strong economic growth in greater South Sumatra region within the next 5 years, energy demand in this region will experience a dramatic surge, with the estimate reaching 10,000 megawatt. The recent gas sales contract with PLN for its Indralaya, Kaji Semoga and Borang power plants represents only a beginning of the expansive period for energy supply in the region. The Company is ready to take up the challenge of fulfilling such an aggressive trend in energy demand.

The Company will also continue the development of Lematang PSC and expect that it will be able to add 140 MMCFD of gas reserves.



Kalimantan Operations

2003 Results

Medco Energi operates 1 PSC and 1 TAC in East Kalimantan with a total area of 316 km². GCA certified that at year-end 2003 reserves for East Kalimantan operating areas on a Proved (1P) basis are 7.8 MMBO and 54.6 BCF of gas.

East Kalimantan daily crude oil production averaged 5,800 BOPD in 2003, representing a 19% decline from the 2002 level of 7,134 BOPD. The sales of gas in 2003 reached 37 MMCFD.

Approximately 65% of that production volume was supplied to the Company's methanol plant in Bunyu, while the remaining was delivered for PLN's power plants in Tanjung Batu and Gunung Belah.

Sanga-sanga/Samboja/Tarakan TAC

Average daily crude oil production in this block reached 5,100 BOPD in 2003, reflecting a 15 % decrease from the previous year production of 6,230 BOPD. GCA certified reserves for oil and gas in this block are 7.1 MMBO and 19.1 BCF, respectively.

Operasi Kalimantan

Hasil-hasil 2003

Medco Energi mengoperasikan 1 PSC dan 1 TAC di Kalimantan Timur dengan keseluruhan luas wilayah 316 km². Hasil sertifikasi GCA menyatakan bahwa di akhir tahun 2003 wilayah operasi ini memiliki cadangan 1P sebesar 7,8 MMBO dan 54,6 BCF gas.

Produksi minyak mentah rata-rata Kalimantan Timur di tahun 2003 adalah 5.800 BOPD, atau menurun 19% dari tingkat produksi di tahun 2002, yakni 7.134 BOPD. Penjualan gas di tahun 2003 mencapai 37 MMCFD. Sekitar 65% dari volume produksi tersebut dipasok untuk pabrik methanol milik Perseroan di Bunyu, sementara sisanya dipasok untuk pembangkit listrik PLN di Tanjung Batu dan Gunung Belah.

TAC Sanga-sanga/Samboja/Tarakan

Di tahun 2003, produksi minyak dari TAC ini mencapai 5.100 BOPD, turun 15% dari produksi tahun lalu sebesar 6.230 BOPD. Perkiraan internal Perseroan menunjukkan adanya cadangan minyak sebanyak 7,1 MMBO di wilayah ini, serta cadangan gas sebesar 19,1 BCF.

Pasokan gas alam Perseroan ke pembangkit listrik Tanjung Batu milik PLN berlanjut sepanjang tahun 2003, dengan total pasokan mencapai 12,9 MMCFD dari 5 sumur gas. Berdasarkan perkembangan harga dan tingkat permintaan di kawasan ini, Perseroan yakin bahwa pasar untuk gas yang dihasilkan dari lapangan ini akan terus berkembang, sebagaimana pertumbuhan ekonomi regional.

Wilayah Kerja Kalimantan • Kalimantan Working Areas

Nama Wilayah Name of Area	Luas Wilayah Acreage in km ²	Masa Berlaku Kontrak Contract Expiry
Tarakan PSC	180	2022
Sanga-sanga/Samboja/ Tarakan TAC	136	2008

The Company's delivery of natural gas to the Tanjung Batu power plant of the State Power Company, PT PLN (Persero), continued in 2003 with a total of 12.9 MMCFD supplied throughout the year from 5 producing gas wells. Considering the prevailing price level and demands for industrial oil and gas in the

region, the Company is confident that the market for its gas produced from this block will continue to experience a strong growth, as the regional economy maintains its healthy growth.

Tarakan PSC

The average daily oil and gas production from this block reached 700 BOPD and 24.1 MMCFD, respectively which represents 22% decrease for oil and 26 % increase for gas, compared to last year's production level of 900 BOPD and 19.1 MMCFD. The Tarakan PSC contract has recently been extended, with the renewed contract expiry in 2022.

Outlook for 2004

As the East Kalimantan region experiences swift pace of economic recovery, energy demand in the region is expected to increase significantly. At Tanjung Batu power plant, for example, upsurge in energy demand has resulted in 25% increase in Medco Energi's natural gas supply to the power plant, from 2002 average of 10.0 MMCFD to 12.5 MMCFD in 2003.



PSC Tarakan

Di tahun 2003, produksi minyak dan gas rata-rata di blok ini masing-masing mencapai 700 BOPD dan 24,1 MMCFD, turun 22% untuk minyak dan naik 26% dari produksi tahun lalu sebesar 900 BOPD dan 19,1 MMCFD. Kontrak atas PSC Tarakan ini telah diperpanjang hingga tahun 2022.

Perkiraan 2004

Dengan semakin membaiknya perekonomian di wilayah Kalimantan Timur, kebutuhan energi diperkirakan akan meningkat tajam. Di pembangkit listrik Tanjung Batu misalnya, kenaikan permintaan pasokan energi di tahun 2003 telah menyebabkan peningkatan pasokan gas dari Perseroan sebesar 25%, yakni mencapai 12,5 MMCFD, dibanding rata-rata pasokan tahun 2002 sebesar 10,0 MMCFD.

Dengan upaya berkelanjutan yang dilakukan Perseroan untuk memperbaiki produktivitas pabrik methanol di Bunyu, permintaan pasokan gas untuk pabrik inipun diperkirakan akan terus meningkat. Selain itu, dengan terus mengusahakan penjualan gas kepada konsumen lainnya, Perseroan optimis untuk mendapatkan penghasilan jangka panjang dari kontrak-kontrak pemasokan gas baru, termasuk kontrak selama 20 tahun dengan PLN yang akan berakhir tahun 2018.

Operasi Jawa Timur

Hasil-hasil 2003

Perseroan mengambil alih 100% kepemilikan EEX International Inc., yang memiliki 25% kepemilikan atas blok JOB Tuban. Lahan ini sebelumnya dioperasikan oleh PetroChina, yang juga menguasai 25% kepemilikan atas blok ini. Blok Tuban ini berlokasi di Jawa Timur dan meliputi luas wilayah sebesar 1.478 km².

PSC-JOB Tuban

Selama tahun 2003, Perseroan telah melakukan pemboran di 3 sumur, yang menghasilkan produksi sebesar 1.825 BOPD. Perkiraan internal menunjukkan bahwa cadangan minyak terbukti untuk lahan Tuban per Desember 2003 adalah 4,0 MMBO, dibandingkan dengan perkiraan yang dibuat pada bulan Januari 2003, yaitu 19,7 MMBO.

Perkiraan 2004

Total produksi bersih yang dihasilkan lahan Tuban untuk tahun 2004 diperkirakan mencapai 2,7 MBOPD. Sejumlah 5 sumur pengembangan direncanakan untuk dibor di tahun 2004.

Furthermore, as the Company's methanol plant at Bunyu continues to improve its productivity, the demand for gas supply to this plant is expected to increase significantly. While gas purchases from other consumers are sought, the Company is optimistic for securing long-term revenue from new gas deliveries, including a 20-year gas sales contract with the State Power Company lasting until 2018.

East Java Operations

2003 Results

In 2002, the Company took over 100% EEX International Inc. shares that had a 25% working interest in Tuban JOB block, and was operated by PetroChina, which took over 25% of Devon working interest at the same year. The Tuban block is located in East Java and covers 1,478 km².

Tuban PSC-JOB

During the year, the Company has drilled 3 wells, resulting in production of 1,825 BOPD. As of December 2003, in-house estimates on gross proved reserves for the Tuban block was 4.0 MMBO, compared with January 2003 figure of 19.7 MMBO.

Outlook for 2004

Total net production from Tuban for 2004 is forecasted 2.7 MBOPD. 5 development wells are planned to be drilled during the year.

Jasa Pemboran • Drilling Services

Upaya peningkatan kemampuan operasional di bidang jasa pemboran dilakukan oleh anak perusahaan Perseroan, yaitu PT Apexindo Pratama Duta Tbk (Apexindo). Melanjutkan keberhasilan *merger* dan penawaran saham perdana (IPO) di tahun 2002 yang telah memberikan suntikan modal senilai Rp 110 miliar, Perseroan telah menyelesaikan proses pembangunan 2 anjungan pemboran lepas pantai baru, yaitu Raissa dan Yani. Kedua anjungan baru tersebut kemudian langsung beroperasi untuk Total E&P Indonesia di ladang gas Tunu, Kalimantan Timur.

HASIL-HASIL 2003

Di tahun 2003, selain menyelesaikan pembangunan anjungan Raissa dan Yani, Perseroan juga telah menyelesaikan perbaikan dan *upgrade* atas anjungan lepas pantai Maera. Anjungan ini juga langsung dimobilisasikan untuk perpanjangan kontrak selama 3 tahun dengan ladang gas Total E&P Indonesia. Selain itu, Apexindo juga telah memenangkan kontrak dari Statoil yang berjangka waktu 3 tahun untuk anjungan Rani Woro. Anjungan ini akan digunakan untuk mendukung program pemboran lepas pantai di perairan South Parst, Iran. Secara keseluruhan, Perseroan telah memenangkan 3 kontrak pemboran lepas pantai baru di tahun 2003.

Apexindo juga terus melanjutkan penerapan standar kualitas dan keselamatan kerja di sepanjang tahun 2003. Utilisasi anjungan lepas pantai mulai pulih pada tingkat 78% dari angka tahun sebelumnya sebesar 70%, sementara utilisasi untuk anjungan darat sedikit menurun menjadi 57%, dari 61% pada tahun 2002. Sebanyak 117 sumur telah dibor dalam kurun waktu setahun ini, yang artinya meningkat 77% dibandingkan dengan kegiatan pemboran tahun lalu, yaitu 66 sumur. Sekitar 2/3 dari jumlah sumur tersebut, atau sebanyak 78 sumur dibor di daratan, sementara 39 sisanya merupakan sumur lepas pantai. Tabel terlampir menggambarkan data statistik kegiatan pemboran sepanjang tahun 2002 dan 2003.

Di bidang teknologi, telah diluncurkan pula penerapan proyek Sistem Informasi Pemboran (*Drilling Information System*), yang sangat penting bagi tersedianya data yang lebih akurat, cepat dan mudah diakses sehingga kualitas pengambilan keputusan akan dapat lebih ditingkatkan.

Komitmen Apexindo untuk menerapkan standar manajemen keselamatan kerja diperkuat dengan diraihnya penghargaan dari Menteri Tenaga Kerja dan Transmigrasi pada awal tahun 2003, atas kinerja Apexindo yang konsisten dalam mempertahankan tingkat kecelakaan kerja nihil (*Zero LTA*). Selain dari itu, Apexindo juga menerima penghargaan dari Unocal atas kinerja karyawan Anjungan 4.

Enhancing operational capabilities has been evident in Medco Energi's drilling services as carried out by its subsidiary, PT Apexindo Pratama Duta Tbk. (Apexindo). Following successful merger and Initial Public Offering (IPO) in 2002, that has provided the Company with fresh injection of capital amounting to Rp 110 billion, the Company has initiated, and completed the construction of 2 new offshore drilling rigs, namely Raissa and Yani. Furthermore, upon their delivery during the year, these new rigs were assigned directly to work for Total E&P Indonesia in Tunu gas field, East Kalimantan.

2003 RESULTS

In 2003, besides completing the construction of rig Raissa and Yani, the Company has concluded the refurbishment and upgrade of offshore Maera rig. This rig was also directly mobilized for a 3-year extension contract with Total E&P Indonesia gas field. Moreover, Apexindo has also won a new 3-year contract for its Rani Woro rig, from Statoil. This rig will support Statoil's offshore drilling program in

South Parst, Iran. Overall, the Company has won 3 new offshore drilling contracts in 2003.

Apexindo continued to rigorously implement high standard of quality and safety management throughout 2003. Utilization for offshore rig has recovered to 78%, from the previous year's level of 70%, while for onshore rig, utilization slightly decreased to 57%, from 61% in 2002. A total of 117 wells have been drilled during the year, representing an astonishing 77% increase from the previous year's 66 wells. Roughly 2/3 of the 117 wells, or 78 wells are drilled onshore, while the remaining 39 are offshore wells. The following table presents the complete statistics of the drilling activities during 2002 and 2003.

On the technology front, the Company has launched the implementation project of a Drilling Information System, which will enable the Company to improve accessibility, accuracy, and time of data supply, hence significantly improving the quality of critical decision-making process.

Apexindo's commitment to apply rigorous standard in safety management received significant encouragement when it earned the Certificate of Appreciation from the Minister of Manpower and Transmigration for consistent performance of zero loss time accident (*Zero LTA*) in early 2003. In addition, the Company also received a Letter of Commendation from Unocal for the excellent performance of Apexindo's Rig 4 personnel.

Statistik Kegiatan Pemboran • Drilling Activity Statistics

Kegiatan Activities	2002 (sumur/wells)	2003 (sumur/wells)
Lepas Pantai • Offshore		
Workover	2	6
Development	14	33
Darat • Onshore		
Exploration	8	5
Workover	35	53
Development	7	20
Total	66	117



Peresmian anjungan lepas pantai baru, Raissa, milik PT Apexindo Pratama Duta Tbk. pada bulan Maret 2003.

The launching of a new offshore rig named Raissa, owned by PT Apexindo Pratama Duta Tbk., on March 2003.

Dengan berbagai prestasi tersebut, Apexindo semakin kuat dan konsisten dalam komitmennya untuk terus memberikan pelayanan jasa pemboran dengan standar internasional, yang didukung oleh sumber daya manusia yang kompeten, peralatan yang mutakhir, dan standar manajemen kesehatan, keselamatan kerja, dan lingkungan (HSE) yang berkualitas tinggi. Apexindo yakin bahwa dengan menjamin kualitas serta keselamatan kerja pada seluruh aspek operasionalnya, keuntungan timbal balik akan didapatkan, baik oleh Apexindo maupun klien-kliennya, yang pada gilirannya akan menghasilkan pertumbuhan jangka panjang yang sehat dan berkelanjutan.

Dengan diselesaikannya pembelian 2 anjungan baru dan perbaikan 1 anjungan yang kesemuanya langsung bekerja untuk Total E&P Indonesia, maka Perseroan telah memperbaiki posisinya dan mampu mencapai target pertumbuhan usaha yang telah ditetapkan.

Dalam upayanya untuk secara konsisten menerapkan standar kualitas yang tinggi, Perseroan saat ini sedang dalam proses untuk memperoleh sertifikasi ISO. Proses sertifikasi ini diharapkan selesai pada awal tahun 2004.

PERKIRAAN 2004

Ke depan, Medco Energi optimis untuk dapat mempertahankan tingkat pertumbuhan yang sehat. Strategi pemasaran yang kokoh telah dikembangkan untuk menjamin penggunaan maksimal atas seluruh anjungan yang dimiliki, baik untuk operasi darat maupun lepas pantai.

Di sisi lain, Medco Energi telah mencanangkan upaya peningkatan efisiensi biaya yang bertujuan untuk membangun budaya "sadar biaya" di seluruh lingkungan Perseroan. Dengan memiliki budaya sadar biaya tersebut, maka karyawan di seluruh tingkatan dan bagian Perseroan diharapkan menyadari dampak kebiasaan kerja pada kinerja keuangan Perseroan.



With all of those achievements, Apexindo is committed to continually provide world class standard on all of its drilling services, supported by highly professional human resources, state of the art equipment, and a stringent health, safety, and environment (HSE) standard. Apexindo believes that by ensuring quality and safety in all aspects of its operations, mutual benefits can be realized by both Apexindo and its clients, resulting in sustainable and healthy growth in the long-term.

With the completion of 2 new rigs procurement and 1 rig refurbishment project, all of which were assigned directly to work for Total E&P Indonesia, the Company has improved its position and was able to achieve aggressive target business growth.

In the quest for consistent implementation of rigorous quality standard, the Company has initiated the ISO Certification initiative, launched in 2003. The initiative is set to be completed in the beginning of 2004.

OUTLOOK FOR 2004

Looking ahead, the Company is highly optimistic that it will be able to sustain a healthy level of growth. Aggressive marketing strategy has been developed to ensure maximum utilization of the Company's offshore and onshore rigs.

On the other hand, rigorous implementations of cost efficiency initiatives are scheduled throughout 2004, with the objectives of building a "cost-conscious" culture throughout the organization. With such culture, employees at all levels and functions are expected to be aware of the impact of their work habits to the bottom line of the Company's financial performance.



Anjungan Lepas Pantai • Offshore Rigs

Rig	Model	Tahun Pembelian Year Acquired	Well Control (psi)	Tingkat Kedalaman Pemboran (kaki) Drilling Depth (feet)	Lokasi Location	Pemberi Kontrak Lessee
Maera	Swamp Barge	2002	15,000 HP HT	25	Tunu	Total E&P Indonesia
Rani Woro	Jack Up	1994	10,000	350	Iran	Statoil, South Parst
Raisis	Swamp Barge	1995	10,000	25	Tunu	Total E&P Indonesia
Raissa	Swamp Barge	2002	15,000 HP HT	25	Tunu	Total E&P Indonesia
Yani	Swamp Barge	2002	10,000	25	Tunu	Total E&P Indonesia

Anjungan Darat • Onshore Rigs

Rig	Model	Tahun Pembelian Year Acquired	Well Control (psi)	Tingkat Kedalaman Pemboran (kaki) Drilling Depth (feet)	Lokasi Location	Pemberi Kontrak Lessee
2	HSMC HD 1500 E (HL)	1982	5,000	12,000	Indonesia Timur East Indonesia	Pertamina
3	HSMC HD 1500 E (HL)	1982	5,000	12,000	Bojonegara	-
4	Skytop Brewster NE-95 A	1983	10,000	15,000	Gunung Salak	Unocal Geothermal
5	Dreco Inc D 2000 E	1985	10,000	20,000	Suban Baru	Pertamina
8	Gradner Denver 800 E	1990	5,000	12,000	Badak	-
9	Gradner Denver 1500 E	1990	10,000	20,000	Badak	Vico Indonesia
10	Ideco E-2100	1993	10,000	20,000	Bojonegara	-
11	Skytop Brewster TR-800	1993	5,000	8,000	Badak	-
12	National 4225-D	1997	5,000	6,000	Tuban	Job Pertamina - Petro China
14	Skytop Brewster RR-850	1998	5,000	8,000	Bojonegara	-
15	Wilson Mogul 42	2000	5,000	6,000	Sumatera Selatan South Sumatra	PT Exspan Nusantara

Methanol • Methanol

Medco Energi memulai keterlibatannya dalam kegiatan usaha industri hilir dengan mendirikan PT Medco Methanol Bunyu (MMB) pada tahun 1997. Perusahaan ini berperan untuk mengoperasikan pabrik methanol di bawah Perjanjian Kerja Sama Operasi (KSO) dengan Pertamina yang berjangka waktu 20 tahun. MMB memulai kegiatan operasionalnya pada bulan April 1997, yang pada kenyataannya bukan saja memperluas kiprah Perseroan di bidang industri hilir, namun juga menciptakan peluang penjualan bagi produksi gas alam PSC Tarakan, yang lokasinya berdekatan dengan pulau Bunyu di mana MMB berada.

HASIL-HASIL 2003

Produksi MMB di tahun 2003 mencapai 265.451 MT. Walaupun tingkat produksi masih berada di bawah target produksi sebesar 296.000 MT, angka tersebut mencerminkan kenaikan 19% jika dibandingkan dengan tingkat produksi tahun 2002, yaitu 223.364 MT. Masa penghentian produksi untuk perbaikan berkala, juga telah mengalami penurunan selama tahun 2003 menjadi hanya 27 hari dibandingkan dengan angka tahun lalu yang mencapai 89 hari.

Sebagai akibat dari lonjakan harga methanol yang hampir mencapai 2 kali lipat hingga rata-rata USD 212/MT, dibandingkan dengan perkiraan awal tahun yang hanya USD 125/MT, maka MMB dapat meningkatkan pendapatannya.

Di bidang manajemen kesehatan, keselamatan kerja, dan lingkungan, MMB menunjukkan prestasi yang memuaskan. Hal ini tercermin dari penganugerahan "Zero Accident Award" kepada MMB selama 4 tahun berturut-turut. Keberhasilan ini telah dipertahankan oleh MMB untuk masa kerja sepanjang 22 juta orang per jam tanpa terputus. MMB juga telah memperoleh Plakat Emas SMK3 dari Departemen Tenaga Kerja dan Transmigrasi atas kinerjanya yang luar biasa di bidang manajemen kesehatan, keselamatan kerja, dan lingkungan.

PERKIRAAN 2004

Kecenderungan peningkatan permintaan dunia atas methanol dapat dilihat melalui peningkatan harga methanol secara terus-menerus yang mencapai rata-rata USD 212/MT di tahun 2003. MMB optimis akan mampu meningkatkan kapasitas produksinya sehingga mendekati target kapasitas sebesar 1.000 MT per hari.

Aspek penting lainnya yang menguntungkan bagi masa depan MMB adalah peningkatan jumlah pasokan gas yang didukung oleh adanya sumber-sumber gas baru seperti di Tarakan, Sesayap, Simenggaris dan Sembakung.

Medco Energi embarked on downstream activities with the founding of PT Medco Methanol Bunyu (MMB) in 1997, a company set up to operate the methanol plant under a 20-year Joint Management Agreement (JMA) with Pertamina. MMB began operations in April 1997, which not only expanded the downstream horizons of the Company, but also provided an outlet for its natural gas production from the Tarakan PSC, adjacent to Bunyu island on which the methanol plant is located.

2003 RESULTS

During 2003, MMB's production has reached 265,451 MT. Although that production level was short of the Company's target of 296,000 MT, it represented a 19% increase, compared to 2002 production level of 223,364 MT. Plant downtime for turnaround has also been significantly improved, with the total downtime for 2003 of 27 days, compared to last year's downtime of 89 days.

As a result of significant increase in methanol price which nearly doubled, reaching an average of USD 212/MT, as compared to beginning-of-year estimate of USD 125/MT, MMB was able to increase its revenues.

In the health, safety, and environmental management area, MMB demonstrates remarkable achievement as it received the Zero Accident Award for the 4th consecutive year. The Zero Accident performance record has actually been maintained uninterruptedly for more than 22 million man per hour. In addition, the Company has also earned the SMK3 Gold Plaque from the Minister of Labour and Transmigration for its excellent performance in health, safety, and environmental management.

OUTLOOK FOR 2004

With encouraging trend of world demand for methanol, as reflected in continuous increase in market price, averaged USD 212/MT in 2003, MMB is confident that it will be able to improve its production level to the near design capacity of 1,000 MT per day.

A key aspect that may work in favor of MMB in the future will be the increased availability of gas supply that has been bolstered by a new gas source in Tarakan, as well as in Sesayap, Simenggaris, and Sembakung field.



Pengecekan standarisasi temperatur *Reformer* yang dilakukan secara berkala oleh petugas lapangan PT Medco Methanol Bunyu di pulau Bunyu, Kalimantan.

Temperature control standardizing of *Reformer* which is carried out on a continuous basis by PT Medco Methanol Bunyu's field operator at Bunyu island, Kalimantan.

Manajemen Kesehatan, Keselamatan Kerja, dan Lingkungan

Program Kesehatan dan Keselamatan Kerja

Sesuai dengan falsafah Medco Energi untuk " Mengelola Energi dari Alam. Untuk Alam," maka Perseroan gigih memperjuangkan pelaksanaan manajemen kesehatan, keselamatan kerja, dan lingkungan sesuai dengan standar internasional.

Standar keselamatan kerja telah secara konsisten diterapkan di Exspan, anak perusahaan Medco Energi yang bergerak di bidang usaha eksplorasi dan produksi migas. Salah satu program utama yang dilakukan adalah peningkatan kesadaran seluruh pegawai akan keselamatan dan risiko kerja. Melalui program ini, " budaya pencegahan" disosialisasikan agar tercipta kesadaran mengenai pentingnya upaya-upaya pencegahan kecelakaan kerja dengan cara menghindari standar operasional yang tidak aman serta mendorong sikap kerja yang aman dan bertanggung jawab. Selanjutnya, melalui rapat-rapat rutin yang membahas masalah keselamatan kerja, seluruh tingkatan manajemen menunjukkan dukungan dan komitmen yang kuat untuk memastikan bahwa pola perilaku kerja yang aman dan bertanggung jawab dijalankan secara konsisten. Tujuan dari rapat-rapat rutin ini adalah untuk menumbuhkan pola pikir " keselamatan kerja adalah tanggung jawab semua pihak," sehingga seluruh karyawan dapat berpartisipasi secara aktif untuk mencapai tingkat keselamatan kerja yang tinggi. Frekuensi terjadinya kecelakaan kerja yang mengakibatkan penghentian operasi (*Loss Time Accident*), untuk operasi pemboran, baik di lokasi darat maupun lepas pantai, tercatat secara konsisten berada di bawah rata-rata industri selama enam tahun berturut-turut, yang dipublikasikan oleh *International Association of Drilling Contractors (IADC)*.

Selain itu, MMB, anak perusahaan Medco Energi yang bergerak di bidang usaha petrokimia, juga berhasil mencapai prestasi *Zero LTA*. Bahkan selama empat tahun berturut-turut, termasuk tahun 2003, MMB berhasil meraih penghargaan Nol Kecelakaan Kerja dari Departemen Tenaga Kerja dan Transmigrasi.

Program Lingkungan

Di bidang lingkungan, Perseroan terus menerus menunjukkan komitmennya untuk menjalankan operasi yang ramah lingkungan pada semua unit usahanya. Di wilayah kerja Kalimantan Timur, Perseroan secara aktif mensponsori program penanaman kembali tanam-tanaman produktif, seperti kacang-kacangan, mangga, durian, palem, jati dan anggrek. Selain mendukung program pemerintah dalam upaya peremajaan hutan, program ini juga memperkaya pengetahuan petani setempat, sehingga memberi mereka peluang untuk melakukan diversifikasi usaha untuk meningkatkan kesejahteraan masyarakat setempat.

Selain menebar bibit, Perseroan juga membantu pelaksanaan penelitian yang berkelanjutan untuk meningkatkan mutu bibit. Hasilnya antara lain adalah bibit pisang *cavendish*, mangga, salak dan durian. Sebanyak 10.000 bibit telah dikembangkan untuk mencapai hasil yang optimal. Pada operasi pemboran, Perseroan telah menerapkan sistem *water injection*, dimana limbah cair yang dihasilkan dari kegiatan pemboran tidak dibuang ke saluran air di permukaan, namun dialirkan kembali secara aman ke dalam sumur pemboran yang ada.

Perseroan percaya bahwa melalui upaya yang konsisten untuk meningkatkan partisipasi dan kontribusi kepada masyarakat dan lingkungan alam sekitar, maka Perseroan akan mampu berperan aktif dalam menumbuhkan kemakmuran tidak hanya bagi para pemegang saham namun juga untuk seluruh *stakeholders*.

Health, Safety, and Environment Management

Health and Safety Programs

In accordance with Medco Energi's adoption of " Managing Energy from Nature. For Nature," as the unifying theme throughout 2003, the Company has been aggressively pursuing world class standard of health, safety, and environmental management.

Rigorous implementation of safety standard has been implemented in Exspan, Medco Energi's subsidiary company for oil and gas exploration and production business. At the cornerstone of this effort is the ongoing program to enhance safety and risk awareness among all employees. Through this program, " preventive culture" was socialized to create awareness that work-related accidents can be prevented through the elimination of unsafe standard working procedures and the fostering of safe and responsible working manners. Furthermore, persistent support and commitment from all management levels is critical to ensure that desirable behavioral patterns are reinforced through periodical safety meetings. The objective is to instill the perception of " safety is everybody's business," encouraging active participation from all employees to achieve excellence in safety performance. The frequency of Loss Time Accident (LTA), both for onshore and offshore rigs has consistently recorded below the industry average for the last six consecutive years, published by the International Association of Drilling Contractors (IADC).

Moreover, Zero LTA performance has been demonstrated by Medco Energi's petrochemical subsidiary, MMB. For the last 4 years, including 2003, MMB has earned Zero Accident Award from the Ministry of Labour and Transmigration.

Environmental Programs

In the environmental front, the Company continued to demonstrate strong commitment toward environmentally friendly operations in all business units. In the East Kalimantan working area, the Company has been actively sponsoring the re-plantation of productive trees, such as beans, mango, *durian*, palm, teak and orchid. Besides supporting the Government's reforestation efforts, this program has enriched the knowledge of local farmers, enabling them to quickly diversify their business, and hence, improve the welfare of local communities.

Aside from spreading seeds, the Company has also been instrumental in the ongoing research to improve seed qualities. Among the resulting high-quality seeds program include cavendish banana, mango, *salak*, and *durian*. As many as 10,000 seeds have been maintained to achieve optimal result. In its drilling operations, the Company has been implementing the water injection system, where instead of being littered to open waterways, liquid waste resulting from drilling activities is injected harmlessly back to the wells.

The Company believes that by continuously enhancing participations and contributions to the surrounding community and natural environment, the Company will be able to foster prosperity not only to shareholders but also to all stakeholders.



Program penanaman kembali di Kalimantan Timur telah dilaksanakan dengan konsisten oleh Perseroan melalui anak perusahaan, PT Exspan Nusantara.

Replantation program in East Kalimantan has been vigorously carried out by the Company through its subsidiary company, PT Exspan Nusantara.



“ Disamping untuk memelihara profitabilitas dalam jangka pendek, Perseroan juga bertujuan untuk **membangun struktur pertumbuhan** yang sehat dan berkelanjutan dalam jangka panjang.”

“ While ensuring profitability in the short-term, the Company intends **to build a path of growth** that is healthy and sustainable in the long-term.”

Tahun 2003 merupakan periode yang penuh tantangan bagi Medco Energi. Dalam upayanya menjadi "Perusahaan Energi Pilihan," Perseroan secara intensif membangun kemampuan dan meningkatkan keterlibatannya, baik di bidang produksi dan pemasaran migas, maupun dalam pengembangan usaha di sektor industri hilir. Hal ini disamping bertujuan untuk memelihara profitabilitas dalam jangka pendek, namun juga diarahkan untuk mencapai pertumbuhan yang sehat dan berkelanjutan dalam jangka panjangnya.

Di bidang Perencanaan Korporat, berbagai inisiatif telah dijalankan untuk menjamin pelaksanaan strategi yang konsisten sampai ke tingkat operasional. Sementara kegiatan Pengembangan Usaha difokuskan pada upaya untuk mendapatkan pengganti bagi ladang-ladang migas milik Perseroan yang telah mengalami penurunan produksi, serta upaya untuk memperoleh penerimaan yang optimal dari sektor gas, seiring dengan penemuan cadangan yang cukup besar Senoro-Toili, Sulawesi Tengah.

PERENCANAAN KORPORAT

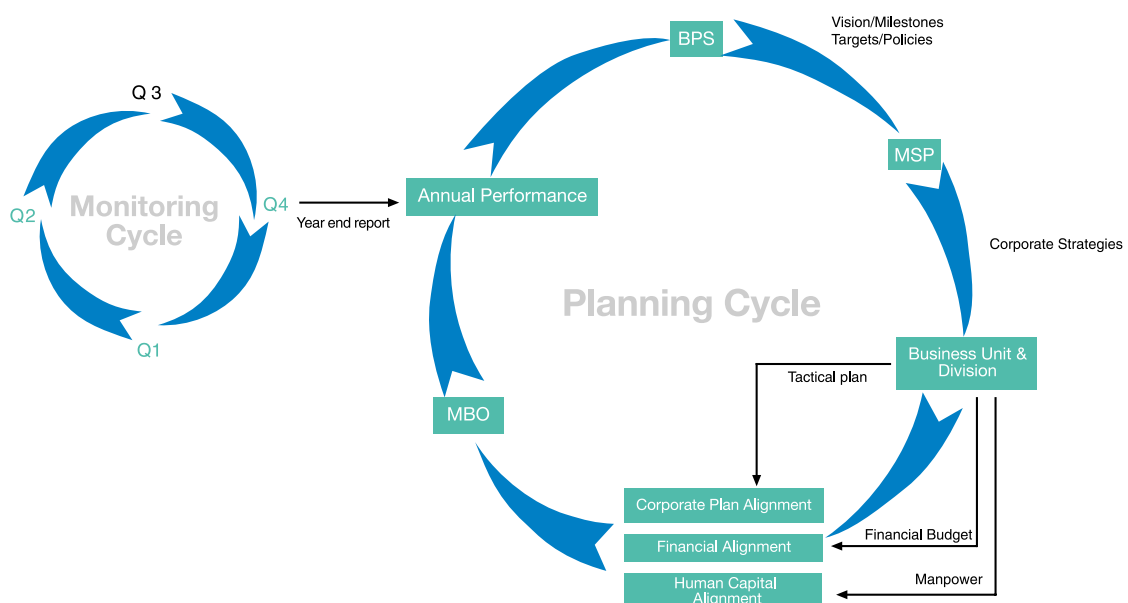
Kegiatan Perencanaan Korporat sepanjang tahun 2003 terfokus pada upaya untuk memastikan bahwa misi, strategi, dan arah Perseroan dapat dijabarkan secara tepat untuk menghasilkan rencana kerja yang realistis, serta memastikan terpeliharanya efisiensi keuangan sesuai dengan anggaran yang telah ditetapkan. Melalui proses perencanaan dan evaluasi, kesesuaian antara strategi yang diambil dan pelaksanaan di lapangan terus diupayakan. Disamping itu, upaya peningkatan jalur komunikasi yang efektif bagi arus balik informasi dari lapangan hingga ke tingkat korporat terus dilaksanakan, sehingga konsekuensi operasional dari keputusan bisnis yang diambil dapat terus dipantau.

2003 was a challenging year for Medco Energi. In its effort to become "The Energy Company of Choice," the Company has been intensely building capabilities and raising involvement in the areas of oil and gas production and marketing, as well as downstream business development. The objective is to ensure that, while maintaining profitability in the short-term, the Company will have a path of growth that is healthy and sustainable in the long-term.

In the Corporate Planning areas, various initiatives have been conducted to ensure consistent implementation and execution of strategic targets and directions, down to the operational levels. While the focus on Business Development is to explore opportunities for the replacement of the Company's naturally declining blocks and to obtain maximum gas monetization for its recently discovered, large reserves in Senoro-Toili, Central Sulawesi.

CORPORATE PLANNING

The Corporate Planning process throughout 2003 is primarily focused to ensure that corporate mission, strategies, and business directions are being properly translated to produce workable action plans, while maintaining financial efficiency in terms of budget. The planning and evaluation process will ensure that there will be a proper alignment in place between strategic directions and operating activities, and that communication path is effective for the information flow to provide better linkages between business decisions and operational consequences.





Lokasi pembangunan pabrik LPG di Kaji Semoga.
Pembangunan telah selesai pada awal kuartal
pertama tahun 2004.

Construction site of LPG plant in Kaji Semoga.
Construction was completed in first quarter 2004.

Siklus pemantauan kinerja berkala yang dilakukan setiap kuartal diberlakukan agar selalu dapat dilakukan perbandingan antara rencana kegiatan dan pelaksanaannya. Dengan demikian, masalah yang dihadapi dapat dideteksi secara dini, untuk selanjutnya dapat diambil tindakan perbaikan yang diperlukan. Kesemuanya ini bertujuan untuk memastikan bahwa tujuan strategis Perseroan dapat tercapai. Skema yang terlampir menggambarkan siklus perencanaan komprehensif yang telah diterapkan oleh Perseroan.

Skema siklus perencanaan Perseroan yang tertera merupakan perpaduan atas berbagai instrumen perencanaan yang saat ini digunakan, dengan tujuan untuk memastikan adanya keterkaitan yang erat dan konsistensi dalam arah strategis Perseroan secara keseluruhan. Perangkat *Key Performance Indicators* (KPI) yang lengkap juga telah dirumuskan agar manajemen dapat memantau dan mengevaluasi kinerja Perseroan, baik secara umum maupun secara sektoral, seperti misalnya pada aspek operasi, keuangan, teknologi, dan sumber daya manusia. KPI ini juga membantu manajemen agar dapat memantau kemajuan yang telah dicapai serta mengidentifikasi potensi masalah yang timbul di tingkat unit usaha.

Salah satu instrumen penting dalam siklus perencanaan strategis Perseroan adalah Rapat Penetapan Prioritas (BPS). Dalam rapat ini, Direksi melakukan analisa dan merumuskan revisi atas strategi yang diambil Perseroan dalam jangka waktu 5-10 tahun ke depan. Analisa ini dibuat berdasarkan kinerja terkini dan kondisi eksternal (seperti tren perekonomian dan industri) yang dapat mempengaruhi kinerja Perseroan. Rapat BPS ini diadakan pada bulan Mei 2003 dan memutuskan hal-hal di bawah ini:

- Memaksimalkan penciptaan nilai bagi pemegang saham.
- Berkonsentrasi pada upaya pengembangan produksi migas dengan memanfaatkan persyaratan PSC serta menjaga tingkat *cost recovery* yang maksimal.
- Menjalankan strategi pertumbuhan di bidang jasa pemboran melalui pengembangan aliansi strategis.
- Mengoptimalkan penerimaan dari sektor gas serta melakukan kajian atas pengembangan dan penciptaan nilai pada bidang usaha methanol dan petrokimia.
- Meningkatkan kemampuan internal, sumber daya manusia serta sumber daya organisasi lainnya untuk mencapai pertumbuhan usaha yang sehat dan berkelanjutan.

Instrumen penting lainnya dalam siklus perencanaan strategis Perseroan adalah forum Perencanaan Strategis Manajemen (MSP) dimana seluruh unit usaha dan divisi mempersiapkan perencanaan taktis dan anggaran tahunan, serta memastikan bahwa perencanaan tersebut sesuai dengan arah strategis Perseroan yang telah ditetapkan. Hasil dari forum MSP ini kemudian dipresentasikan untuk mendapatkan persetujuan Direksi pada rapat Penetapan Tujuan Manajemen (MBO). Di tahun 2003, rapat ini diadakan pada bulan September.

Pada tahun 2003, Grup Perencanaan Korporat juga telah menyelesaikan pembuatan Rencana Taktis, Panduan untuk Penetapan KPI dan Target

The quarterly monitoring cycle is then put in place to keep update of the progress of actual versus planned activities, so that "early warning signals" can be quickly detected by the management, and necessary corrective actions and strategic adjustments can be determined to ensure the achievement of strategic intent. The indicated graphic describes the comprehensive planning cycle that has been implemented.

The forementioned corporate planning cycle integrates various planning tools that exist in the organization to ensure alignment and consistency with the Company's overall direction. A comprehensive Key Performance Indicator (KPI) has also been established to assist top management in monitoring and reviewing corporate performance in general, as well as in the key management functions such as operation, finance, technology, and human resources. KPI also helps top management to monitor progress and identify potential issues at the business unit level.

One of the key instruments in the Company's strategic planning cycle is the Board Priority Setting (BPS) meeting. During this meeting, Board members review and formulate necessary revision to the Company's strategic direction over the course of 5 to 10 years period, based on the recent performance and prevailing external conditions (i.e. economical and industrial trends). Held in May 2003, the BPS meeting has concluded the following strategic directions:

- Maximize value creation for shareholders.
- Concentrate on developing oil and gas production areas by taking advantage of the PSC terms and maintain full cost recovery.
- Pursue growth strategy in drilling services through strategic alliances.
- Explore opportunities for optimization of gas monetization and conduct further studies pertaining to the development and value creation in methanol and petrochemical business.
- Enhance and accelerate internal capabilities, human capital and organizational resources to generate healthy and sustainable business growth.

Another key instrument in the Company's strategic planning cycle is the Management Strategic Planning (MSP) forum, where all business units and divisions prepare their annual tactical planning and budgeting, and ensure that they are in alignment with the strategic directions set in the BPS meeting. The results of this MSP forum will then be presented to the Board of Directors for their approvals in the Management By Objective (MBO) meeting. In 2003, this meeting was held in September.

During the year, the Corporate Planning Group had also finished the development of a Tactical Plan, Guidelines for Corporate KPIs and Targets, and the Business Situational Report. The latter is prepared in two editions. The External Edition, published annually in April, presents the Group's assessment on prevailing conditions of



Perusahaan, serta Laporan Situasi Bisnis (LSB). LSB ini dibuat dalam dua edisi. Edisi Eksternal, yang diterbitkan setahun sekali di bulan April, memuat evaluasi kondisi lingkungan bisnis yang dapat mempengaruhi proses pengambilan keputusan strategis di tingkat Korporat. Sementara itu, Edisi Internal, yang diedarkan hanya kepada eksekutif senior setiap bulan November, berisikan analisa yang terperinci atas dampak lingkungan bisnis terhadap posisi kompetitif dan arah strategis Perseroan.

PENGEMBANGAN USAHA

2003 merupakan tahun yang agresif bagi Divisi Pengembangan Usaha, dengan kegiatan yang terfokus pada upaya untuk menggantikan cadangan migas Perseroan melalui akuisisi dan aliansi strategis, optimalisasi penerimaan dari sektor gas, serta ekspansi usaha ke industri pembangkit listrik.

Di tahun yang sama, Perseroan telah menyelesaikan beberapa pengembangan basis data teknis untuk pembangkit tenaga listrik yang akan dibangun oleh Perseroan. Di bidang komersialisasi gas, prestasi yang telah dicapai termasuk ditandatanganinya beberapa kontrak untuk memasok gas ke pasar industri dan pembangkit tenaga listrik. Selain itu, beberapa studi kelayakan juga telah dibuat untuk mempelajari potensi pengembangan pembangkit tenaga listrik.

Monetisasi Gas

Saat ini, Perseroan memasuki tahap akhir proyek pembangunan pabrik LPG yang dijadwalkan akan mulai beroperasi pada kuartal pertama tahun 2004. Pabrik yang mulai dibangun pada pertengahan tahun 2003 tersebut akan menggunakan cadangan gas Perseroan di lapangan Kaji Semoga, dengan kapasitas produksi hingga 73.000 ton propan dan butan, untuk memenuhi permintaan pasar yang meningkat di daerah Sumatera Selatan.

Sementara itu, dalam upaya optimalisasi penerimaan dari sektor gas yang bersumber dari lapangan Senoro-Toili, Sulawesi Tengah, Perseroan telah melakukan negosiasi dengan pembeli dari dalam maupun luar negeri. Disamping itu, Perseroan melanjutkan partisipasinya dalam pengembangan ladang minyak Tiaka di lahan lepas pantai Toili. Perkiraan internal Perseroan menyimpulkan bahwa lahan Tiaka akan menambah cadangan minyak yang dimiliki Perseroan.

Akuisisi Aset Minyak dan Gas

Perseroan mengevaluasi tidak kurang dari 22 lapangan yang potensial dalam upayanya untuk mendapatkan penggantian yang cukup atas cadangan migas yang dimiliki dan mencapai pertumbuhan yang berkelanjutan. Sebagai hasilnya, telah dilakukan akuisisi atas dua lapangan yang sangat berpotensi di Merangin-I, Sumatera Selatan dan Langsa, Nanggroe Aceh Darussalam. Melalui eksplorasi intensif pada ladang-ladang tersebut, diharapkan Perseroan akan dapat mencapai kenaikan produksi minyak dan gas yang signifikan.

- Blok Merangin-I
Pada bulan Oktober 2003, Perseroan didukung oleh Pertamina melalui perjanjian kerja sama manajemen telah berhasil mendapatkan Kontrak Bagi Hasil (PSC) untuk blok Merangin-I, Sumatera Selatan dari Pemerintah RI, c.q. Departemen

the business environment that might influence the Company's strategic level decision making process. The Internal Edition is circulated exclusively for senior executives every November, containing detailed analysis on the impact of such business environment to the Company's competitive position and strategic direction.

BUSINESS DEVELOPMENT

2003 has been an aggressive year for Business Development Division, with activities focused on exploring opportunities for reserve replacement through strategic acquisitions and strategic alliances, optimal gas monetization, and business expansion into the power generation industry.

During the year, the Company has completed several technical database development for power plants that the Company planned to build. In the gas commercialization, the achievements include securing several new contracts to supply the industrial and power generation market. In addition, feasibility studies have also been developed for potential power-related projects.

Gas Monetization

The Company presently enters the final stage of the LPG plant construction project, scheduled to be operational in the first quarter 2004. Initiated in mid-2003, the LPG plant will utilize the Company's large gas reserves at Kaji Semoga block, producing up to 73,000 tons of propane and butane to fulfill increasing market demand in the greater South Sumatra area.

Meanwhile, to achieve swift and optimal monetization of large gas reserves in the Senoro-Toili block, the Company has negotiated with several potential local and international buyers. Furthermore, the Company continued its intense participation in the development of Tiaka oil field in the offshore Toili block. In-house estimates have concluded that Tiaka fields will add up the Company's reserves.

Acquisition of Oil and Gas Assets

To ensure adequate replacement and sustainable growth of the Company's oil and gas business, as many as 22 potential blocks has been rigorously evaluated throughout the year, resulting in the acquisition of two highly potential blocks: Merangin-I, South Sumatra and Langsa, Nanggroe Aceh Darussalam. It is expected that through intensive exploration in these blocks, the Company will be able to achieve significant increase in oil and gas productions.

- Merangin-I block
In October 2003, the Company, supported by Pertamina through a joint management agreement, has succeeded in securing a Production Sharing Contract (PSC) with the Government of Indonesia, c.q. the Ministry of Mining and Energy, for

Pertambangan dan Energi. Lahan ini meliputi wilayah seluas 3.226 km² dan berlokasi di salah satu cekungan yang paling produktif dikelilingi oleh ladang-ladang produktif di kawasan Sumatera bagian tengah. Saat ini diperkirakan bahwa lahan ini memiliki cadangan sebesar 100 MMBOE.

- **Sumur Jeruk**
Sejak bulan Oktober 2003, Perseroan efektif beroperasi di sumur Jeruk, blok Sampang, Jawa Timur, berdasarkan perjanjian penanaman modal bersama 50:50 dengan Santos. Operasi pemboran di sumur ini telah dimulai pada Desember 2003 dan dijadualkan akan selesai di awal tahun 2004. Perseroan optimis bahwa upaya pengembangan sumur tersebut akan mampu memperoleh peningkatan kapasitas produksi dan cadangan migasnya.
- **Blok Langsa**
Pada bulan Desember 2003, Perseroan menandatangani perjanjian pemegang saham dengan Mitsui Oil Exploration Corp., Ltd. (MOECO) untuk membentuk perusahaan dengan penanaman modal bersama 50:50 dengan nama Medco Moeco Langsa Ltd (MMLL). Perusahaan MMLL ini kemudian mengakuisisi 70% kepemilikan atas TAC Langsa dari MODEC Production (Langsa) Pte. Ltd. Dengan disahkannya perjanjian ini, maka struktur kepemilikan atas TAC Langsa saat ini adalah MMLL (70%), MODEC (20%) dan PT Indama Putera Langsa (10%). Berlokasi 55 km lepas pantai dari Nanggroe Aceh Darussalam, blok Langsa meliputi wilayah seluas 71 km² dan diperkirakan akan dapat memproduksi hingga 6.000 BOPD.

Perluasan Usaha

- **Pembangkit Energi Sengkang**
Pada bulan Oktober 2003, Perseroan ikut serta dalam Perjanjian Jual Beli Bersyarat dengan Trihasra untuk pembelian 5% kepemilikan Trihasra di Energi Sengkang. Keterlibatan Perseroan dalam pembangkit energi ini menegaskan kembali komitmennya untuk melebarkan sayap usahanya ke industri pembangkit tenaga listrik.
- **Proyek Pembangkit Energi Batam**
Di bulan Desember 2003, Menemas telah menerima tawaran Perseroan untuk membeli 54% saham yang dimiliki Menemas dalam proyek pembangunan pembangkit listrik yang berkapasitas 5,5 MW di Batam, Riau. Perjanjian jual beli untuk keperluan ini sedang berada dalam tahap akhir penyelesaian.
- **Penawaran Akuisisi atas Novus Petroleum Ltd.**
Pada tanggal 22 Desember 2003, Perseroan telah mengumumkan penawarannya untuk melakukan pengalihan saham di luar pasar (*off-market takeover*) untuk membeli secara tunai seluruh saham yang dimiliki Novus Petroleum Ltd. (Novus) dengan harga USD 1,74 per saham. Novus adalah perusahaan industri hulu milik Australia yang berfokus pada eksplorasi dan produksi minyak di 26 daerah operasi yang berlokasi di tujuh negara, termasuk Indonesia,

the Merangin-I block, South Sumatra. The block encompasses 3,226 km² and is located on one of the most productive basin in central Sumatra. The block is presently estimated to have around 100 MMBOE of reserves.

- **Jeruk well**
Effective as of October 2003, the Company operated the Jeruk well, in Sampang block, East Java, under a 50:50 joint venture arrangement with Santos. The drilling operation in this well started in December 2003 and is scheduled for completion in early 2004. The Company is confident that through this well development effort, it will be able to obtain significant improvement in reserve and production capacity.
- **Langsa block**
In December 2003, the Company signed a shareholder agreement with Mitsui Oil Exploration Corp., Ltd. (MOECO) for the purposes of setting up a 50:50 joint venture company, named Medco Moeco Langsa Ltd. (MMLL). The newly established MMLL then purchased 70% of the working interest of Langsa TAC from MODEC Production (Langsa) Pte. Ltd. With this agreement, the ownership of working interest for Langsa TAC are currently MMLL (70%), MODEC (20%), and PT Indama Putera Langsa (10%). Covering 71 km² in an area that is located 55 kilometers offshore of Nanggroe Aceh Darussalam, the Langsa block is expected to yield up to 6,000 BOPD.

Expansion of the Business

- **Sengkang Power Plant**
In October 2003, the Company has entered into a conditional shares sale and purchase agreement with Trihasra, for the purchase of Trihasra's 5% working interest in Energi Sengkang. The Company's involvement in this power plant reaffirmed its continuing commitment to pursue business expansion into the power generation industry.
- **Batam Power Plant Project**
In December 2003, Menemas has accepted the Company's offer to acquire Menemas' 54% stake in the project to build 5.5 MW power plant in Batam, Riau. The sales and purchase agreement on this subject is presently under the final stage of completion.
- **Proposed Acquisition of Novus Petroleum Ltd.**
On December 22, 2003, the Company has announced its intention to offer an "off-market takeover" to purchase all of the issued ordinary shares of Novus Petroleum Ltd. (Novus) for a cash payment of USD 1.74 per share. Novus is an Australian upstream company focused on exploration and production of oil and gas in 26 operating areas located in seven countries, including Indonesia, Australia, the United States, Oman, United Arab Emirates, Pakistan, and the Philippines. In Indonesia, Novus owns 25% interest in Kakap PSC, Natuna and 50% interest in Brantas



Australia, Amerika Serikat, Oman, Uni Emirat Arab, Pakistan, dan Filipina. Di Indonesia, Novus memiliki 25% saham di PSC Kakap, Natuna dan 50% di PSC Brantas, Jawa Timur. Upaya akuisisi ini konsisten dengan strategi Perseroan untuk menjadi operator kelas dunia dalam industri eksplorasi dan produksi migas, baik melalui pertumbuhan alami maupun melalui akuisisi strategis.

PROSPEK 2004

Medco Energi bertekad untuk mempertahankan fokusnya pada upaya mencapai tingkat produksi yang terbaik bagi aset yang saat ini dikelola dan upaya penambahan lahan produksi guna mencapai pertumbuhan usaha yang sehat dan berkelanjutan. Perseroan juga telah berketetapan untuk mengembangkan usahanya ke dalam industri pembangkit tenaga listrik, yang bertujuan untuk mempercepat monetisasi atas cadangan gas yang dimiliki. Dengan berbagai upaya tersebut, Perseroan yakin akan kemampuannya untuk mencapai visinya, yaitu menjadi "Perusahaan Energi Pilihan."

PSC, East Java. This acquisition attempt is consistent with the Company's ongoing strategy of building world class oil and gas exploration and production operations through both organic growth and appropriate acquisitions.

OUTLOOK 2004

Medco energi is determined to maintain its focus on achieving high productivity for the assets it is currently managing and on acquiring additional producing blocks to achieve healthy and sustainable business growth. The Company is also committed to expand its business into the power generation industry, with the strategic objective of accelerating the monetization of gas reserves it possesses. With all these efforts, the Company is confident that it will be able to achieve the vision of becoming "The Energy Company of Choice."



“ Berbagai inisiatif strategis telah diluncurkan untuk memperkuat infrastruktur manajemen, meliputi manajemen keuangan, sumber daya manusia, dan teknologi informasi.”

“ Strategic initiatives have been launched to strengthen the Company’s management infrastructure, encompassing financial, human resources and information technology management.”

Sepanjang tahun 2003, Medco Energi telah meluncurkan berbagai inisiatif strategis dalam rangka membangun infrastruktur manajemen yang kokoh agar dapat mendukung upaya Perseroan mencapai pertumbuhan yang sehat dan berkelanjutan. Di bidang Manajemen Keuangan, Perseroan telah berhasil menerbitkan obligasi baru dan penawaran penukaran obligasi (*exchange offer*) yang secara keseluruhan berjumlah USD 325 juta. Dengan suksesnya penerbitan obligasi ini, Perseroan kini memiliki struktur pendanaan yang lebih efisien dan fleksibel, seiring dengan waktu jatuh tempo surat utang yang lebih panjang.

Di bidang Pengembangan Sumber Daya Manusia, kegiatan pada tahun 2003 menitikberatkan pada: (i) peningkatan kemampuan dan ketrampilan karyawan dalam upaya untuk menjadi perusahaan energi yang terpadu, (ii) penyempurnaan sistem dan kebijakan manajemen SDM yang selaras dengan strategi keseluruhan Perseroan, dan (iii) pengembangan nilai-nilai Perseroan yang berdasarkan pada profesionalisme, integritas, dan pemberdayaan.

Sementara itu, di bidang Teknologi Informasi, Perseroan terus melaksanakan integrasi atas sistem informasi keuangan dan operasional dengan menggunakan piranti lunak SAP yang telah diakui secara internasional. Melalui penerapan sistem ini, kinerja Perseroan akan dapat dimonitor secara akurat dan tepat waktu.

Membangun Struktur Keuangan Yang Kuat

Reputasi dan kredibilitas Perseroan kembali dipertaruhkan saat menerbitkan obligasi baru dalam mata uang Dolar Amerika, berdasarkan Peraturan 144A dari otoritas pasar modal Amerika Serikat. Sebagai kelanjutan dari keberhasilan Perseroan menerbitkan obligasi Euro senilai USD 100 juta di tahun 2002, Perseroan telah menerbitkan obligasi baru senilai USD 250 juta dan penawaran penukaran obligasi untuk para pemegang obligasi senilai USD 72,5 juta.

Penerbitan surat hutang baru yang awalnya direncanakan senilai USD 150 juta tersebut ternyata mengalami 8 kali kelebihan permintaan sehingga nilai penutupan mencapai USD 250 juta. Kelebihan permintaan ini menunjukkan pulihnya kepercayaan investor tidak hanya kepada Perseroan, tetapi juga pada pemulihan ekonomi Indonesia. Obligasi baru ini memberikan perbaikan likuiditas dan pijakan yang kokoh untuk pertumbuhan Perseroan, dengan waktu jatuh tempo lebih lama (5 - 7 tahun), dan tingkat bunga yang lebih rendah.

Di sisi penawaran penukaran obligasi, Perseroan mengajukan kepada para pemegang obligasi untuk melonggarkan ketentuan kebijakan manajemen keuangan, yang diseimbangkan dengan pengetatan ketentuan dalam hal Tata Kelola Perusahaan. Penawaran ini disambut baik oleh para pemegang obligasi, dimana 99,9% dari pemegang obligasi yang ada dan sejumlah USD 75 juta dari obligasi lama yang ditukarkan, dan pemilik obligasi sisanya, senilai USD 26 juta, memberikan persetujuannya untuk menggunakan ketentuan baru, meskipun tetap mempertahankan obligasi yang lama.

Throughout 2003, Medco Energi has launched various strategic initiatives to ensure that solid management infrastructure is appropriately in place to support the Company's quest for healthy and sustainable growth. In the Financial Management aspect, the Company has successfully issued new bonds and exchange offer with the total amount of USD 325 million. This new bonds issuance provides the Company with improved cost structure for the Company's overall financing scheme, as well as improved financing flexibility, through a longer maturity date.

Another key area of concern is the continuing development of Human Resources, which in 2003 has been focused on (i) enhancing employee's skills and capabilities as the Company strives to become an integrated energy company, (ii) strengthening the HR management policies and systems to ensure alignment with the Company's overall strategy, and (iii) nurturing corporate values that are based on professionalism, integrity and empowerment.

Finally, in the area of Information Technology, the Company continued the corporate-wide implementation of integrated financial and operational information system using the internationally-acclaimed SAP software. The objective is to ensure that corporate performance can be monitored in an accurate and timely manner.

Building a Strong Financial Structure

The Company's reputation and credibility was once again put at stake when it launched the issuance of a new foreign-denominated bonds under the United States Security Exchange Committee's Rule 144A. Following up the Company's successful issuance of USD 100 million Eurobond in 2002, the Company has issued new bonds in the amount of USD 250 million and exchange offer to its existing bondholders, totaling USD 72.5 million.

Initially planned for USD 150 million, the new debt issuance was more than 8 times oversubscribed, resulting in the closing value of the bonds of USD 250 million. The oversubscription reaffirmed restored investor's confidence, not only to the Company, but also to Indonesia's strong economic recovery. The new bonds provided the Company with improved liquidity and stronger platform for growth, as they have longer maturity date (5 to 7 years), and lower interest rate.

On the exchange offer side, the Company offered bondholders with less restrictive covenants on the financial management policy, balanced with more stringent covenant on Good Corporate Governance. The offer was widely accepted as 99.9% of existing bondholders participated and USD 75 million of the old bonds were exchanged, while the remaining USD 26 million of bonds submitted their consent to the new covenants but kept their old bonds.



Perseroan telah menyatakan komitmennya untuk menggunakan dana hasil penerbitan obligasi ini untuk pengembangan kegiatan usaha di sektor hulu, dan bukan kegiatan penyediaan jasa dan sektor hilir yang selama ini sudah digeluti oleh Perseroan.

Upaya Membangun Sumber Daya Manusia yang Unggul

Perseroan yakin bahwa di samping investasi pada aset "nyata," seperti konsesi ladang minyak, peralatan dan sistem teknologi informasi, kesuksesan Perseroan sangat ditentukan oleh investasinya di bidang sumber daya manusia. Keyakinan ini dijabarkan melalui Visi SDM yang telah disosialisasikan, yaitu "menarik, mengembangkan, memotivasi serta mengoptimalkan kinerja dan produktivitas karyawan melalui pendekatan dan sistem manajemen SDM yang standar di lingkungan kelompok usaha Medco Energi, dalam upaya mencapai visi, misi dan tujuan perusahaan."

Sebagai penjabaran dari Visi SDM diatas, Rencana Taktis Manajemen SDM untuk periode 2002-2007 telah disusun yang mencakup langkah-langkah berikut:

1. Memperkuat nilai-nilai dan budaya Perseroan.
2. Memperbaiki kondisi kerja.
3. Meningkatkan produktivitas dan kompetensi karyawan.
4. Menyempurnakan berbagai proses penting dalam SDM.

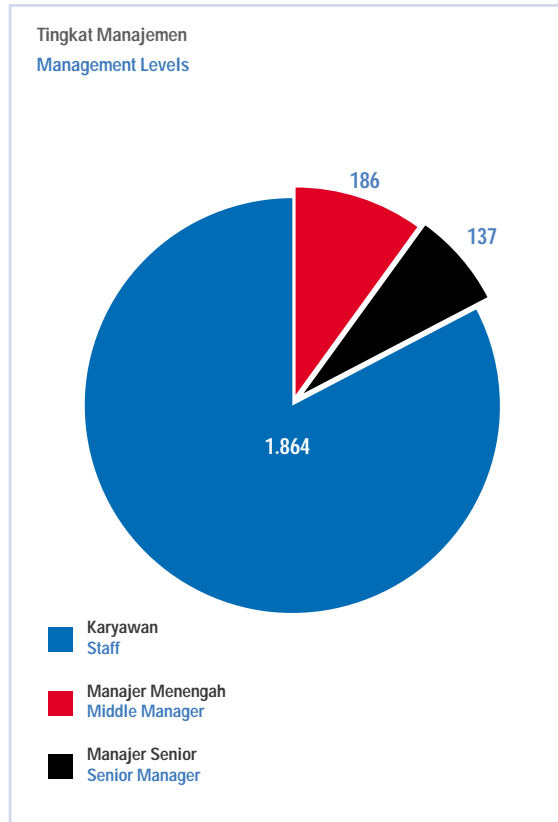
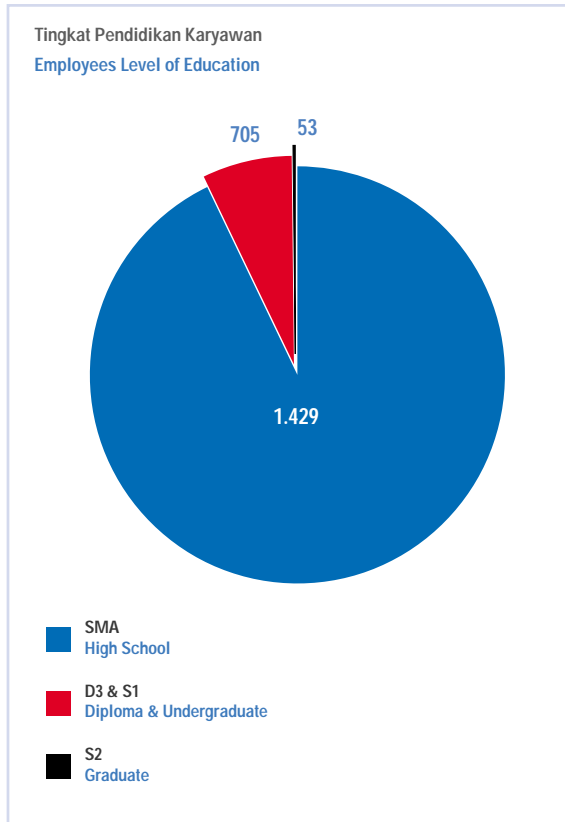
The Company has expressed its commitment to use the proceeds of these debt issuance initiatives for further development of its upstream business, and not the downstream and service business it is currently involved in.

Pursuing Excellence in Human Resource Management

The Company believes that, despite large investments made on tangible assets such as oil producing blocks or information technology system, it is the investment on people that will determine the success of the Company. This belief was reflected in the Company's Vision on HR management that has been socialized throughout the organization, described as "to attract, develop, motivate and maximize employee performance and productivity through common HR management system & approaches across Medco Energi Group, in order to achieve the corporate vision, mission and business objectives."

To realize the above HR Vision, a 2002-2007 Tactical HR Management Plan has been developed, encompassing the following strategies:

1. Corporate culture and values enhancement.
2. Work condition enhancement.
3. Competencies and productivity improvement.
4. Strengthening key HR processes.



Saat ini, Perseroan mempekerjakan lebih dari 2.100 pegawai pada keseluruhan kelompok usahanya, dengan data seperti tercantum pada diagram.

- **Memperkuat Nilai-nilai dan Budaya Perusahaan**
Pada tahun 2003, Perseroan mulai berupaya untuk menganalisa serta mempertajam Nilai-nilai Perusahaan, yang ditujukan untuk mendukung Perseroan agar dapat memenuhi tantangan masa depan berupa perubahan lingkungan usaha yang pesat dan semakin kompetitif. Untuk mendukung upaya ini, Perseroan telah memulai program pelatihan dengan topik " *The 7 Habits of Highly Effective People.*" Selama program ini diperkenalkan beberapa perilaku seperti " *begin with end-in-mind*" yang mendisiplinkan karyawan untuk selalu fokus pada tujuan yang ingin dicapai, dan " *seek to understand, then be understood*" yang sangat penting untuk meningkatkan kualitas komunikasi internal Perseroan.
- **Meningkatkan Produktivitas serta Kompetensi Karyawan**
Dalam hal peningkatan produktivitas dan kompetensi karyawannya, Perseroan menitikberatkan pada upaya peningkatan ketrampilan dan kemampuan teknis karyawan dan penugasan " orang yang tepat pada posisi yang tepat." Hal ini penting, untuk mendukung Perseroan menjadi sebuah perusahaan energi terpadu. Implementasi strategi ini dimulai dengan menjalankan Program Penilaian Manajemen (*Management Assessment Program*) yang mengevaluasi 71 karyawan di tingkat eksekutif dan manajer senior dibantu oleh DDI Inc., sebuah perusahaan yang telah diakui secara internasional di bidang evaluasi SDM. Hasil dari program ini akan dipakai untuk mendukung pelaksanaan Program Pengembangan Individu, yang memberi kesempatan pada karyawan untuk mempresentasikan dan mendiskusikan minat dan karirnya dengan atasan mereka, dan memformulasikan rencana pengembangan karir yang telah disepakati bersama. Rencana pengembangan karir ini akan mencakup juga program pelatihan yang dibutuhkan dalam perjalanan peningkatan karir dari masing-masing karyawan.

Beberapa pencapaian penting dalam rangka peningkatan produktivitas dan kompetensi karyawan adalah sebagai berikut:

1. Program Pelatihan Dasar bagi Sarjana Teknik (GET), yang telah dilakukan sejak tiga tahun lalu. Program GET ini menggabungkan pelatihan teori, baik dalam bidang teknik maupun non-teknik, serta praktek kerja di lapangan. Tujuannya adalah untuk mempersiapkan staf teknik yang berkemampuan tinggi dan dapat diandalkan, serta memiliki pemahaman atas berbagai fungsi manajemen yang ada.
2. Penyelesaian rancangan terpadu atas pemeringkatan pekerjaan, struktur gaji dan skema tunjangan. Tujuannya adalah untuk mempertahankan keadilan dan persaingan dalam keseluruhan desain atas posisi pekerjaan dan skema kompensasi, sehingga dapat tercipta iklim kerja yang kondusif dan produktivitas yang terus meningkat.

Currently, the Company employs more than 2,100 people throughout its group of companies, with the stated statistics.

- **Corporate Culture and Values Enhancement**
In 2003, the Company has initiated the review and sharpening of Corporate Values, which will support the Company with strong determination to take up the challenges of increasingly competitive and rapidly changing business environment. To support this effort, the Company launched an organization-wide training program on " *The 7 Habits of Highly Effective People*" to introduce and institutionalize effective working behavior, critical in nurturing productive and motivated working environment. The behaviors being introduced includes " *begin with end-in-mind*" to keep focusing on the objectives and " *seek to understand, then be understood*" for effective internal communications within the Company.
- **Competencies and Productivity Improvement**
In the area of competencies and productivity improvement, the Company aims to enhance the technical skills and capabilities of its employees and to assign " the right person for the right position," as it strives to become an integrated energy company. The implementation of this strategy began with the Management Assessment Program, in which 71 senior executives and managers have been evaluated, with the assistance from DDI Inc., an internationally-recognized HR assessment specialist. Results from this management assessment program will be used to support the implementation of an Individual Development Program (IDP), allowing employees to present and discuss their career interest with their managers and formulate the career development plan that will also include the training requirements as an employee progresses along their career path.

Highlights of activities to enhance competencies and productivity include:

1. Implementation of the Graduate Engineering Training (GET) program, which has been implemented for the third year. The program combines theoretical lecturing, both on engineering and non-engineering subjects, and on-the-job tour of duty. The objective is to develop capable and dependable engineering staff with comprehensive understanding on all aspects of business management.
2. Completion of an integrated design of job grading, salary ranges and benefits structure, to maintain fairness and competitiveness in the Company's job design and compensation scheme, and in turn, creating a favorable working climate.
3. Implementation of an integrated Performance Management System, linking individual and unit performance to the overall organizational performance. Through this new system, the Company expects to create conducive working



3. Implementasi Sistem Manajemen Kinerja yang mengkaitkan kinerja individu dan unit usaha dengan keseluruhan kinerja Perseroan. Melalui sistem ini, Perseroan ingin menciptakan lingkungan kerja yang sehat dan kondusif bagi pengembangan keunggulan, profesionalisme dan integritas Perseroan. Sepanjang tahun 2003, lebih dari 2.900 karyawan telah diikutsertakan dalam program pelatihan, baik di dalam negeri maupun di luar negeri, dengan jumlah anggaran pelatihan sebesar Rp 15,5 miliar.

• **Penyempurnaan Proses-proses Penting SDM**

Perseroan mengawali tahun 2003 dengan meluncurkan Program Audit SDM yang memeriksa dan mengevaluasi proses-proses pokok dalam manajemen SDM di seluruh bagian Perseroan. Di akhir tahun, saat program berakhir, Perseroan berhasil mencapai setidaknya 20% perbaikan dalam Indeks Keunggulan SDM untuk 8 dari 9 proses pokok SDM. Perbaikan ini memberikan dampak positif pada tingkat kepuasan dan kinerja karyawan, yang sangat besar pengaruhnya bagi peningkatan kinerja Perseroan secara keseluruhan.

Lebih jauh lagi, Perseroan juga telah memperkuat Komisi Pengarah SDM di tingkat Korporat yang bertugas untuk memastikan konsistensi atas implementasi kebijakan serta memantau dan mengevaluasi efektifitas kebijakan tersebut, sehingga kebutuhan akan penyempurnaan kebijakan dapat diidentifikasi secara dini. Salah satu hasil penting yang dicapai oleh Komisi ini adalah Panduan Manajemen SDM, yang memuat standar kebijakan dan prosedur kerja SDM yang baku untuk dilaksanakan pada semua unit di lingkungan kelompok usaha Medco Energi.

Sementara itu, melalui implementasi sistem SAP, yang termasuk pula modul manajemen SDM, Perseroan berharap untuk dapat menyempurnakan proses dan sistem manajemen SDM.

Meningkatkan Kinerja melalui Sistem Teknologi Informasi Mutakhir

Implementasi sistem SAP yang dimulai sejak awal tahun 2002, saat ini sudah memasuki tahap akhir. Modul-modul yang telah selesai diimplementasikan di anak perusahaan E&P (Exspan) meliputi: *Financial/Controlling (FI/CO)*, *Materials Management (MM)*, dan *Plant Maintenance (PM)*. Pada implementasi modul MM, misalnya, Perseroan telah dapat menerapkan sistem pengadaan barang secara elektronik (*e-procurement*) untuk mendukung aktivitas pembelian material standar, seperti suku cadang dan barang inventaris cepat habis. Melalui penerapan sistem ini, proses pengadaan barang bisa dilaksanakan secara cepat dan transparan, sehingga biaya pembelian dapat ditekan.

Prestasi lain yang berhasil dicapai di tahun 2003 adalah penyelesaian modul konsolidasi (ECCS) tingkat Korporat, sehingga konsolidasi laporan keuangan dapat dilakukan secara cepat dan akurat dari tingkat unit bisnis anak perusahaan sampai ke tingkat Korporat. Hal ini sejalan dengan komitmen Perseroan dalam hal transparansi dan akuntabilitas, yang merupakan elemen pokok dari Tata Kelola Perusahaan.

environment, supporting the Company's pursuit for excellence, professionalism and integrity. Throughout the year, more than 2,900 employees have been enrolled in the Company's domestic and overseas training programs with the total training cost of Rp 15.5 billion.

• **Strengthening Key HR Processes**

The Company opened the year 2003 with the launching of an HR Audit program, examining and evaluating key HR process throughout the organization. By the end of this program, in the year-end, the Company has managed to achieve at least 20% improvements on HR Excellence Index for 8 out its 9 key HR processes. These improvements inevitably have generated positive impact on employees' satisfaction and performance level, critical to the improvement of the Company's overall performance.

Furthermore, the Company has also strengthened the HR Steering Committee at the corporate level to establish HR Strategy and Policy and monitor the implementation to ensure consistencies throughout the organization. Among the key outcomes of the Committee is the issuance of an HR Management Guidelines, which encompasses comprehensive standards on HR policies and operational procedures within Medco Energi Group.

Meanwhile, the SAP implementation, which includes the HR management module, is also expected to accelerate the realization of the Company's objective to strengthen its HR management systems and processes.

Enhancing Performance through Advanced Information Technology System

The implementation of an SAP-based Enterprise Resource Management (ERM) system, initiated in early 2002, is rapidly approaching its final stage. The modules that have been implemented in the Company's E&P subsidiary (Exspan) include: *Financial/Controlling (FI/CO)*, *Materials Management (MM)*, and *Plant Maintenance (PM)*. As part of the MM module, for instance, the Company has implemented an e-procurement system to support purchasing of standardized materials such as spare parts and fast moving inventory items. With this implementation, the procurement process can be carried out with improved speed and transparency, resulting in significant decrease in purchasing costs.

Another milestone achieved in 2003 is the completion of SAP's Consolidation (ECCS) module at the corporate level, allowing fast, accurate and seamless consolidation of the Company's financial report from the business unit level up to the corporate level. This is in line with the Company's commitment for transparency and accountability as the key element of Good Corporate Governance.

Sementara itu, Perseroan juga telah selesai melakukan implementasi sistem Intranet pada tahun 2003, yang segera berfungsi sebagai media yang efektif bagi penyebaran dan pertukaran informasi dan pengetahuan diantara para karyawan.

Perseroan juga telah menyelesaikan peremajaan *Production Database System*, dengan mengganti sistem lama yang sederhana dengan sistem *Production Database* dari Landmark yang telah diakui di industri migas untuk keandalannya dalam mengelola data yang komprehensif, terbaru dan akurat mengenai sumur-sumur produksi Perseroan. Dengan sistem ini, kapasitas dan pola produksi setiap sumur dapat direkam, sehingga simulasi dan proyeksi atas kemampuan produksi di masa yang akan datang dapat diformulasikan. Dengan tersedianya data terperinci mengenai sumur, ahli teknik Perseroan akan dapat meningkatkan pemahamannya mengenai karakteristik tiap-tiap sumur yang merupakan faktor kunci untuk dapat menentukan sumur-sumur potensial baru.

Akhirnya, di tahun 2003, Perseroan menyempurnakan sistem manajemen *database* teknisnya melalui implementasi modul sistem *Drilling Information Management* dari Landmark. Diharapkan selesai pada kuartal kedua tahun 2004, sistem ini dirancang untuk merekam data-data penting yang berkaitan dengan operasi pemboran, sehingga akurasi, kecepatan dan kemudahan akses data akan dapat ditingkatkan dan pada gilirannya akan mendukung peningkatan efisiensi kegiatan operasional Perseroan.

Meanwhile, the Intranet system has also been put into operation in 2003, and quickly became an effective medium for disseminating and sharing information and knowledge among employees.

In addition, the Company has revamped its oil and gas Production Database System by replacing the previous simple system, and implementing a new Landmark-based Production System, also an industry standard, for managing a comprehensive, updated and accurate data of the Company's producing wells. With this system, production capacity and patterns of each well can be recorded, so that simulation and forecast on future production capabilities can be formulated. Also, with the availability of detailed data on the wells, engineers will be able to improve their understanding of the well characteristics, a key factor for determining potential new wells.

Finally, in late 2003, the Company enhanced its technical database management system by implementing a Landmark module of Drilling Information Management System. Expected for completion in the second quarter of 2004, this system captures critical data pertaining to the drilling operation, so that when fully implemented, it will be able to enhance data accessibility, accuracy and timeliness, improving the Company's operational efficiency.



Hasil implementasi sistem SAP pada tahun 2002 memberikan akses informasi yang cepat dan akurat kepada Perseroan guna mengambil keputusan-keputusan yang dinilai strategis.

The implementation of the SAP system in 2002 has given faster and accurate information access for the Company to be able to take strategic decisions.





“ Melalui peran serta aktif

masyarakat dalam merencanakan dan menerapkan program Pengembangan Masyarakat, Medco Energi berharap agar masyarakat dapat memanfaatkan potensi diri secara maksimal.”

“ Through bottom-up involvement approach

in designing and implementing the Community Development programs, Medco Energi expects local communities to fully realize their potential capabilities.”

Didasari komitmen untuk " Mengelola Energi Dari Alam. Untuk Alam" , Medco Energi telah mengalokasikan sumber daya yang tidak sedikit untuk program-program Pengembangan Masyarakat (CD). Pendekatan manajemen yang sistematis telah diterapkan untuk mendorong adanya partisipasi dan keterlibatan masyarakat sejak tahap perancangan program.

Pendekatan manajemen ini meliputi siklus manajemen yang lengkap, mulai dari identifikasi masalah hingga pemetaan kebutuhan lokal (pemetaan sosial dan penilaian atas kebutuhan), klasifikasi sumber daya potensial, motivasi masyarakat dan pengenalan kegiatan masyarakat. Dengan menggunakan pendekatan yang partisipatif seperti ini, diharapkan komunitas lokal dapat mengembangkan kemandirian serta kepercayaan diri atas potensi dan kemampuan yang dimilikinya. Ketika diterapkan di lapangan, pendekatan ini juga didukung oleh koordinasi yang erat antara pemerintah daerah dan sektor swasta, sehingga dapat memberikan hasil yang maksimal langsung kepada masyarakat akar rumput. Program Pengembangan Masyarakat ini meliputi berbagai aspek sosial dan ekonomi, termasuk pendidikan, kesehatan, pemberdayaan ekonomi, serta pelayanan sosial.

Pendidikan

Untuk sektor Pendidikan, Perseroan menitikberatkan pada program perbaikan " perangkat keras dan lunak" bagi pendidikan dasar dan menengah. Program ini dijalankan dengan menyediakan berbagai fasilitas seperti perbaikan bangunan sekolah, pengadaan perlengkapan belajar, peralatan laboratorium, beasiswa serta peningkatan kesejahteraan guru.

Program perbaikan bangunan sekolah telah dilaksanakan terutama di propinsi Sumatera Selatan. Di SMP Talang Akar, Perseroan telah melaksanakan program renovasi bangunan untuk membantu agar 120 murid SMP tersebut memiliki lingkungan belajar yang nyaman. Perseroan juga telah menyelesaikan pembangunan Madrasah Adabiyah Islamiyah untuk tingkat Tsanawiyah dan Aliyah di desa Lais, kabupaten Musi Banyuasin. Selain itu, di SD Talang Bonot, Perseroan menambah jumlah kelas, perpustakaan dan buku-buku, sementara di SMA Unggulan Sekayu, Perseroan menambah fasilitas laboratorium beserta kelengkapannya. Di samping itu, beasiswa untuk pelajar berprestasi mulai dari tingkat SD sampai dengan Perguruan Tinggi juga telah diberikan sepanjang tahun 2003.

Kesehatan Masyarakat

Untuk sektor Kesehatan Masyarakat, Perseroan melaksanakan berbagai program yang dirancang untuk memperbaiki sanitasi rumah tangga, fasilitas kesehatan, serta kualitas gizi untuk anak-anak dan balita.

Selanjutnya, Perseroan juga memberikan bantuan bagi program kesehatan masyarakat seperti pengobatan gratis untuk masyarakat kurang mampu, khitanan massal, perbaikan fasilitas medis di RS Sekayu, serta pengadaan Klinik Terapung di sungai Musi, Sumatera Selatan.

Di bidang perbaikan sanitasi rumah tangga, Perseroan telah menyelesaikan proyek pemasangan alat penyulingan air di Musi Banyuasin, Sumatera Selatan, sehingga tidak kurang dari 9.000 keluarga dapat menikmati air bersih dengan kapasitas yang

With revitalized commitment to " Managing Energy from Nature. For Nature," Medco Energi has been devoting substantial amount of resources to its Community Development (CD) programs. Systematic management approach has been implemented to encourage community participation and involvement, right from the designing phase of the program.

The management approach encompasses a wide scope, ranging from problem identification to local requirement mapping (social mapping and need assessment), potential source classifying, mass motivation, and activity recognition. With this bottom-up involvement approach, it is expected that local communities will be able to improve their independence, and enhance their confidence on their potential capabilities. When implemented in the field, the above approach is further supported by strong coordination with local government and private sector, creating synergies to provide maximum impact and benefit to grass-root communities. The CD program encompasses a variety of social and economic aspects, including education, health, empowerment of grass-root economy, and public utilities.

Education

In the Education sector, the Company is focusing on the " hardware" and " software" improvement programs for elementary and mid-level education, by providing facilities such as betterment of school buildings, study tools/equipments, laboratory equipments, scholarships, and improvement of teachers' welfare.

The school building betterment programs have been primarily implemented in the South Sumatra province. At Talang Akar Junior High School, for instance, the Company has launched a building renovation program, helping its 120 students to obtain a more conducive learning environment. The Company has also completed the construction of Madrasah Adabiyah Islamiyah (Islamic-based School) for Tsanawiyah (middle school) and Aliyah (high school) level in Lais village, Musi Banyuasin regency. Furthermore, additional classroom, library and books have been provided to Talang Bonot Elementary School, while laboratory and its facilities have been provided to Unggulan Sekayu Senior High School. Throughout 2003, the Company also provided scholarship programs to exceptional students from elementary schools up to university level.

Public Health

In the Public Health sector, the Company has been actively involved in various programs, primarily geared toward improvement of household sanitation, improvement of medical facilities, and quality improvement of nutrition for babies and infants.

Furthermore, the Company has also been supporting the public health programs, such as free medical treatment for the less-fortunate communities, mass circumcision, improvement of medical facilities at Sekayu Hospital, and a public clinic ship in Musi river, South Sumatra.

Another important area in the Public Health sector is the improvement of household sanitation. In Musi Banyuasin, South Sumatra, the Company has recently completed the installation of a water treatment



meningkat, dari 25 menjadi 75 liter per detik. Bersamaan dengan itu, di Sanga-sanga, Kalimantan Timur, Perseroan juga telah membangun fasilitas produksi air minum isi ulang, yang selanjutnya dikelola oleh kelompok pemuda berpotensi di bawah naungan sebuah koperasi.

Pemberdayaan Ekonomi Akar Rumput

Salah satu prinsip penting yang mendasari pelaksanaan program Pengembangan Masyarakat adalah menumbuhkan "kemakmuran bersama" yang berkelanjutan. Melalui penerapan prinsip ini, Perseroan mengelola operasinya dengan cara-cara yang memberi keuntungan optimal tidak saja bagi dirinya, namun juga bagi masyarakat disekitarnya.

Penerapan prinsip tercermin pada program pemberdayaan ekonomi akar rumput di propinsi Sumatera Selatan dan Kalimantan Timur, yang dilaksanakan bekerja sama dengan pemerintah daerah. Melalui program ini, kelompok-kelompok usaha kecil dibekali dengan pengetahuan dasar manajemen, seperti penghitungan biaya produksi dan harga, persiapan dan pemantauan anggaran, serta pengawasan kualitas. Di Sumatera Selatan, Perseroan telah mengembangkan kelompok-kelompok usaha kecil di bidang pengembangbiakan burung puyuh dan industri mebel kayu dengan hasil yang menggembirakan.

Di samping itu, Perseroan juga mendukung pengembangan budidaya ikan. Sebanyak 10 dari 44 peternak ikan di desa Lais dan Petaling telah ikut serta dalam program ini dan menunjukkan hasil yang memuaskan, antara lain berupa meningkatnya produktivitas yang dihasilkan.

Selain itu, untuk melengkapi program pengembangan usaha kecil, Perseroan, melalui PT Medco Inti Dinamika, telah meluncurkan program pinjaman untuk kelanjutan usaha, atau jasa keuangan mikro kepada pengusaha-pengusaha lokal di dekat lapangan Perseroan di Kaji Semoga, Sumatera Selatan. Sampai sekarang, program ini telah

plant, enabling as many as 9,000 families to enjoy clean water supply, with improved capacity from 25 to 75 liter per second. Concurrently, in Sanga-sanga, East Kalimantan, the Company has successfully constructed the water refill facility, producing clean and consumable mineral water. The facility is currently managed by young and potential individuals, organized under a cooperative enterprise.

Empowerment of Grass-root Economy

Another important principle that is guiding the Company's CD program is the continuation of a "prosperous co-existence." Through the implementation of this principle, the Company is committed to manage its operations in such a way that both the Company and its surrounding communities will acquire optimum benefit.

The clear implementation of this principle would be the empowerment of a grass-root economy in South Sumatra and East Kalimantan provinces, in cooperation with the local government. Through these programs, small-scale enterprises are being provided with basic management knowledge such as production cost and pricing calculations, budget preparation and monitoring, as well as quality control. In South Sumatra, the Company has been developing small-scale enterprises in quail breeding and wood furniture industry, with initial results showing encouraging progress from the participating enterprises.

Besides quail breeding and wood furniture, the Company has also been supporting the development of fish breeders. As many as 10, out of 44, fish breeders in Lais and Petaling villages, have been enrolled to the program, and have shown satisfying result as their productivities have been steadily increasing.

Furthermore, to complement the small business development programs, the Company, through PT Medco Inti Dinamika, has



Zaifuddin

Seorang guru, menikah, ayah dari 5 anak, tinggal di Desa Lais, Sumatera Selatan, memulai usaha pembudidayaan burung puyuh bekerja sama dengan dua tetangganya dengan jumlah modal awal sebesar Rp 600.000,- untuk pendapatan tambahan keluarga. Pada tahun 2003, Perseroan (melalui PT Exspan Nusantara), memberikan suntikan modal tambahan kepada Zaifuddin sebesar Rp 15 juta yang memungkinkan untuk pembangunan tambahan kandang, 2.000 bibit burung puyuh, dan perlengkapan untuk memberi makan, termasuk juga program pelatihan selama dua bulan. Saat ini, tidak kurang dari 22.000 telur puyuh dihasilkan dan dijual setiap bulannya, yang memberikan penghasilan tambahan sebesar Rp 500.000,-. Penghasilan tambahan ini merupakan kenaikan 30% dari gaji bulanan Zaifuddin sebagai seorang guru, yaitu Rp 1.500.000,-.

A school teacher, married and father of 5, lives in Lais village, South Sumatra, ventured into quail breeding business, partnering with two neighbors with an initial capital of Rp 600,000 to obtain further income to support his family. In 2003, the Company (through PT Exspan Nusantara), provided Zaifuddin with further capital amounting to Rp 15 million, allowing them to build larger shelters, 2,000 quail breeds, and feeding supplies as well as two-months technical training. Today, not less than 22,000 quail eggs are produced and sold monthly, generating net additional monthly income of Rp 500,000. This additional income represents a 30% increase, on top of Zaifuddin's teaching salary of Rp 1,500,000.



Sugianto

Seorang tukang kayu, menikah dan ayah dari 4 anak, tinggal di Desa Lais, Sumatera Selatan. Sugianto memulai sebagai pekerja konstruksi untuk usaha properti dan kecil di tahun 1982, sebelum berkembang membuat meja dan kursi kayu di 2001. Dikarenakan keterbatasan sumber daya, ia hanya mampu memproduksi dua pintu dan satu kursi per bulan. Maka di tahun 2003, Perseroan (melalui PT Exspan Nusantara) menyediakan bantuan dana sebesar Rp 12 juta yang digunakan untuk membeli bahan baku dan peralatan pemrosesan kayu modern. Bantuan ini memungkinkan Sugianto untuk meningkatkan kapasitas produksi hingga 4 kali lipat dan memperbanyak variasi produksi. Penghasilan bulannya pun meningkat menjadi Rp 750.000,- atau sepuluh kali lipat dari penghasilan sebelumnya.

A carpenter, married and father of 4, lives in Lais village, South Sumatra. He started as a construction worker for housing and small properties in 1982, before developed into making wooden doors and chairs in 2001. Due to limited resources, he only managed to produce two doors and a chair each month thus in 2003, the Company (through PT Exspan Nusantara) provided working capital amounting to Rp 12 million which was to be used to procure raw materials and modern wood-processing equipment. This enabled Sugianto to increase production capacity upto 4 times and also variety of products. His monthly income increased to Rp 750,000, which is 10 times his initial monthly income.

dijalankan untuk 153 pengusaha kecil seperti pemilik warung, tukang sayur, tukang kayu, penjahit, tukang roti, dan kue tradisional serta tukang cukur yang tergabung dalam 28 kelompok, dan secara keseluruhan telah mendapatkan pinjaman uang senilai lebih dari Rp 76 juta.

Di Tarakan, Kalimantan Timur, Perseroan mendukung pengembangan industri kecil pembuatan batu bata beton yang diproses dengan menggunakan teknologi modern. Melalui program pemberdayaan seperti ini, Perseroan mendidik para pembuat batu bata mengenai keunggulan batu bata beton terhadap batu bata biasa, termasuk biaya produksi yang lebih murah dan kualitas yang lebih baik. Program ini juga mensosialisasikan teknologi batu bata beton, sehingga dapat diterapkan oleh para produsen batu bata biasa yang telah ada.

Bantuan Fasilitas Publik

Dalam rangka peningkatan kesejahteraan masyarakat di sekitar daerah operasinya, Perseroan telah membangun generator listrik berkapasitas 10 KVA di Kerumutan dan Pelalawan, Riau. Melalui program ini masyarakat dididik untuk menggunakan fasilitas generator secara efisien dan bertanggung jawab. Sepanjang tahun 2003, di propinsi Sumatera Selatan, Perseroan telah membangun 7 generator listrik di Musi Rawas, 1 di Muara Enim, dan 1 di Banyuasin.

launched the business continual loan program or micro financing service (MFS) to local enterprises in Kaji Semoga field in Musi Banyuasin, South Sumatra. Presently, the program has enrolled 153 small enterprises such as grocery, vegetable seller, carpenters, costume tailor, traditional bakery and barber shop, integrated in 28 groups, with a total financing of more than Rp 76 million.

In Tarakan, East Kalimantan, the Company has been supporting prospective concrete brick industry (brick processed by using modern technology). Through this empowerment program, the Company educates local brick producers the benefits of producing concrete brick, including its economical production cost and the improved quality. In addition, the program also socializes the concrete brick technology, enabling the brick producers to adopt it into their existing production process.

Public Facilities Assistance

In its endeavor for improving the quality of life of its surrounding communities, the Company has been actively supporting the procurement of an electric generator set, each with the capacity of 10 KVA in Kerumutan and Pelalawan, Riau. Through this program, the local community has been educated to efficiently and responsibly manage the facility. In 2003, throughout South Sumatra Province, the Company has installed 7 electric generators in Musi Rawas, 1 in Muara Enim, and 1 in Banyuasin Regency.



Kesepakatan untuk Memberikan 5% dari Keuntungan PSC Rimau kepada Mitra Lokal

Dalam upayanya untuk membina hubungan yang erat dengan Pemerintah daerah setempat, pada bulan September 2003, Perseroan telah menandatangani kesepakatan untuk memberikan 5% kepemilikan atas PSC Rimau kepada Perusahaan Daerah Pertambangan dan Energi (PDPDE). Dalam hal ini, PDPDE tidak berkewajiban untuk menanggung biaya modal dan biaya operasional. Namun, PDPDE menyatakan komitmennya untuk membantu Perseroan, terutama dalam hal keamanan dan kelancaran operasi Perseroan di wilayah Propinsi Sumatra Selatan. Melalui kesepakatan ini, Perseroan akan memberikan kontribusi secara tidak langsung senilai lebih kurang USD 1,2 juta terhadap pendapatan bersih pemerintah daerah Sumatera Selatan tahun 2003. Hal ini mencerminkan komitmen Perseroan untuk menciptakan kemakmuran bersama dengan masyarakat sekitar.



Sponsor untuk Pelaksanaan PON XVI

Memasuki tahun 2004, propinsi Sumatera Selatan berada pada tahap akhir persiapan sebagai tuan rumah pelaksanaan Pekan Olah Raga Nasional ke-16 yang akan berlangsung di Palembang pada bulan Agustus 2004. Perseroan dengan bangga mendukung pelaksanaan acara ini melalui pembangunan Gedung Pusat Olahraga.

Untuk upaya Perseroan yang konsisten dan berkelanjutan dalam mencapai "Kemakmuran Bersama", Presiden RI, Ibu Megawati Soekarnoputri telah memberikan penghargaan kepada Perseroan, berupa Penghargaan Padma, yang merupakan prestasi luar biasa dalam bidang Pengembangan Masyarakat.



Agreement to Grant 5% of Rimau PSC Working Interest to Local Partner

In the quest for nurturing harmonious and prosperous relationship with the local government, in September 2003 the Company is proud to enter into an Agreement to grant 5% of Rimau PSC Working Interest to *Perusahaan Daerah Pertambangan dan Energi* South Sumatra (PDPDE). For such participating interest, PDPDE will have no obligation to share for the capital and operating expenditures. Nevertheless, PDPDE is committed to assist the Company in ensuring the security and smoothness of the Company's operations. Under this Agreement, the Company expects to contribute around USD 1.2 million indirectly to the net income of the South Sumatra local government in year 2003, reaffirming its commitment for prosperous co-existence with the surrounding communities.

Sponsorship for PON XVI

Entering the year 2004, the provincial government of South Sumatra is seriously carrying out its final preparation to host the 16th Quadra-annual National Sport Week (PON XVI), a prestigious, national multi-sport championship, to be held in Palembang on August 2004. The Company is proudly supporting this pinnacle event, through its instrumental role in the construction of the Sport Center Building.

Ultimately, in appreciation of the Company's consistent and continuous effort in realizing the goal of a "prosperous co-existence," the President of the Republic of Indonesia, Mrs. Megawati Soekarnoputri, has awarded the Company with the prominent Padma Award for its outstanding achievement on the Community Development Program.

“ Medco Energi percaya bahwa **penerapan Tata Kelola Perusahaan** yang konsisten sangat penting demi peningkatan nilai bagi para pemegang saham.”

“ Medco Energi believes that **stringent implementation of Good Corporate Governance** is critical for continuous enhancement of shareholders' value.”



Latar Belakang Sejarah

Sejak berdiri pada tahun 1980, Medco Energi selalu mendasari setiap aktivitasnya pada prinsip Tata Kelola Perusahaan (GCG) yang baik. Terjadinya krisis ekonomi dan keuangan yang melanda Asia di penghujung tahun 1997 mendorong Perseroan untuk lebih gigih lagi menjalankan prinsip GCG, diadopsi dari Organisasi Kerjasama dan Pembangunan Ekonomi (OECD) dan Institut Tata Kelola Perusahaan Indonesia (IICG). Keempat prinsip tersebut adalah: Akuntabilitas, Keandalan dan Tanggung Jawab, Transparansi, serta Keadilan.

Penerapan yang konsisten atas keempat prinsip di atas terbukti berperan penting dalam menjadikan Perseroan sebagai satu dari sejumlah kecil perusahaan di Indonesia yang berhasil melampaui masa-masa sulit pada saat terjadinya krisis ekonomi dan keuangan.

Pada tahun 2002, Dewan Komisaris dan Direksi Medco Energi memutuskan untuk menjadikan "Peningkatan Standar Tata Kelola Perusahaan" sebagai salah satu dari 7 strategi dasar. Dalam penerapannya, Perseroan telah selesai menyusun Panduan mengenai GCG, yang sekaligus diintegrasikan dengan Kode Etik yang telah ada menjadi sebuah Buku Panduan mengenai GCG dan Kode Etik Perusahaan (*CG&E Manual*). Diluncurkan pada tahun 2003, Panduan ini berisi kebijakan umum Perseroan yang merefleksikan keempat prinsip GCG dan nilai-nilai moral serta kode etik yang dianut Perseroan.

Memperkuat Nilai-nilai Perusahaan

Pada tahun 2002, Perseroan telah menyusun "Nilai-nilai Perusahaan" yang dijadikan standar perilaku bagi seluruh karyawan dalam menjalankan kegiatan usahanya sehari-hari. Penjelasan mengenai nilai-nilai tersebut dikembangkan dibawah ini dengan mengacu kepada keempat prinsip GCG yang ada.

Profesionalisme

Mendorong karyawan untuk terus meningkatkan pengetahuan dan kemampuannya, dalam rangka mendukung upaya Perseroan untuk menerapkan standar akuntabilitas yang tinggi.

Kewirausahaan

Menghargai berbagai ide bagi perbaikan di segala bidang, dalam rangka melakukan peningkatan kinerja Perseroan secara berkesinambungan. Hal ini mencerminkan komitmen Perseroan untuk menerapkan prinsip keandalan dan tanggung jawab.

Integritas

Memelihara standar etika dan moral yang tinggi dalam semua aspek operasi, yang merupakan kunci sukses dalam menerapkan prinsip keandalan dan tanggung jawab.

Kemitraan

Membangun kemitraan yang saling menguntungkan berdasarkan keadilan, keandalan dan tanggung jawab, dengan semua mitra usaha, termasuk pelanggan, karyawan, pemegang saham, *stakeholder* dan mitra usaha pihak ketiga.

Pemberdayaan Karyawan

Menyediakan kesempatan yang sama bagi seluruh karyawan, dalam mengembangkan karir dan kompetensinya, diimbangi dengan kebijakan kompensasi yang sepadan. Hal ini sejalan dengan prinsip tanggung jawab dan keadilan yang dianut oleh Perseroan.

Historical Background

The willingness to implement Good Corporate Governance (GCG) has been in the heart of Medco Energi since its foundation in 1980. The Asian economic and financial crisis in the late 1997 have prompted the Company to implement GCG even more extensively, endorsed by the Organization for Economic Cooperation and Development (OECD) and the Indonesian Institute of Corporate Governance (IICG). Those four Principles are: Accountability, Reliability and Responsibility, Transparency, and Fairness.

The consistent implementation of the four principles has proved to be instrumental in guiding the Company through the crisis period and becoming one of the few companies in Indonesia that survived the economic and financial crisis.

In 2002, the Company's Board of Commissioners and Board of Directors have decided to include "Improvement of Good Corporate Governance Standards" as one of the 7 basic strategies. In its implementation effort, the Company has completed the GCG Manual combined with the existing Code of Ethics, resulting in a manual book about GCG and the Company's Code of Ethics (*CG&E Manual*). Launched in 2003, the Manual consists of the Company's general policies, reflecting all four GCG principles and corporate values, as well as the Company's code of ethics.

Enhancing the Corporate Values

In 2002, the Company has developed the "Corporate Values," which serve as the behavioral standard for all employees in conducting their day-to-day business practices. Described in the following paragraph, the corporate values are developed in close reference to the existing four GCG principles.

Professionalism

Ensuring employees to be knowledgeable, capable and proficient in their respective field, and thus, supporting the Company's endeavor to maintain high standard of accountability.

Entrepreneurship

Appreciating ideas for improvements to continually enhance the Company's overall performance. This reflects the Company's commitment for upholding the principle of reliability and responsibility.

Integrity

Maintaining high standard of ethical values in all aspects of the Company's operations, critical to implement the principle of reliability and responsibility.

Partnership

Building mutually beneficial relationships, based on fairness, reliability, and responsibility, with all business partners, including the customers, employees, shareholders, stakeholders and third-party business partners.

Empower Our People

Providing equal opportunities for career and competence development, balanced with equitable compensation policy. This is in accordance with the GCG principles of responsibility and fairness.

Kepedulian terhadap Masyarakat dan Lingkungan

Menjadi warga negara yang baik dan memiliki tanggung jawab sosial yang tinggi, dalam rangka menegakkan prinsip tanggung jawab.

Panduan Mengenai GCG dan Kode Etik Perusahaan

Dalam upayanya menerapkan standar GCG secara konsisten, Perseroan mendorong seluruh anak perusahaannya untuk memperbaharui kode etik yang telah diselesaikan pada tahun 2003, dimana seluruh karyawannya telah menyatakan komitmen mereka terhadap kode etik tersebut. Di penghujung tahun 2003, Perseroan telah pula menyelesaikan penyusunan panduan mengenai GCG dan Kode Etik Perusahaan (*CG&E Manual*), yang memuat penjelasan terperinci mengenai prinsip, kebijakan dan standar etika untuk seluruh karyawan dalam menjalankan tugas dan tanggung jawab profesinya.

Salah satu bagian penting dari panduan tersebut adalah Kebijakan dan Panduan mengenai Pemegang Saham, Dewan Komisaris dan Direksi, Sumber Daya Manusia, dan Kontribusi. Dengan diterapkannya panduan ini, Perseroan yakin dapat melindungi kepentingan para pemegang saham dan *stakeholders*, serta menciptakan nilai tambah bagi mereka. Disamping itu, Perseroan akan dapat terus meningkatkan standar GCG-nya.

Pada awal 2004, Dewan Komisaris dan Direksi telah menyempurnakan nilai moral perusahaan, dengan tetap menegakkan prinsip-prinsip GCG yang dianut perusahaan. Nilai-nilai moral tersebut adalah sebagai berikut:

- **Profesional**
Keinginan yang kuat untuk meraih sukses, didukung dengan kemampuan dan kompetensi yang tinggi, serta kemauan untuk mendapatkan saran dari pihak lain yang berkompeten.
- **Etis**
Memelihara standar integritas yang tinggi dan kepatuhan yang konsisten terhadap nilai etika perusahaan dan kebijakan GCG yang berlaku.
- **Terbuka**
Membangun lingkungan kerja yang komunikatif berdasarkan kepercayaan dan keterbukaan, guna mendukung peningkatan kinerja Perseroan.
- **Inovatif**
Membangun kemampuan untuk senantiasa menggali ide-ide dan cara-cara baru dalam menjalankan operasi perusahaan.

Penjelasan lengkap mengenai nilai-nilai tersebut ditampilkan pada halaman awal Laporan Tahunan ini.

Buku panduan ini akan diperbaharui secara berkala, dan revitalisasi manual akan dilakukan setahun sekali. Dengan demikian, Perseroan memastikan bahwa seluruh karyawan akan dapat menjalankan tugasnya sesuai dengan panduan dan kebijakan Perseroan.

Mencegah Benturan Kepentingan

Dalam rangka menegakkan prinsip Keadilan dan Transparansi, Perseroan senantiasa memastikan bahwa para Komisaris, Direksi, Manajemen dan Karyawan dapat terhindar dari transaksi yang mengandung potensi benturan kepentingan. Dalam hal dimana pelaksanaan transaksi dimaksud tidak dapat dihindari, maka pelaksanaan transaksi tersebut haruslah mendapatkan persetujuan dari Pemegang Saham Independen, melalui Rapat Umum Pemegang Saham. Kebijakan mengenai pencegahan terhadap pelaksanaan transaksi yang mengandung benturan

Care to the Society, Community, and Environment

To become a good corporate citizen and a socially responsible company, in adherence to the GCG principle of responsibility.

Corporate Governance and Code of Ethics Manual

In its pursuit for consistent implementation of GCG standards, the Company encouraged all subsidiaries to revitalize their code of ethics. For these purposes, all the subsidiaries have successfully revitalized their code of ethics in 2003 where all employees have signed their commitment to abide to the code. In late 2003, the Company has successfully completed the development of a comprehensive GCG and Code of Ethics (CG&E) Manual, containing detailed principles, policies and ethical standards for all employees in conducting their professional responsibilities.

Among the key contents of this manual are Policies and Guidelines on Shareholders, Board of Commissioners and Board of Directors, Human Resources, and Contributions. Through the implementation of this manual, the Company believes to be able to protect the interests of shareholders and stakeholders and at the same time could also improve its GCG standards.

In early 2004, the Boards has successfully sharpened the corporate values, while maintaining adherence to the GCG principles. The values currently are as follows:

- **Professional**
Strong determination to succeed, supported by excellent capabilities and competency, as well as willingness to seek proficient advice from others.
- **Ethical**
Maintaining high standard of integrity and strict adherence to the Company's ethics and GCG policies.
- **Open**
Encouraging communicative environment based on trust and openness, to continually improve the Company's performance.
- **Innovative**
Nurturing the ability to explore for new ideas and new ways of doing business.

Comprehensive definitions of these new values are presented at the beginning page of this Annual Report.

This renewed manual will be updated from time to time and revitalized every once a year. By doing so, the Company ensures that its employees are carrying their duties and responsibilities in accordance with the Company's policy guidelines.

Preventing Conflict of Interest

In accordance with the implementation of Fairness and Transparency principles, the Company ensures that its Commissioners, Directors, Management, and Employees prevent themselves from transactions that contain potential Conflict of Interest. In the event that such transactions are inescapable, approvals from the Independent Shareholders shall be obtained, through the General Shareholders Meeting. This policy to prevent conflict of interest transactions was



kepentingan ini disusun dengan mengacu kepada peraturan perundang-undangan yang berlaku, khususnya UU No. 8/1995 tentang Pasar Modal dan Peraturan BAPEPAM.

Disamping memastikan kepatuhan terhadap peraturan perundang-undangan yang berlaku, yang mengatur pencegahan benturan kepentingan atas Komisaris, Direksi, Pemegang Saham mayoritas, dan pihak lainnya yang terafiliasi, Perseroan juga memiliki kebijakan yang mencegah para karyawan dan pihak yang terafiliasi dengannya untuk terlibat dalam transaksi yang mengandung benturan kepentingan. Pihak yang terafiliasi dengan karyawan tidak hanya termasuk keluarga karyawan, namun juga meliputi pihak-pihak lain yang memiliki hubungan dekat. Benturan kepentingan dapat terjadi dalam bentuk:

1. Keputusan yang dibuat oleh karyawan sebagai bagian dari tugas dan tanggung jawabnya.
2. Informasi mengenai rencana kegiatan/kebijakan Perseroan di masa yang akan datang.

Sistim Pengendalian Internal

Guna menerapkan secara ketat prinsip-prinsip akuntabilitas dan tanggung jawab, Medco Energi menerapkan pendekatan yang sistematis dalam Sistim Pengendalian Internalnya, dengan Divisi Audit Korporasi sebagai unit koordinator. Melalui kegiatan audit, evaluasi dan revisi berkala yang dilakukan Divisi ini, Perseroan ingin mencapai tujuan sebagai berikut:

- Memastikan penyempurnaan yang berkelanjutan atas berbagai proses bisnis, terutama dalam hal manajemen risiko, Tata Kelola Perusahaan dan pengendalian korporat.
- Mengidentifikasi faktor-faktor risiko yang dapat mempengaruhi kinerja Perseroan, baik dalam hal operasional maupun manajemen.
- Pada akhirnya mencapai peningkatan kinerja Perseroan yang berkesinambungan.

Dewan Pengelola Medco Energi

Dewan Pengelola Medco Energi terdiri dari Dewan Komisaris (BOC) dan Direksi (BOD). Dewan Komisaris bertanggung jawab untuk melaksanakan pengawasan dan memberikan nasehat kepada Direksi, sementara Direksi bertanggung jawab untuk mengelola kegiatan operasional Perseroan. Dalam menjalankan tugasnya, baik Dewan Komisaris maupun Direksi, harus bertindak berdasarkan informasi yang lengkap, pertimbangan yang matang serta kepedulian untuk mengedepankan kepentingan Perseroan dan para pemegang saham. Kedua Dewan ini juga harus bertindak secara independen, hati-hati, dan adil. Prinsip-prinsip ini harus dijalankan dengan taat demi membangun kepercayaan para pemegang saham.

Berdasarkan Anggaran Dasar Perseroan, anggota Dewan Komisaris dan Direksi diangkat melalui Rapat Umum Pemegang Saham (RUPS) dengan masa kerja masing-masing 5 tahun. Pada RUPS tersebut, ditetapkan pula gaji dan tunjangan bagi kedua Dewan tersebut.

Saat ini, Dewan Komisaris Perseroan terdiri dari 8 orang anggota. Sesuai dengan peraturan yang ditetapkan oleh Bursa Efek Jakarta, dimana 30% dari anggota Dewan Komisaris suatu perusahaan terbuka haruslah merupakan anggota yang independen (tidak memiliki kepentingan dalam perusahaan tersebut), Perseroan telah mengangkat 3 orang anggota independen. Seluruh anggota Dewan Komisaris dinominasikan oleh para pemegang saham dan diseleksi oleh Komite Nominasi dan Remunerasi.

developed in strict reference and compliance to the prevailing laws and government regulations, particularly the Capital Market Law No. 8/1995 and BAPEPAM regulations.

Beyond compliance to the prevailing laws and regulations that mainly focuses on the transactions involving Commissioners, Directors, majority shareholders, and their respective affiliates, the Company has also developed policies to prevent its employees and their affiliates from being involved in conflict of interest transactions. The employees' affiliates include not only family members and relatives, but also external parties who retain close relationships with employees. Conflict of interest may occur in the form of:

1. Decisions made by the employee, as part of his/her responsibilities.
2. Information pertaining to the Company's future activities.

The Internal Control System

To ensure strict implementation of the accountability and responsibility principles, Medco Energi applies systematic approach of Internal Control Management System, with the Corporate Audit Division serving as the primary executing unit. Through periodic audit, evaluation, and revision programs implemented by the division, the Company aims to achieve the following objectives:

- Ensuring continuous improvements on the existing business processes, particularly with regards to the areas of risk management, Good Corporate Governance and corporate control.
- Identifying risk factors that might affect the Company's performance, from the operational, as well as the management perspective.
- Ultimately, achieving continuous improvements in the Company's overall performance.

The Governing Boards of Medco Energi

The governing boards of Medco Energi comprise of the Board of Commissioners (BOC) and the Board of Directors (BOD). The BOC is responsible for performing supervisory and advisory duties to the BOD, while the BOD is responsible for the management of the Company's operations. In carrying out their tasks, both Board members shall act based on thorough information, good faith, with due diligence and care, and in the best interest of the Company and its shareholders. In addition, both BOC and BOD shall exercise independent, careful and impartial judgment. Rigid adherence to these principles is critical in building trustworthiness among the shareholders.

Pursuant to the Company's Articles of Association, both Boards are appointed through the General Meeting of Shareholders (GMS) for a respective period of 5 years. Consequently, the determination of their salaries and benefits are proposed and approved in this forum.

Currently, the BOC of the Company comprises of 8 members. In compliance with the Jakarta Stock Exchange regulations, requiring a minimum 30% of BOC members to be independent members, the Company has appointed 3 independent members. All the BOC members are nominated by the controlling shareholders and selected by the Nomination and Remuneration Committee. Once the fit and proper tests for the selected candidates have been completed, the Committee proposes the appointment of the BOC members during the GMS.

Setelah melakukan uji kelayakan dan kepantasan terhadap calon anggota, Komite ini mengajukan pengangkatan anggota Dewan Komisaris saat RUPS.

Berdasarkan peraturan yang ditetapkan dalam Anggaran Dasar Perseroan, Direksi Medco Energi terdiri dari 4 orang anggota. Seperti proses pengangkatan Dewan Komisaris, calon anggota Direksi juga dinominasikan oleh para pemegang saham dan diseleksi oleh Komite Nominasi dan Remunerasi sebelum diajukan ke RUPS untuk mendapatkan persetujuan.

Frekuensi Rapat Komisaris dan Direksi

Dalam piagam Dewan Komisaris Perseroan, dinyatakan bahwa Dewan Komisaris berkewajiban untuk mengadakan rapat paling tidak 1 kali dalam sebulan untuk mengevaluasi proposal yang diajukan oleh Direksi. Karena sulitnya mengorganisir pertemuan formal, sepanjang tahun 2003, Dewan Komisaris hanya melakukan rapat formal sebanyak 6 kali. Namun demikian, setiap bulan Direksi membuat dan menyerahkan Laporan Operasional dan Laporan Keuangan kepada Dewan Komisaris dan memastikan bahwa setiap laporan mendapat tanggapan dan masukan dari Dewan Komisaris.

Sepanjang tahun 2003, Direksi mengadakan 12 kali pertemuan bulanan dengan seluruh anggota Direksi dari anak perusahaan, yang juga dihadiri oleh anggota Komisaris, dan lebih dari 24 kali pertemuan dengan Direksi Perseroan sendiri. Rapat yang diadakan dengan anak perusahaan bertujuan untuk membahas dan memecahkan masalah yang dihadapi anak perusahaan, sementara pertemuan diantara Direksi mendiskusikan masalah yang sifatnya internal.

Di samping rapat-rapat tersebut, di tahun 2003 Dewan Komisaris dan Direksi telah mengadakan 6 kali Rapat Komite Eksekutif Gabungan, dimana Direksi melaporkan kinerja operasional serta keuangan Perseroan dan meminta masukan untuk menentukan tindakan-tindakan perbaikan yang perlu diambil. Berdasarkan laporan Direksi tersebut, Dewan Komisaris memberikan nasehat dan/atau persetujuannya untuk melaksanakan rencana-rencana yang diajukan.

Peningkatan Transparansi dan Keterbukaan

Sebagai perusahaan yang terus menerus berusaha untuk meningkatkan standar GCG, Perseroan telah melakukan berbagai upaya untuk meningkatkan kuantitas dan kualitas transparansi serta keterbukaan dalam segala hal yang menyangkut tindakan dan kegiatan Perseroan. Sepanjang tahun 2003, Perseroan telah menyampaikan tidak kurang dari 15 buah laporan ke Bapepam dan 10 pernyataan publik mengenai segala tindakan Perseroan yang berkaitan dengan hasil kegiatan operasional maupun keuangan.

Disamping itu, untuk kepentingan informasi yang transparan kepada publik, Perseroan telah mengadakan Pertemuan Analis pada 29 April 2003 dan Paparan Publik pada 19 Desember 2003. Kedua acara tersebut dihadiri oleh para analis, pemegang saham serta pihak media massa.

Kegiatan dan Laporan dari Komite-Komite di tahun 2003

Pada tahun 2003, semua Komite yang dibentuk untuk membantu Dewan Komisaris serta Direksi telah berhasil menyelesaikan tugasnya. Di halaman berikut ini adalah laporan dari masing-masing Komite tersebut.

As required by the Company's Articles of Association, Medco Energi's BOD comprises of 4 members. Similar to the nomination of BOC, the BOD candidates are nominated by the controlling shareholders and selected by the Nomination and Remuneration Committee prior to submission and approval by the GMS.

Numbers of Commissioners and Directors Meetings

It is stated in the BOC Charter that BOC is obliged to hold a minimum of 1 session every month to review the proposals submitted by the BOD. Due to the difficulty in organizing the formal sessions, throughout 2003, BOC only managed to hold 6 sessions. Nevertheless, BOD has been providing the BOC with monthly Operational and Financial Reports and has ensured that any feed back from BOC were received and accommodated.

In 2003, BOD held 12 monthly meetings with all BOD of subsidiaries, which were also attended by Commissioner members, and more than 24 meetings among themselves. The meetings with all BOD subsidiaries were conducted to discuss and resolve the issues among the subsidiaries, while the meetings among themselves discussed more on the internal Medco Energi's issues.

Besides all those meetings, the BOC and BOD held 6 Joint Executives Committee Meetings in 2003. During these meetings, the BOD reported their operational and financial performance and proposed corrective and enhancement actions. Based on the report, BOC provided BOD with their advice and/or approval to execute the proposed plans.

Enhancing Transparencies and Disclosures

As a company thriving to continuously improve its GCG standards, the Company has put lots of efforts to increase the quantity of its disclosures and the quality of its transparencies. During the year 2003, the Company has made 15 reports to the Indonesian Capital Market Supervisory Agency (Bapepam) and 10 public releases concerning all the corporate actions conducted by the Company and the operational and financial results.

For transparency purposes, in 2003, the Company held Analysts Meeting on April 29, 2003 and Public Expose on December 19, 2003. Both sessions were attended by analysts, shareholders, and media.

Activities and Reports of the Existing Committees

In the year 2003, all the Committees that were established to assist the BOC and BOD have fully carried out their duties and responsibilities. Each of the Committees will report their individual activities on the following pages.



Laporan Komite Nominasi & Remunerasi • Nomination & Remuneration Committee Report

Komite Nominasi dan Remunerasi bertanggung jawab untuk melakukan seleksi dan mengusulkan calon anggota Dewan Komisaris dan Direksi, untuk kemudian diajukan saat RUPS untuk mendapatkan persetujuan. Komite ini juga bertugas untuk merancang paket kompensasi dan tunjangan bagi para anggota Dewan Komisaris dan Direksi.

Pada bulan April 2003, Perseroan mengadakan Rapat Umum Tahunan Pemegang Saham (RUPST). Agenda rapat tersebut meliputi pengangkatan dan penunjukan kembali anggota-anggota Dewan Komisaris dan Direksi serta pembaharuan kebijakan kompensasi dan tunjangan bagi anggota Dewan. Berikut ini adalah komposisi terbaru Dewan Komisaris dan Direksi Medco Energi:

The Nomination and Remuneration Committee is responsible for selecting the candidates for both Board of Commissioners and Board of Directors, and submit recommendations to the GMS for approval. This Committee is also charged with the formulation of the compensation and benefits package for the members of both Boards.

In April 2003, the Company held its Annual General Meeting of Shareholder (AGMS). The agenda included the appointment and reappointment of members of the Boards, and renewal of the Boards compensation and benefit policy. The following describes the latest composition of Medco Energi's BOD and BOC:

Dewan Komisaris • Board of Commissioners

1. John S. Karamoy	Presiden Komisaris dan Komisaris Independen Chairman and Independent Commissioner	5. Retno Dewi Arifin	Komisaris Commissioner
2. Sudono N. Suryohudoyo	Komisaris Independen Independent Commissioner	6. Chitrapongse Kwangsukstith	Komisaris Commissioner
3. Gustiaman Deru	Komisaris Independen Independent Commissioner	7. Maroot Mrigadat	Komisaris Commissioner
4. Yani Yuhani Rodyat	Komisaris Commissioner	8. Andrew Purcell	Komisaris Commissioner

Direksi • Board of Directors

1. Hilmi Panigoro	Presiden Direktur President Director (Chief Executive Officer)
2. Rashid I. Mangunkusumo	Direktur Operasi Operation Director (Chief Operational Officer)
3. Peerachat Pinprayong	Direktur Perencanaan dan Pengembangan Bisnis Planning and Business Development Director (Chief Planning Officer)
4. Sugiharto	Direktur Keuangan dan Administrasi Finance and Administration Director (Chief Financial Officer)

Pada saat yang sama, Komite Nominasi dan Remunerasi juga mengajukan usulan untuk memberikan jumlah bersih maksimum sebesar USD 3.999.000 (tiga juta sembilan ratus sembilan puluh sembilan Dolar Amerika) dalam kurun waktu 12 bulan antara tahun 2003 sampai dengan 2004, sebagai gaji dan tunjangan bagi anggota Dewan Komisaris dan Direksi.

At the same time, the Nomination and Remuneration Committee also proposed to distribute the net total maximum amount of USD 3,999,000 (three million nine hundred ninety nine thousand US Dollars) for the period of 12 months, between year 2003 to year 2004, as the salaries and benefits of the members of the BOC and BOD.

Sebagai kelanjutan dari penunjukan anggota Dewan Komisaris dan Direksi, maka dalam Rapat Dewan Komisaris bulan Agustus 2003, telah ditunjuk anggota baru untuk Komite Audit, Komite Manajemen Risiko serta Komite Nominasi dan Remunerasi. Sejak saat itu, susunan anggota Komite-komite tersebut adalah sebagai berikut :

Following the new appointment of the members of BOC and BOD, during the BOC meeting on August 2003, the BOC appointed the new members of the Audit Committee, Risk Management Committee, as well as the Nomination and Remuneration Committee. Since then, the members of the Committees became as follows:

Komite Audit • Audit Committee

1. John S. Karamoy	Ketua Chairman	4. Djoko Sutardjo	Anggota Ekstern External Member
2. Maroot Mrigadat	Anggota Member	5. Zulkifli Aboebakar	Anggota Ekstern External Member
3. Gustiaman Deru	Anggota Member	6. Pornthip Uyakul	Sekretaris Secretary

Komite Nominasi & Remunerasi • Nomination & Remuneration Committee

1. Yani Y. Rodyat	Ketua Chairman	5. Sugiharto	Anggota Member
3. Maroot Mrigadat	Anggota Member	6. Pornthip Uyakul	Anggota Member
4. Rashid I. Mangunkusumo	Anggota Member	7. Billy Assa	Sekretaris Secretary

Komite Manajemen Risiko • Risk Management Committee

1. John S. Karamoy	Ketua Chairman	6. Sugiharto	Anggota Member
2. Sudono N.S.	Anggota Member	7. Poltak Sitinjak	Anggota Member
3. Hilmi Panigoro	Anggota Member	8. A.M. Alfridijanta	Anggota Member
4. Peerachat Pinprayong	Anggota Member	9. Ami Tantri	Sekretaris Secretary
5. Rashid I. Mangunkusumo	Anggota Member		

Pada bulan Oktober 2003, salah satu anggota Dewan Komisaris, Bpk. Chitrapongse Kwangsuksith mengundurkan diri dari jabatannya. Untuk mengisi kekosongan jabatan tersebut, salah satu dari pemegang saham mayoritas menominasikan Bpk. Suwit Pitchart sebagai kandidat anggota Dewan Komisaris kepada Komite Nominasi dan Remunerasi. Pada Rapat Umum Pemegang Saham Luar Biasa tanggal 23 Januari 2004, para pemegang saham Medco Energi menyetujui pengangkatan Bpk. Pitchart menggantikan Bpk. Kwangsuksith dalam Dewan Komisaris.

In October 2003, one of the BOC member, Mr. Chitrapongse Kwangsuksith, resigned from his position. In order to fill his vacant position, one of the majority shareholders nominated Mr. Suwit Pitchart as the new Commissioner candidate in the BOC to the Nomination and Remuneration Committee. During the Extraordinary General Shareholders Meeting, in January 23, 2004, the shareholders of Medco Energi have approved Mr. Pitchart's nomination, to replace Mr. Kwangsuksith.

Sampai dengan tanggal 31 Desember 2003, Perseroan telah mendistribusikan gaji dan tunjangan bersih sejumlah USD 2,007 juta kepada Dewan Komisaris dan sejumlah USD 1,864 juta kepada Direksi.

As of December 31, 2003, the Company has distributed the total net salaries and benefits of USD 2.007 million to the BOC and a total of USD 1.864 million to BOD.



Manajemen Risiko • Risk Management

Komite Manajemen Risiko

Sebagai bagian dari upaya untuk menjamin pelaksanaan praktek-praktek GCG, Perseroan telah membentuk Komite Manajemen Risiko. Keanggotaan komite ini beranggotakan 2 Komisaris Independen, seluruh anggota Direksi, Kepala Unit Audit Internal, Kepala Departemen Hukum, serta Kepala Departemen Manajemen Risiko yang menjabat sebagai Sekretaris Komite.

Tugas utama Komite Manajemen Risiko adalah memastikan bahwa seluruh potensi risiko telah dipertimbangkan sebelum Manajemen mengambil keputusan, terutama dalam hal investasi, divestasi dan pembiayaan. Komite Manajemen Risiko mengadakan pertemuan rutin sekali dalam sebulan.

Departemen Manajemen Risiko

Departemen yang dibentuk tahun 2002 ini bertanggung jawab untuk melakukan penerapan, koordinasi, dan integrasi atas kebijakan dan prosedur manajemen risiko di lingkungan kelompok usaha Medco Energi. Di awal masa berdirinya, Departemen Manajemen Risiko telah mengkaji pelaksanaan manajemen risiko yang terpadu pada seluruh mata rantai kegiatan usaha di bidang energi yang dilakukan Perseroan. Hasil dari kajian ini kemudian digunakan sebagai dasar pembentukan kebijakan-kebijakan manajemen risiko pada tingkat korporat.

Kegiatan yang dilakukan oleh Departemen Manajemen Risiko juga mencerminkan upaya untuk memperkenalkan filosofi manajemen risiko dan membina budaya sadar risiko di semua lini organisasi. Sebuah prosedur dan panduan akuisisi yang baru telah disusun, dimana didalamnya memuat persyaratan bagi Manajemen untuk mendapatkan persetujuan dari Departemen Manajemen Risiko dan Komite Manajemen Risiko dalam pengambilan keputusan berkaitan dengan kegiatan investasi dan divestasi. Selanjutnya, suatu *database* manajemen risiko juga telah mulai dibangun untuk mendukung penerapan *Enterprise Risk Management*.

Melangkah ke Depan

Memasuki tahun 2004, Perseroan melangkah dengan komitmen untuk terus memperkuat budaya dan kemampuan manajemen risikonya dalam upaya mencapai keunggulan dalam bidang manajemen dan GCG. Pelatihan-pelatihan manajemen risiko telah direncanakan untuk dilaksanakan sepanjang tahun 2004, dengan melibatkan para penyelia dan manajer sebagai pesertanya. Pelatihan-pelatihan ini bertujuan meningkatkan ketrampilan dan pengetahuan peserta dalam mengidentifikasi risiko, menetapkan prioritas, dan mengembangkan rencana tindakan untuk penanggulangan risiko. Tujuan akhirnya adalah mengembangkan budaya sadar risiko pada seluruh tingkat dan fungsi manajemen di lingkungan kelompok usaha Medco Energi.

Risk Management Committee

As part of ensuring the GCG practices, Risk Management Committee has been established, with memberships including 2 Independent Commissioners, all BOD members, Head of Internal Audit Unit, Head of Legal Department, and Head of Risk Management Department, who also serves as the Committee Secretary.

The primary role of the Risk Management Committee is to ensure that all potential risks have already been taken into account before the Management could make decisions, primarily in investment, divestment, and financing activities. The Risk Management Committee conducts its regular meetings once every month.

Risk Management Department

Established in 2002, the Risk Management Department is responsible for the implementation, coordination and integration of risk management policies and procedures in Medco Energi's Group. During its early stage of establishment, the Risk Management Department has conducted a study on the implementation of integrated risk management approach along the value chain of an integrated energy business. Results of this study were then used as foundation for corporate-level risk management policies.

The programs carried out by the Risk Management Department also incorporate the efforts to introduce the philosophy of risk management and to nurture the risk management culture throughout the organization. A new acquisition procedure and manual has been set up, requiring the Management to obtain the consent from Risk Management Department and Risk Management Committee for decisions involving investment and divestment activities. In addition, a risk management database is currently being developed to support the full implementation of corporate-wide Enterprise Risk Management.

Going Forward

Looking ahead into 2004, the Company is committed to continue strengthening its risk management culture and capabilities in the pursuit of excellence in the management, as well as in the GCG practices. Risk management workshops for supervisors and managers are planned throughout 2004 to improve their skills and knowledge in risks identification, priority setting and in developing action plans to mitigate the risks. The objective is to further develop risk culture across all levels and functions within Medco Energi Group.

Laporan Komite Audit • Audit Committee Report

Kepada Yth:
Para Komisaris PT Medco Energi Internasional Tbk.
Graha Niaga, Lt. 16
Jl. Jend. Sudirman Kav. 58
Jakarta 12190

Laporan Kegiatan Komite Audit untuk Periode yang Berakhir Tanggal 31 Desember 2003

Laporan ini disusun dalam rangka memenuhi Peraturan Badan Pengawas Pasar Modal (Bapepam) Nomor IX.1.5, Lampiran Surat Keputusan Ketua Bapepam Nomor Kep-41/PM/2003, tanggal 22 Desember 2003, mengenai Pembentukan dan Piagam Program Kerja Komite Audit dan Peraturan Nomor I-A (SLR No. I-A), Lampiran Surat Keputusan Direksi BEJ Nomor 315/BEJ/06/2000, tanggal 30 Juni 2000 mengenai Peraturan Umum Pencatatan Saham pada Bursa Efek.

Sepanjang 2003, Komite Audit PT Medco Energi Internasional Tbk. (Perseroan) telah melakukan 5 (lima) kali rapat. Pada rapat-rapat tersebut, dilakukan evaluasi terutama pada proses penyusunan laporan-laporan keuangan, pengawasan internal, metode analisa pada laporan keuangan dan pemanggilan terhadap penanggung jawab bidang keuangan dan bidang-bidang terkait lainnya.

Komite Audit, selanjutnya berpendapat sebagai berikut:

- (1) SEMUA INFORMASI KEUANGAN YANG AKAN DIKELUARKAN, SEPERTI LAPORAN KEUANGAN DAN PROYEKSI KEUANGAN, DLL PADA 2003
 - Laporan keuangan konsolidasi mencakup laporan keuangan Medco Energi dan anak perusahaan dengan kepemilikan saham langsung atau tak langsung oleh Medco Energi sebesar lebih dari 50%. Saldo dan transaksi antar perusahaan, termasuk laba/rugi yang belum direalisasi atas transaksi antar perusahaan telah dieliminasi untuk mencerminkan posisi keuangan dan hasil-hasil operasional Medco Energi dan anak perusahaan sebagai badan usaha yang tunggal.
 - Komite Audit melihat bahwa laporan keuangan 2002 dan 2003 menggunakan perkiraan cadangan terbukti dari Gaffney, Cline & Associate Pte. Ltd. (GCA), konsultan energi independen di Singapura. Angka-angka perkiraan cadangan tersebut merupakan hasil perkiraan terakhir, yang mencerminkan penyempurnaan atas perkiraan tahun 2001. Umumnya, perkiraan cadangan yang disertifikasi oleh konsultan lebih rendah dari perkiraan *in-house*, sehingga merupakan perkiraan yang konservatif.
 - Manajemen memutuskan untuk menggunakan angka perkiraan cadangan terbaru yang telah disertifikasi tersebut untuk keperluan pelaporan keuangan, dan menggunakan perkiraan *in-house* untuk keperluan pelaporan kepada Departemen Energi dan Sumber Daya Mineral. Perbedaan diantara *in-house* dan GCA adalah 45 juta barel atau 23% dari angka perkiraan *in-house*.
 - Seluruh informasi dalam laporan keuangan konsolidasi Medco Energi untuk tahun yang berakhir pada 31 Desember 2003 dan 2002 telah diaudit dan diungkapkan sepenuhnya, termasuk informasi mengenai transaksi dengan pihak terkait dan pengaturan penyelenggaraan RUPSLB untuk mengesahkan transaksi tersebut.

To:
Commissioners of PT Medco Energi Internasional Tbk.
Graha Niaga, 16th Floor
Jl. Jend. Sudirman Kav. 58
Jakarta 12190

Audit Committee's Activity Report for the Period Ended December 31, 2003

This Report was made to comply with the Indonesian Capital Market Supervisory Agency (Bapepam) Rule No. IX.1.5 attachment of Chairman of Bapepam's Decree No. Kep-41/PM/2003 dated December 22, 2003 regarding The Establishment and Charter of Audit Committee Work Program and the Security Listing Regulation No. I-A (SLR No. I-A) attachment of PT Bursa Efek Jakarta Directors' Decree No. Kep-315/BEJ/06/2000 dated June 30, 2000, regarding The General Requirement for Stock Listing at the Stock Exchange.

During year 2003, the Audit Committee of PT Medco Energi Internasional Tbk. (the Company) conducted 5 (five) meetings. During the meetings, the Committee's review consists principally of obtaining an understanding of the system for the preparation of financial statements and internal control, applying analytical procedures to financial data, and making inquiries of the person responsible for financial and other related matters.

The Audit Committee is in the opinion that:

- (1) ANY FINANCIAL INFORMATION THAT WOULD BE ISSUED, SUCH AS FINANCIAL STATEMENTS, FINANCIAL PROJECTIONS, ETC IN 2003
 - The consolidated financial statements have included the financial statements of Medco Energi and its subsidiaries wherein Medco Energi has direct or indirect ownership interest of more than 50%. The inter company balances and transactions include the unrealized gain/loss on inter-company transactions are eliminated to reflect the financial position and the results of operations of Medco Energi and its subsidiaries as one business entity.
 - The Committee recognized that the proven oil reserves estimated by Gaffney, Cline & Associate Pte. Ltd. (GCA), an independent energy consultant located in Singapore, is used in 2003 and 2002 statements. These GCA's oil proven reserves figures is the recent estimate and represents an improvement over the 2001 figures. Oil reserves estimate certified by a consultant is commonly below the in-house estimate and therefore considered conservative.
 - The Management has decided to use this latest certified oil reserves estimate for purpose of financial reporting, but will use the in-house estimate for reporting to the Ministry of Energi and Mineral Resources. The difference between the in-house and GCA is 45 million barrels or 23% of the total in-house estimate.
 - All of the information in Medco Energi's audited consolidated financial statements for the years ended December 31, 2003 and 2002 have been fully disclosed, including the information concerning the related parties transactions and the arrangement for conducting the Extraordinary General Meeting of Shareholders to approve such transactions.



(2) INDEPENDENSI DAN OBYEKTIFITAS AKUNTAN PUBLIK YANG MELAKSANAKAN AUDIT ATAS LAPORAN KEUANGAN PERSEROAN UNTUK TAHUN YANG BERAKHIR PADA 31 DESEMBER 2003 DAN 2002 TELAH DITELITI, UNTUK MEMASTIKAN BAHWA AKUNTAN PUBLIK TERSEBUT TELAH MEMPERTIMBANGKAN SELURUH RISIKO YANG MUNGKIN TERJADI

Dalam melakukan audit pada laporan keuangan konsolidasi Medco Energi untuk tahun-tahun yang berakhir pada 31 Desember 2003 dan 2002, Akuntan Publik telah berkorespondensi dengan Manajemen, dengan tembusan kepada Komite Audit, untuk meminta klarifikasi mengenai beberapa masalah yang berkaitan dengan pos-pos yang dilaporkan, dan Manajemen telah menanggapi sesuai dengan kebutuhan.

Akuntan Publik juga telah menyerahkan Daftar Pertimbangan atas Kecurangan dalam Audit Laporan Keuangan kepada Manajemen untuk dipertimbangkan. Daftar tersebut telah diisi oleh Manajemen dan ditandatangani oleh Presiden Direktur dan Direktur Keuangan.

Berdasarkan kinerja tersebut, Komite Audit berpendapat bahwa Akuntan Publik telah melaksanakan audit secara menyeluruh, independen dan berhati-hati terhadap laporan keuangan konsolidasi Medco Energi.

(3) EFEKTIFITAS KENDALI INTERNAL PERSEROAN

Komite Audit telah mengkaji dan menyetujui dokumen Piagam Audit Internal dan Manual Audit Internal yang baru, yang dibuat oleh Ernst & Young, serta mengamati pelaksanaan dari rencana, program dan laporan audit internal untuk tahun 2003, serta penyusunan rencana dan anggaran audit untuk tahun 2004, dan berpendapat bahwa keseluruhannya telah memuaskan dan mencerminkan perbaikan atas fungsi kendali internal yang efektif di lingkungan Medco Energi.

Dalam rapat tanggal 13 Mei 2003, Komite Audit telah merekomendasikan agar kegiatan audit korporat, yang sebelumnya tersentralisasi pada Organisasi Kantor Pusat, diubah menjadi desentralisasi, melalui pembentukan fungsi audit internal di semua anak perusahaan; rekomendasi ini telah disetujui Manajemen dan akan dilaksanakan mulai tahun 2004, dengan pengangkatan 1 (satu) orang manajer audit untuk setiap anak perusahaan, yang bertugas untuk melakukan optimalisasi rencana audit dan menetapkan jumlah staf audit di masing-masing anak perusahaan.

Sebagai tambahan, Komite Audit merekomendasikan bahwa lingkup pekerjaan audit korporat harus pula mencakup analisa atas laporan keuangan konsolidasi yang disusun oleh Manajemen.

(4) SEMUA TEMUAN AUDIT YANG DIHASILKAN OLEH AUDITOR INTERNAL KORPORAT

Audit Internal melaporkan bahwa:

- Sejak tahun 2003, Audit Internal telah menggunakan konsep audit yang baru, yaitu audit manajemen berbasis risiko, yang menggantikan metode audit transaksional, untuk kegiatan audit di lapangan Kaji Semoga sebagai proyek percontohan, yang kemudian diikuti pula dengan penerapan konsep ini dalam audit atas Proses Penerbitan Surat Hutang Jangka Panjang, dan beberapa proses pada PT Exspan Nusantara, termasuk proses pemboran, operasi *Joint Operating Body* dan Operasi Produksi.

(2) THE INDEPENDENCY AND THE OBJECTIVITY OF THE PUBLIC ACCOUNTANT WHO AUDIT THE COMPANY'S FINANCIAL STATEMENTS FOR THE PERIOD ENDED DECEMBER 31, 2003 AND 2002 HAS BEEN EXAMINED TO ENSURE THAT THE PUBLIC ACCOUNTANT HAS TAKEN ALL THE RISKS INTO CONSIDERATION

In performing the audit of Medco Energi's consolidated financial statements for the years ended December 31, 2003 and 2002, the Public Accountant has made several correspondences to the Management and copied to the Audit Committee, requesting clarification in several issues related to the accounts and the Management has responded accordingly.

They also have provided Fraud Risk Assessment Checklist for Management to consider. The Checklist has been filled out by the Management and signed by the President Director and the Finance Director.

Based on their performance, the Committee is in the opinion that the Public Accountants had conducted a thorough, independent and prudent audit on Medco Energi's consolidated financial statements.

(3) THE EFFECTIVENESS OF THE COMPANY'S INTERNAL CONTROL

The Committee has reviewed the new Corporate Internal Audit Charter and the newly designed internal audit manual prepared by Ernst & Young and assessed the implementation of internal audit plan, program and reports for the year 2003 as well as the preparation audit plan and budget for the year 2004, and found them satisfactory and reflect an improved effective internal control within the Medco Energi's organization.

In their meeting dated May 13, 2003, the Committee proposed that the corporate audit activities, which was centralized in the Organization's Head Office, shall be decentralized by establishing internal audit function in every subsidiary companies; this recommendation has been agreed by the Management and to be implemented in the year 2004 by appointing 1 (one) audit manager for each subsidiary in order to start optimizing the audit plan and determining the number of audit staff required for each subsidiary.

In addition, the Committee recommended that the scope of corporate audit works shall cover also the review of consolidated financial reports prepared by the Management.

(4) ANY AUDIT FINDINGS OF THE CORPORATE INTERNAL AUDITOR

The internal auditor reported the:

- In the year 2003, the Internal Audit started using the new audit concept, risk based management audit, to replace the conventional transactions audit, for the audit of Kaji Semoga oil field as a pilot project in the beginning of 2003, and followed by applying this new approach in the audit of Long-Term Financing Bond Issuance Process, Drilling Process of PT Exspan Nusantara, Joint Operating Body Operations and Production Operation of PT Exspan Nusantara.

- Jumlah staf audit telah ditambah menjadi 8 (delapan) orang, dalam upaya untuk memperkuat kemampuan dan kualitas kegiatan audit, sehingga dapat menangani cakupan kegiatan audit yang lebih luas. Penambahan lebih staf lebih lanjut telah diusulkan oleh Divisi Audit Internal untuk mendukung penerapan Pendekatan Audit Berbasis Risiko yang baru dan pelaksanaan desentralisasi fungsi audit pada tingkat anak perusahaan. Usulan ini sedang dipertimbangkan oleh Manajemen.

(5) KEPATUHAN PERSEROAN TERHADAP BERBAGAI PERATURAN PASAR MODAL DI INDONESIA DAN PERATURAN LAIN YANG TERKAIT DENGAN BISNIS PERSEROAN DI TAHUN 2003

- Manajemen Medco Energi terus berupaya untuk menerapkan kebijakan dan program Tata Kelola Perusahaan serta memastikan kepatuhan atas berbagai peraturan yang berlaku (BEJ dan BAPEPAM) serta peraturan pemerintah RI lainnya.
- Namun demikian, sepanjang 2003, Manajemen mengidentifikasi beberapa transaksi yang mungkin memiliki benturan kepentingan. Untuk keperluan tersebut, Manajemen telah membahasnya bersama BAPEPAM dan merencanakan untuk mendapatkan persetujuan dari Pemegang Saham Independen pada RUPS, seperti dipersyaratkan oleh peraturan terkait.

(6) KEMUNGKINAN ADANYA KESALAHAN DALAM MENERAPKAN ATAU MENGINTERPRETASI KEPUTUSAN DIREKSI

Komite Audit telah mengkaji seluruh keputusan Direksi Perseroan pada tahun 2003, dan berpendapat bahwa sejauh yang diketahui, tidak terdapat implementasi yang tidak semestinya atas keputusan-keputusan tersebut oleh Manajemen Perseroan.

(7) RISIKO YANG DIHADAPI PERSEROAN DAN MANAJEMEN RISIKO YANG DILAKUKAN DIREKSI DI TAHUN 2003

Di tahun 2003, Manajemen telah memulai pelaksanaan Pengkajian Risiko Proses Bisnis (BPRA) di beberapa bidang.

(8) KELUHAN YANG DILAPORKAN OLEH PEMEGANG SAHAM ATAU *STAKEHOLDER* LAINNYA

Sepanjang 2003, Perseroan tidak menerima keluhan apapun, baik dari pemegang saham maupun dari *stakeholder* lainnya.

(9) PEMBAGIAN KOMPENSASI KOMISARIS DAN DIREKSI

Ketua Komite Remunerasi melaporkan bahwa paket kompensasi Dewan Komisaris dan Direksi untuk tahun 2003 telah diajukan kepada dan disetujui oleh Rapat Umum Pemegang Saham.

Nilai kotor keseluruhan dari paket kompensasi untuk Dewan Komisaris dan Direksi adalah sebesar USD 5.253.673 (termasuk Pph).

Paket kompensasi bersih bagi Komisaris dan Direksi Perseroan, yang telah disetujui oleh RUPS berjumlah USD 3.999.000.

- The number of audit staffs has increased to 8 (eight) in an effort to strengthen the ability, quality and to enlarge the coverage of the internal audit functions. Additional audit staff was proposed by this Division to implement the new Risk-based Audit Approach and the decentralization of audit functions in the subsidiaries. This proposal has been reviewed and considered by the Management.

(5) THE COMPANY'S COMPLIANCE TOWARD THE RULES AND REGULATIONS OF THE INDONESIAN AND CAPITAL MARKET AND ANY OTHER RULES AND REGULATIONS APPLICABLE TO THE COMPANY'S BUSINESSES IN 2003

- The Management of Medco Energi is continuing its effort to implement Good Corporate Governance policy and program and compliance to the Capital Market (BEJ and BAPEPAM) and other Indonesian government's rules and regulations.
- However, during 2003, the Management identified several accounts that have the appearance to be conflict of interest transactions. For this purpose, the Management has discussed with BAPEPAM and planned to obtain approval from the Independent Shareholders in a General Meeting of Shareholders as required by the relevant rulings.

(6) THE POSSIBILITIES OF MISCONDUCT AND MISREPRESENTATION OF BOARDS' RESOLUTIONS

The Committee has reviewed all of the 2003 Board of Directors resolutions and concluded that to the best of the Committee members' knowledge, the Management has not improperly implemented the resolutions.

(7) ANY RISKS FACED BY THE COMPANY AND RISKS MANAGEMENT CONDUCTED BY THE BOARD OF DIRECTORS IN 2003

In 2003, the Management has started implementing the Business Process Risk Assessment (BPRA) in certain business area.

(8) ANY COMPLAINTS REPORTED FROM THE SHAREHOLDERS OR OTHER *STAKEHOLDERS* RELATED TO THE COMPANY

During 2003, no complaint has been reported from the shareholders or other *stakeholders* related to the Company.

(9) THE DISBURSEMENT OF BOARDS' COMPENSATION PACKAGES

The Chairman of the Remuneration Committee reported that the Boards' compensation packages for the year 2003 were proposed and approved in the General Meeting of Shareholders.

The gross total amount of the Board of Commissioners' and Directors' compensation packages were USD 5,253,673 (income tax inclusive).

The net compensation packages for the Commissioners' and Directors which have been approved by the General Meeting of Shareholders amounted to USD 3,999,000.



SEBAGAI KESIMPULAN ATAS PENGKAJIAN DIATAS, KOMITE AUDIT BERPENDAPAT BAHWA TIDAK ADA INDIKASI:

- 1) Bahwa Laporan Keuangan Konsolidasi untuk akhir tahun-tahun yang berakhir pada 31 Desember 2003 dan 2002, yang disusun oleh Direksi Medco Energi, tidak sesuai dengan prinsip akuntansi yang berlaku umum di Indonesia dan persyaratan kontrak PSC, PSC-JOB, dan TAC yang berlaku bagi anak perusahaan yang bergerak di sektor migas.
- 2) Bahwa KAP Hans Tuanakotta & Mustofa sebagai Akuntan Publik tidak bersikap independen dan obyektif dalam melakukan audit atas Laporan Keuangan Konsolidasi untuk akhir tahun-tahun yang berakhir pada 31 Desember 2003 dan 2002.
- 3) Bahwa fungsi kendali internal tidak dijalankan dengan efektif.
- 4) Bahwa penerapan kebijakan Tata Kelola Perusahaan yang baik oleh Direksi tidak sesuai dengan peraturan Pasar Modal dan pemerintah Indonesia.
- 5) Bahwa seluruh Keputusan Direksi tidak dijalankan sebagaimana mestinya.
- 6) Bahwa paket kompensasi bagi Komisaris dan Direksi tidak dibagikan sebagaimana mestinya.

THE RESULTS OF ABOVE REVIEWS , THE COMMITTEE IS IN THE OPINION THAT IT IS NOT AWARE THAT:

- 1) The consolidated financial statement for the year ended December 31, 2003 and 2002, which have been prepared by Medco Energi's Board of Directors, is not in accordance with the accounting standard generally accepted in Indonesia and the regulations stipulated under the PSC, PSC-JOB and TAC for subsidiaries that are involved in oil and gas business.
- 2) The audit of Medco Energi's consolidated financial statements for the years ended December 31, 2003 and 2002 by Hans Tuanakotta & Mustofa Firm that is not independent and is not objective as a public accountant.
- 3) The implementation of internal control in Medco Energi has not been effective.
- 4) The adoption of Good Corporate Governance policy and program by the Board of Directors does not comply with the capital market and other Indonesian government's rules and regulations.
- 5) The implementations of all the Board of Directors' Resolutions have been improperly carried out.
- 6) The Boards' compensation packages have been disbursed improperly.

Laporan ini diserahkan dan ditandatangani oleh:

This report is submitted and signed by:

Ketua Komite (Independen) • (Independent) Committee Chairman
John S. Karamoy

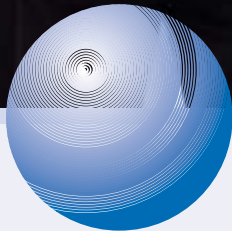
Anggota (Independen) • (Independent) Member
Gustiaman Deru

Anggota • Member
Maroot Mrigadat

Anggota • Member
Zulfikri Aboebakar

Anggota • Member
Djoko Sutardjo

Sekretaris • Secretary
Pornthip Uyakul



● Zulfikri Aboebakar

● Gustiaman Deru

● Pornthip Uyakul

● John S. Karamoy

● Maroot Mrigadat

● Djoko Sutardjo



John S. Karamoy

Selaku Ketua Komite Audit dan Komite Manajemen Risiko sejak 2001, beliau bertanggungjawab untuk memastikan bahwa Laporan Keuangan Perseroan bisa diandalkan dan dipertanggungjawabkan serta memastikan bahwa semua risiko telah dipertimbangkan dan dinilai sebagai usaha untuk meminimalkan dampak negatif bagi perusahaan.

As Chairman of the Audit Committee and Risk Management Committee since 2001, he is responsible for assuring the reliability and accountability of the Company's financial report and that all risks have been considered and judged in order to minimize negative impact for the Company.

Gustiaman Deru

Anggota Komite Audit sejak 2001. Beliau bertanggungjawab memonitor pasar dunia dan lembaga keuangan.

Member of the Audit Committee since 2001. He is responsible for monitoring the global market and financial institutions.

Maroot Mrigadat

Anggota Komite Audit sejak 2002. Beliau bertanggungjawab mengawasi dan mengontrol akuisisi lapangan minyak dan gas, serta aktivitas eksplorasi dan produksi.

Member of the Audit Committee since 2002. He is responsible for supervising and controlling the acquisition of new oil and gas fields as well as exploration and production activities.

Pornthip Uyakul

Sekretaris Komite Audit sejak 2002. Beliau bertanggungjawab membantu aktivitas Komite Audit.

Secretary to the Audit Committee since 2002. She is responsible for supporting the activities of the Audit Committee.

Djoko Sutardjo

Ditunjuk sebagai anggota Komite Audit Ekstern pada tahun 2002 dan ditunjuk kembali per Agustus 2003 berkat pengalamannya yang ekstensif selaku Akuntan Publik dan Konsultan Manajemen sejak 1971, termasuk pengalamannya di industri perminyakan dan jasa-jasa terkait yang menunjang industri perminyakan, diantaranya: PT Stanvac Indonesia, Scepter Resources Indonesia, Bumi Modern, dan PT Exspan Kalimantan Group.

Sebagai anggota Komite Audit, beliau bertugas memberikan penilaian terhadap kinerja keuangan Perseroan berdasarkan keahlian beliau di bidang keuangan dan akuntansi serta pemahaman hukum dan perundang-undangan Perseroan.

Appointed as an external member of the Audit Committee in 2002 and reappointed on August 2003 thanks to his extensive experience as Public Auditor and Management Consultant since 1971, including his previous experiences in the oil industry and oil-related supporting industries, such as: PT Stanvac Indonesia, Scepter Resources Indonesia, Bumi Modern, and PT Exspan Kalimantan Group.

As member of the Audit Committee, his function is to provide analysis of the Company's financial performance based on his expertise in finance and accounting as well as his in-depth understanding of the Company's laws and regulations.

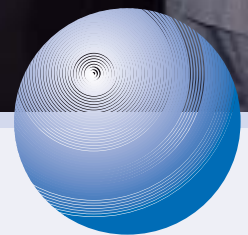
Zulfikri Aboebakar

Ditunjuk sebagai anggota Komite Audit Ekstern pada tahun 2002 dan ditunjuk kembali per Agustus 2003 berkat pengalamannya yang ekstensif selaku Auditor sejak 1975, diantaranya: PT Bimantara Citra, PT KODEL, Bank Internasional Indonesia Tbk., Bank Niaga Tbk., dan Bank Lippo Tbk.

Sebagai anggota Komite Audit, beliau memiliki tugas dan tanggung jawab yang sama dengan Bpk. Djoko Sutardjo.

Appointed as an external member of the Audit Committee in 2002 and reappointed on August 2003 thanks to his extensive experience as Auditor since 1975, among others: PT Bimantara Citra, PT KODEL, Bank Internasional Indonesia Tbk., Bank Niaga Tbk., and Bank Lippo Tbk.

As member of the Audit Committee, his function and responsibilities are equal to that of Mr. Djoko Sutardjo.



● Gustiaman Deru

● Retno Dewi Arifin

● Yani Y. Rodyat

● Maroot Mrigadat

● Sudono N. Suryohudoyo

● John S. Karamoy

● Chitrapongse Kwangsuksith

● Andrew G. Purcell



John S. Karamoy

Komisaris Utama dan Komisaris Independen sejak 2001. Pada periode yang sama, menjabat sebagai Komisaris Utama di beberapa anak perusahaan yang bergerak di bidang eksplorasi dan produksi migas: PT Exspan Nusantara, PT Exspan Kalimantan dan PT Exspan Tarakan. Bergabung dengan Grup Medco pada tahun 1992; Direktur Utama Perseroan (1998-Oktober 2001); dan anggota Komisaris Perseroan (1994-1998). Memiliki pengalaman yang ekstensif di sektor migas berkat 32 tahun di PT Stanvac Indonesia (1955-1987) dan 5 tahun (1987-1992) di HUFFCO Indonesia (sekarang VICO).

Menyelesaikan pendidikan terakhir dari Fakultas Teknik Kimia, Institut Teknologi Bandung tahun 1963.

Tugas Utama:

Memimpin Rapat Komisaris dan Pemegang Saham, serta Komite Audit.

Gusti Aman Deru

Komisaris dan Komisaris Independen sejak 2000. Saat ini juga menjabat sebagai Direktur Matlin Patterson Advisers (Asia) Limited, Hong Kong. Bergabung dengan Medco Energi pada tahun 2000 sebagai Komisaris. Sebelumnya, Direktur di Credit Suisse First Boston, Hong Kong (1998-2000); Direktur ING Barings, Hong Kong (1996-1998); dan Direktur Peregrine, Singapore/Hong Kong (1994-1996).

Menyelesaikan pendidikan terakhir dari Fakultas Teknik Sipil, Universitas Katolik Parahyangan tahun 1985. Memperoleh gelar Master in Business Administration (MBA) di bidang Perbankan dan Keuangan dari Rotterdam School of Management/Erasmus Universiteit - Rotterdam, Belanda tahun 1990.

Tugas Utama:

(sama dengan jabatannya sebagai anggota Komite Audit).

Sudono N. Suryohudoyo

Ditunjuk sebagai Komisaris pada April 2003. Sebelumnya, Direktur Utama PT Exspan Nusantara (1997-2003); dan VP/General Manager PT Exspan Kalimantan (1992-1997). Memiliki pengalaman yang ekstensif selama 40 tahun di sektor migas selama menjabat di PT Stanvac Indonesia dan selanjutnya di HUFFCO Indonesia (sekarang VICO).

Menyelesaikan pendidikan terakhir di bidang Teknik Pertambangan, Institut Teknologi Bandung tahun 1960.

Tugas Utama:

Pengawasan dan memberikan masukan kepada Direksi berkaitan dengan operasional minyak dan gas. Sebagai anggota dari Komite Manajemen Risiko, beliau juga memiliki peranan yang aktif dalam mengawasi laporan manajemen risiko.

President Commissioner and Independent Commissioner since 2001. Throughout the same period, he was President Commissioner of several subsidiary companies in exploration and production: PT Exspan Nusantara, PT Exspan Kalimantan, and PT Exspan Tarakan. Joined Medco Group in 1992; President Director of the Company (1998-October 2001); and member of the Company's Board of Commissioners (1994 - 1998). Extensive experience in the oil and gas sector thanks to 32 years in PT Stanvac Indonesia (1955-1987) and 5 years (1987-1992) at HUFFCO Indonesia (now VICO).

Graduated in Chemical Engineering from Bandung Institute of Technology in 1963.

Roles:

Presides over Commissioner's and Shareholders' meetings, as well as Audit Committee's meetings.

Commissioner and Independent Commissioner since 2000. Currently, he also serves as Director of Matlin Patterson Advisers (Asia) Limited, Hong Kong. Joined Medco Energi in 2000 as Commissioner. Previously, Director of Credit Suisse First Boston, Hong Kong (1998-2000); Director of ING Barings, Hong Kong (1996-1998); and Director of Peregrine, Singapore/Hong Kong (1994-1996).

Graduated in Civil Engineering from Parahyangan Catholic University in 1985. Received his MBA degree in Banking and Finance from Rotterdam School of Management/Erasmus Universiteit - Rotterdam, the Netherlands in 1990.

Roles:

(the same as his position as Audit Committee member).

Appointed as Commissioner in April 2003. Previously, President Director of PT Exspan Nusantara (1997-2003); and VP/General Manager PT Exspan Kalimantan (1992-1997). He has extensive experience of over 40 years in the oil and gas sector while at PT Stanvac Indonesia and in HUFFCO Indonesia (now VICO).

Graduated in Mining Engineering from Bandung Institute of Technology in 1960.

Roles:

Supervision and advisory to the Board of Directors on oil and gas activities. As member of the Risk Management Committee, he also plays an active role in reviewing the risk management report.

Yani Yuhani Rodyat

Komisaris sejak 1998. Saat ini juga menjabat sebagai Direktur di beberapa perusahaan di lingkungan Grup Medco.

Menyelesaikan pendidikan terakhir dari Fakultas Teknik Elektro, Institut Teknologi Bandung tahun 1975. Memperoleh gelar Magister Manajemen dari Sekolah Tinggi Manajemen Bandung tahun 1997.

Tugas Utama:

Sebagai Ketua Komite Nominasi dan Remunerasi, bertanggung jawab membuat kriteria dan prosedur pemilihan anggota Dewan Komisaris, Direksi dan jabatan eksekutif lainnya, serta menetapkan sistem remunerasi, termasuk kompensasi dan bonus untuk Dewan Komisaris dan Direksi. Beliau juga bertanggung jawab mengawasi kebijakan dan prosedur penerimaan pegawai.

Chitrapongse Kwangsukstith

Komisaris sejak 2002. Saat ini juga menjabat sebagai Presiden Direktur PTT Exploration & Production (PTTEP) Plc. Thailand sejak Januari 2000. Memulai karirnya sebagai Manajer Teknik Mesin di Petroleum Authority of Thailand (PTT) pada Desember 1983; dan kemudian menjadi Deputy Gubernur bidang Perencanaan dan Pembangunan di kantor pusat PTT tahun 1999.

Menyelesaikan pendidikan terakhir dari Fakultas Teknik Mesin, Chulalongkorn University, Thailand tahun 1970. Meraih gelar DEng di bidang Teknik Industri dari Lamar University, USA tahun 1977.

Tugas Utama:

Mengawasi pelaksanaan perencanaan strategis Perseroan.

Andrew Gerard Purcell

Komisaris sejak 2002. Sebelumnya, menjabat sebagai Direktur di beberapa divisi penting Credit Suisse First Boston, Australia selama 3 tahun dan kemudian sebagai Head of Distressed Asset Trading Non-Japan di CSFB, Hong Kong.

Menyelesaikan pendidikan terakhir dari Fakultas Teknik (Elektronika dan Komunikasi), Queensland University of Technology tahun 1986. Meraih gelar Master of Business Administration di bidang Keuangan dan Perbankan dari University of Queensland/University of Sydney tahun 1993.

Tugas Utama:

Mengawasi pelaksanaan perencanaan strategis Perseroan.

Commissioner since 1998. Presently, also serves as Director at several Medco Group subsidiary companies.

Graduated in Electrical Engineering, Bandung Institute of Technology in 1975. Received Masters Degree in Management from the Bandung Graduate School of Management in 1997.

Roles:

As Chairman of the Nomination and Remuneration Committee, she is responsible for developing the criteria and procedures for selection of the Board of Commissioners and Director's members, other Executive positions, as well as establishing a remuneration system which includes compensation and bonus for the Board of Commissioners and Directors. She is also responsible to supervise the policy and procedure of personnel's recruitment.

Commissioner since 2002. Currently serves as President Director of PTT Exploration & Production (PTTEP) Plc. Thailand since January 2000. Started his career as Manager of Mechanical Engineering at Petroleum Authority of Thailand (PTT) in December 1983; and then became Deputy Governor on Corporate Planning and Development at PTT's head office in 1999.

Graduated in Mechanical Engineering, Chulalongkorn University, Thailand in 1970. Earned DEng in Industrial Engineering, Lamar University, USA in 1977.

Roles:

Responsible for supervising the implementation of the Company's strategic planning.

Commissioner since 2002. Previously, as Director at several important divisions at Credit Suisse First Boston, Australia for 3 years before becoming Head of Distressed Asset Trading Non-Japan at CSFB, Hong Kong.

Graduated in Engineering (Electronics and Communications) from Queensland University of Technology in 1986. Earned Master of Business Administration in Finance and Accounting from the University of Queensland/University of Sydney in 1993.

Roles:

Supervise the implementation of the Company's strategic planning.



Retno Dewi Arifin

Ditunjuk kembali sebagai Komisaris pada April 2003. Sebelumnya sudah bergabung dengan Grup Medco sebagai Komisaris (1990-1995).

Menyelesaikan pendidikan terakhir dari Fakultas Teknik Arsitektur, Institut Teknologi Bandung pada 1972.

Tugas Utama:

Mengawasi dan memberikan masukan kepada Direksi mengenai hal-hal umum berkaitan dengan kinerja Perseroan.

Maroot Mrigadat

Komisaris sejak 2002. Saat ini juga memegang beberapa jabatan lain, diantaranya, Presiden PTT Exploration and Production Public Company Limited (PTTEP); Direktur Independent Power (Thailand) Company Ltd.; dan Direktur PTTEP Timur Tengah. Memulai karir di PTTEP Plc. Thailand sebagai Vice President, Production pada tahun 1989.

Menyelesaikan pendidikan terakhir dari Fakultas Teknik Perminyakan, University of Texas, Austin, USA tahun 1976 dan meraih gelar M.S. di bidang Teknik Perminyakan dari universitas yang sama tahun 1979.

Tugas Utama:

Mengawasi dan mengontrol akuisis lapangan minyak dan gas, termasuk aktivitas eksplorasi dan produksi.

Re-appointed as Commissioner in April 2003. Previously already joined Medco Group as Commissioner (1990-1995).

Graduated in Architecture from the Bandung Institute of Technology in 1972.

Roles:

Supervise and provide advice to the Board of Directors on general subjects related to the Company's performance.

Commissioner since 2002. Currently holds other positions, among others, President of PTT Exploration and Production Public Company Limited (PTTEP); Director of Independent Power (Thailand) Company Ltd.; and Director of PTTEP Middle East. Started his career at PTTEP Plc. Thailand as Vice President, Production in 1989.

Graduated in Petroleum Engineering from the University of Texas, Austin, USA in 1976 and received his M.S. degree in Petroleum Engineering at the same university in 1979.

Roles:

Supervise and control the acquisition of new oil and gas field, including exploration and production activities.

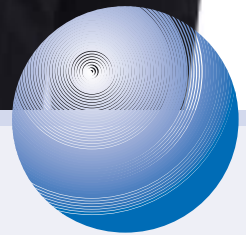


● Sugiharto

● Peerachat Pinprayong

● Hilmi Panigoro

● Rashid I. Mangunkusumo





Hilmi Panigoro

Direktur Utama sejak 2001. Saat ini juga menjabat sebagai Direktur dan Komisaris di beberapa anak perusahaan Grup Medco. Bergabung dengan Grup Medco tahun 1997 sebagai Direktur Perseroan (1998-2001); dan Wakil Direktur Utama Perseroan (1997-1998). Memulai karirnya di sektor migas di perusahaan HUFFCO (sekarang VICO) tahun 1982 untuk kemudian ditunjuk menjadi Wakil Direktur Utama dan Direktur untuk *Business Process Reengineering* di perusahaan yang sama pada tahun 1996.

Menyelesaikan pendidikan terakhir dari Fakultas Teknik Geologi, Institut Teknologi Bandung tahun 1981. Mengikuti MBA Core Program di Thunderbird University, USA tahun 1984. Meraih gelar Master of Science dari Colorado School of Mine, USA tahun 1988.

Tugas Utama:

Bersama-sama dengan para Direktur lainnya, mengelola sumber daya Perseroan, terutama dalam bidang eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi; melaksanakan audit untuk dapat mewujudkan maksud dan tujuan Perseroan dalam meraih laba usaha secara produktif; menciptakan lingkungan kerja yang kondusif bagi para pegawai guna meningkatkan produktivitas kerja; dan melaksanakan tanggung jawab sosial serta mengelola dampak sosial Perseroan terhadap lingkungan usaha dengan mengindahkan AD Perseroan dan peraturan perundang-undangan yang berlaku.

Rashid I. Mangunkusumo

Direktur Operasi sejak 2001. Saat ini juga menjabat sebagai Komisaris di beberapa anak perusahaan Grup Medco yang bergerak di sektor migas. Bergabung dengan Grup Medco tahun 1995. Jabatan terakhir sebelum pindah ke Medco Energi adalah Direktur Utama PT Exspan Nusantara (1995-2001). Sebelumnya, memegang beberapa jabatan penting di PT Stanvac Indonesia (1966-1996).

Menyelesaikan pendidikan terakhir dari Institute of Technology, Delft, Belanda pada tahun 1960. Menerima gelar Bachelor of Science di bidang Teknik Perminyakan dari Oklahoma University, USA tahun 1963 dan gelar Master of Engineering dari universitas yang sama pada tahun 1965.

Tugas Utama:

Mengelola sumber daya Perseroan, terutama dalam bidang operasi pengelolaan lapangan minyak dan *Drilling Methanol Plant* untuk dapat mewujudkan maksud dan tujuan Perseroan dalam meraih laba usaha secara produktif dan aman, baik bagi pekerja maupun lingkungan. Selain itu, bersama dengan anggota Direksi lainnya, berupaya untuk menciptakan lingkungan kerja yang kondusif bagi pegawai, melaksanakan tanggung jawab sosial serta mengelola dampak sosial Perseroan terhadap lingkungan usaha berdasarkan AD Perseroan dan peraturan perundang-undangan yang berlaku.

President Director since 2001. Currently, he also serves as Director and Commissioner at several subsidiary companies of Medco Group. Joined Medco Group in 1997 as President Director of the Company (1998-2001); and Vice President of the Company (1997-1998). Started his career in the oil and gas sector at HUFFCO (now VICO) in 1982 then appointed as Vice President Director & Director of Business Process Reengineering at the same company in 1996.

Graduated in Geological Engineering from Bandung Institute of Technology, Indonesia in 1981. Followed an MBA Core Program at Thunderbird University, Arizona, USA in 1984. Received his Master of Science from Colorado School of Mines, USA in 1988.

Roles:

Together with the other Board members, manages the Company's resources, especially in exploration and production of oil and gas; implement audit to obtain the Company's objectives and goals in achieving profit in a productive way; create a conducive working environment for employees in order to increase work productivity; and implement social responsibilities along with impacts to business environment without conflicting the Company's policy with existing laws and regulations.

Operation Director since 2001. Currently, he also serves as Commissioner over several subsidiary companies of Medco Group in the oil and gas sector. Joined Medco Group in 1995. His last position before joining Medco Energi was President Director of PT Exspan Nusantara (1995-2001). Prior to that, he held several important positions at PT Stanvac Indonesia (1966-1996)

Graduated in Engineering from Delft Institute of Technology, the Netherlands in 1960. Received his Bachelor of Science degree in Petroleum Engineering from Oklahoma University, USA in 1963 and his Master of Engineering degree from the same university in 1965.

Roles:

Managing the Company's resources, especially in the operation of oil fields and Drilling Methanol Plant to reach Company's objectives and goals in achieving profit in a productive and safe method for both employees and the environment. Aside from that, together with other members of the Board, try to create a conducive working environment for employees, uphold social responsibilities as well as the social impacts of the Company to the business environment based on Company's policy and existing laws and regulations.

Peerachat Pinprayong

Direktur Bisnis Pengembangan dan Perencanaan sejak 2002. Sebelumnya, sebagai Senior Manager, Arthit Asset, Divisi Operasi di PTT Exploration and Production (PTTEP) Plc., Thailand (Juni 2000-2002). Memulai karirnya sebagai Ahli Geologi di Departemen Sumber Daya Mineral, Thailand (1980-1982) dan kemudian bergabung dengan Unocal Thailand, Ltd. dengan posisi terakhir sebagai *Log Analyst* 1990.

Menyelesaikan pendidikan terakhir di bidang Geologi, Fakultas Teknik Geologi, Chulalongkorn University, Bangkok, Thailand tahun 1979. Meraih gelar Master di bidang Business Management dari Sasin Graduate Institute of Business Administration, Chulalongkorn University tahun 1990.

Tugas Utama:

Mengelola perencanaan strategis Perseroan dalam jangka pendek dan jangka panjang, termasuk pengembangan bisnis untuk mendukung pertumbuhan Perseroan.

Sugiharto

Direktur Keuangan dan Administrasi sejak 1994. Saat ini juga menjabat sebagai Komisaris di beberapa anak perusahaan Medco Energi di sektor migas, diantaranya PT Exspan Nusantara dan PT Exspan Kalimantan. Bergabung dengan Grup Medco tahun 1991. Sebelumnya, memegang beberapa jabatan penting di SGV-Utomo, Bankers Trust Company dan Chemical Bank di Jakarta.

Menyelesaikan pendidikan terakhir di bidang Manajemen Keuangan dari Fakultas Ekonomi, Universitas Indonesia tahun 1987, kemudian program MBA dari Indonesian School of Management, Jakarta tahun 1993, dan MBA dari Amsterdam School of Management, Belanda tahun 1997.

Tugas Utama:

Mengelola sumber daya Perseroan, terutama keuangan korporat untuk meningkatkan nilai saham Perseroan bagi para investor, pelaporan keuangan, serta mengelola bidang legal korporat dan bidang-bidang jasa korporat lainnya. Memiliki tanggung jawab yang sama dengan anggota Direksi lainnya dalam hal penciptaan lingkungan kerja yang produktif bagi pegawai serta tanggung jawab hukum dan sosial di lingkungan operasional Perseroan berdasarkan AD Perseroan dan peraturan perundang-undangan yang berlaku.

Untuk memastikan dan mempromosikan implementasi standar Tata Kelola Perusahaan yang tinggi serta mengkomunikasikan kepada pihak luar mengenai informasi penting yang berkaitan dengan kinerja Perseroan. Beliau juga dipercaya sebagai Sekretaris Perusahaan Medco Energi.

Director of Business Development and Planning since 2002. Previously, Senior Manager, Arthit Asset, Operations Division at PTT Exploration and Production (PTTEP) Plc., Thailand (June 2000-2002). Started his career as a Geologist in the Department of Mineral Resources, Thailand (1980-1982), then worked for Unocal Thailand, Ltd. with his last post as a Log Analyst in 1990.

Graduated in Geology from the Faculty of Geological Engineering, Chulalongkorn University, Bangkok, Thailand in 1979. Received his Master's degree in Business Management from Sasin Graduate Institute of Business Administration, Chulalongkorn University in 1990.

Roles:

Managing the Company's short-term and long-term strategic plan, including business development to support the Company's growth.

Director of Finance and Administration since 1994. Currently, he also serves as Commissioner at several subsidiary companies of Medco Energi in the oil and gas sector, such as PT Exspan Nusantara and PT Exspan Kalimantan. Joined Medco Group in 1991. Previously, held several key positions at SGV-Utomo, Bankers Trust Company and Chemical Bank in Jakarta.

Graduated in Financial Management from the Faculty of Economics, University of Indonesia in 1987 then completed MBA degree program from the Indonesian School of Management, Jakarta in 1993, and from the Amsterdam School of Management, the Netherlands in 1997.

Roles:

Managing the Company's resources, especially in Corporate Finance to increase the Company's share value for investors, proper financial reporting, and also managing Corporate Legal issues and other Corporate Services. He has equal responsibility as other members of the Board for creating a conducive working environment for employees and equal responsibility in terms of legal and social role within the Company's business environment based on the Company's policy and existing laws and regulations.

To ascertain and promote the implementation of Good Corporate Governance practices as well as communicate to external parties concerning relevant important informations about the Company's performance. He is also appointed as Medco Energi's Corporate Secretary.



● Syamsurizal Munaf

● Budi Basuki

● Edi Bambang Setyohadi

● Darmoyo Doyoatmojo

Direksi • **Board of Directors** - PT Exspan Nusantara

Darmoyo Doyoatmojo

Direktur Utama sejak 2003. Bergabung dengan Grup Medco tahun 1976.

Menyelesaikan pendidikan terakhir dari Fakultas Teknik Elektro, Institut Teknologi Bandung tahun 1975. Meraih gelar Master of Business Administration dan Master of Science dari University of Southern California, USA masing-masing tahun 1990 dan tahun 1991.

President Director since 2003. Joined Medco Group in 1976.

Graduated in Electrical Engineering from Bandung Institute of Technology in 1975. Received his MBA degree and MSc degree from the University of Southern California, USA in 1990 and 1991, respectively.

Edi Bambang Setyobudi

Direktur sejak 2001. Bergabung dengan PT Exspan Nusantara sejak tahun 1981 dengan posisi awal sebagai Ahli Geologi sampai dengan posisi terakhir sebagai Wakil Presiden Geoscience and Exploration (2001).

Menyelesaikan pendidikan terakhir di bidang Teknik Geologi, Universitas Gadjah Mada, Yogyakarta tahun 1979.

Director since 2001. Joined PT Exspan Nusantara since 1981 as Geologist until eventually becoming Vice President of Geoscience and Exploration (2001).

Graduated in Geological Engineering from Gadjah Mada University, Yogyakarta in 1979.

Budi Basuki

Direktur sejak 2003. Sebelumnya menjabat sebagai Wakil Presiden Direktur - wilayah operasi Barat, PT Exspan Nusantara (2001-2002); Manager Pergerakan Minyak PT Exspan Nusantara (2000-2001); dan Insinyur di PT Stanvac Indonesia (1981-2000).

Menyelesaikan pendidikan terakhir dari Fakultas Teknik Mesin, Universitas Gadjah Mada (1971-1980).

Director since 2003. Previously he was Vice President for the Western Operation Area at PT Exspan Nusantara (2001-2002); Manager of Oil Movement at PT Exspan Nusantara (2000-2001); and Engineer at PT Stanvac Indonesia (1981-2000).

Graduated in Mechanical Engineering from Gadjah Mada University (1971-1980).

Syamsurizal Munaf

Direktur sejak 2001. Bergabung dengan Grup Medco tahun 1997. Sebelumnya, sebagai Senior Investment Analyst for Principle Investment di PT Bahana Artha Ventura (1995-1997).

Menyelesaikan pendidikan terakhir dari Fakultas Teknik Sipil, Institut Teknologi Bandung tahun 1989 dengan predikat Cum Laude. Meraih gelar Magister Manajemen dari Sekolah Tinggi Manajemen Prasetiya Mulya tahun 1995.

Director since 2001. Joined Medco Group in 1997. Previously, as Senior Investment Analyst for Principle Investment at PT Bahana Artha Ventura (1995-1997).

Graduated Cum Laude in Civil Engineering from Bandung Institute of Technology in 1989. Received Magister Management degree from Prasetiya Mulya School of Management in 1995.



● Agustinus B. Lomboan

● Pierre Rene Ducasce

● Hertriono Kartowisastro

● Terrence Michael Gott

Direksi • Board of Directors - PT Apexindo Pratama Duta Tbk.

Hertriono Kartowisastro

Direktur Utama sejak 2001. Bergabung dengan Grup Medco tahun 1975. Sebelumnya menjabat sebagai Komisaris Utama Medco Energi (1998-2001) dan Direktur Utama PT Medco Antareja (2001).

Menyelesaikan pendidikan terakhir dari Fakultas Teknik, Institut Teknologi Bandung tahun 1974.

President Director sejak 2001. Joined Medco Group in 1975. Previously as President Commissioner of Medco Energi (1998-2001) and President Director of PT Medco Antareja (2001).

Graduated in Engineering from Bandung Institute of Technology in 1974.

Pierre Rene Ducasce

Direktur sejak 2001. Bergabung dengan PT Apexindo Pratama Duta Tbk. tahun 1990 dengan jabatan Manajer Operasional. Memiliki pengalaman yang ekstensif di bidang pemoran minyak sejak tahun 1972.

Menyelesaikan pendidikan terakhir dari French Petroleum Institute (1974).

Director since 2001. Joined PT Apexindo Pratama Duta Tbk. in 1990 with last position as Operational Manager. He has extensive experience in oil drilling since 1972.

Graduated from the French Petroleum Institute (1974).

Terrence Michael Gott

Direktur sejak 2001. Bergabung dengan Grup Medco tahun 1981 dengan jabatan awal General Manager/Technical Consultant. Sebelumnya pernah menjabat sebagai Resident Manager Parker Drilling Indonesia (1980-1981).

Menyelesaikan pendidikan terakhir dari Nodree College Australia tahun 1965.

Director since 2001. Joined Medco Group in 1981 with initial position as General Manager/Technical Consultant. Previously as Resident Manager of Parker Drilling Indonesia (1980-1981).

Graduated from Nodree College Australia in 1965.

Agustinus B. Lomboan

Direktur sejak 2001. Memiliki pengalaman yang ekstensif di bidang perbankan: Managing Partner, Advisory Division PT PDFCI Tbk. (2000-2001); Managing Director, Credit and Finance PT Bank PDFCI Tbk (1999); dan Relationship Manager, Credit Division PT Bank Panin Tbk. (1989-1994).

Menyelesaikan pendidikan terakhir dari Fakultas Teknik Mesin, Universitas Trisakti, Jakarta tahun 1988. Meraih gelar Magister Manajemen dari Universitas Indonusa Esa Unggul (1995).

Director since 2001. He has extensive experience in the banking sector: Managing Partner, Advisory Division PT PDFCI Tbk. (2000-2001); Managing Director, Credit and Finance PT Bank PDFCI Tbk. (1999); and Relationship Manager, Credit Division PT Bank Panin Tbk. (1989-1994).

Graduated from Mechanical Engineering, Trisakti University, Jakarta in 1988. Received Magister Management degree from Indonusa Esa Unggul University (1995).



● Bambang W. Soegondo

● Djatnika

Direksi • Board of Directors - PT Medco Methanol Bunyu

Djatnika

Direktur Utama sejak 2001. Sebelumnya Staf Ahli Direktur Utama PT Pupuk Kujang (1999-2001); dan Ketua Pelaksana Harian Tim Restrukturisasi PT Pusri Holding dan Privatisasi PT Pupuk Kaltim (1999).

Menyelesaikan pendidikan terakhir dari Fakultas Teknik Kimia, Institut Teknologi Bandung tahun 1976. Memperoleh gelar S2 di Program Studi Pembangunan, Bidang Manajemen dan Perencanaan dari Institut Teknologi Bandung tahun 1998.

Bambang W. Soegondo

Direktur sejak 1999. Sebelumnya sebagai Vice President of Corporate Services Department PT Medco Energi Internasional Tbk. (1997-1999); dan Project Manager PT Meta Epsi Engineering untuk LNG Plant Maintenance di Arun, Sumatera Utara (1990).

Menyelesaikan pendidikan terakhir di bidang Teknik Fisika, Institut Teknologi Bandung.

President Director since 2001. Previously, Expert Staff for the President Director of PT Pupuk Kujang (1999-2001); and Head of Restructuring Team PT Pusri Holding and Privatization of PT Pupuk Kaltim (1999).

Graduated in Chemical Engineering from Bandung Institute of Technology in 1976. Received his Master's degree in the Development Study Program, Management and Planning in 1998.

Director since 1999. Previously, Vice President of Corporate Services Department at PT Medco Energi Internasional Tbk. (1997-1999); and Project Manager at PT Meta Epsi Engineering for LNG Plant Maintenance, Arun, North Sumatra (1990).

Graduated in Physics Engineering, Bandung Institute of Technology.

Mulai tanggal 1 Januari 2002, Perseroan mengadopsi Standar Akuntansi Laporan Keuangan (PSAK No. 52), "Pelaporan Mata Uang", yang menetapkan standar-standar akuntansi bagi perusahaan Indonesia yang menggunakan mata uang lain selain Rupiah sebagai mata uang pelaporan serta pencatatannya. Perseroan telah menentukan Dolar AS sebagai mata uang fungsional berdasarkan pada indikator harga penjualan, arus kas, dan biaya yang diwajibkan oleh PSAK No. 52. Perubahan tersebut telah disetujui oleh Menteri Keuangan Republik Indonesia dengan SK No. MEI-641/PJ.42/2001 tertanggal 19 Oktober 2001. Dengan merubah pencatatan pendapatannya ke dalam Dolar AS, maka posisi mata uang asing dan hasil operasional Perseroan dari tahun ke tahun akan dapat disajikan secara lebih akurat.

Perseroan memutuskan untuk membuat penyesuaian terhadap laporan keuangan konsolidasi per 31 Desember 2002 yang telah dipublikasikan sebelumnya. Penyesuaian ini mengakibatkan perubahan atas Laba Bersih Perseroan tahun 2002 menjadi USD 82,56 juta, dari angka sebelumnya sebesar USD 84,14 juta. Penjelasan terperinci tentang penyesuaian ini dicantumkan pada Catatan 2 atas Laporan Keuangan Konsolidasi Perseroan tahun 2003.

Hasil-hasil 2003

Untuk tahun buku yang berakhir pada 31 Desember 2003, Medco Energi membukukan Penjualan dan Pendapatan Usaha Bersih sebesar USD 463,37 juta, EBITDA sebesar USD 218,71 juta dan Laba Bersih sebesar USD 53,44 juta. Perseroan memperoleh sebagian besar pendapatannya dalam mata uang Dolar AS dari penjualan minyak mentah dan gas alam, jasa pemboran sesuai kontrak, serta penjualan methanol.

Jumlah Penjualan dan Pendapatan Operasional untuk tahun yang berakhir 31 Desember 2003 dan 2002 masing-masing sebesar USD 463,4 juta dan USD 420,7 juta. Hal ini menunjukkan peningkatan sebesar 10%.

Sumber utama yang menyebabkan peningkatan tersebut adalah kenaikan penjualan methanol sebesar 79%, menjadi USD 55,11 juta, dari angka tahun 2002 sebesar USD 30,78 juta. Hal ini ditambah lagi dengan adanya kenaikan pendapatan dari jasa pemboran sebesar 69%, menjadi USD 89,16 juta, dibandingkan dengan tahun 2002 sebesar USD 52,90 juta. Sementara itu, pendapatan dari hasil penjualan migas turun 6% menjadi USD 319,10 juta, dari USD 337,05 pada tahun 2002.

Profitabilitas Medco Energi terutama ditentukan oleh selisih antara harga penjualan minyak mentah dan gas alam yang diproduksi dengan biaya penemuan, pengembangan dan produksi dari hidrokarbon tersebut. Kinerja keuangan Perseroan juga dipengaruhi oleh beberapa variabel eksternal terhadap Perseroan dan industri perminyakan, termasuk kondisi politik, ekonomi dan sosial Indonesia.

Effective January 1, 2002, the Company adopted Statement of Financial Accounting Standards PSAK No. 52: "Reporting Currency", which establishes the accounting standards for Indonesian companies that use a currency other than Rupiah as their reporting and recording currency. The Company has identified the U.S. Dollar as its functional currency based on sales price, cash flows and expense indicators required by PSAK No. 52. This change has been approved by the Minister of Finance of the Republic of Indonesia in his decree No. MEI-641/PJ.42/2001 dated October 19, 2001. As the Company derives substantially all of its revenues in U.S. Dollars, this change will result in a more accurate presentation of the Company's foreign exchange position and results of operations year over year.

The Company has determined to make adjustments to its previously issued consolidated financial statements as of and for the year ended December 31, 2002. This adjustment resulted in the change of 2002 Net Income to become USD 82.56 million, from the previously stated figure of USD 84.14 million. Detailed explanation on the adjustments is presented in Note 2 of the Company's 2003 Consolidated Financial Statements.

2003 Results

For the year ended December 31, 2003, Medco Energi booked Net Sales and Operating Revenues of USD 463.37 million, EBITDA of USD 218.71 million, and Net Income of USD 53.44 million. The Company obtains most of its revenues in U.S. Dollars currency from sales of crude oil and natural gas, services provided under drilling contracts and sales of methanol.

The total Net Sales and Operating Revenues for the years ended December 31, 2003 and 2002 were USD 463.4 million and USD 420.7 million, respectively, which represents a 10% increase.

Increase in methanol sales were the major contributor to the overall increase of operating revenues, as it rose 79% to become USD 55.11 million, from USD 30.78 million in 2002. This is coupled with the increase in revenues from drilling services, which increase 69% to USD 89.16 million, from USD 52.90 million in 2002. On the other hand, revenues from the oil and gas sales decreased 6% to USD 319.10 million, from USD 337.05 million in 2002.

Medco Energi's profitability is primarily determined by the difference between the sale prices of the produced crude oil and natural gas and its costs of finding, developing and producing those hydrocarbons. Furthermore, the Company's financial performance is also affected by a number of other "external" variables, including political, economic and social conditions in Indonesia.



Penjualan dan Pendapatan Usaha Bersih

Minyak dan Gas Bumi

Pendapatan Perseroan dari penjualan minyak mentah serta gas bumi terutama sangat dipengaruhi oleh hak perolehan volume bersih minyak dan gas serta harga penjualan saat itu. Menurut ketentuan PSC, jumlah bersih Perseroan terdiri dari (i) biaya pemulihan dan (ii) pembagian laba, setelah dikurangi kewajiban untuk pasar domestik.

Medco Energi menjual produksi minyak mentahnya di tahun 2003 kepada BP Migas, Mitsui Co. Ltd. (Mitsui), Itochu Petroleum Co. Pte. Ltd. (Itochu), dan PTT Public Company Limited (PTT), dengan harga berdasarkan *the Indonesian Crude Price-Sumatra Light Crude/Minas* (the "ICP-SLC"), dengan penyesuaian tergantung dari kualitas minyak mentah. ICP-SLC adalah nilai tengah rata-rata dari tiga penerbit informasi harga: (i) dua kali seminggu dari APPI, dewan internasional yang terdiri dari produsen, pedagang dan pengilangan, (ii) harian dari RIM, penerbit khusus industri perminyakan dengan fokus pasar Asia Pasifik, dan (iii) Platts, penerbit khusus industri perminyakan dengan fokus pasar Jepang, dengan proporsi sebagai berikut: 20% APPI, 40% RIM dan 40% Platts. ICP-SLC diterbitkan oleh Pertamina setiap bulan.

Berdasarkan Perjanjian PSC, hasil bersih minyak mentah Perseroan dapat dijual kepada pihak ketiga lewat proses tender bersaing.

Perseroan menjual hak minyak mentah yang diperolehnya kepada PTT sejak tahun 2002, dengan syarat dan kondisi dimana PTT mempunyai hak pertama untuk menolak sisa 50% hak penjualan bersih dalam periode kontrak, dengan harga setara harga tender tertinggi. Disamping itu, Perseroan juga menjual minyak mentahnya kepada Itochu sejak tahun 2002.

Hak perolehan minyak neto Perseroan turun 21% menjadi 7,6 MMBO dari 9,42 MMBO pada tahun 2002. Harga riil rata-rata minyak per Bbl sampai dengan 31 Desember 2003 dan 2002 masing-masing sebesar USD 29,33 dan USD 25,30. Akibatnya, pendapatan Perseroan dari penjualan migas turun 4,3% menjadi USD 319,10 juta, dari USD 337,05 juta pada tahun 2002.

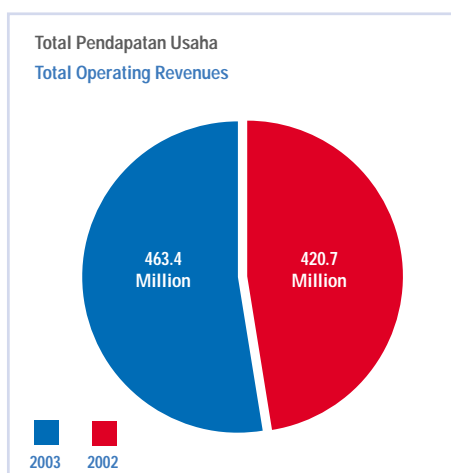
Dari total penjualan migas tahun 2003 sebesar USD 319,10 diatas, sekitar 35%, atau sebesar USD 112,69 juta, dihasilkan dari penjualan kepada PTT, sementara penjualan kepada BP Migas menyusul di tempat kedua dengan 28% dari total, atau senilai USD 90,79 juta. Selanjutnya, penjualan kepada Itochu menghasilkan 22% dengan nilai USD 71,87 juta dan penjualan kepada Mitsui menghasilkan 1% dengan nilai USD 43,74 juta.

Net Sales and Operating Revenues

Oil and Gas

Among the key factors determining the Company's oil and gas revenues are the net entitlement volume of oil and gas and the prices at which they are sold. Under the terms of the PSCs, the Company's net entitlement consists of (i) cost recovery and (ii) profit share, net of domestic market obligations.

In 2003, the Company sold its crude oil production to BP Migas, Mitsui Co. Ltd. (Mitsui), Itochu Petroleum Co. Pte. Ltd. (Itochu), and PTT Public Company Limited (PTT), at the price based on the Indonesian Crude Price-Sumatra Light Crude/Minas (the "ICP-SLC"), with adjustments based on the crude oil quality. The ICP-SLC is the monthly mean average of three publications: (i) twice a week by APPI, a panel of international producers, traders and refinery, (ii) daily by RIM, oil industry publishers which focus on the market in the Asia Pacific region, and (iii) Platts, oil industry publishers which focus on the Japanese market, in the following proportions: 20% APPI, 40% RIM and 40% Platts. Pertamina publishes the ICP-SLC once every month.



Under the PSC Arrangement, the Company's net crude entitlement could be sold to a third party through a competitive tender process.

The Company's crude oil entitlement has been sold to PTT since 2002 under the terms and conditions where PTT maintains the right of first refusal to purchase the remaining 50% of the Company's net crude entitlement for a contract period, at a price equal to the highest tender price. In addition, the Company also sold its crude oil to Itochu since 2002.

The Company's net oil entitlement decreased by 21%, to 7.6 MMBO, from 9.42 MMBO in 2002. The average realized price for oil per Bbl for the years ended December 31, 2003 and 2002 were USD 29.33 and USD 25.30, respectively. The result, the Company's oil and gas sales decreased by 4.3%, to USD 319.10 million, from USD 337.05 million in 2002.

From the total oil and gas sales of USD 319.10 million in 2003, about 35%, or USD 112.69 million are generated from the sales to PTT, while BP Migas ranks as the second biggest buyer, with 28%, as it bought the Company's oil and gas amounting USD 90.79 million. Furthermore, sales to Itochu contributed 22% of the total oil and gas sales in the amount of USD 71.87 million and sales to Mitsui contribute 1% of total revenue, posting USD 43.74 million.

Apabila ditinjau dari sumbangan lapangan migas, sebagian besar dari minyak dan gas yang dijual, masing-masing berasal dari PSC Rimau, dan PSC SS Extension.

Medco Energi, melalui anak perusahaannya, PT Exspan Nusantara saat ini memiliki Perjanjian Penjualan Gas sebagai berikut:

When evaluated based on field contributions, a large part of the Company's oil and gas sales are generated from Rimau PSC, South Sumatra Extension PSC, respectively.

Medco Energi, through its oil and gas exploration and production subsidiary, PT Exspan Nusantara, maintains the following Gas Sales Agreements:

Daftar Perjanjian Jual Beli Gas • List of Existing Gas Sales Agreements

No.	Counter-parties	Purpose	Contract Expiry	Sales Volume in 2003	Price in 2003 (USD/MMBTU)
1.	PUSRI	Feed-gas supply	2004	40.00 MMCFD	1.33
2.	MMB	Feed gas supply to MMB Plant	2010	24.11 MMCFD	1.42
3.	PLN	Fuel gas supply to PLTG Tanjung Batu, East Kalimantan	2018	9.10 MMCFD	2.50
4.	PLN	Fuel gas supply to PLTG Gunung Belah, East Kalimantan	2012	1.60 MMCFD	Rp 12,000
5.	PLN	Fuel gas supply to PLTG Indralaya, South Sumatra	2013	10.00 MMCFD	2.18
6.	PLN	Fuel gas supply to PLTG Kaji, South Sumatra	2013	-	Delivery Start on 2004
7.	PLN	Fuel gas supply to PLTG Borang, South Sumatra	2013	-	Delivery start on August 2004

Harga rata-rata gas bumi per MMBTU untuk tahun yang berakhir 31 Desember 2003 adalah sebesar USD 1,33 dan USD 1,10 untuk gas yang dijual ke Pusri dari blok-blok di wilayah Sumatera, USD 2,48 dan USD 2,10 untuk PLN dari masing-masing blok di Kalimantan dan Sumatera, dan USD 1,42 untuk MMB dari blok di Kalimantan. Karena sebagian besar gas alam yang diproduksi Perseroan berasal dari ladang gas yang ditemukan saat mengembangkan ladang minyak, biaya untuk pengembangan serta operasional ladang gas cukup rendah.

Kontrak Pemboran

Pendapatan Perseroan dari kontrak pemboran bervariasi sesuai permintaan pemboran dan jasa terkait, yang berpengaruh pada jumlah hari anjungan dipergunakan dan sewa harian yang diterima. Permintaan anjungan dipengaruhi oleh beberapa faktor di antaranya aktivitas eksplorasi dan produksi migas.

Pendapatan dari kontrak pemboran mencerminkan pekerjaan yang dilakukan. Saat terjadi mobilisasi atau kebutuhan akan anjungan muncul dalam suatu kontrak, Perseroan akan menerima pembayaran

The realized average gas prices per MMBTU for the year ended December 31, 2003 were USD 1.33 and USD 1.10 for gas sales to PUSRI from the blocks in Sumatra areas, USD 2.48 and USD 2.10 to PLN from the blocks in Kalimantan area and Sumatra area, respectively, and USD 1.42 to PT Medco Methanol Bunyu (MMB), the Company's petrochemical subsidiary from the block in Kalimantan. The costs of developing and operating the gas fields are low, as most of the natural gas the Company produced is from gas fields that were discovered while developing oil fields.

Drilling Operations

The Company's revenues from drilling operations vary based upon demand for drilling and related services, which affects the number of days that the rig fleet is utilized and the day rates received. Demand for drilling rigs is affected by a number of factors including the level of oil and gas exploration and production activities.

Revenues from drilling operations are recognized as work is performed. When mobilization or rig enhancement is required for a



secara *lump-sum* atau sebagian dari biaya. Saat sebuah anjungan dipindahkan ke lokasi lain yang tercantum di dalam kontrak, pendapatan serta biaya yang diperlukan diakui dalam persyaratan yang ada dalam kontrak terkait. Jika sebuah anjungan di luar kontrak dipindahkan, semua biaya yang timbul akan langsung dipotong dari pendapatan. Pembayaran yang diperoleh untuk perbaikan anjungan dianggap sebagai pendapatan sesuai persyaratan kontrak pemboran terkait. Di samping dampak sewa harian, yang naik atau turun sesuai permintaan, pendapatan dari kontrak pemboran dapat berfluktuasi, tergantung dari jangka waktu pemenuhan kontrak, mobilisasi, jadwal perawatan dan cuaca.

Untuk anjungan lepas pantai, pendapatan rata-rata per hari naik 39% menjadi USD 34.705, dari USD 24.861 pada tahun 2002, sementara untuk anjungan darat, pendapatan rata-rata per hari naik 6,4% menjadi USD 7.870, dari USD 7.396 pada tahun 2002. Di lain pihak, biaya rata-rata per hari untuk anjungan lepas pantai naik 67% menjadi USD 15.385, dari USD 9.201 pada tahun 2002, sedangkan untuk anjungan darat naik 30% menjadi USD 6.964, dari USD 5.345 pada tahun 2002.

Pendapatan Perseroan dari kontrak pemboran naik 41%, menjadi USD 89.16 juta, dari angka tahun 2002 sebesar USD 52.90 juta, karena pulihnya utilisasi anjungan lepas pantai menjadi 78%, dari 70% pada tahun 2002. Hal ini terlepas dari adanya penurunan atas utilisasi anjungan darat, menjadi 57%, dari angka tahun 2002 sebesar 61%.

Methanol

Sejak bulan April 1997, Perseroan memperoleh pendapatan dari pengoperasian pabrik methanol Bunyu dan penjualan methanol. Pendapatan dari penjualan tersebut dipengaruhi oleh volume produksi dan harga penjualan methanol.

Harga methanol sangat labil dan selama enam tahun terakhir tercatat harga tertinggi USD 220 per MT pada bulan April 1997 untuk pasar domestik dan USD 210 per MT (f.o.b.) pada bulan Mei dan Juni 1997 untuk penjualan ekspor, dan titik terendah sebesar USD 72 per MT pada bulan Desember 1998 untuk penjualan domestik dan USD 70 per MT (f.o.b.) pada bulan November 1998 untuk penjualan ekspor. Harga riil rata-rata per MT meningkat 60% dari USD 132,30 di tahun 2002 menjadi USD 212,00 di tahun 2003.

Sepanjang tahun 2003, Perseroan berhasil memulihkan volume produksinya yang meningkat sebesar 16% menjadi 265.451 MT, dari 223.364 MT di tahun 2002. Akibatnya, pendapatan dari penjualan methanol meningkat pesat, mencapai 79%, menjadi USD 55,11 juta, dari USD 30,77 juta di tahun 2002.

Beban Penjualan dan Beban Langsung

Total beban langsung Perseroan naik 27% menjadi USD 271,09 juta, dari USD 213,07 juta di tahun 2002. Kenaikan ini terutama disebabkan dari meningkatnya beban langsung dari eksplorasi dan produksi migas, yang menunjukkan peningkatan 32% menjadi USD 177,84 juta dari USD 134,30 juta di tahun 2002. Beban langsung dari jasa pemboran meningkat sebesar 30%, menjadi USD 68,16 juta dari USD 52,48 juta di tahun 2002. Sementara itu, beban pokok penjualan methanol menurun 5% menjadi USD 25,09 juta dari USD 26,29 juta di tahun 2002.

contract, the Company may receive a lump-sum payment to offset all or a portion of the cost. When an offshore rig is moved from one location to another under contract, mobilization revenues and costs incurred are recognized over the term of the related drilling contract. If a rig is moved without a contract, all costs incurred are immediately charged against income. Payments received for rig enhancements are recognized as revenues over the term of the related drilling contract. Furthermore, revenues from drilling contracts may also fluctuate due to the timing of contract completions, mobilizations, scheduled maintenance and weather conditions.

For offshore rigs, the average revenue per day rose 39% to USD 34,705, from USD 24,861 in 2002. While for onshore rigs, the average revenue per day increased 6.4% to USD 7,870 from USD 7,396 in 2002. Average daily cost for offshore rigs, on the other hand, increase 67% to USD 15,385, from USD 9,201 in 2002. Average daily cost for onshore rigs also rose 30% to USD 6,964, from USD 5,345 in 2002.

The Company's revenue from drilling operations increased by 41%, to USD 89,16 million from USD 52,90 million in 2002, due to the recovery of offshore rig utilization from 70% in 2002 to 78% in 2003. This is despite the decrease of onshore rig utilization to 57%, from 61% in 2002.

Methanol

Since April 1997, the Company has earned revenues from the production and sales of methanol at Bunyu island, East Kalimantan. Revenues from methanol sales are affected by production volume and the sales prices.

Methanol prices are volatile and over the last six years have reached a high of USD 220 per MT in April 1997 for domestic sales and USD 210 per MT (f.o.b.) in May and June 1997 for export sales, and a low of USD 72 per MT in December 1998 for domestic sales and USD 70 per MT (f.o.b.) in November 1998 for export sales. The average price per MT realized during the year increased by more than 60%, from USD 132.30 in 2002 to USD 212.00, in 2003.

Throughout 2003, the Company has managed to recover its production volume, which increased 16% to 265,451 MT, from the 2002 level of 223,364 MT. Consequently, Revenues from methanol sales has increased at a staggering level of 79% to USD 55.11 million, from USD 30.77 million in 2002.

Cost of Sales and Direct Expenses

The Company's total direct expenses increased by 27% to USD 271.09 million from USD 213.07 million in 2002. The increase mostly came from the direct expenses of exploration and production of oil and gas, showed 32% increase to USD 177.84 million, from USD 134.30 million in 2002. Direct expenses of drilling operations increased by 30%, to USD 68.16 million from USD 52.48 million in 2002, while methanol cost of sales decreased by 5% to USD 25.09 million, from USD 26.29 million in 2002.

Minyak dan Gas

Beban langsung Eksplorasi dan Produksi (E&P) sebagian besar berasal dari beban *lifting*, sementara sisanya berasal dari beban penyusutan dan amortisasi, dan beban eksplorasi. Beban *lifting* sangat dipengaruhi oleh tingkat produksi, gaji dan upah, tunjangan karyawan, kebutuhan dan pasokan, biaya-biaya kontrak, biaya perjalanan dinas, dan biaya saluran pipa.

Biaya eksplorasi bervariasi tergantung tingkat kegiatan eksplorasi dan tingkat kesuksesan kegiatan yang dijalankan. Depresiasi dan amortisasi diperoleh dari pengurangan biaya pengembangan minyak dan gas yang terkapitalisasi dengan metode pengurangan sebuah unit produksi.

Untuk tahun 2003, jumlah rata-rata biaya *lifting* adalah USD 4,14 per BOE dan biaya penemuan dan pengembangan rata-rata USD 4.55 per BOE.

Kenaikan 32% atas beban langsung di sektor E&P terutama disebabkan oleh naiknya beban *lifting* sebesar 62% menjadi USD 104,91 juta dari USD 64,87 juta di tahun 2002. Beban depresiasi dan amortisasi meningkat sebesar 30% menjadi USD 51,33 juta, dari USD 39,58 juta di tahun 2002. Sementara, beban eksplorasi turun 28% menjadi USD 21,60 juta dari angka tahun 2002 sebesar USD 29,85 juta.

Kontrak Pemboran

Biaya operasional tidak dipengaruhi oleh biaya sewa harian, atau fluktuasi pemakaiannya. Misalnya, jika sebuah anjungan tidak digunakan untuk satu periode tertentu, Perseroan hanya akan mencatat sedikit penurunan biaya operasional, karena anjungan tersebut harus tetap terpelihara sehingga selalu siap pakai dengan petugas lengkap. Namun demikian, jika sebuah anjungan memang sudah diperkirakan akan kosong untuk periode yang lebih lama, Medco Energi dapat mengurangi jumlah petugas anjungan dan mengambil langkah perawatan sesuai keadaannya yang kosong, sehingga akan menurunkan biaya serta sedikit mengurangi dampak negatif terhadap pendapatan operasional atau biasa disebut rugi pendapatan.

Biaya operasional juga berdampak terhadap kemampuan Perseroan untuk dapat merekrut serta melatih karyawan secara memadai untuk mengoperasikan peralatan pemboran. Perseroan mengelompokkan biaya perbaikan serta perawatan untuk menjaga bukannya meningkatkan anjungan sebagai biaya operasional.

Kenaikan biaya langsung pemboran sebesar 69% terutama disebabkan karena kenaikan biaya-biaya dari Penyusutan aktiva tetap, Tenaga Kerja, Asuransi, Perbaikan dan Pemeliharaan, serta Transportasi.

Methanol

Dengan dilakukannya efisiensi biaya operasional, biaya penjualan methanol menurun sebesar 5% menjadi USD 25,09 juta dari USD 26,29 juta di tahun 2002.

Oil and Gas

Exploration and Production (E&P) direct costs mainly came from *lifting* expenses, while the remaining came from depreciation and amortization expenses, and exploration expenses. The factors affecting *lifting* expenses are: the level of production, salaries and wages, employee benefits, materials and supplies, contract charges, business travel expenses and pipeline fees.

Exploration expenses vary with the level of exploration activities and the success rate of such activities. Depreciation and amortization are caused by the depletion of capitalized oil and gas development costs under the unit of production depletion method.

For the year 2003, average total *lifting* costs was USD 4.14 per BOE and average finding and development costs was approximately USD 4.55 per BOE.

The 32% increase in E&P direct expenses were primarily due to the 62% increase in *lifting* expenses to USD 104.91 million from USD 64.87 million in 2002. The depreciation and amortization increased by 30% to USD 51.33 million from USD 39.58 million in 2002. Whilst, the exploration expenses decreased by 28% to USD 21.60 million from USD 29.85 million in 2002.

Drilling Operations

Operating costs are not affected by changes in day rates, nor are they affected by fluctuations in utilization. For instance, when a rig is idle for a short period of time, the Company realizes few decreases in operating expenses since the rig typically is maintained in a ready-to-operate state with a full crew. However, when a rig were expected to be idle for a longer period of time, the Company could reduce the size of the rig's crew and take steps to maintain the rig in an idle "stacked" mode, which lowers expenses and partially offsets the negative impact on operating income associated with loss of revenues.

Operating costs may also be impacted by the Company's ability to successfully hire and train sufficient numbers of employees to operate its drilling equipment. The Company recognizes repair and maintenance expenditures that maintain rather than upgrade rigs as operating costs.

The 69% increase in drilling operations' direct expenses was mainly attributable to the increases in the costs of Depreciation of property and equipment, Labor, Insurance, Repair and Maintenance, as well as Transportation.

Methanol

The implementation of costs efficiency in methanol's operation resulted the costs of sales of methanol decreased by 5% to USD 25.09 million from USD 26.29 million in 2002.



Laba Kotor

Perseroan pada tahun 2003 mengalami penurunan laba kotornya senilai 7.4% dari USD 207,6 juta pada tahun 2002 menjadi USD 192,3 juta pada tahun 2003. Penurunan ini disebabkan oleh turunnya produksi minyak dari 86,2 MBOPD pada tahun 2002 menjadi 68,6 MBOPD pada tahun 2003.

Laba kotor E&P turun 30,3% dari USD 202,7 juta pada tahun 2002 menjadi USD 141,3 juta pada di tahun 2003. Sementara laba kotor jasa pemboran naik 4.968,8 % dari USD 0,4 juta pada tahun 2002 menjadi USD 20,9 juta pada tahun 2003. Sedangkan laba kotor methanol melonjak 569% dari USD 4,5 juta pada tahun 2002 menjadi USD 30,0 juta pada tahun 2003.

Beban Usaha

Semua kontrak penting yang ditandatangani oleh Perseroan telah menggunakan denominasi Dolar AS, dan untuk selanjutnya akan ditetapkan terus demikian. Kontrak-kontrak tersebut meliputi PSC, TAC, JOB, kontrak pemboran, perjanjian dengan rekan usaha, kontrak konstruksi utama, sewa alat pemboran, jasa, kontrak penjualan minyak dan gas, dan perjanjian transportasi. Hampir semua pendapatan Perseroan juga menggunakan denominasi Dolar AS dan hanya sebagian (24,2%) dari biaya-biaya tertentu seperti gaji karyawan berkebangsaan Indonesia, pemasok lokal, dan penyedia sewa lokal, yang dibayar dengan Rupiah. Oleh karena itu, risiko Perseroan akan fluktuasi mata uang Rupiah praktis terbatas.

Biaya operasional naik 2,8% dari USD 46,3 juta pada tahun 2002 menjadi USD 47,6 pada tahun 2003. Kenaikan ini terutama disebabkan adanya kenaikan pada biaya gaji dan upah sebesar 15%, beban manfaat karyawan 12,1% dan biaya kontrak 173,4%.

Laba Kurs Mata Uang Asing - Bersih

Laba bersih hasil pertukaran mata uang asing turun menjadi sebesar USD 0,05 juta pada tahun 2003 dari posisi laba USD 1,7 juta pada tahun 2002, terutama disebabkan oleh mulai stabilnya kurs Dolar AS dikisaran Rp 8,500/USD pada tahun 2003.

Beban Bunga

Beban bunga naik dari USD 8,1 juta di tahun 2002, menjadi USD 21,1 juta pada tahun 2003 karena penerbitan surat utang obligasi senilai USD 250 juta pada bulan Mei 2003.

Rugi atas Pembelian Kembali Wesel Bayar

Guna menurunkan beban bunga, Perseroan telah membeli kembali surat hutang yang telah dikeluarkan. Atas transaksi ini, Perseroan membukukan kerugian sebesar USD 4,12 juta, sebagai akibat dari penurunan atas nilai nominal surat hutang yang ditransaksikan. Penurunan nilai nominal tersebut disebabkan oleh percepatan amortisasi yang harus dibukukan pada tanggal transaksi pembelian kembali, sesuai Pernyataan Standar Akuntansi Keuangan yang berlaku. Oleh karena itu, meskipun nilai kerugian ini diperhitungkan dalam Laporan Keuangan, namun kerugian tersebut sesungguhnya tidak terjadi secara nyata.

Gross Profit

The Company has experienced 7.4% decrease in Gross Profit from USD 207.6 million in 2002 to USD 192.3 million in 2003. The decrease was mainly attributable to declining production from 86.2 MBOPD in 2002 to 68.6 MBOPD in 2003.

E&P Gross Profit decreased by 30.3% from USD 202.7 million in 2002 to USD 141.3 million in 2003. Drilling services gross profit was increased by 4.968,8% from USD 0,4 million in 2002 to a healthy level of USD 20.9 million in 2003. While Methanol gross profit surged 569% from USD 4.5 in 2002 to USD 30.0 million in 2003.

Operating Expense

All major contracts entered into by the Company have been, and anticipated to continue to be, denominated in U.S. Dollar. Such contracts include PSCs, TACs, JOBs, drilling contracts, agreements with joint venture partners, major construction contracts, drilling leases, service contracts, oil and gas sales contracts and transportation agreements. The Company also collects the major portion of its revenues in U.S. Dollar. Only certain expenses (24.2%) such as the salaries of Indonesian employees, costs of local vendors and local rentals, are payable in Rupiah. Therefore, the Company's exposure to the Rupiah currency risk is practically limited.

Operating expenses increased by 2.8% from USD 46.3 million in 2002 to USD 47.6 million in 2003. The increase in operating expenses was mainly attributable to increases of 15% in salaries and wages, 12.1% in employee benefits and 173.4% in contract costs.

Gain on Foreign Exchange - Net

Net gain on foreign exchange decreased to USD 0.05 million in 2003 from a gain of USD 1.7 million in 2002, primarily due to stabil foreign exchange rate in the range of Rp 8.500/USD.

Interest Expenses

Interest expenses increased from USD 8.1 million in 2002 to USD 21.1 million in 2003, mainly attributable to the issuance of bonds which amounted to USD 250 million in May 2003.

Loss on Redemption of Notes Payable

To reduce interest burden, the Company has repurchased its previously issued corporate bonds. This repurchasing transaction has caused the Company to record Loss on Redemption of Notes Payable, amounted to USD 4.12 million, as a result of the decrease in face value of the transacted bonds. Such decrease in face value is caused by incurring the bonds' total amortised value on the transaction date, as required by the Statement of Financial Accounting Standards. Hence, despite the fact that it was recorded in the Financial Statement, the Unrealized Loss does not represent actual loss suffered by the Company.

Beban Pajak

Minyak dan Gas

Besarnya pajak pendapatan bangsa Indonesia (termasuk pajak dividen) untuk operasional PSC Medco Energi bervariasi sekitar 44%-56%, tergantung bidang kontrak dimana pendapatan tersebut diperoleh. Perubahan besaran prosentase produksi dari berbagai wilayah kerja Perseroan secara efektif juga mengubah besaran pajak.

Biaya pajak yang dilaporkan terutama dipengaruhi oleh fakta bahwa PSC tidak dapat dikonsolidasikan untuk kepentingan pajak pendapatan di Indonesia. Setiap PSC dibebani pajak secara tersendiri dan tidak diperbolehkan ada pembebanan biaya secara silang. Biaya pajak pendapatan dijabarkan secara lengkap dalam Catatan 3s dan 33 yang terdapat di dalam Laporan Keuangan Konsolidasi Perseroan.

Beban pajak turun 12,6% dari USD 79,0 juta pada tahun 2002 menjadi USD 69,1 juta pada tahun 2003.

Pendapatan Bersih

Pendapatan bersih turun 35% dari USD 82,6 juta pada tahun 2002 menjadi USD 53,4 pada tahun 2003.

Aktiva

Aktiva Perseroan naik 30% menjadi USD 978,96 juta di tahun 2003 dari USD 751,80 juta di tahun 2002, karena adanya penambahan unit anjungan Raissa dan Yani.

Jumlah Kewajiban

Jumlah kewajiban naik 91% dari USD 237,9 juta pada tahun 2002 menjadi USD 453,9 juta pada tahun 2003 karena adanya penerbitan wesel bayar jangka panjang pada tanggal 22 Mei 2003, sebesar USD 250 juta dan penukaran (*exchange over*) atas wesel bayar sebelumnya.

Ekuitas

Ekuitas hanya meningkat sebesar 3,0 % dari USD 473,0 juta pada tahun 2002 menjadi USD 487,2 juta pada tahun 2003 karena menurunnya pendapatan bersih Perseroan.

Likuiditas dan Cadangan Modal

Sejak awal, biaya permodalan serta persyaratan modal kerja diperoleh dari pinjaman, baik jangka pendek maupun panjang, serta pendapatan tunai dari hasil operasional. Perseroan menghasilkan pendapatan tunai sebesar USD 194,8 juta dari hasil operasional tahun 2003, turun 27% dari USD 267,0 juta pada tahun 2002. Penurunan ini disebabkan oleh kenaikan sebesar 88% atas pembayaran tunai kepada pemasok dan karyawan dari USD 144,43 juta pada tahun 2002 menjadi USD 271,8 juta pada 2003.

Biaya permodalan tahun 2003 mencapai USD 182,3 juta, turun 9% dari angka tahun lalu, yaitu USD 199,5 juta. Biaya permodalan tersebut terutama berkaitan dengan biaya akuisisi aset, biaya pembelian peralatan dan properti.

Tax Expenses

Oil and Gas

Indonesian's income tax rates (including dividends tax) on Medco Energi's PSC operations vary from 44% to 56%, depending on the contract area where the revenue is generated. A change in the mix of production percentage from the areas operated by the Company will change the effective tax rate.

Reported income tax expense is significantly influenced by the fact that PSCs cannot be consolidated for Indonesian income tax purposes. Each PSC is taxed individually and no cross deduction is allowed. Income tax expense is more fully described in Note 3s and 33 of the Company's Consolidated Financial Statements.

Tax expense decreased by 12.6% from USD 79.0 million in 2002 to USD 69.1 million in 2003.

Net Income

Net income decreased by 35% from USD 82.6 million in 2002 to USD 53.4 million in 2003.

Total Assets

Related to the addition of unit rig Raissa and Yani, the Company's total assets increased by 30% from USD 751.80 million in 2002 to USD 978.96 million in 2003.

Total Liabilities

As a result of the foregoing, total liabilities increased by 91% from USD 237.9 million in 2002 to USD 453.9 million in 2003, due to the issuance of long-term notes payable on May 22, 2003 which amounted to USD 250 million and exchange offer over the previous notes payable.

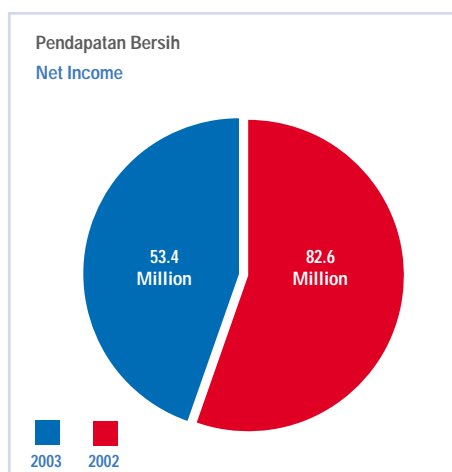
Equities

Equities only increased by 3.0% to USD 487.2 million in 2003 from USD 473.0 million in 2002 due to the decrease in the Company's revenue.

Liquidity and Capital Resources

Historically, the Company's operations, capital expenditures and working capital requirements have been funded from borrowings, both short-term and long-term, and cash generated from operations. The Company generated USD 194.8 million of cash from operations in 2003, decreased by 27% from USD 267.0 in 2002. The decrease was mainly due to 88% increase in cash payments to employees and suppliers from USD 144.43 million di tahun 2002 to USD 271.8 million in 2003.

Cash capital expenditure in 2003 was USD 182.3 million, decreased 9% from previous year figure of USD 199.5 million. Such expenditure primarily related to additions to oil and gas properties and acquisitions of property and equipment.





Perkiraan Tahun 2004

Perseroan menganggarkan biaya permodalan untuk unit usaha yang ada di tahun 2004 dengan perincian sebagai berikut:

- Kegiatan eksplorasi dan pengembangan: sekitar USD 116,0 juta
- Pemboran: sekitar USD 6,0 juta
- Methanol: sekitar USD 2,0 juta

Di samping biaya yang telah dianggarkan untuk pengembangan dan eksplorasi aset migas, Perseroan dapat saja mengeluarkan biaya permodalan dan investasi tambahan sesuai dengan strategi bisnis yang ditetapkan. Misalnya, jumlah yang telah dianggarkan di atas belum mencakup biaya investasi guna perluasan usaha ke sektor hilir atau untuk akuisisi migas.

Kemampuan Perseroan untuk mempertahankan serta meningkatkan pendapatan, laba bersih dan arus kas tergantung dari pengeluaran biaya permodalan yang berkesinambungan. Perseroan menyesuaikan biaya permodalan dan anggaran investasinya secara berkala berdasarkan kondisi pasar yang berlaku. Perencanaan biaya permodalan dan investasi mempertimbangkan berbagai macam risiko, keadaan tak terduga dan faktor-faktor lain di luar kendali Perseroan. Oleh karena itu, sangat mungkin terjadi selisih antara anggaran dan realisasi biaya permodalan dan investasi.

Perseroan yakin bahwa di masa mendatang arus kas operasional, kapasitas pinjaman dan imbal hasil dari penjualan surat berharga akan mencukupi biaya permodalan dan investasi yang telah direncanakan, membayar hutang yang jatuh tempo, serta mencukupi kebutuhan modal kerja. Kemampuan Perseroan untuk memperoleh pembiayaan yang memadai untuk memenuhi biaya permodalan serta pembayaran hutang dibatasi oleh kondisi keuangan, hasil operasional dan likuiditas pasar keuangan baik domestik maupun internasional.

Faktor Risiko

Ketidakpastian Harga Minyak

Pendapatan Perseroan sangat terpengaruh oleh ketidakpastian harga minyak. Pada tahun 2002, hampir 80% penjualan bersih Perseroan datang dari kegiatan produksi minyak dan gas bumi. Perseroan menjual produksi minyak mentahnya berdasarkan *Indonesian Crude Price-Sumatra Light Crude/Minas* (ICP-SLC) dengan premi atau potongan harga tertentu tergantung dari kualitas produksi minyak mentah. Sementara itu, produksi gas dijual berdasarkan kontrak jangka panjang dengan harga tetap. Pergerakan harga minyak mentah sangat tak terduga, berkisar antara USD 10/bbl sampai lebih dari USD 40/bbl. Pergerakan tersebut dipengaruhi oleh kondisi ekonomi dan politik global, serta oleh kegiatan Organisasi Negara-negara Penghasil dan Pengekspor Minyak (OPEC). Nilai cadangan, pendapatan, arus kas dan ketersediaan dana Perseroan sangat dipengaruhi oleh pergerakan harga minyak.

Outlook for 2004

The Company's budgeted capital expenditures for each business unit in fiscal year of 2004 are as follows:

- Exploration and development activities: approximately USD 116.0 million
- Drilling: approximately USD 6.0 million
- Methanol: approximately USD 2.0 million

In addition to the budgeted development and exploration expenditures related to the Company's oil and gas properties described above, the Company may make additional capital expenditures and investments, consistent with its business strategy. For instance, the above budgeted amounts do not include any investments the Company may make in downstream businesses or acquisitions of oil and gas properties.

The Company's ability to maintain and grow its revenues, net income and cash flows depends upon continued capital spending. The Company adjusts its capital expenditure and investment budget periodically, based on prevailing market conditions. The preparation of Capital Expenditure and Investment Plan incorporates a number of risks, contingencies and other external factors. Therefore, discrepancies between planned and actual figures of capital expenditures and investments are likely to exist.

The Company believes that its future cash flows from operations, borrowing capacity and the net proceeds of the issuance of the notes will be sufficient to fund its planned capital expenditures and investments, debt maturities and working capital requirements. The Company's ability to obtain adequate financing to satisfy its capital expenditure and debt service requirements may be limited by its financial condition, results of operations and the liquidity of international and domestic financial markets.

Risk Factors

Oil Price Volatility

The Company's revenues are highly exposed to the volatility of oil price. In 2002, approximately 80% of the Company's net sales came from the oil and gas production activities. The Company sells its production crude at prices based on the Indonesian Crude Price - Sumatra Light Crude/Minas (ICP-SLC) with certain premiums or discounts depending on the quality of the production crude. Meanwhile, gas production is sold based on long-term contracts at fixed prices. The movement of crude oil price is very volatile, ranging from USD 10/bbl to over USD 40/bbl. This movement is affected by the global economic and political conditions, and influenced by the activities of the Organization of Petroleum Exporting Countries (OPEC). The value of the Company's oil and gas reserves, revenues, income, cash flows and funding availability are greatly affected by the oil price movement.

Kebutuhan Modal

Minyak dan gas bumi merupakan sumber daya yang tidak dapat diperbaharui. Konsekuensinya, agar operasional Perseroan dapat berkelanjutan, Perseroan harus terus menambah cadangan minyak dan gas bumi. Perseroan dapat meningkatkan cadangan minyak dan gas bumi dengan cara akuisisi, eksplorasi, kegiatan pengembangan, yang membutuhkan persyaratan modal tertentu. Perseroan mengharapkan proyek minyak dan gas bumi yang saat ini sedang dikembangkan dapat meningkatkan arus kas Perseroan di masa mendatang. Jika proyek semacam itu tidak dapat meningkatkan produksi secepat yang diharapkan, atau, jika meskipun ada peningkatan namun pendapatan tetap berkurang, maka Perseroan akan mengalami kesulitan modal untuk menjalankan atau menyelesaikan program tersebut. Tidak ada jaminan bahwa hutang atau pendanaan ekuitas atau pendapatan tunai hasil operasional akan selalu tersedia atau memadai untuk memenuhi kebutuhan tersebut. Ketidakmampuan Perseroan untuk mendapatkan modal yang cukup untuk mendanai operasional serta pengembangan masa depan akan menimbulkan kerugian keuangan secara material, hasil operasional maupun prospek Perseroan.

Risiko Eksplorasi

Eksplorasi merupakan kegiatan berisiko tinggi. Kegagalan eksplorasi mengakibatkan Perseroan tidak memiliki cadangan tambahan serta harus membiayai seluruh biaya permodalan eksplorasi selama periode berlangsungnya eksplorasi, sehingga sangat mempengaruhi pendapatan. Pada tahun 2003, Perseroan mencatat biaya eksplorasi sebesar USD 21,60 juta, turun 28% dari tahun 2002 sebesar USD 29,85 juta.

Risiko Estimasi Cadangan

Terdapat banyak ketidakpastian dalam hal perkiraan kuantitas cadangan, termasuk banyaknya faktor di luar kendali Perseroan. Secara umum, perkiraan cadangan minyak dan gas bumi yang dapat diperbarui didasarkan atas sejumlah faktor variabel dan asumsi, seperti catatan produksi historis wilayah tersebut, dampak peraturan aparat pemerintahan, dan biaya operasional di masa mendatang, yang semuanya sangat bervariasi tergantung dari realisasi yang terjadi. Perkiraan tersebut sampai titik tertentu memang spekulatif, dan penggolongan cadangan yang ada hanyalah upaya untuk mendefinisikan tingkat spekulasi yang ada. Perseroan telah memutuskan untuk menggunakan perkiraan cadangan yang dibuat oleh GCA, sebuah konsultan independen bisnis perminyakan, yang memulai pelaporannya sejak tahun 2002. Angka cadangan yang diberikan digunakan untuk menghitung depresiasi aset minyak dan gas bumi. Karena angka tersebut jauh lebih rendah dari perkiraan internal Perseroan, maka terjadi peningkatan tajam pada pos biaya depresiasi dan amortisasi. Biaya depresiasi dan amortisasi minyak dan gas naik 30% menjadi USD 51,33 juta, dari USD 39,59 juta di tahun 2002.

Konsentrasi Aset

Sampai bulan Desember 2003, sekitar 79% cadangan minyak mentah terbukti milik Perseroan terpusat di wilayah kontrak PSC Rimau. Wilayah tersebut menyumbangkan hampir 77% dari total produksi

Capital Requirements

Oil and gas are non-renewable resources. Consequently, to ensure the continuous operation in the long run, the Company has to continuously add its oil and gas reserves. The Company will increase its oil and gas reserves through acquisition, exploration, development activities, which require significant capital investment. The Company expects certain oil and gas projects currently under development to significantly increase its cash flow. If such projects do not increase production as quickly as expected, or, if, following such increases, revenue subsequently decline, the Company may have limited source of cash to expend the capital necessary to undertake or complete the programs. There is no certainty that debt or equity financing or cash generated by operations will be available or sufficient to meet these requirements. The inability of the Company to access sufficient capital for its operations and future expansion could have a material adverse effect on the Company's financial condition, results of operations or prospects.

Exploration Risks

Exploration is a high-risk activity. An unsuccessful exploration means the Company would have no additional reserves and subject to expense all the exploration capital expenditure within the period when it occurs, which would significantly affect earnings. In 2003, the Company recorded USD 21.60 million of exploration expenses, reflecting 28% decrease from USD 29.85 million in 2002.

Reserve Estimate Risk

There are numerous uncertainties inherent in estimating quantities of reserves, including many factors beyond the Company's control. In general, estimates of economically recoverable oil and gas reserves are based upon a number of variable factors and assumptions, such as historical production from the properties, the assumed effects of regulation by Government agencies, and future operating costs, all of which may vary considerably from actual results. These estimates are to some degree speculative, and classifications of reserves are only attempts to define the degree of speculation involved. The Company has decided to use the reserve estimate made by GCA, an independent petroleum consultant, for its reporting starting in 2002. The reserve figures are used for calculating the depreciation of the oil and gas assets. Since these figures are lower than the Company's internal estimates, there was significant increase in depreciation and amortization expenses. The depreciation and amortization expenses for oil and gas rose 30% to USD 51.33 million, from USD 39.59 million in 2002.

Concentration of Assets

As of December 2003, approximately 79% of the Company's total proved crude oil reserves were located in the Rimau PSC contract area. This area contributed approximately 77% of the Company's total oil production in 2003. The concentration of the Company's crude oil



minyak Perseroan tahun 2003. Konsentrasi cadangan minyak mentah Perseroan di wilayah kontrak PSC Rimau menyadarkan Perseroan akan kejadian yang mungkin terjadi dan berdampak terhadap pengembangan dan produksi minyak mentah di wilayah geografis terbatas, seperti seperti rusaknya pipa saluran atau struktur penyimpanan.

Risiko Kontrak Pemboran

Usaha kontrak pemboran secara historis sudah dan masih bermasalah di bidang pemboran darat, karena kontrak yang terjadi hanya untuk jangka pendek, sementara kontrak untuk pemboran lepas pantai biasanya jangka panjang. Permintaan dan pasokan akan kontrak pemboran sangat terpengaruh oleh pergerakan harga minyak. Saat harga minyak tinggi, perusahaan minyak cenderung mengeluarkan biaya permodalan yang lebih besar untuk pengembangan serta pemboran eksplorasi. Oleh karena itu, permintaan akan anjungan pemboran serta tingkat pendapatan akan meningkat tinggi. Hal sebaliknya terjadi jika harga minyak rendah. Kontrak pemboran biasanya diberikan setelah melewati proses tawar menawar yang sangat bersaing di mana harga menjadi faktor utama untuk menentukan pilihan. Kontrak tersebut dapat diperpanjang tanpa ada jaminan persyaratan dalam kontrak perpanjangan bahwa persyaratan akan tetap sama atau sesuai dengan harapan Perseroan. Bisnis kontrak pemboran memberikan kontribusi sebesar 19% dari total penjualan bersih Perseroan di tahun 2003.

Risiko Politik dan Sosial

Berbagai kegiatan serta kebijakan yang diambil Pemerintah dapat mempengaruhi bisnis Perseroan. Termasuk di antaranya ketidakstabilan politik mengikuti krisis ekonomi tahun 1997, perubahan kebijakan penentuan harga minyak mentah dan gas bumi, ketidakpastian implementasi undang-undang otonomi daerah, tanggapan terhadap perang dan aksi teroris, negosiasi ulang atau pembatalan konsesi atau kontrak, kebijakan perpajakan dan pembatasan transaksi mata uang asing, perubahan kondisi politik, fluktuasi moneter internasional, dan kontrol mata uang. Di samping itu, terjadinya gangguan politik dan etnis dalam lima tahun terakhir yang menuntut akan otonomi daerah, secara tidak langsung akan dapat berpengaruh terhadap Perseroan.

reserves in the Rimau PSC contract area exposes the Company to any events that could adversely affect the development or production of crude oil in a limited geographic area, such as catastrophic damage to pipelines or reservoir structures.

Contract Drilling Risk

The contract drilling business is and historically has been volatile primarily on the onshore drilling operation, as the contracts are short terms, while contracts for offshore drilling are usually long term. The supply and demand for contract drilling operation is highly affected by the movement in oil price. During the high price environment, oil companies tend to spend more capital expenditure for development and exploration drilling. Therefore, the demand for drilling rigs and the revenue rates would also be high. The opposite would happen when oil price is low. Drilling contracts are usually awarded through highly competitive bidding processes where price is the main factor in the selection. The contracts could be extended with no guarantee that the terms of the contract extension would be the same or suited to the Company's expectations. The contract drilling business contributed 19% of the Company's net sales in 2003.

Political and Social Risks

Various actions and policies that may be undertaken by the Government affect the Company's businesses. These include; the continuation of the political instability following the economic crisis in 1997, a change in crude oil or natural gas pricing policy, the uncertainties of the implementation of the regional autonomy law, responses to war and terrorist acts, renegotiation or nullification of existing concessions and contracts, taxation policies and foreign exchange restrictions, changing political conditions, international monetary fluctuations and currency controls. In addition, there have been some political and ethnic disturbances occurred during the past five years demanding regional autonomy, which would indirectly affect the Company.

Peristiwa Penting Setelah Tanggal Neraca • Subsequent Events

- Pada tanggal 14 Januari 2004, Perseroan melalui PT Exspan Lematang, anak perusahaan telah menandatangani Perjanjian Jual Beli Working Interest (*Working Interest Sale and Purchase Agreement*) dengan Indo-Thai Lematang Limited, untuk membeli 4,1176% kepemilikan *working interest* pada blok PSC Lematang.
- Pada tanggal 16 Januari 2004, PT Exspan Nusantara (EN) telah menandatangani pokok-pokok perjanjian jual-beli gas bumi dengan PT Krakatau Steel (KS) (Persero), untuk memenuhi kebutuhan gas bumi sebanyak minimal 100 juta kaki kubik per hari (MMSCFD) terhitung sejak gas mulai diterima oleh KS sampai dengan tanggal 6 April 2017. EN akan mulai menyerahkan gas bumi untuk KS terhitung sejak selesainya konstruksi pipa gas Pagardewa - Cilegon milik PT Perusahaan Gas Negara (PGN) (Persero) yang diperkirakan selesai pada bulan Juli 2006.
- Pada tanggal 16 Januari 2004, EN telah menandatangani perjanjian jual-beli Liquefied Petroleum Gas (LPG) dengan PT Pertamina (Persero) dimana EN akan menjual dan menyerahkan LPG kepada Pertamina sesuai ketentuan-ketentuan yang diatur dalam perjanjian tersebut. Jangka waktu berlakunya perjanjian ini lima (5) tahun, terhitung sejak tanggal disepakati kedua belah pihak pada saat LPG mulai diserahkan.
- Pada tanggal 23 Januari 2004, Perseroan mengadakan Rapat Umum Pemegang Saham Luar Biasa (RUPSLB) untuk menyetujui:
 - Rencana Perseroan untuk mengambil-alih saham atau akuisisi saham Novus Petroleum Limited (Novus) perusahaan yang didirikan berdasarkan Australia Law dan yang tercatat pada *Australia Stock Exchange* melalui anak perusahaan, Medco Energi (Australia) Pty. Ltd. (MEA) sampai 100% saham dan opsi, sesuai dengan Executive Share Option Scheme, yang kondisi, harga dan skema akuisisi yang dianggap baik dan wajar bagi Direksi Perseroan.
 - Pembatalan program *Employee Stock Option* Perseroan.
 - Pengunduran diri Bpk. Chitrapongse Kwangsukstith dari jabatannya sebagai Komisaris Perseroan, efektif 30 hari sejak diterimanya surat pengunduran dirinya oleh Perseroan, yaitu tanggal 3 Oktober 2003 dan pengangkatan Bpk. Suwit Pitchart untuk mengisi jabatan komisaris yang lowong. Pengangkatan tersebut berlaku dalam jangka waktu yang sama dengan anggota komisaris lainnya.
- Pada tanggal 12 Februari 2004, PT Exspan Petrogas Intranusa (EPI), anak perusahaan, menandatangani perjanjian pemegang saham PT Sistim Vibro Indonesia dengan PT Chandra Putra Alim dan Ms. Liliana Tiena Yustika.
- On January 14, 2004, the Company through PT Exspan Lematang, a subsidiary has entered into Working Interest Sale and Purchase Agreement with Indo-Thai Lematang Limited to purchase 4.1176% of its working interest in Lematang PSC.
- On January 16, 2004, PT Exspan Nusantara (EN) has entered into Head of Sale and Purchase Agreement with PT Krakatau Steel (KS) (Persero), whereby the Company agreed to supply KS' requirement for 100 million cubic feet per day (MMSCFD) of natural gas, commencing on the first delivery receipt by KS until April 6, 2017. EN will start delivery of such natural gas after construction of the Pagardewa - Cilegon gas pipeline owned by PT Perusahaan Gas Negara (PGN) is completed, which is estimated to occur by July 2006.
- On January 16, 2004, EN entered into Liquefied Petroleum Gas (LPG) Sales and Purchase Agreement with PT Pertamina (Persero) whereby EN will deliver and sell LPG pursuant to the conditions set forth in such agreement. The term of the agreement is for five (5) years commencing on the first delivery date of LPG agreed by the parties.
- On January 23, 2004, the Company has convened an Extraordinary General Meeting of Shareholders (EGMS), which approved:
 - The Company's plan through its subsidiary, Medco Energi (Australia) Pty Ltd (MEA), to acquire or take-over part of the shares issued by Novus Petroleum Limited ("Novus"), a company established under Australian Law and listed in Australian Stock Exchange, up to maximum of its 100% options and shares, pursuant to the Executive Share Option Scheme with the conditions, price and other acquisition scheme considered to be fair and acceptable by the Company's Board of Directors.
 - The cancellation of the Company's Employee Stock Option Program.
 - The resignation of Mr. Chitrapongse Kwangsukstith as Commissioner, effective thirty (30) days upon receipt of resignation letter by the company on October 3, 2003 and the appointment of Mr. Suwit Pitchart to replace the outgoing commissioner. The Appointment is for the same period as other members of the board of commissioners.
- On February 12, 2004, PT Exspan Petrogas Intranusa (EPI), a subsidiary, entered into a Shareholder Agreement of PT Sistim Vibro Indonesia (SVI), with PT Chandra Putra Alim and Ms. Liliana Tiena Yustika.



- Pada tanggal 20 Februari 2004, Perseroan mengadakan RUPSLB Kedua untuk memperoleh persetujuan atas agenda konversi pembayaran kewajiban Apexindo dan/atau AAP sehubungan dengan pelepasan hak MEFO atas Raissa dan Yani ke dalam bentuk fasilitas hutang, yang semula juga diajukan pada RUPSLB tanggal 23 Januari, tetapi gagal untuk mencapai korum dari pemegang saham independen. Korum juga tidak tercapai dalam RUPSLB Kedua ini.
- Pada tanggal 27 Februari 2004, Perseroan melalui Medco International Ventures Ltd, anak perusahaan, menanda tangani perjanjian dengan PT Menamas. Perseroan akan mendirikan PT Medco Energi Menamas yang bertujuan untuk mengakuisisi 54% saham PT Menamas di PT Mitra Energi Batam, yang dibentuk dan dimiliki oleh PT Menamas dan YPK-PLN. PT Mitra Energi Batam selanjutnya akan menjadi pemilik PT Menamas dan operator dari Batam Power Plant yang sedang dibangun oleh PT Menamas. Pembangunan Batam Power Plant sesuai dengan Power Purchase Agreement antara PT Menamas dan PLN Batam pada tanggal 21 Agustus 2003.
- Pada tanggal 21 April 2004, Perseroan menyelenggarakan RUPSLB Ketiga dengan korum kehadiran pemegang saham independen sebesar 12% dan telah disetujui agenda konversi pembayaran kewajiban Apexindo dan/atau AAP sehubungan dengan pelepasan hak MEFO atas Raissa dan Yani ke dalam bentuk fasilitas hutang.
- Perseroan mendirikan beberapa anak perusahaan baru yang berhubungan dengan eksplorasi, produksi minyak dan gas bumi, sebagaimana disebutkan dalam Peristiwa Penting Setelah Tanggal Neraca Catatan Laporan Keuangan.
- Perseroan telah melakukan beberapa transaksi keuangan, sebagaimana disebutkan dalam Peristiwa Penting Setelah Tanggal Neraca Catatan Laporan Keuangan.
- On February 20, 2004, the Company convened the Second EGMS to approve the agenda on the conversion of the payment obligation by Apexindo and/or AAP with regard to the release of MEFO's rights over Raissa and Yani into term loan facility, which was also proposed on the EGMS dated January 23, but failed to meet the required quorum of the independent shareholders. The quorum of independent shareholders also failed to meet on the Second EGMS.
- On February 27, 2004, the Company through Medco International Ventures Ltd., a subsidiary, entered into an agreement with PT Menamas. Under the agreement, the Company will establish PT Medco Energi Menamas to acquire PT Menamas 54% share ownership in PT Mitra Energi Batam, an entity established and owned by PT Menamas and YPK - PLN. PT Mitra Energi Batam is intended to be the owner and the operator of the Batam Power Plant that PT Menamas' is currently constructing. The Batam Power Plant construction is in accordance with the Power Purchase Agreement dated August 21, 2003, between Menamas and PLN Batam.
- On April 21, 2004, the Company convened the Third EGMS with 12% required quorum of independent shareholders and approved the agenda on the conversion of the payment obligation by Apexindo and/or AAP with regard to the release of MEFO's rights over Raissa and Yani into term loan facility.
- The Company has established several subsidiaries companies to engage in exploration, freight, industry, technical, and services, as mentioned on the Subsequent Events of Notes of the Financial Statement.
- The Company has entered into several financial transactions, as mentioned on the the Subsequent Events Notes of the Financial Statement.

Laporan operasi dan keuangan konsolidasi PT Medco Energi Internasional Tbk. untuk tahun yang berakhir pada 31 Desember 2003, telah dibuat dan merupakan tanggung jawab Manajemen.

The consolidated operational and financial statements of PT Medco Energi Internasional Tbk. for the years ended December 31, 2003 were prepared by and under the responsibility of the Management.

Laporan keuangan disusun sesuai dengan Prinsip-prinsip Akuntansi yang berlaku umum (Indonesia GAAP) di Indonesia, termasuk penggunaan beberapa perkiraan dan pertimbangan pihak Manajemen. Perseroan dan anak perusahaan menerapkan sistem kendali intern termasuk fungsi audit intern untuk memastikan pencatatan pembukuan dilakukan dengan cermat dan benar, sehingga memadai sebagai dasar untuk mempersiapkan laporan keuangan.

These financial statements conform to the Indonesian Generally Accepted Accounting Principles (Indonesia GAAP) and in part are based on estimates and judgements of the Management. The Company and its subsidiaries maintain an internal control system that includes internal audit functions to provide assurance that accounting records are reliable and correct, and may be used as a basis to prepare financial statements.

Auditor internal melaporkan temuannya kepada Komite Audit sebagai bahan pertimbangan dalam memberikan persetujuan laporan konsolidasi untuk dilaporkan kepada para pemegang saham.

The internal auditor reports its findings to the Audit Committee, notably for consideration in approving the consolidated financial statements for issuance to shareholders.

Laporan keuangan konsolidasi Medco Energi telah diaudit oleh Hans Tuanakotta, Mustofa dan Halim (afiliasi Deloitte Touche Tohmatsu), sebuah kantor akuntan independen yang ditunjuk oleh Dewan Komisaris dan Direksi setelah disetujui oleh para pemegang saham dalam Rapat Umum Pemegang Saham Tahunan tanggal 29 April 2003, untuk melimpahkan wewenang penunjukkan Kantor Akuntan Publik kepada Dewan Komisaris dan Direksi. Auditor melaksanakan audit sesuai dengan standar audit yang ditetapkan oleh Ikatan Akuntan Indonesia (IAI) untuk mendapatkan jaminan bahwa prinsip-prinsip akuntansi standar telah digunakan secara wajar, dan atas dasar pengujian-pengujian, juga melakukan konfirmasi bahwa semua transaksi dilaksanakan dan dibukukan secara benar dan akurat.

Medco Energi's consolidated financial statements have been audited by Hans Tuanakotta, Mustofa and Halim (affiliated with Deloitte Touche Tohmatsu), independent auditors appointed by the Board of Commissioners and the Board of Directors, and approved by the shareholders at the Annual Shareholders' Meeting on April 29, 2003, to delegate the right to appoint the Public Accountant Office to the Board of Commissioners and Board of Directors. The Auditors conduct their audits in accordance with auditing standards established by the Indonesian Institute of Accountants (IAI) to provide assurance that standard accounting principles have been properly applied and, on a test basis, also to confirm that all transactions were executed and recorded correctly and accurately.

Jakarta, 22 April 2004

Komisaris Utama • President Commissioner
John S. Karamoy

Komisaris • Commissioner
Gustiaman Deru

Komisaris • Commissioner
Sudono N. Suryohudoyo

Komisaris • Commissioner
Yani Yuhani Rodyat

Komisaris • Commissioner
Chitrapongse Kwangsukstith

Komisaris • Commissioner
Andrew Purcell

Komisaris • Commissioner
Retno Dewi Arifin

Komisaris • Commissioner
Maroot Mrigadat

Direktur Utama • President Director
Hilmi Panigoro

Direktur • Director
Sugiharto

Direktur • Director
Peerachat Pinprayong

Direktur • Director
Rashid I. Mangunkusumo

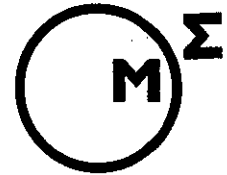
Laporan Keuangan
Financial Report

**P.T. MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
DAN ANAK PERUSAHAAN /
AND ITS SUBSIDIARIES**

**LAPORAN KEUANGAN KONSOLIDASI /
CONSOLIDATED FINANCIAL STATEMENTS**

**UNTUK TAHUN-TAHUN YANG BERAKHIR 31 DESEMBER 2003 DAN 2002
(DISAJIKAN KEMBALI)/
FOR THE YEARS ENDED DECEMBER 31, 2003 AND 2002 (AS RESTATED)**

**DAN LAPORAN AUDITOR INDEPENDEN /
AND INDEPENDENT AUDITORS' REPORT**



MEDCOENERGI

FORMULIR / FORM No. VIII.G.11-1

**SURAT PERNYATAAN DIREKSI TENTANG
TANGGUNG JAWAB ATAS
LAPORAN KEUANGAN KONSOLIDASI AUDITAN
PERIODE YANG BERAKHIR
31 DESEMBER 2003 dan 2002
PT MEDCO ENERGI INTERNASIONAL DAN ANAK
PERUSAHAAN**

**DIRECTORS' STATEMENT ON
THE RESPONSIBILITY FOR PRESENTATION OF
THE AUDITED CONSOLIDATED FINANCIAL
STATEMENT FOR THE PERIOD ENDED
31ST DECEMBER 2003 AND 2002
PT MEDCO ENERGI INTERNASIONAL TBK AND
SUBSIDIARIES**

Kami yang bertanda tangan dibawah ini,

We the undersigned,

- | | |
|-------------------------|---|
| 1. Nama/Name | : Hilmi Panigoro |
| No. Identitas/Id Number | : 09.5307.040455.7004 |
| Alamat/Address | : Jl. Patimura No. 9 RT 005 / RW 001
Selong, Kebayoran Baru, Jakarta Selatan |
| Jabatan/Title | : Direktur Utama / Chief Executive Officer |
| 2. Nama/Name | : Sugiharto |
| No. Identitas/Id Number | : 09.5301.290455.0130 |
| Alamat/Address | : Jl. Lebak Bulus PDK RT 02 / RW 004
Lebak Bulus, Cilandak, Jakarta Selatan |
| Jabatan/Title | : Direktur Keuangan / Chief Financial Officer |

Menyatakan bahwa :

hereby confirm :

- | | |
|--|--|
| 1. Bertanggung jawab atas penyusunan dan penyajian Laporan Keuangan Perusahaan; | 1. Our responsibility towards the preparation and presentation of the Company's Financial Statement; |
| 2. Laporan Keuangan Perusahaan telah disusun dan disajikan sesuai dengan prinsip akuntansi yang berlaku umum; | 2. The Company's Financial Statement has been prepared in accordance with the Indonesian Generally Accepted Accounting Principles; |
| 3. a. Semua informasi dalam Laporan Keuangan Perusahaan telah dimuat secara lengkap dan benar; | 3. a. All the information in this Financial Statement have been fully and accurately disclosed; |
| b. Laporan Keuangan Perusahaan tidak mengandung informasi atau fakta material yang tidak benar, dan tidak menghilangkan informasi atau fakta material; | b. There is no material information or fact that has been omitted or eliminated in this Financial Statement; |
| 4. Bertanggung jawab atas sistem pengendalian interen dalam perusahaan. | 4. Our responsibility towards the internal control of the Company. |

Demikian pernyataan ini dibuat dengan sebenarnya.

In witness whereof, the undersigned have drawn up this statement truthfully.

Jakarta, 22 April, 2004
PT Medco Energi Internasional Tbk

Nama/Name : Hilmi Panigoro
Jabatan/Title : Direktur Utama / CEO



Nama/Name : Sugiharto
Jabatan/Title : Direktur Keuangan / CFO



Laporan Auditor Independen

No. 220404 MEI RES SA

Pemegang Saham, Dewan Komisaris dan Direksi
P.T. Medco Energi Internasional Tbk

Kami telah mengaudit neraca konsolidasi P.T. Medco Energi Internasional Tbk dan anak perusahaan tanggal 31 Desember 2003 dan 2002, serta laporan laba rugi, perubahan ekuitas dan arus kas konsolidasi untuk tahun-tahun yang berakhir pada tanggal tersebut. Laporan keuangan adalah tanggung jawab manajemen Perusahaan. Tanggung jawab kami terletak pada pernyataan pendapat atas laporan keuangan berdasarkan audit kami. Kami tidak mengaudit laporan keuangan perusahaan asosiasi, Mesa Drilling Inc., dan Probe Technology Services, Inc. (Probe), untuk tahun-tahun yang berakhir 31 Desember 2003 dan 2002, yang dipertanggungjawabkan dengan metode ekuitas. Jumlah investasi saham pada perusahaan-perusahaan asosiasi tersebut sebesar US\$ 1.722.750 dan US\$ 1.763.588 masing-masing pada tanggal 31 Desember 2003 dan 2002, dan jumlah bagian Perusahaan atas rugi bersih perusahaan asosiasi tersebut sebesar US\$ 40.838 dan US\$ 1.061.548 masing-masing untuk tahun-tahun yang berakhir pada tanggal tersebut, yang termasuk dalam laporan keuangan konsolidasi terlampir. Kami juga tidak mengaudit laporan keuangan anak perusahaan, Exspan Myanmar (L) Inc., Exspan Cumi-cumi (L) Inc., Medco Lematang Ltd. dan Medco International Ventures Ltd., untuk tahun yang berakhir 31 Desember 2002, yang laporan keuangannya menyajikan jumlah aktiva masing-masing sebesar US\$ 1.011, US\$ 0, US\$ 2.354.239 dan US\$ 8.865.763. Laporan keuangan tersebut diaudit oleh auditor lain dengan pendapat wajar tanpa pengecualian (kecuali untuk Probe dengan pendapat wajar dengan pengecualian karena tidak tersedianya laporan keuangan perusahaan asosiasinya yang telah diaudit, yang dampaknya, menurut pendapat kami, tidak material terhadap laporan keuangan konsolidasi secara keseluruhan), yang laporannya telah diserahkan kepada kami, dan pendapat kami, sejauh yang berkaitan dengan jumlah-jumlah untuk anak perusahaan dan perusahaan asosiasi tersebut, didasarkan semata-mata atas laporan auditor lain tersebut.

Independent Auditors' Report

No. 220404 MEI RES SA

The Stockholders, Boards of Commissioners and Directors
P.T. Medco Energi Internasional Tbk

We have audited the accompanying consolidated balance sheets of P.T. Medco Energi Internasional Tbk and its subsidiaries as of December 31, 2003 and 2002, and the related consolidated statements of income, changes in equity, and cash flows for the years then ended. These financial statements are the responsibility of the Company's management. Our responsibility is to express an opinion on these financial statements based on our audits. We did not audit the financial statements of associated companies, Mesa Drilling Inc. and Probe Technology Services, Inc. (Probe) for the years ended December 31, 2003 and 2002, the Company's investments in which are accounted for by use of the equity method. The total carrying amount of the investment in such associated companies of US\$ 1,722,750 and US\$ 1,763,588, respectively, as of December 31, 2003 and 2002, and the Company's equity in net loss of such associated companies of US\$ 40,838 and US\$ 1,061,548 for the respective years then ended are included in the accompanying consolidated financial statements. We also did not audit the financial statements of Exspan Myanmar (L) Inc., Exspan Cumi-cumi (L) Inc., Medco Lematang Ltd. and Medco International Ventures Ltd., subsidiaries, for the year ended December 31, 2002, which statements reflect total assets amounting to US\$ 1,011, US\$ 0, US\$ 2,354,239 and US\$ 8,865,763, respectively. Those statements were audited by other auditors who expressed an unqualified opinion (except for Probe which is qualified because of unavailability of its associated company's audited financial statements, the effect of which, in our opinion, is not material in relation to the consolidated financial statements) on those statements and whose reports thereon have been furnished to us, and our opinion, insofar as it relates to the amounts for those subsidiaries and associated companies, is based solely on the reports of such other auditors.

Hans Tuanakotta Mustofa & Halim

Kami melaksanakan audit berdasarkan standar auditing yang ditetapkan Ikatan Akuntan Indonesia. Standar tersebut mengharuskan kami merencanakan dan melaksanakan audit agar kami memperoleh keyakinan memadai bahwa laporan keuangan bebas dari salah saji material. Suatu audit meliputi pemeriksaan, atas dasar pengujian, bukti-bukti yang mendukung jumlah-jumlah dan pengungkapan dalam laporan keuangan. Audit juga meliputi penilaian atas prinsip akuntansi yang digunakan dan estimasi signifikan yang dibuat oleh manajemen, serta penilaian terhadap penyajian laporan keuangan secara keseluruhan. Kami yakin bahwa audit kami dan laporan auditor lain tersebut memberikan dasar memadai untuk menyatakan pendapat.

Menurut pendapat kami, berdasarkan audit kami dan laporan auditor lain tersebut, laporan keuangan konsolidasi yang kami sebut di atas menyajikan secara wajar, dalam semua hal yang material, posisi keuangan P.T. Medco Energi Internasional Tbk dan anak perusahaan tanggal 31 Desember 2003 dan 2002, dan hasil usaha, perubahan ekuitas serta arus kas untuk tahun-tahun yang berakhir pada tanggal tersebut sesuai dengan prinsip akuntansi yang berlaku umum di Indonesia.

Sebagaimana dijelaskan dalam Catatan 41 atas laporan keuangan konsolidasi, manajemen membukukan kewajiban diestimasi atas hutang pajak Amerika Serikat anak perusahaannya dari tahun 1995 sampai dengan 2003 sebesar US\$15,3 juta. Berdasarkan evaluasi penasehat hukum dan konsultan pajak Perusahaan, jumlah ini adalah estimasi yang andal dan besar kemungkinan arus keluar sumber daya diperlukan untuk menyelesaikan hutang pajak tersebut. Anak perusahaan mempunyai kewajiban kontinjensi atas denda pajak tersebut. Manajemen berpendapat, berdasarkan pendapat penasehat hukum dan konsultan pajak perusahaan, terdapat kemungkinan besar untuk mendapatkan penghapusan atas denda hutang pajak Amerika Serikat tersebut.

Sebagaimana dijelaskan dalam Catatan 2 atas laporan keuangan konsolidasi, Perusahaan dan anak perusahaan telah menyajikan kembali laporan keuangan konsolidasi tahun 2002.

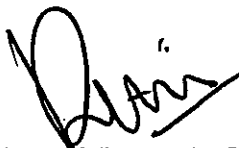
We conducted our audits in accordance with auditing standards established by the Indonesian Institute of Accountants. Those standards require that we plan and perform the audit to obtain reasonable assurance about whether the financial statements are free of material misstatement. An audit includes examining, on a test basis, evidence supporting the amounts and disclosures in the financial statements. An audit also includes assessing the accounting principles used and significant estimates made by management, as well as evaluating the overall financial statement presentation. We believe that our audits and the reports of other auditors provide a reasonable basis for our opinion.

In our opinion, based on our audits and the reports of other auditors, the consolidated financial statements referred to above present fairly, in all material respects, the financial position of P.T. Medco Energi Internasional Tbk and its subsidiaries as of December 31, 2003 and 2002 and the results of their operations, changes in their equity, and their cash flows for the years then ended, in conformity with accounting principles generally accepted in Indonesia.

As discussed in Note 41 to the consolidated financial statements, the management has recorded a provision for the 1995 to 2003 US tax liabilities of certain subsidiaries in the amount of US\$ 15.3 million, which, based on the evaluation of its legal adviser and tax consultant, is the best estimate and most likely outcome required to settle the US tax liabilities of such subsidiaries. Further, the subsidiaries are also contingently liable for penalty on such taxes. Management believes that, based upon the advice of its legal adviser and tax consultant, there is a strong case to obtain a waiver for the said penalty on those US tax liabilities.

As discussed in Note 2 to the consolidated financial statements, the Company and its subsidiaries have restated the 2002 consolidated financial statements.

HANS TUANAKOTTA MUSTOFA & HALIM



Restiawan Adimuryanto, SE, BAP
Izin/License No. 03.1.0874

22 April 2004/April 22, 2004

The accompanying consolidated financial statements are not intended to present the financial position and results of operations, changes in equity and cash flows in accordance with accounting principles and practices generally accepted in countries and jurisdictions other than those in Indonesia. The standards, procedures and practices to audit such consolidated financial statements are those generally accepted and applied in Indonesia.

	<u>Halaman/ Pages</u>	
PERNYATAAN DIREKTUR		DIRECTORS' STATEMENT
LAPORAN AUDITOR INDEPENDEN	1	INDEPENDENT AUDITORS' REPORT
LAPORAN KEUANGAN KONSOLIDASI - Pada tanggal 31 Desember 2003 dan 2002 (disajikan kembali) serta untuk tahun-tahun yang berakhir pada tanggal tersebut		CONSOLIDATED FINANCIAL STATEMENTS - As of December 31, 2003 and 2002 (as restated) and for the years then ended
Neraca Konsolidasi	3	Consolidated Balance Sheets
Laporan Laba Rugi Konsolidasi	5	Consolidated Statements of Income
Laporan Perubahan Ekuitas Konsolidasi	6	Consolidated Statements of Changes in Equity
Laporan Arus Kas Konsolidasi	7	Consolidated Statements of Cash Flows
Catatan Atas Laporan Keuangan Konsolidasi	9	Notes to Consolidated Financial Statements
Informasi Tambahan	102	Supplementary Information (Unaudited)

	Catatan/ Notes	2003 US\$	2002 US\$	
AKTIVA				ASSETS
AKTIVA LANCAR				CURRENT ASSETS
Kas dan setara kas	3f,5	147,675,709	74,969,006	Cash and cash equivalents
Investasi sementara	3g,6	51,832,844	3,042,200	Temporary investments
Piutang usaha pada pihak ketiga - setelah dikurangi penyisihan piutang ragu-ragu sebesar US\$ 2.126.010 tahun 2003 dan US\$ 1.359.799 tahun 2002 dan	3h,7	69,826,542	74,413,937	Trade accounts receivable from third parties - net of allowance for doubtful accounts of US\$ 2,126,010 in 2003 and US\$ 1,359,799 in 2002
Piutang lain-lain	8	43,096,800	38,134,308	Other accounts receivable
Persediaan	3i,9	38,218,893	34,064,683	Inventories
Pajak dibayar di muka	3s,10	23,089,856	16,501,292	Prepaid taxes
Biaya dibayar di muka	3j	5,352,512	3,081,166	Prepaid expenses
Jumlah Aktiva Lancar		379,093,156	244,206,592	Total Current Assets
AKTIVA TIDAK LANCAR				NONCURRENT ASSETS
Rekening bank yang dibatasi penggunaannya	11	24,644,297	3,966,256	Restricted cash in banks
Piutang pada pihak yang mempunyai hubungan istimewa - setelah dikurangi penyisihan piutang ragu-ragu sebesar nihil tahun 2003 dan US\$ 87.087.109 tahun 2002	3h,12	888,168	1,969,972	Accounts receivable from related parties - net of allowance for doubtful accounts of nil in 2003 and US\$ 87,087,109 in 2002
Aktiva pajak tangguhan - bersih	3s,33	2,198,488	128,590	Deferred tax assets - net
Investasi saham	3g,3o,13	1,722,750	1,763,588	Investments in shares of stock
Aktiva tetap - setelah dikurangi akumulasi penyusutan sebesar US\$ 178.712.871 tahun 2003 dan US\$ 158.815.210 tahun 2002	3k,14,3o,31	252,109,250	205,596,778	Property and equipment - net of accumulated depreciation of US\$ 178,712,871 in 2003 and US\$ 158,815,210 in 2002
Aktiva minyak dan gas bumi - setelah dikurangi akumulasi penyusutan dan amortisasi sebesar US\$ 216.298.430 tahun 2003 dan US\$ 164.969.111 tahun 2002	3l,15	312,290,831	286,028,109	Oil and gas properties - net of accumulated depreciation and amortization of US\$ 216,298,430 in 2003 and US\$ 164,969,111 in 2002
Aktiva lain-lain - bersih	3m,16	6,014,403	8,139,794	Other assets - net
Jumlah Aktiva Tidak Lancar		599,868,187	507,593,087	Total Noncurrent Assets
JUMLAH AKTIVA		978,961,343	751,799,679	TOTAL ASSETS

Lihat catatan atas laporan keuangan konsolidasi yang merupakan bagian yang tidak terpisahkan dari laporan keuangan konsolidasi.

See accompanying notes to consolidated financial statements which are an integral part of the consolidated financial statements.

	Catatan/ Notes	2003 US\$	2002 (Disajikan kembali/ As restated - Catatan/Note 2) US\$	
KEWAJIBAN DAN EKUITAS				LIABILITIES AND EQUITY
KEWAJIBAN LANCAR				CURRENT LIABILITIES
Hutang usaha	17			Trade accounts payable
Pihak yang mempunyai hubungan istimewa	37	633,408	334,712	Related parties
Pihak ketiga		45,548,016	49,726,626	Third parties
Hutang lain-lain	18	14,573,501	9,869,367	Other accounts payable
Hutang pajak	3s,19	30,525,782	26,624,062	Taxes payable
Biaya yang masih harus dibayar	3r,20,32	14,278,182	40,057,303	Accrued expenses
Hutang jangka panjang yang jatuh tempo dalam waktu satu tahun	22	<u>24,975,720</u>	<u>2,499,920</u>	Current maturities of long-term loans
Jumlah Kewajiban Lancar		<u>130,534,609</u>	<u>129,111,990</u>	Total Current Liabilities
KEWAJIBAN TIDAK LANCAR				NONCURRENT LIABILITIES
Kewajiban pajak tangguhan - bersih	3s,33	9,023,093	5,907,846	Deferred tax liabilities - net
Kewajiban manfaat karyawan	3r,36	4,527,712	3,068,813	Employee benefits
Hutang pajak jangka panjang - setelah dikurangi bagian yang jatuh tempo dalam waktu satu tahun	19	1,890,396	3,578,430	Long-term tax payable - net of current maturity
Hutang jangka panjang - setelah dikurangi bagian yang jatuh tempo dalam waktu satu tahun	22	50,269,711	-	Long-term loans - net of current maturity
Wesel bayar jangka panjang	3n,23	253,826,749	96,227,644	Long-term notes payable
Hutang lain-lain	21	<u>3,809,550</u>	<u>-</u>	Other payables
Jumlah Kewajiban Tidak Lancar		<u>323,347,211</u>	<u>108,782,733</u>	Total Noncurrent Liabilities
GOODWILL NEGATIF	3c,24	<u>7,007,239</u>	<u>6,415,668</u>	NEGATIVE GOODWILL
HAK MINORITAS ATAS AKTIVA BERSIH ANAK PERUSAHAAN	25	<u>30,908,471</u>	<u>34,499,000</u>	MINORITY INTERESTS IN NET ASSETS OF SUBSIDIARIES
EKUITAS				EQUITY
Modal saham - Nilai nominal per saham sebesar Rp 100				Capital stock - par value per share of Rp 100
Modal dasar - sebesar 4.000.000.000 saham				Authorized - 4,000,000,000 shares
Modal ditempatkan dan disetor -				Subscribed and paid up -
3.105.854.450 saham tahun 2003				3,105,854,450 shares in 2003
(setelah dikurangi 226.597.000 saham treasury) dan				(net of 226,597,000 treasury stock) and
3.104.252.950 saham tahun 2002				3,104,252,950 shares in 2002
(setelah dikurangi 228.198.500 saham treasury)				(net of 228,198,500 treasury stock)
Tambahan modal disetor	3p,26	97,964,228	97,915,615	Additional paid-in capital
Selisih penilaian kembali aktiva tetap	3k,14	122,055,889	121,862,995	Revaluation increment in property and equipment
Selisih transaksi perubahan ekuitas anak perusahaan	3g, 28	27,836,821	27,788,327	Difference due to change in equity of subsidiaries
Selisih kurs karena penjabaran laporan keuangan	3d	-	8,592	Translation adjustments
Saldo laba				Retained earnings
Ditentukan penggunaannya		6,492,210	6,492,210	Appropriated
Tidak ditentukan penggunaannya		<u>232,715,068</u>	<u>218,822,952</u>	Unappropriated
Jumlah Ekuitas		<u>487,163,813</u>	<u>472,990,288</u>	Total Equity
JUMLAH KEWAJIBAN DAN EKUITAS		<u><u>978,961,343</u></u>	<u><u>751,799,679</u></u>	TOTAL LIABILITIES AND EQUITY

Lihat catatan atas laporan keuangan konsolidasi yang merupakan bagian yang tidak terpisahkan dari laporan keuangan konsolidasi.

See accompanying notes to consolidated financial statements which are an integral part of the consolidated financial statements.

	Catatan/ Notes	2003 US\$	2002 (Disajikan kembali/ As restated - Catatan/Note 2) US\$	
PENJUALAN DAN PENDAPATAN USAHA BERSIH	3q,29	463,372,790	420,717,522	NET SALES AND OPERATING REVENUES
BEBAN PENJUALAN DAN BEBAN LANGSUNG	3q,30	<u>271,086,867</u>	<u>213,072,315</u>	COST OF SALES AND DIRECT EXPENSES
LABA KOTOR		<u>192,285,923</u>	<u>207,645,207</u>	GROSS PROFIT
BEBAN USAHA	3q,31			OPERATING EXPENSES
Umum dan administrasi		47,244,693	45,199,151	General and administrative
Pemasaran		<u>381,195</u>	<u>1,128,454</u>	Selling
Jumlah Beban Usaha		<u>47,625,888</u>	<u>46,327,605</u>	Total Operating Expenses
LABA USAHA		<u>144,660,035</u>	<u>161,317,602</u>	INCOME FROM OPERATIONS
PENGHASILAN (BEBAN) LAIN-LAIN				OTHER INCOME (CHARGES)
Keuntungan (kerugian) atas klaim asuransi	32	(1,480,379)	5,573,634	Gain (loss) on insurance claim
Pendapatan bunga	5,6,11,12	6,005,962	1,572,178	Interest income
Keuntungan penjualan aktiva tetap	3k,14	1,689,924	78,888	Gain on sale of property and equipment
Keuntungan investasi yang belum terealisasi	3g,6	641,300	-	Unrealized gain on trading securities
Keuntungan penjualan piutang kepada pihak yang mempunyai hubungan istimewa	12	1,910,383	-	Gain on sale of receivables from related parties
Laba kurs mata uang asing - bersih	3d	48,752	1,688,147	Gain on foreign exchange - net
Beban bunga	22,23	(21,058,960)	(8,093,958)	Interest expense
Bagian rugi bersih perusahaan asosiasi	3e,13	(40,838)	(1,061,548)	Equity in net loss of associated companies
Rugi atas pembelian kembali wesel bayar	23	(4,117,968)	(141,167)	Loss on redemption of notes payable
Lain-lain - bersih		<u>(4,922,717)</u>	<u>413,736</u>	Others - net
Penghasilan (beban) lain-lain bersih		<u>(21,324,541)</u>	<u>29,910</u>	Other Income (Charges)-net
LABA SEBELUM PAJAK		<u>123,335,494</u>	<u>161,347,512</u>	INCOME BEFORE TAX
BEBAN PAJAK	3s,33			TAX EXPENSE
Pajak kini		(68,036,341)	(76,213,815)	Current tax
Pajak tangguhan		<u>(1,045,349)</u>	<u>(2,798,293)</u>	Deferred tax
Beban Pajak		<u>(69,081,690)</u>	<u>(79,012,108)</u>	Tax Expense
LABA SEBELUM HAK MINORITAS ATAS (LABA) RUGI BERSIH ANAK PERUSAHAAN		54,253,804	82,335,404	INCOME BEFORE MINORITY INTERESTS IN NET (INCOME) LOSS OF SUBSIDIARIES
HAK MINORITAS ATAS (LABA) RUGI BERSIH ANAK PERUSAHAAN	25	<u>(816,696)</u>	<u>220,395</u>	MINORITY INTERESTS IN NET (INCOME) LOSS OF SUBSIDIARIES
LABA BERSIH		<u>53,437,108</u>	<u>82,555,799</u>	NET INCOME
LABA PER SAHAM DASAR	3t,34	0.0172	0.0264	BASIC EARNINGS PER SHARE

Lihat catatan atas laporan keuangan konsolidasi yang merupakan bagian yang tidak terpisahkan dari laporan keuangan konsolidasi.

See accompanying notes to consolidated financial statements which are an integral part of the consolidated financial statements.

	Catatan/ Notes	2003 US\$	2002 (Disajikan kembali/ As restated - Catatan/Note 2) US\$	
MODAL SAHAM	3p,26			CAPITAL STOCK
Saldo awal		97,915,615	98,493,295	Beginning balance
Penjualan (pembelian) kembali saham treasuri		48,613	(577,680)	Sale (acquisition) of treasury stock
Saldo akhir		97,964,228	97,915,615	Ending balance
TAMBAHAN MODAL DISETOR	27			ADDITIONAL PAID-IN CAPITAL
Saldo awal		121,862,995	125,187,395	Beginning balance
Penambahan (pengurangan)		192,894	(3,324,400)	Addition (deduction)
Saldo akhir		122,055,889	121,862,995	Ending balance
SELISIH PENILAIAN KEMBALI AKTIVA TETAP	3k,14	99,597	99,597	REVALUATION INCREMENT IN PROPERTY AND EQUIPMENT
SELISIH TRANSAKSI PERUBAHAN EKUITAS ANAK PERUSAHAAN DAN PERUSAHAAN ASOSIASI	3g,28			DIFFERENCE DUE TO CHANGE IN EQUITY OF SUBSIDIARIES AND ASSOCIATED COMPANY
Saldo awal		27,788,327	28,860,954	Beginning balance
Penambahan (pengurangan)		48,494	(1,072,627)	Addition (deduction)
Saldo akhir		27,836,821	27,788,327	Ending balance
SELISIH KURS KARENA PENJABARAN LAPORAN KEUANGAN	3d			TRANSLATION ADJUSTMENTS
Saldo awal		8,592	(32,057)	Beginning balance
Penambahan (pengurangan)		(8,592)	40,649	Addition (deduction)
Saldo akhir		-	8,592	Ending balance
SALDO LABA				RETAINED EARNINGS
Ditentukan penggunaannya		6,492,210	6,492,210	Appropriated
Tidak ditentukan penggunaannya				Unappropriated
Saldo Awal		218,822,952	176,557,986	Beginning balance
Laba bersih		53,437,108	82,555,799	Net income for the year
Selisih pengukuran kembali	3d,4	-	(6,420)	Difference due to remeasurement
Selisih lebih harga pembelian kembali saham treasuri diatas harga penawaran	3p	-	(3,856,813)	Excess of reacquisition cost over original issuance price of treasury stock
Dividen tunai	35	(39,544,992)	(36,427,600)	Cash dividends
Saldo Akhir		232,715,068	218,822,952	Ending balance
JUMLAH EKUITAS		487,163,813	472,990,288	TOTAL EQUITY

Lihat catatan atas laporan keuangan konsolidasi yang merupakan bagian yang tidak terpisahkan dari laporan keuangan konsolidasi.

See accompanying notes to consolidated financial statements which are an integral part of the consolidated financial statements.

	2003 US\$	2002 US\$	
ARUS KAS DARI AKTIVITAS OPERASI			CASH FLOWS FROM OPERATING ACTIVITIES
Penerimaan kas dari pelanggan	466,572,328	411,443,089	Cash receipts from customers
Pembayaran kas kepada pemasok dan karyawan	(271,785,588)	(144,435,598)	Cash paid to suppliers and employees
Kas dihasilkan dari operasi	194,786,740	267,007,491	Cash generated from operations
Pembayaran bunga dan beban keuangan	(17,541,499)	(5,121,736)	Interest and financing charges paid
Pembayaran pajak penghasilan	(70,856,442)	(78,949,996)	Income tax paid
Kas Bersih Diperoleh Dari Aktivitas Operasi	<u>106,388,799</u>	<u>182,935,759</u>	Net Cash Provided by Operating Activities
ARUS KAS DARI AKTIVITAS INVESTASI			CASH FLOWS FROM INVESTING ACTIVITIES
Penerimaan klaim asuransi	15,198,750	-	Insurance claim received
Hasil pelepasan aktiva tetap	4,117,202	1,215,139	Proceeds from disposal of property and equipment
Penerimaan bunga	4,018,027	1,572,178	Interest received
Penerimaan (pembayaran) dari piutang kepada pihak yang mempunyai hubungan istimewa	2,992,187	(455,320)	Proceeds (payments) of accounts receivable from related parties
Penurunan (penambahan) aktiva lain-lain	1,890,822	(5,271,757)	Deduction (additions) to other assets
Pengembalian setoran jaminan	234,569	36,040	Refund of security deposits
Akuisisi kepemilikan atau anak perusahaan	(3,054,694)	(33,299,318)	Acquisitions of ownership interests in subsidiaries
Penempatan rekening yang dibatasi penggunaannya	(20,678,041)	(2,876,998)	Placement of restricted cash in banks
Penempatan investasi sementara	(48,149,344)	(1,593,885)	Placements in temporary investments
Penambahan aktiva minyak dan gas bumi	(77,592,041)	(84,239,926)	Additions to oil and gas properties
Perolehan aktiva tetap	(101,628,111)	(81,694,606)	Acquisitions of property and equipment
Penempatan investasi saham	-	(260,035)	Acquisition of investment in shares of stock
Kas Bersih Digunakan Untuk Aktivitas Investasi	<u>(222,650,674)</u>	<u>(206,868,488)</u>	Net Cash Used in Investing Activities
ARUS KAS DARI AKTIVITAS PENDANAAN			CASH FLOWS FROM FINANCING ACTIVITIES
Penambahan wesel bayar jangka panjang	243,277,500	96,227,644	Proceeds from long-term notes payable
Penambahan (pembayaran) hutang bank	72,745,511	(2,166,119)	Proceeds (payments of) bank loans
Penjualan (pembelian) kembali saham (Treasury stock)	241,507	(7,767,376)	Proceeds from sale (acquisition) of treasury stock
Pembayaran dividen	(39,544,992)	(36,427,600)	Dividends paid
Pembelian kembali wesel bayar jangka panjang	(87,750,948)	-	Acquisition of treasury notes
Pembayaran hutang sindikasi	-	(6,288,840)	Payment of syndicated loan
Kas Bersih Diperoleh dari Aktivitas Pendanaan	<u>188,968,578</u>	<u>43,577,709</u>	Net Cash Provided by Financing Activities
KENAIKAN BERSIH KAS DAN SETARA KAS	72,706,703	19,644,980	NET INCREASE IN CASH AND CASH EQUIVALENTS
KAS DAN SETARA KAS AWAL TAHUN	<u>74,969,006</u>	<u>55,324,026</u>	CASH AND CASH EQUIVALENTS AT BEGINNING OF YEAR
KAS DAN SETARA KAS AKHIR TAHUN	<u><u>147,675,709</u></u>	<u><u>74,969,006</u></u>	CASH AND CASH EQUIVALENTS AT END OF YEAR

Lihat catatan atas laporan keuangan konsolidasi yang merupakan bagian yang tidak terpisahkan dari laporan keuangan konsolidasi.

See accompanying notes to consolidated financial statements which are an integral part of the consolidated financial statements.

	2003 US\$	2002 US\$	
PENGUNGKAPAN TAMBAHAN			SUPPLEMENTAL DISCLOSURES
Aktivitas investasi dan pendanaan yang tidak mempengaruhi kas:			Noncash investing and financing activities:
Investasi saham pada perusahaan asosiasi melalui konversi piutang	-	273,003	Investment in associated company through receivable conversion
Diskonto yang belum diamortisasi atas pertukaran surat pengakuan hutang	2,230,020	-	Unamortized discount on exchanged notes
Penambahan aktiva tetap melalui biaya yang masih harus dibayar	-	29,966,932	Addition in property and equipment through accrued expenses
Penghapusan aktiva tetap	-	653,784	Property and equipment written off
 Lihat catatan atas laporan keuangan konsolidasi yang merupakan bagian yang tidak terpisahkan dari laporan keuangan konsolidasi.			 See accompanying notes to consolidated financial statements which are an integral part of the consolidated financial statements.

1. UMUM

a. Pendirian dan Informasi Umum

P.T. Medco Energi Internasional Tbk (Perusahaan), didirikan dalam rangka Undang-Undang Penanaman Modal Dalam Negeri No. 6 tahun 1968 sebagaimana telah diubah dengan Undang-Undang No. 12 tahun 1970 berdasarkan akta No. 19 tanggal 9 Juni 1980 dari Notaris Imas Fatimah, S.H. Akta pendirian ini telah disahkan oleh Menteri Kehakiman Republik Indonesia dengan Surat Keputusan No.Y.A.5/192/4 tanggal 7 April 1981 dan telah diumumkan dalam Berita Negara Republik Indonesia No. 102 tanggal 22 Desember 1981, Tambahan No. 1020.

Untuk menyesuaikan dengan Undang-Undang Perseroan Terbatas No. 1 tahun 1995 dan Undang-undang No. 8 tahun 1995 tentang Pasar Modal, Anggaran Dasar Perusahaan telah diubah dengan akta No. 159 tanggal 26 Juni 1997 dari Notaris Ny. Poerbaningsih Adi Warsito, S.H. Akta perubahan tersebut juga telah memperoleh persetujuan dari Menteri Kehakiman Republik Indonesia dengan Surat Keputusan No. C2-10.492.HT.01.04.Th.97 tanggal 8 Oktober 1997 dan telah diumumkan dalam Berita Negara Republik Indonesia tertanggal 10 Agustus 1999 No. 64, Tambahan No. 4861.

Anggaran Dasar Perusahaan terakhir diubah dengan Akta No. 43 tanggal 23 Juli 2002 dari Ny. Indah Fatmawati, SH, pengganti dari Notaris Ny. Poerbaningsih Adi Warsito, S.H., di Jakarta mengenai tugas dan wewenang dari Direksi dan Komisaris, modal dasar dan tata cara Rapat Direksi dan Rapat Komisaris. Akta tersebut telah diterima laporannya berdasarkan surat keputusan No. C-15374 HT.01.04 TH 2002 tanggal 15 Agustus 2002 dan telah diumumkan dalam Berita Negara Republik Indonesia tertanggal 27 Juni 2003 No. 51, Tambahan No. 457.

Kantor pusat Perusahaan beralamat di Gedung Graha Niaga Lantai 16, Jl. Jenderal Sudirman, Kav. 58, Jakarta 12190.

Sesuai dengan pasal 2 Anggaran Dasarnya, maksud dan tujuan Perusahaan antara lain adalah menjalankan usaha dalam bidang eksplorasi, produksi dan jasa penunjang industri pertambangan minyak, gas bumi dan energi lainnya, termasuk usaha pengeboran darat dan lepas pantai (onshore and offshore drilling), serta melakukan investasi langsung dan tidak langsung melalui anak-anak perusahaan. Usaha komersial Perusahaan dimulai sejak tanggal 13 Desember 1980.

Jumlah karyawan Perusahaan rata-rata 1,872

1. GENERAL

a. Establishment and General Information

P.T. Medco Energi Internasional Tbk (the Company) was established within the framework of the Domestic Capital Investment Law No. 6/1968 as amended by Law No. 12/1970 based on deed No. 19 dated June 9, 1980 of Notary Imas Fatimah, S.H. The deed of establishment was approved by the Minister of Justice of the Republic of Indonesia in his decision letter No. Y.A.5/192/4 dated April 7, 1981 and was published in State Gazette No. 102 dated December 22, 1981, Supplement No. 1020.

To conform to Corporate Law No.1/1995 and Capital Market Law No. 8/1995, the Company's articles of association were amended by notarial deed No.159 dated June 26, 1997 of Notary Mrs. Poerbaningsih Adi Warsito, S.H. This amendment was approved by the Minister of Justice of the Republic of Indonesia in his decision letter No. C2-10.492.HT.01.04.Th.97 dated October 8, 1997 and was published in State Gazette No. 64 dated August 10, 1999, Supplement No. 4861.

The most recent amendment of the Company's articles of association was made through deed No. 43 dated July 23, 2002 of Notary Mrs. Indah Fatmawati, SH, replacement of Notary Mrs. Poerbaningsih Adi Warsito, S.H., notary in Jakarta, concerning the function and authority of the directors and commissioners, the authorized capital, and the rules on meeting of Directors and Commissioners. This amendment was approved by the Minister of Justice of the Republic of Indonesia in his decision letter No. C-15374 HT.01.04 TH 2002 dated on August 15, 2002 and was published in State Gazette No. 51 dated June 27, 2003, Supplement No. 457.

The Company's head office is located at Graha Niaga Building, 16th Floor, Jalan Jenderal Sudirman, Kav. 58, Jakarta 12190.

In accordance with article 2 of the Company's articles of association, the scope of its activities comprises of, among others, exploration, production of and support services for oil and natural gas and other energy industry activities, including onshore and offshore drilling, and making direct and indirect investments through its subsidiaries. The Company started its commercial operations on December 13, 1980.

The Company had an average total number of

P.T. MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
 DAN ANAK PERUSAHAAN
 CATATAN ATAS LAPORAN KEUANGAN KONSOLIDASI
 31 DESEMBER 2003 DAN 2002 SERTA UNTUK TAHUN-TAHUN
 YANG BERAKHIR PADA TANGGAL TERSEBUT (Lanjutan)

P.T. MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
 AND ITS SUBSIDIARIES
 NOTES TO CONSOLIDATED FINANCIAL STATEMENTS
 DECEMBER 31, 2003 AND 2002
 AND FOR THE YEARS THEN ENDED (Continued)

karyawan tahun 2003 dan 2,274 karyawan tahun 2002.

employees of 1,872 in 2003 and 2,274 in 2002.

Susunan pengurus Perusahaan pada tanggal 31 Desember 2003 dan 2002, adalah sebagai berikut:

At December 31, 2003 and 2002, the Company's management consisted of the following:

	December 31, 2003	December 31, 2002
Komisaris Utama/ President Commissioner	: Ir. John Sadrak Karamoy	Ir. John Sadrak Karamoy
Komisaris Independen/ Independent Commissioner	: Gustiaman Deru : Ir. Sudono N. Suryohusodo	Gustiaman Deru Ir. Wijarso (alm./rip)
Komisaris/ Commissioners	: Ir. Yani Yuhani Rodyat : Ir. Retno Dewi Arifin : Chitrapongse Kwangsukstith : Maroot Mrigadat : Andrew Purcell	Ir. Yani Yuhani Rodyat Chitrapongse Kwangsukstith Maroot Mrigadat Andrew Purcell
Direktur Utama/ President Director	: Ir. Hilmi Panigoro, MSc	Ir. Hilmi Panigoro, MSc
Direktur/ Directors	: Sugiharto, SE, MBA : Peerachat Pinprayong : Rashid Irawan Mangunkusumo, BSc, MEng	Sugiharto, SE, MBA Peerachat Pinprayong Rashid Irawan Mangunkusumo, BSc, MEng

Pada tanggal 29 April 2003, Perusahaan telah mengadakan Rapat Umum Pemegang Saham Tahunan yang menyetujui pengunduran diri Tuan Ir. Darmoyo Doyoatmodjo, MBA, Msc sebagai komisaris Perusahaan terhitung sejak tanggal 1 Januari 2003 (Beliau telah mengundurkan diri pada 1 Desember 2002) dan mengangkat Ny. Ir. Retno Dewi Arifin sebagai penggantinya serta mengangkat Tn. Ir. Sudono N. Suryohusodo sebagai anggota komisaris independen menggantikan almarhum Tn. Ir. Wijarso. Rapat juga setuju mengangkat kembali komisaris dan direksi yang ada.

On April 29, 2003, the Company convened an Annual General Meeting of Shareholders which approved the resignation of Mr. Ir. Darmoyo Doyoatmodjo, MBA, MSc as commissioner effective on January 1, 2003 (he resigned on December 1, 2002) and the appointment of Mrs. Ir. Retno Dewi Arifin as his replacement and Ir. Sudono N. Suryohusodo as a new independent commissioner to replace the late Mr. Ir. Wijarso. The meeting also approved to reappoint the remaining commissioners and existing directors.

Pada tanggal 3 Oktober 2003, Perusahaan menerima surat pengunduran diri Tuan Chitrapongse Kwangsukstith sebagai komisaris Perusahaan dan telah mengusulkan Tuan Suwit Pitchart sebagai penggantinya terhitung sejak saat pemegang saham Perusahaan memberikan persetujuannya dalam Rapat Umum Pemegang Saham Luar Biasa Perusahaan yang dilaksanakan pada tanggal 23 Januari 2004 (Catatan 43).

On October 3, 2003, the Company accepted the resignation letter of Mr. Chitrapongse Kwangsukstith as commissioner and the Company had proposed Mr. Suwit Pitchart to replace him, effective on the date of obtaining the approval at the Company's extraordinary shareholders' meeting which was held on January 23, 2004 (Note 43).

Gaji dan tunjangan lainnya termasuk pajak penghasilan yang dibayarkan kepada Komisaris dan Direksi Perusahaan adalah kurang lebih sebesar US\$ 5.253.673 pada tahun 2003 dan US\$ 5.758.166 pada tahun 2002.

Salaries and other fringe benefits paid to the Commissioners and Directors, including personal income tax, amounted to US\$ 5,253,673 in 2003 and US\$ 5,758,166 in 2002.

b. Anak Perusahaan

Perusahaan memiliki baik langsung maupun tidak langsung, lebih dari 50% saham anak-anak perusahaan yang berikut ini:

b. Subsidiaries

The Company has ownership interest of more than 50%, directly or indirectly, in the following subsidiaries:

Anak perusahaan dan bidang usahanya/ Subsidiaries and their main activities Yurisdiksi pendirian/ Jurisdictions of Incorporation	Keterangan/ Description	Persentase Kepemilikan/ Percentage of Ownership	Tahun Operasi Komersial/ Start of Commercial Operations	Jumlah Aktiva pada 31 Desember 2003/ Total Assets as of December 31, 2003 US\$
1. <u>Eksplorasi dan produksi minyak dan gas/ Exploration and production of oil and gas</u>				
P.T. Exspan Tarakan (ET) Indonesia	Kontrak Bagi Hasil dengan BP Migas hingga tahun 2022. Production Sharing Contract (PSC) with BP Migas until 2022.	2003 : 99,99% 2002 : 95,93%	1 Mei / May 1, 1992	21.088.009
P.T. Exspan Kalimantan (EK) Indonesia	Kontrak Bantuan Teknis dengan BP Migas hingga tahun 2008. Technical Assistance Contract (TAC) with BP Migas until 2008.	2003 : 99,99% 2002 : 95,93%	1 Mei / May 1, 1992	52.226.652
P.T. Exspan Nusantara (EN) Indonesia	Kontrak Bagi Hasil dengan BP Migas hingga tahun 2013. PSC with BP Migas until 2013.	99,99%	3 Nopember / November 3, 1995	104.091.742
Exspan Airstenda, Inc. (EAS) Delaware AS/USA	Kontrak Bagi Hasil dengan BP Migas hingga tahun 2023. PSC with BP Migas until 2023.	100,00%	3 Nopember / November 3, 1995	201.971.394
Exspan Airlimau, Inc. (EAL) Delaware AS/USA	Kontrak Bagi Hasil dengan BP Migas hingga tahun 2023. PSC with BP Migas until 2023.	100,00%	3 Nopember / November 3, 1995	201.971.394
PT Exspan Pasemah Indonesia	Berusaha dalam bidang industri pertambangan, perdagangan dan jasa. To engage in the field of mining industry, trading and services.	95,00%	Belum beroperasi secara Komersial/ Has not started commercial operations	-
Exspan Exploration & Production Int'l (M) , Ltd. Mauritius	Untuk menjalankan kegiatan usaha sebagaimana ditentukan berdasarkan konstitusi serta kegiatan usaha lain yang berkaitan dengan tujuan utama Perusahaan. To engage in business activities as stipulated in its constitution and to carryout other business activities relating to the main objective and purposes of the Company.	100,00%	3 Nopember / November 3, 1995	-

P.T. MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
 DAN ANAK PERUSAHAAN
 CATATAN ATAS LAPORAN KEUANGAN KONSOLIDASI
 31 DESEMBER 2003 DAN 2002 SERTA UNTUK TAHUN-TAHUN
 YANG BERAKHIR PADA TANGGAL TERSEBUT (Lanjutan)

P.T. MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
 AND ITS SUBSIDIARIES
 NOTES TO CONSOLIDATED FINANCIAL STATEMENTS
 DECEMBER 31, 2003 AND 2002
 AND FOR THE YEARS THEN ENDED (Continued)

Anak perusahaan dan bidang usahanya/ Subsidiaries and their main activities Yurisdiksi pendirian/ Jurisdictions of Incorporation	Keterangan/ Description	Persentase Kepemilikan/ Percentage of Ownership	Tahun Operasi Komersial/ Start of Commercial Operations	Jumlah Aktiva pada 31 Desember 2003/ Total Assets as of December 31, 2003 US\$
Exspan Exploration and Production Pasemah, Ltd. (EEP) Bahamas	Kontrak Bagi Hasil dengan BP Migas hingga tahun 2003. Perusahaan mengusulkan pelepasan kontrak tersebut kepada BP Migas. Sampai pada tanggal laporan keuangan, pelepasan tersebut masih dalam proses. PSC with BP Migas until 2003. The Company has already proposed to relinquish the PSC. Until the date of the financial statements, the relinquishment is still in process.	100,00%	3 Nopember / November 3, 1995	68.284
Exspan Pasemah, Inc. (EP) Delaware AS/USA	Kontrak Bagi Hasil dengan BP Migas hingga tahun 2003. Perusahaan telah mengakhiri kontrak tersebut. BP Migas mengakhiri kontrak tersebut tanggal 26 Februari 2003 melalui suratnya No. EXP-331/01. PSC with BP Migas until 2003. The Company has already relinquished the PSC. BP Migas ended the contract based on the letter No. EXP-331/01 dated February 26, 2003	100,00%	3 Nopember / November 3, 1995	68.284
Enserch Far East Limited Cayman Island	Kontrak Bagi Hasil - Badan Operasi Bersama (BOB) dengan BP Migas hingga tahun 2018. Pada tahun 2003, kontrak tersebut telah dialihkan ke PT. Exspan Tuban Indonesia. PSC - Joint Operating Body (JOB) with BP Migas until 2018. In 2003, the working interest has been transferred to PT. Exspan Tuban Indonesia.	100,00%	29 Februari / February 29, 1988	-
Exspan Cumi-Cumi (L) Inc. Malaysia	Kontrak Bagi Hasil dengan BP Migas hingga tahun 2010. Perusahaan melakukan pelepasan kontrak tersebut berdasarkan persetujuan BP Migas melalui suratnya tanggal 20 Agustus 2002 No. 445/BP00000/2002-SI. PSC with BP Migas until 2010. The Company has already relinquished the PSC based on BP Migas approval in its letter No. 445/BP00000/2002-SI dated August 20, 2002.	99,99%	Belum beroperasi secara komersial/ Has not started commercial operations	-
P.T. Exspan Energi Nusantara (EEN) Indonesia	Pengadaan, pendistribusian dan pemeliharaan suplai dari energi listrik. Generation, distribution and maintenance of the supply of electrical energy	99,99%	Belum beroperasi secara komersial/ Has not started commercial operations	37.066

P.T. MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
 DAN ANAK PERUSAHAAN
 CATATAN ATAS LAPORAN KEUANGAN KONSOLIDASI
 31 DESEMBER 2003 DAN 2002 SERTA UNTUK TAHUN-TAHUN
 YANG BERAKHIR PADA TANGGAL TERSEBUT (Lanjutan)

P.T. MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
 AND ITS SUBSIDIARIES
 NOTES TO CONSOLIDATED FINANCIAL STATEMENTS
 DECEMBER 31, 2003 AND 2002
 AND FOR THE YEARS THEN ENDED (Continued)

Anak perusahaan dan bidang usahanya/ Subsidiaries and their main activities Yurisdiksi pendirian/ Jurisdictions of Incorporation	Keterangan/ Description	Persentase Kepemilikan/ Percentage of Ownership	Tahun Operasi Komersial/ Start of Commercial Operations	Jumlah Aktiva pada 31 Desember 2003/ Total Assets as of December 31, 2003 US\$
Senoro Toili (Ind) Ltd. Bahamas	Participating interest dalam Kontrak Bagi Hasil - BOB sudah ditransfer ke PT Exspan Tomori Sulawesi pada tanggal 9 Oktober 2000. Participating interest in PSC - JOB has been transferred to P.T. Exspan Tomori Sulawesi on October 9, 2000.	100,00%	Belum beroperasi secara komersial/ Has not started commercial operations	2
P.T. Medco Tomori Sulawesi Indonesia	Kontrak Kerja Bagi Hasil - BOB dengan BP Migas hingga tahun 2027. PSC - JOB with BP Migas until 2027.	95,00%	Belum beroperasi secara komersial/ Has not started commercial operations	25.615.218
Medco Simenggaris Pty. Ltd. Australia	Kontrak Kerja Bagi Hasil - BOB dengan BP Migas hingga tahun 2028. PSC - JOB with BP Migas until 2028.	60,00%	Belum beroperasi secara komersial/ Has not started commercial operations	8.657.826
Medco Madura Pty. Ltd. Australia	Kontrak Bagi Hasil - BOB dengan BP Migas hingga tahun 2027. PSC - JOB with BP Migas until 2027.	51,00%	Belum beroperasi secara komersial/ Has not started commercial operations	20.510.148
Exspan Myanmar (L), Inc. Malaysia	Kontrak Bagi Hasil dengan Myanmar Oil and Gas Enterprise (MOGE). Perusahaan sudah melakukan pelepasan kontrak tersebut, MOGE menyetujui pengakhiran kontrak tersebut tanggal 25 Oktober 2002 melalui suratnya No. MD-3/23 (2338) 2002. PSC with Myanmar Oil and Gas Enterprise (MOGE). The Company has already relinquished the PSC based on MOGE's approval in its letter No. MD-3/23 (2338) 2002 dated October 25, 2002.	100,00%	Belum beroperasi secara komersial/ Has not started commercial operations	-
EEX Asahan Limited Cayman Island	Kontrak Bagi Hasil - BOB dengan BP Migas hingga tahun 2026. PSC - JOB with BP Migas until 2026.	100,00%	Belum beroperasi secara komersial/ Has not started commercial operations	-
Medco Lematang Limited Malaysia	Kontrak Bagi Hasil dengan BP Migas hingga tahun 2007. Pada tahun 2003, kontrak tersebut telah dialihkan ke PT Exspan Lematang. PSC with BP Migas until 2007. In 2003, the working interest has been transferred to PT Exspan Lematang.	100,00%	1 Oktober/October 1, 2002	-

P.T. MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
 DAN ANAK PERUSAHAAN
 CATATAN ATAS LAPORAN KEUANGAN KONSOLIDASI
 31 DESEMBER 2003 DAN 2002 SERTA UNTUK TAHUN-TAHUN
 YANG BERAKHIR PADA TANGGAL TERSEBUT (Lanjutan)

P.T. MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
 AND ITS SUBSIDIARIES
 NOTES TO CONSOLIDATED FINANCIAL STATEMENTS
 DECEMBER 31, 2003 AND 2002
 AND FOR THE YEARS THEN ENDED (Continued)

Anak perusahaan dan bidang usahanya/ Subsidiaries and their main activities Yurisdiksi pendirian/ Jurisdictions of Incorporation	Keterangan/ Description	Persentase Kepemilikan/ Percentage of Ownership	Tahun Operasi Komersial/ Start of Commercial Operations	Jumlah Aktiva pada 31 Desember 2003/ Total Assets as of December 31, 2003 US\$
P.T. Petroner Bengara Energi Indonesia	Kontrak Bagi Hasil dengan BP Migas hingga tahun 2023. PSC with BP Migas until 2023.	95,00%	Belum beroperasi secara komersial/ Has not started commercial operations	585.489
PT. Musi Banyuasin Energi Indonesia	Pemrosesan dan pendistribusian hasil minyak dan gas bumi. Processing and distribution of oil and gas products.	99,90%	Belum beroperasi secara komersial/ Has not started commercial operations	16.089.617
PT. Exspan Lematang Indonesia	Kontrak Bagi Hasil dengan BP Migas hingga tahun 2007. PSC with BP Migas until 2007.	99,99%	Belum beroperasi secara komersial/ Has not started commercial operations	5.025.405
PT. Exspan Yapen Indonesia	Kontrak Bagi Hasil dengan BP Migas hingga tahun 2023. PSC with BP Migas until 2023.	99,99%	Belum beroperasi secara komersial/ Has not started commercial operations	1.657.789
PT. Exspan Rombebai Indonesia	Kontrak Bagi Hasil dengan BP Migas hingga tahun 2023. Pada tahun 2003, kontrak bagi hasil tersebut dikembalikan kepada Ramu Rombebai LLC. PSC with BP Migas until 2023. In 2003, the working interest was transferred back to Ramu Rombebai LLC.	99,99%	Belum beroperasi secara komersial/ Has not started commercial operations	181.663
Medco International (Sampang) Ltd, Mauritius	Untuk menjalankan kegiatan usaha sebagaimana ditentukan berdasarkan Konstitusi serta kegiatan usaha lain yang berkaitan dengan tujuan utama Perusahaan. To engage in business activities as stipulated in its Contitution and carry out other business activities relating to the main objectives and purposes of the Company.	100,00%	Belum beroperasi secara komersial/ Has not started commercial operations	1
PT. Medco Power Sengkang Indonesia	Berusaha dalam bidang industri pertambangan, perdagangan dan jasa. To engage in the field of mining industry, trading and services.	100,00%	Belum beroperasi secara komersial/ Has not started commercial operations	118.133
Exspan International (Kakap) Ltd Mauritius	Berusaha dalam bidang industri pertambangan, perdagangan dan jasa. To engage in the field of mining industry, trading and services.	100,00%	Belum beroperasi secara komersial/ Has not started commercial operations	1

P.T. MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
 DAN ANAK PERUSAHAAN
 CATATAN ATAS LAPORAN KEUANGAN KONSOLIDASI
 31 DESEMBER 2003 DAN 2002 SERTA UNTUK TAHUN-TAHUN
 YANG BERAKHIR PADA TANGGAL TERSEBUT (Lanjutan)

P.T. MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
 AND ITS SUBSIDIARIES
 NOTES TO CONSOLIDATED FINANCIAL STATEMENTS
 DECEMBER 31, 2003 AND 2002
 AND FOR THE YEARS THEN ENDED (Continued)

Anak perusahaan dan bidang usahanya/ Subsidiaries and their main activities Yurisdiksi pendirian/ Jurisdictions of Incorporation	Keterangan/ Description	Persentase Kepemilikan/ Percentage of Ownership	Tahun Operasi Komersial/ Start of Commercial Operations	Jumlah Aktiva pada 31 Desember 2003/ Total Assets as of December 31, 2003 US\$
PT. Exspan Tuban Indonesia	Kontrak Bagi Hasil - Badan Operasi Bersama (BOB) dengan BP Migas hingga tahun 2018. PSC - Joint Operating Body (JOB) with BP Migas until 2018.	99,99%	Belum beroperasi secara komersial/ Has not started commercial operations	69.719.053
PT. Exspan Merangin Indonesia	Kontrak bagi hasil dengan BP Migas sampai dengan 2033. PSC with BP Migas until 2033.	99,99%	Belum beroperasi secara komersial/ Has not started commercial operations	2.193.133
PT. Medco Sampang Indonesia	Berusaha dalam bidang industri pertambangan, perdagangan dan jasa. To engage in the field of mining industry, trading and services.	99,99%	Belum beroperasi secara komersial/ Has not started commercial operations	118.133
PT. Exspan Kakap Indonesia	Berusaha dalam bidang industri pertambangan, perdagangan dan jasa. To engage in the field of mining industry, trading and services.	99,99%	Belum beroperasi secara komersial/ Has not started commercial operations	118.133
PT. Exspan Asahan Indonesia	Berusaha dalam bidang industri pertambangan, perdagangan dan jasa pelayanan. To engage in the field of mining industry, trading and services.	99,99%	Belum beroperasi secara komersial/ Has not started commercial operations	29.533
Medco Energi Pty Ltd Australia	Berusaha dalam kegiatan usaha yang lazim dilakukan sebagaimana umumnya Perusahaan di Australia. To engage in any business activities that are normally carried out/engaged in by Australian companies.	100,00%	Belum beroperasi secara komersial/ Has not started commercial operations	1
PT. Exspan Rimau Indonesia	Untuk menerima transfer working interest dari Exspan Airstenda Ltd. dan Exspan Airlimau Ltd. Assignee of working interest of Exspan Airstenda Ltd. and Exspan Airlimau Ltd.	99,99%	Belum beroperasi secara komersial/ Has not started commercial operations	14.766

P.T. MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
 DAN ANAK PERUSAHAAN
 CATATAN ATAS LAPORAN KEUANGAN KONSOLIDASI
 31 DESEMBER 2003 DAN 2002 SERTA UNTUK TAHUN-TAHUN
 YANG BERAKHIR PADA TANGGAL TERSEBUT (Lanjutan)

P.T. MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
 AND ITS SUBSIDIARIES
 NOTES TO CONSOLIDATED FINANCIAL STATEMENTS
 DECEMBER 31, 2003 AND 2002
 AND FOR THE YEARS THEN ENDED (Continued)

Anak perusahaan dan bidang usahanya/ Subsidiaries and their main activities Yurisdiksi pendirian/ Jurisdictions of Incorporation	Keterangan/ Description	Persentase Kepemilikan/ Percentage of Ownership	Tahun Operasi Komersial/ Start of Commercial Operations	Jumlah Aktiva pada 31 Desember 2003/ Total Assets as of December 31, 2003 US\$
2. <u>Jasa pengeboran/</u> <u>Drilling services</u>				
P.T. Apexindo Pratama Duta Tbk (Apexindo) Indonesia	Jasa pengeboran minyak dan gas bumi di darat dan lepas pantai dan jasa yang terkait bagi perusahaan yang bergerak di dalam industri minyak dan gas bumi. Onshore and offshore drilling operations of oil and natural gas, and related services for companies involved in oil and gas industry.	77,53%	1992	244.485.187
P.T. Antareja Jasatama Indonesia	Membuka lahan untuk aktivitas pertambangan dan jasa penunjang yang berkaitan dengan kegiatan pengeboran. Clear fields for mining activities and services related to drilling operations.	77,21%	18 Juni / June 18, 1999	372.627
P.T. Exspan Petrogas Intranusa (EPI) Indonesia	Menjalankan kegiatan dan/atau memberikan jasa kepada perusahaan-perusahaan yang bergerak dalam bidang eksplorasi dan produksi pertambangan migas. Conduct activities and/or render services to companies involved in oil and natural gas exploration and production.	99,99%	1999	25.228.088
3. <u>Produksi gas metanol/</u> <u>Methanol gas production</u>				
P.T. Medco Methanol Bunyu (MMB) Indonesia	Produksi metanol dan turunannya dalam rangka pelaksanaan Perjanjian Pengelolaan Kilang Methanol Bunyu dengan BP Migas hingga tahun 2017. Production of methanol and its derivatives under the Refinery Agreement with BP Migas until 2017.	99,99%	3 Nopember / November 3, 1995	25.337.637
4. <u>Lain-lain/Others</u>				
Medco Energi Finance Overseas, B.V. (MEFO) Belanda/The Netherlands	Menghimpun dana melalui penerbitan surat berharga hutang. Raise funds by issuing debt securities and marketable securities.	100,00%	14 Oktober / October 14, 1999	63.132.551
MEI Euro Finance Limited (MEFL) Mauritius	Menghimpun dana melalui penawaran surat berharga hutang. Raise funds through debt securities offering.	100,00%	19 Maret / March 19, 2002	312.026.681

P.T. MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
 DAN ANAK PERUSAHAAN
 CATATAN ATAS LAPORAN KEUANGAN KONSOLIDASI
 31 DESEMBER 2003 DAN 2002 SERTA UNTUK TAHUN-TAHUN
 YANG BERAKHIR PADA TANGGAL TERSEBUT (Lanjutan)

P.T. MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
 AND ITS SUBSIDIARIES
 NOTES TO CONSOLIDATED FINANCIAL STATEMENTS
 DECEMBER 31, 2003 AND 2002
 AND FOR THE YEARS THEN ENDED (Continued)

Anak perusahaan dan bidang usahanya/ Subsidiaries and their main activities Yurisdiksi pendirian/ Jurisdictions of Incorporation	Keterangan/ Description	Persentase Kepemilikan/ Percentage of Ownership	Tahun Operasi Komersial/ Start of Commercial Operations	Jumlah Aktiva pada 31 Desember 2003/ Total Assets as of December 31, 2003 US\$
Medco International Ventures Ltd. (MIV) Malaysia	Akuisisi hak mengelola eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi. Acquire interests involving exploration and production of oil and natural gas.	100,00%	Belum beroperasi secara komersial Has not started commercial operations	8.036.428
Apexindo Asia Pacific B.V (AAP) Belanda/ The Netherlands	Menghimpun dana untuk membiayai pembangunan rig Apexindo melalui pinjaman bank . Raise funds to finance Apexindo's construction of rig through bank loan.	77,53%	25 Februari/February 25, 2003	58.694.750
Apexindo Khatulistiwa (AK)	Menghimpun dana untuk membiayai pembangunan rig Apexindo melalui pinjaman bank. Raise funds to finance Apexindo's construction of rig through bank loan.	77,53%	Mei/May 2003	22.800

Perusahaan dan anak perusahaan mengakuisisi dan berpotensi untuk mengakuisisi serta mengalihkan working interest berdasarkan kontrak bagi hasil (Catatan 15 dan 40).

The Company and its subsidiaries have several new and potential acquisitions and transfers of working interests under and extensions of production sharing contracts (Notes 15 and 40).

Lihat Catatan 39 untuk penjelasan lebih lanjut mengenai karakteristik dari PSC, PSC-JOB dan TAC.

Refer to Note 39 for further discussion of the nature of PSC, PSC-JOB and TAC.

c. Penawaran Umum Efek Perusahaan

Pada tanggal 13 September 1994 Perusahaan memperoleh surat pernyataan efektif dari Ketua Badan Pengawas Pasar Modal (Bapepam) dengan suratnya No. S-1588/PM/1994 untuk melakukan penawaran umum saham Perusahaan kepada masyarakat sejumlah 22.000.000 saham dengan nilai nominal Rp 1.000 per saham. Seluruh saham tersebut telah dicatatkan di Bursa Efek Jakarta tanggal 12 Oktober 1994.

c. Public Offering of Shares

On September 13, 1994, the Company obtained the Notice of Effectivity from the Chairman of Capital Markets Supervisory Board (Bapepam) in his letter No. S-1588/PM/1994 for the Company's initial public offering of 22,000,000 shares with par value of Rp 1,000 per share. The shares were listed on the Jakarta Stock Exchange on October 12, 1994.

Pada tanggal 16 Nopember 1999, Perusahaan memperoleh surat pernyataan efektif dari Ketua Bapepam dengan suratnya No. S-2244/PM/1999 untuk melakukan Penawaran Umum Terbatas I dengan Hak Memesan Efek Terlebih Dahulu sebanyak maksimum 379.236.000 saham. Saham baru yang dikeluarkan sehubungan dengan Penawaran Umum Terbatas I berjumlah 321.730.290 saham telah dicatatkan pada Bursa Efek Jakarta pada tanggal 19 Nopember 1999. Pada tanggal 26 Juni 1997, para pemegang saham menyetujui beberapa hal diantaranya rencana Perusahaan untuk merubah nilai nominal saham dari Rp 1.000 per saham menjadi Rp 500 per saham dan Rp 500 per saham menjadi Rp 100 per saham pada tanggal 25 Januari 2000.

On November 16, 1999, the Company obtained the Notice of Effectivity No. S-2244/PM/1999 from the Chairman of Bapepam for the Limited Public Offering of a maximum of 379,236,000 shares through Rights Issue I to shareholders. A total of 321,730,290 new shares were issued in this offering, which were listed on the Jakarta Stock Exchange on November 19, 1999. On June 26, 1997, the shareholders approved, among other things, the Company's plan to change the par value of shares from Rp 1,000 per share to Rp 500 per share and from Rp 500 to Rp 100 per share on January 25, 2000.

Berdasarkan Rapat Umum Pemegang Saham Luar Biasa, sebagaimana yang tercantum dalam akta Pernyataan Keputusan Rapat No. 32 tanggal 25 Januari 2000 dari notaris Ny. Poerbaningsih Adi Warsito, S.H., para pemegang saham antara lain, menyetujui pemecahan saham Perusahaan dari Rp 500 menjadi Rp 100 per saham.

Pada tanggal 31 Mei 2000, Bursa Efek Jakarta telah mengumumkan pemecahan saham Perusahaan dari Rp 500 menjadi Rp 100 per saham.

Pada tanggal 31 Desember 2003, seluruh saham Perusahaan sejumlah 3.332.451.450 saham yang telah dikeluarkan dicatatkan pada Bursa Efek Jakarta.

Based on the Extraordinary Shareholders' Meeting as stated in deed No. 32 dated January 25, 2000 of Notary Mrs. Poerbaningsih Adi Warsito, S.H., the shareholders approved, among other things, the Company's stock split from Rp 500 to Rp 100 par value per share.

On May 31, 2000, the Jakarta Stock Exchange announced the Company's Rp 500 to Rp 100 par value per share stock split.

As of December 31, 2003, all 3,332,451,450 of the Company's shares were listed on the Jakarta Stock Exchange.

2. PENYAJIAN KEMBALI LAPORAN KEUANGAN TAHUN 2002

Perusahaan telah memutuskan perlunya melakukan beberapa penyesuaian terhadap laporan keuangan yang telah dikeluarkan untuk tahun yang berakhir 31 Desember 2002.

Rangkuman dari akun-akun pada laporan keuangan sebelum dan sesudah penyajian kembali adalah sebagai berikut:

2. RESTATEMENT OF THE 2002 CONSOLIDATED FINANCIAL STATEMENTS

The Company has determined that it was necessary to make adjustments to its previously issued consolidated financial statements as of and for the year ended December 31, 2002.

A summary of the accounts and financial statement items before and after the restatement is as follows:

		2002		
		Disajikan kembali/ As Restated US\$	Dilepaskan sebelumnya/ As Previously Reported US\$	
Hutang pajak	(i)	26.624.062	16.398.314	Taxes payable
Biaya yang masih harus dibayar	(i)	43.126.116	39.841.083	Accrued expenses
Kewajiban pajak tangguhan	(ii)	5.907.846	15.223.495	Deferred tax liabilities
Hak minoritas atas aktiva bersih anak perusahaan	(iii)	34.499.000	27.126.294	Minority interest in net assets of subsidiaries
Modal saham	(iii)	97.915.615	94.227.642	Capital stock
Tambahan modal disetor	(iii)	121.862.995	113.068.224	Additional paid in capital
Selisih transaksi perubahan ekuitas anak perusahaan	(iii)	27.788.327	29.673.178	Difference due to change in equity of subsidiaries
Saldo laba - tidak ditentukan penggunaannya				Retained earnings - unappropriated
Awal tahun	(iii)	176.557.986	197.141.234	Beginning of year
Akhir tahun	(iii)	218.822.952	240.988.683	End of year
Beban lain-lain - bersih	(iii)	2.582.888	1.856.665	Other charges - net
Hak minoritas atas rugi bersih anak perusahaan	(iii)	(220.395)	(707.128)	Minority interest in net loss of subsidiaries
Pajak kini	(i)	(76.213.815)	(73.712.151)	Current tax
Pajak tangguhan	(ii)	(2.798.293)	(5.647.136)	Deferred tax
Laba bersih	(iii)	82.555.799	84.138.282	Net income
Laba per saham		0,0264	0,0269	Basic earnings per share

Rincian dari penyesuaian adalah sebagai berikut:

(i) Hutang Pajak US

Sebagaimana diungkapkan dalam laporan keuangan Perusahaan tahun 2001-2002 yang telah diaudit, the Secretary of State of Delaware, USA menyatakan tiga (3) anak perusahaan menjadi "void" sebagai akibat belum dipenuhinya kewajiban pembayaran pajak anak perusahaan tersebut dari tahun 1995 sampai dengan tahun 2000, sebagaimana disyaratkan berdasarkan Chapter 5 (*Corporation Franchise Tax Delaware Code*). Manajemen telah mengajukan sertifikat pengaktifan kembali (*certificates of revival*) terhadap anak perusahaan tersebut. Manajemen berkeyakinan bahwa anak perusahaan tersebut telah diaktifkan kembali seolah-olah sertifikat pendiriannya tidak pernah dibatalkan dan tindakan-tindakan yang dilakukan perusahaan-perusahaan selama masa tersebut adalah sah. Manajemen juga berupaya untuk menyelesaikan masalah-masalah yang berkaitan dengan pajak penghasilan badan Amerika Serikat.

Seperti yang dijelaskan pada Catatan 41, berdasarkan estimasi terbaik dan keyakinan manajemen, besar kemungkinan jumlah hutang pajak penghasilan Amerika Serikat anak perusahaan tersebut diatas untuk tahun fiskal 1995 – 2002 adalah sebesar kurang lebih US\$ 13.510.782 yang terdiri dari hutang pokok sebesar US\$ 10.225.748 dan beban bunga sebesar US\$ 3.285.034. Oleh karena itu, Manajemen mencatat jumlah tersebut dalam laporan keuangan konsolidasi tahun 2002 yang disajikan kembali.

Jumlah pokok hutang pajak Amerika Serikat dicatat sebagai bagian dari hutang pajak sedangkan beban bunga dicatat di dalam biaya yang masih harus dibayar pada laporan keuangan konsolidasi tahun 2002 yang disajikan kembali.

Beban pajak untuk tahun 2002 sebesar US\$ 2.702.964 dibebankan sebagai beban pajak (untuk pokok pajak yang terutang) dan beban lain-lain (untuk beban bunga) pada laporan laba rugi konsolidasi tahun 2002, sedangkan beban pajak sebelum tahun 2002 sebesar US\$ 10.807.818 dilakukan penyesuaian atas saldo laba awal 1 Januari 2002.

Details of the adjustments are as follows:

(i) US Tax Liabilities

As disclosed in the Company's 2001-2002 audited consolidated financial statements, the Secretary of State of Delaware U.S., had designated 3 (three) of the Company's subsidiaries to be "void" as a result of such companies not having paid their franchise taxes under Chapter 5 (Corporation Franchise Tax) of the Delaware Code from 1995 to 2000. The management has filed certificates of revival in respect of these companies. The management believes that these companies have been revived with the same force and effect as if their certificate of incorporation had not been void and any actions taken while the companies were void have been validated. The management also undertook to resolve its US corporate income tax matters.

As further discussed in Note 41, the management's best estimate and what it believes as the most likely amount of its subsidiaries' US corporate income tax obligation for fiscal years 1995-2002 is approximately US\$ 13,510,782, which consists of US\$ 10,225,748 for principal amount and US\$ 3,285,034 for interest charges. Accordingly, the management has recorded such amount in the restated 2002 consolidated financial statements.

The principal amount of the U.S. tax liabilities is included as part of the taxes payable, while the interest charges is included in the accrued expenses account in the restated 2002 consolidated balance sheets.

The provision for the said U.S. tax liabilities pertaining to 2002 totaling US\$ 2,702,964 was charged to current tax (for the principal amount) and other charges (for the applicable interest) in the restated 2002 consolidated statement of income, while those pertaining to years prior to 2002 totaling US\$ 10,807,818 were charged as an adjustment to the 2002 beginning retained earnings.

(ii) Pajak Tangguhan

Apexindo, anak perusahaan, melakukan penyesuaian atas pajak tangguhan untuk beda waktu antara pengakuan aktiva tetap secara fiskal dengan jumlah yang dilaporkan di dalam laporan keuangan konsolidasi. Penyesuaian tersebut mengakibatkan kenaikan laba bersih tahun 2002 sebesar US\$ 2.848.843 dan US\$ 4.986.210 untuk saldo laba awal pada 1 Januari 2002.

(iii) Lain-lain

Perusahaan melakukan penyesuaian atas alokasi modal disetor dan tambahan modal disetor yang berasal dari konversi pinjaman dalam Dollar Amerika Serikat ke ekuitas, dan alokasi laba (rugi) bersih dan perubahan ekuitas anak perusahaan secara proporsi sesuai dengan kepemilikan saham perusahaan dan hak minoritas. Penyesuaian mengakibatkan penurunan laba bersih di tahun 2002 sebesar US\$ 1.728.362 dan US\$ 14.761.640 untuk saldo laba awal pada 1 Januari 2002.

3. KEBIJAKAN AKUNTANSI

a. Penyajian Laporan Keuangan Konsolidasi

Laporan keuangan konsolidasi disusun dengan menggunakan prinsip dan praktek akuntansi yang berlaku umum di Indonesia.

Dasar penyusunan laporan keuangan konsolidasi, kecuali untuk laporan arus kas, adalah dasar akrual. Laporan keuangan konsolidasi tersebut disusun berdasarkan nilai historis, kecuali beberapa akun tertentu disusun berdasarkan pengukuran lain sebagaimana diuraikan dalam kebijakan akuntansi masing-masing akun tersebut.

Laporan arus kas konsolidasi disusun dengan menggunakan metode langsung dengan mengelompokkan arus kas dalam aktivitas operasi, investasi, dan pendanaan.

(ii) Deferred Tax

Apexindo, a subsidiary, made an adjustment to correct the recorded deferred income tax on the temporary differences between the tax bases of its property and equipment and their reported amounts in the consolidated financial statements. The adjustment resulted in increases of US\$ 2,848,843 in 2002 net income, and US\$ 4,986,210 in opening retained earnings at January 1, 2002.

(iii) Others

The Company has made other adjustments for the capital and additional paid-in capital allocation of the US Dollar denominated loan that was converted into equity, and the amount attributable to the Company and the minority interest with respect to their respective share in the results of operations and changes in equity of subsidiaries. The adjustments resulted in decreases in 2002 net income of US\$ 1,728,362 and of US\$ 14,761,640 in opening retained earnings at January 1, 2002.

3. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES

a. Consolidated Financial Statement Presentation

The consolidated financial statements have been prepared using accounting principles and reporting practices generally accepted in Indonesia. Such consolidated financial statements are an English translation of the Company and its subsidiaries' statutory report in Indonesia and are not intended to present the financial position and results of operations, changes in equity, and cash flows in accordance with accounting principles and reporting practices generally accepted in other countries and jurisdictions.

The consolidated financial statements, except for the statements of cash flows, are prepared under the accrual basis of accounting. The measurement basis used is the historical cost method, except for certain accounts which are measured on the bases described in the related accounting policies.

The consolidated statements of cash flows are prepared using the direct method, which classifies cash flows into operating, investing, and financing activities.

Mata uang pelaporan yang digunakan untuk penyusunan laporan keuangan konsolidasi adalah mata uang Dollar Amerika Serikat (U.S. Dollar) (Catatan 4).

The reporting currency used in the preparation of the consolidated financial statements is the United States Dollar (U.S. Dollar) (Note 4).

b. Prinsip Konsolidasi

Laporan keuangan konsolidasi meliputi laporan keuangan Perusahaan dan anak perusahaan dengan kepemilikan lebih dari 50%, baik langsung maupun tidak langsung. Saldo dan transaksi termasuk keuntungan/kerugian yang belum direalisasi atas transaksi antar perusahaan dieliminasi untuk mencerminkan posisi keuangan dan hasil usaha Perusahaan dan anak perusahaan sebagai satu kesatuan usaha.

b. Principles of Consolidation

The consolidated financial statements include the financial statements of the Company and its subsidiaries wherein the Company has direct or indirect ownership interest of more than 50%. Intercompany balances and transactions including unrealized gain/loss on intercompany transactions are eliminated to reflect the financial position and the results of operations of the Company and its subsidiaries as one business entity.

c. Akuisisi Usaha

Akuisisi usaha dicatat dengan menggunakan metode pembelian. Selisih lebih antara biaya perolehan dan bagian Perusahaan atas nilai wajar aktiva dan kewajiban anak perusahaan di bidang minyak dan gas bumi diakui sebagai penyesuaian nilai wajar aktiva minyak dan gas bumi dan diamortisasi selama masa kontrak kerja bagi hasil atau 18 tahun dengan menggunakan metode unit produksi. Selisih lebih nilai wajar aktiva bersih di atas biaya perolehan investasi diakui sebagai goodwill negatif dan diperlakukan sebagai pendapatan yang ditangguhkan yang diamortisasi dengan metode garis lurus selama 20 tahun.

c. Business Acquisitions

Business acquisitions are accounted for using the purchase method. The excess of acquisition cost over the Company's interest in fair value of net assets of oil and gas subsidiaries acquired is included under oil and gas property as a fair value adjustment, which is amortized over the life of the Production Sharing Contract or 18 years using the unit of production method. The excess of the Company's interest in the fair value of net assets over the cost of the investments is recognized as negative goodwill and is treated as deferred income, which is amortized using the straight-line method over 20 years.

d. Transaksi dan Penjabaran Laporan Keuangan Dalam Mata Uang Asing

Pembukuan Perusahaan dan anak perusahaan, kecuali untuk MEFO, Apexindo, MMB dan EPI, diselenggarakan dalam mata uang Dollar Amerika Serikat (U.S. Dollar) (Catatan 4). Transaksi-transaksi selama tahun berjalan dalam mata uang bukan US Dollar dicatat dengan kurs yang berlaku pada saat terjadinya transaksi. Pada tanggal neraca, aktiva dan kewajiban moneter dalam mata uang asing disesuaikan untuk mencerminkan kurs yang berlaku pada tanggal tersebut. Keuntungan atau kerugian kurs yang timbul dikreditkan atau dibebankan dalam laporan laba rugi tahun yang bersangkutan.

d. Foreign Currency Transactions and Translations

The books of accounts of the Company and its subsidiaries, except MEFO, Apexindo, MMB and EPI, are maintained using U.S. Dollars (Note 4). Transactions during the year involving currencies other than US Dollars are recorded at the rates of exchange prevailing at the time the transactions are made. At balance sheet date, monetary assets and liabilities denominated in foreign currencies are adjusted to reflect the rates of exchange prevailing at that date. The resulting gains or losses are credited or charged to current operations.

Pembukuan MEFO diselenggarakan dalam mata uang Euro. Untuk tujuan penyajian laporan keuangan konsolidasi, aktiva dan kewajiban MEFO dijabarkan ke dalam mata uang U.S. Dollar dengan menggunakan kurs yang berlaku pada tanggal neraca, ekuitas dijabarkan dengan menggunakan kurs historis, sedangkan pendapatan dan beban serta arus kas dijabarkan dengan menggunakan kurs rata-rata tertimbang. Selisih kurs yang terjadi disajikan sebagai bagian dari ekuitas pada akun "Selisih kurs karena penjabaran laporan keuangan." Pembukuan Apexindo, MMB dan EPI diselenggarakan dalam mata uang Rupiah. Untuk tujuan konsolidasi, akun-akun Apexindo, MMB dan EPI, anak-anak perusahaan yang memiliki mata uang fungsional U.S. Dollar tetapi menggunakan Rupiah sebagai mata uang pelaporannya, telah diukur kembali dalam mata uang U.S. Dollar untuk lebih mencerminkan substansi ekonomisnya (Catatan 4).

e. Transaksi Hubungan Istimewa

Pihak-pihak yang mempunyai hubungan istimewa adalah:

- 1) perusahaan baik langsung maupun melalui satu atau lebih perantara, mengendalikan, atau dikendalikan oleh, atau berada di bawah pengendalian bersama, dengan Perusahaan (termasuk holding companies, subsidiaries dan fellow subsidiaries);
- 2) perusahaan asosiasi;
- 3) perorangan yang memiliki, baik secara langsung maupun tidak langsung, suatu kepentingan hak suara di Perusahaan yang berpengaruh secara signifikan, dan anggota keluarga dekat dari perorangan tersebut (yang dimaksudkan dengan anggota keluarga dekat adalah mereka yang dapat diharapkan mempengaruhi atau dipengaruhi perorangan tersebut dalam transaksinya dengan Perusahaan);
- 4) karyawan kunci, yaitu orang-orang yang mempunyai wewenang dan tanggung jawab untuk merencanakan, memimpin dan mengendalikan kegiatan Perusahaan yang meliputi anggota dewan komisaris, direksi dan manajer dari Perusahaan serta anggota keluarga dekat orang-orang tersebut; dan

The books of accounts of MEFO are maintained in Euros. For consolidation purposes, assets and liabilities of MEFO are translated into U.S. Dollars using the rates of exchange prevailing at balance sheet date, equity accounts are translated using historical rates of exchange, while revenues and expenses and cash flows are translated using average rates of exchange. The resulting foreign exchange differences are credited or charged to "Translation Adjustments", a separate component of equity. The books of accounts of Apexindo, MMB and EPI are maintained in Rupiah. For consolidation purposes, the accounts of Apexindo, MMB and EPI, subsidiaries with the U.S. Dollar as functional currency, but which use Rupiah as their reporting currency, have been remeasured into U.S. Dollars in order to reflect more closely their economic substance (Note 4).

e. Transactions with Related Parties

Related parties consist of the following:

- 1) companies that directly, or indirectly, through one or more intermediaries, control, or are controlled by, or are under common control with, the Company (including holding companies, subsidiaries and fellow subsidiaries);
- 2) associated companies;
- 3) individuals owning, directly or indirectly, an interest in the voting power of the Company that gives them significant influence over the Company, and close members of the family of any such individuals (close members of the family are those who can influence or can be influenced by such individuals in their transactions with the Company);
- 4) key management personnel who have the authority and responsibility for planning, directing and controlling the Company's activities, including commissioners, directors and managers of the Company and close members of their families; and

- 5) perusahaan di mana suatu kepentingan substansial dalam hak suara dimiliki baik secara langsung maupun tidak langsung oleh setiap orang yang diuraikan dalam butir (3) atau (4), atau setiap orang tersebut mempunyai pengaruh signifikan atas perusahaan tersebut. Ini mencakup perusahaan-perusahaan yang dimiliki anggota dewan komisaris, direksi atau pemegang saham utama dari Perusahaan dan perusahaan-perusahaan yang mempunyai anggota manajemen kunci yang sama dengan Perusahaan.

- 5) companies in which a substantial interest in the voting power is owned, directly or indirectly, by any person described in (3) or (4) or over which such a person is able to exercise significant influence. These includes companies owned by commissioners, directors or major stockholders of the Company and companies which have a common key member of management as the Company.

Semua transaksi dengan pihak-pihak yang mempunyai hubungan istimewa, baik yang dilakukan dengan atau tidak dengan tingkat bunga atau harga, persyaratan dan kondisi yang sama sebagaimana dilakukan dengan pihak ketiga, diungkapkan dalam Catatan 37 laporan keuangan konsolidasi.

All transactions with related parties, whether or not made at similar interest rates or prices, terms and conditions as those done with third parties, are disclosed in Note 37 to the consolidated financial statements.

f. Kas dan Setara Kas

Kas dan setara kas terdiri dari kas, bank dan semua deposito bank yang jatuh tempo dalam waktu tiga bulan atau kurang dari tanggal perolehannya dan yang tidak dijaminan serta tidak dibatasi penggunaannya.

f. Cash and Cash Equivalents

Cash and cash equivalents consist of cash on hand and in banks and all unrestricted bank deposits with maturities of three months or less from the date of placement.

g. Investasi

Deposito Berjangka

Deposito berjangka yang jatuh temponya kurang dari tiga bulan namun dijaminan dan deposito berjangka jangka pendek yang jatuh temponya lebih dari tiga bulan disajikan sebagai investasi sementara dan dinyatakan sebesar nilai nominal.

Rekening bank yang dibatasi penggunaannya

Rekening Koran dan deposito berjangka yang dibatasi penggunaannya lebih dari satu tahun disajikan sebagai aktiva tidak lancar.

Investasi efek ekuitas dan hutang yang nilai wajarnya tersedia

Investasi efek ekuitas dan sekuritas hutang yang diperdagangkan disajikan sebesar nilai wajarnya dan dicatat sebagai investasi sementara. Laba dan rugi yang belum direalisasi akibat kenaikan atau penurunan nilai wajar investasi disajikan dalam laporan laba rugi periode berjalan.

Biaya perolehan efek ditentukan berdasarkan metode last-in, first-out.

g. Investments

Time deposits

Time deposits with maturities of three months or less that are pledged as short-term collateral and time deposits with maturities of more than three months are presented as temporary investments and are stated at their nominal value.

Restricted cash in bank

Current accounts and time deposits that are restricted in use for more than one year are presented under noncurrent assets.

Investment in equity and debt securities with readily determinable fair values

Investments in equity and debt securities designated as trading securities are stated at fair value and presented as temporary investments. Unrealized gains or losses from the increase or decrease in fair value of such trading securities are reflected in the current operations.

Cost of securities sold is determined using the last-in, first-out method.

Investasi pada perusahaan asosiasi

Investasi dengan kepemilikan 20% sampai dengan 50%, baik langsung maupun tidak langsung, dimana Perusahaan memiliki pengaruh yang signifikan dinyatakan sebesar biaya perolehan, ditambah atau dikurangi dengan bagian laba atau rugi perusahaan asosiasi sejak perolehan sebesar persentase kepemilikan dan dikurangi dengan dividen yang diterima (metode ekuitas) (Catatan 20). Bagian laba atau rugi perusahaan asosiasi yang disajikan dalam laporan laba rugi konsolidasi, disesuaikan dengan amortisasi goodwill dengan menggunakan metode garis lurus selama 5 (lima) tahun. Bila terjadi penurunan nilai yang bersifat permanen, maka nilai tercatatnya dikurangi untuk mengakui penurunan tersebut yang ditentukan untuk setiap investasi secara individu. Kerugiannya dibebankan pada laporan laba rugi tahun berjalan.

Selisih yang disebabkan oleh Perubahan Ekuitas Anak Perusahaan/Perusahaan Asosiasi

Perubahan nilai investasi di dalam anak perusahaan dan perusahaan asosiasi yang bukan merupakan transaksi antara perusahaan dengan anak perusahaan/perusahaan asosiasi diakui sebagai bagian dari ekuitas dengan akun selisih transaksi perubahan ekuitas anak perusahaan/perusahaan asosiasi, dan akan diakui sebagai pendapatan atau beban pada saat pelepasan investasi yang bersangkutan.

h. Penyisihan Piutang Ragu-Ragu

Perusahaan dan anak perusahaan menetapkan penyisihan piutang ragu-ragu berdasarkan penelaahan terhadap masing-masing akun piutang pada tanggal neraca.

i. Persediaan

Persediaan methanol, suku cadang dan perlengkapan lainnya, baik untuk rig maupun sumur beserta peralatannya dinyatakan berdasarkan biaya perolehan atau nilai realisasi bersih, mana yang lebih rendah. Biaya perolehan ditentukan dengan metode rata-rata tertimbang.

j. Biaya Dibayar Dimuka

Biaya dibayar dimuka diamortisasi selama manfaat masing-masing biaya dengan menggunakan metode garis lurus.

Investments in associated companies

Investments in shares of stock with an ownership interest of 20% to 50%, directly or indirectly owned, wherein the Company exercises significant influence are accounted for using the equity method. Under the equity method the Company's proportionate share in net income or loss of the associated company after the date of acquisition and the dividends received are added to or deducted from the acquisition cost of the investments (Note 20). Equity in net income or loss is adjusted for the straight-line amortization over five years of goodwill. The carrying amount of these investments is written down to recognize a permanent decline in value of the individual investments. Any such write-down is charged directly to current operations.

Difference due to Change in Equity of Subsidiaries and Associated Companies

Changes in the value of investments in subsidiaries and associated companies arising from capital transactions of such subsidiaries or associated companies with other parties are recognized in equity as a difference due to change in equity of subsidiaries or associated companies and recognized as revenue or expense in the period the investments are disposed of.

h. Allowance for Doubtful Accounts

Allowance for doubtful accounts is provided by the Company and its subsidiaries based on a review of the status of the individual receivable accounts at balance sheet date.

i. Inventories

Inventories of methanol, spare parts and other supplies for drilling rigs, wells and equipment are stated at cost or net realizable value, whichever is lower. Cost is determined using the weighted average method.

j. Prepaid Expenses

Prepaid expenses are amortized over their beneficial periods using the straight-line method.

k. Aktiva Tetap - Pemilikan Langsung

Aktiva tetap, kecuali aktiva tertentu yang dinilai kembali, dinyatakan berdasarkan biaya perolehan setelah dikurangi akumulasi penyusutan. Aktiva tertentu telah dinilai kembali berdasarkan hasil penilaian yang dilakukan oleh penilai independen sesuai dengan peraturan pemerintah Indonesia yang berlaku. Peningkatan nilai aktiva karena penilaian kembali aktiva tetap dikreditkan pada selisih penilaian kembali aktiva tetap dalam akun ekuitas.

Penyusutan dihitung dengan menggunakan metode garis lurus berdasarkan taksiran masa manfaat ekonomis aktiva tetap sebagai berikut:

	<u>Tahun/Years</u>
Bangunan dan perbaikan	20
Peralatan pengeboran lepas pantai	17 - 21
Peralatan pengeboran darat	4 - 8
Pipa-pipa pengeboran lepas pantai	4
Peralatan pembuat lumpur	5
Perlengkapan pengeboran lepas pantai	5
Perlengkapan pengeboran darat	8
Kendaraan bermotor	3 - 5
Leasehold improvement	3 - 8
Peralatan kantor dan lainnya	3 - 5

Tanah dinyatakan berdasarkan biaya perolehan dan tidak disusutkan.

Bila nilai tercatat suatu aktiva melebihi taksiran jumlah yang dapat diperoleh kembali (estimated recoverable amount), maka nilai aktiva tersebut diturunkan ke jumlah yang dapat diperoleh kembali tersebut, yang ditentukan sebagai nilai tertinggi antara harga jual neto dan nilai pakai.

Beban pemeliharaan dan perbaikan dibebankan pada laporan laba rugi konsolidasi pada saat terjadinya; pengeluaran yang memperpanjang masa manfaat atau memberi manfaat ekonomis di masa yang akan datang dikapitalisasi. Aktiva tetap yang sudah tidak dipergunakan lagi atau dijual dikeluarkan dari kelompok aktiva tetap berikut akumulasi penyusutannya. Keuntungan atau kerugian dari penjualan aktiva tetap tersebut dibukukan dalam laporan laba rugi konsolidasi pada tahun yang bersangkutan.

Aktiva dalam penyelesaian dinyatakan sebesar biaya dan akan dipindahkan ke aktiva tetap yang bersangkutan pada saat selesai dan siap digunakan.

k. Property and Equipment

Property and equipment are stated at cost, except for certain revalued assets, less accumulated depreciation. Certain assets were revalued based on independent appraisal made in accordance with Indonesian Government Regulation. Any revaluation increment related to the revaluation of property and equipment is credited to a separate account under equity.

Depreciation is computed using the straight-line method based on the estimated useful lives of the assets as follows:

	<u>Tahun/Years</u>
Building and improvements	20
Offshore drilling rigs	17 - 21
Onshore drilling rigs	4 - 8
Offshore drilling pipes	4
Mud equipment	5
Offshore rig equipment	5
Onshore rig equipment	8
Vehicles	3 - 5
Leasehold improvements	3 - 8
Office and other equipment	3 - 5

Land is stated at cost and is not depreciated.

When the carrying amount of an asset exceeds its estimated recoverable amount, the asset is written down to its estimated recoverable amount, which is the higher of net selling price or value in use.

The cost of maintenance and repairs is charged to operations as incurred; expenditures which extend the useful life of the asset or result in increased future economic benefits are capitalized. When assets are retired or otherwise disposed of, their carrying values and the related accumulated depreciation are removed from the accounts and any resulting gain or loss is reflected in current operations.

Construction in progress is stated at cost and is transferred to the respective property and equipment account when completed and ready for use.

I. Aktiva Minyak dan Gas Bumi

Anak Perusahaan yang bergerak dalam industri minyak dan gas bumi menggunakan metode akuntansi successful effort untuk aktivitas minyak dan gas bumi. Berdasarkan metode ini, biaya-biaya untuk memperoleh hak pengelolaan atas aktiva minyak dan gas bumi, biaya pengeboran sumur eksplorasi yang ditemukan cadangan terbukti dan biaya pengeboran sumur pengembangan dikapitalisasi. Biaya geologi dan geofisika serta biaya eksplorasi lainnya dicatat sebagai beban pada saat terjadi.

Biaya pengeboran sumur eksplorasi termasuk biaya pengeboran sumur eksplorasi tipe tes stratigraphic dikapitalisasi dan dicatat sebagai bagian dari aktiva sumur, perlengkapan dan fasilitas dalam pengerjaan. Jika ditemukan cadangan terbukti pada sumur maka biaya-biaya pengeboran yang dikapitalisasi akan menjadi bagian sumur, perlengkapan dan fasilitas. Apabila cadangan terbukti tersebut tidak ditemukan, maka semua biaya eksplorasi yang terakumulasi tersebut dibebankan sebagai beban periode berjalan.

Biaya pengeboran sumur pengembangan dan sumur pengembangan tipe tes stratigraphic, platform, perlengkapan sumur dan fasilitas produksi terkait, dikapitalisasi sebagai aktiva sumur, perlengkapan dan fasilitas dalam pengerjaan. Aktiva sumur, perlengkapan dan fasilitas dalam pengerjaan dipindahkan ke aktiva sumur, perlengkapan dan fasilitas yang bersangkutan pada saat kegiatan pengeboran atau konstruksi dinyatakan selesai.

Penyusutan dan amortisasi atas aktiva minyak dan gas bumi, kecuali untuk area yang belum dioperasikan aktiva sumur, perlengkapan dan fasilitas dalam pengerjaan, dihitung dengan menggunakan metode satuan unit produksi berdasarkan produksi-kotor dibagi cadangan terbukti-kotor.

Biaya untuk memperoleh hak eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi dicatat sebagai area yang belum dioperasikan atau area yang sudah dioperasikan yang terdiri dari aktiva dimana cadangan terbukti belum ditemukan atau area yang belum dioperasikan. Penilaian atas akun area yang belum dioperasikan untuk aktiva dimana cadangan terbukti belum ditemukan, dilakukan secara periodik dan penurunan nilai yang terjadi diakui sebagai kerugian tahun berjalan.

I. Oil and Gas Properties

The Company's subsidiaries engaged in the oil and gas industry use the successful efforts method of accounting for oil and gas activities. Under this method, costs to acquire mineral interests in oil and gas properties, to drill and equip exploratory wells that find proved reserves and to drill and equip development wells are capitalized. Geological and geophysical costs and other exploration costs are charged to income as incurred.

The costs of drilling exploratory wells, including the costs of drilling exploratory-type stratigraphic test wells, are initially capitalized and recorded as part of uncompleted wells, equipment and facilities. If the well is found to have proved reserves, the capitalized costs of drilling the well are included in wells and related equipment and facilities. However, should the efforts be determined unsuccessful, such costs are then charged against income.

The costs of drilling development wells and development-type stratigraphic test wells, platforms, well equipment and attendant production facilities, are capitalized as uncompleted wells, equipment and facilities. Uncompleted wells, equipment and facilities are transferred to wells and related equipment and facilities when drilling or construction is completed.

Depreciation and amortization of oil and gas properties, except unoperated acreage and uncompleted wells, equipment and facilities, are calculated based on the unit of production method, using the gross production divided by gross proved reserves.

Costs to acquire the rights to explore for, and produce oil and gas are recorded as unoperated acreage, which pertains to properties wherein proved reserves have not yet been discovered, or operated acreage. Unoperated acreage is periodically assessed for impairment in value, and a loss is recognized at the time of impairment.

m. Aktiva Tidak Berwujud

Biaya untuk memperoleh dan mempersiapkan perangkat lunak dicatat sebagai biaya tidak berwujud dan diamortisasi selama empat tahun berdasarkan taksiran masa manfaat ekonomis dengan menggunakan metode garis lurus.

Biaya yang terjadi sehubungan dengan perolehan hak pengelolaan Kilang Methanol Bunyu milik BP Migas ditangguhkan dan diamortisasi selama tiga tahun sampai dengan tahun 2003 dengan menggunakan metode garis lurus.

n. Biaya Emisi Wesel Bayar

Biaya emisi wesel bayar dikurangi secara langsung dari hasil emisi dalam rangka menentukan hasil emisi neto wesel bayar tersebut. Selisih antara hasil emisi neto dengan nilai nominal merupakan diskonto yang diamortisasi selama jangka waktu wesel bayar tersebut dengan metode garis lurus.

o. Keuntungan Ditangguhkan atas Pertukaran Aktiva bukan Moneter

Bagian keuntungan yang dihasilkan dari pertukaran aktiva bukan moneter untuk mempertahankan kepentingan ekonomi ditangguhkan dan disajikan sebagai bagian dari nilai tercatat investasi. Keuntungan ditangguhkan ini akan diamortisasi berdasarkan sisa umur ekonomis dari aktiva yang dipertukarkan dan dicatat dalam bagian laba (rugi) dari perusahaan asosiasi.

p. Modal Saham Diperoleh Kembali

Modal saham diperoleh kembali (saham treasury) yang akan diterbitkan kembali di masa yang akan datang, dicatat dengan menggunakan metode nilai nominal atau par value method. Nilai nominal modal saham diperoleh kembali disajikan sebagai pengurang akun modal saham. Apabila modal saham yang diperoleh kembali tersebut semula dikeluarkan dengan harga diatas pari, akun agio saham yang bersangkutan akan didebit. Selisih lebih harga perolehan kembali di atas harga penerbitan awal, didebit ke laba ditahan.

q. Pengakuan Pendapatan dan Beban

Pendapatan dari jasa pengeboran dan jasa terkait lainnya diakui pada saat jasa diberikan kepada pelanggan.

Pendapatan dari penjualan minyak mentah dan gas bumi diakui berdasarkan pengiriman ke pelanggan.

m. Intangible Assets

Costs to acquire and prepare software for use are recorded as an intangible asset and are amortized over four years based on the estimated useful life using the straight-line method.

Costs incurred in connection with the acquisition of the rights to operate BP Migas Bunyu Methanol Refinery were deferred and are being amortized over three years until 2003 using the straight-line method.

n. Issuance Costs of Notes Payable

Notes payable issuance costs are deducted directly from the proceeds of the related notes payable to determine the net proceeds. The difference between the net proceeds and face value represents a discount which is amortized using the straight-line method over the term of the notes.

o. Deferred Gain on Exchange of Non Monetary Assets

The portion of the gain resulting from the exchange of nonmonetary assets which represents the economic interest retained was deferred and presented as part of the carrying value of the related investment. It is being amortized based on the remaining economic life of the asset transferred and included as part of the share in net income (loss) of the associated company.

p. Treasury Stock

Reacquisition of capital stock to be held as treasury stock for future reissuance is accounted for under the par value method whereby the par value of treasury stock is presented as a reduction from the capital stock account. If the treasury stock had been originally issued at a price above par value, the related additional paid-in capital account is debited. Any excess of the reacquisition cost over the original issuance price is debited to retained earnings.

q. Revenue and Expense Recognition

Revenue from drilling and related services is recognized when the service is rendered to the customer.

Revenue from sales of crude oil and gas is recognized based on delivery to the customer.

Pendapatan dari penjualan methanol diakui pada saat barang diserahkan kepada pelanggan.

Revenue from sales of methanol is recognized upon delivery to the customer.

r. Program Pensiun dan Manfaat Karyawan Lainnya

r. Pension and Other Employee Benefits

1. Program Pensiun

1. Pension Plan

Anak perusahaan yang bergerak dalam industri minyak dan gas bumi menyelenggarakan program pensiun iuran pasti untuk semua karyawan tetap lokalnya. Manfaat pensiun dibiayai dari kontribusi anak perusahaan dan karyawannya berdasarkan persentase tertentu gaji karyawan. Beban pensiun anak perusahaan diakui saat terjadinya.

Subsidiaries involved in the oil and gas exploration and production have established defined contribution pension plans covering all their local permanent employees. The plans are funded by contributions from both the subsidiaries and their employees based on a certain percentage of the employees' salary. The subsidiaries' pension costs are accrued when incurred.

2. Manfaat Karyawan Lainnya

2. Other Employee Benefits

Perusahaan dan anak perusahaan membukukan manfaat karyawan sesuai dengan Undang-Undang Ketenagakerjaan No. 13/2003 pada tahun 2003 dan Keputusan Menteri Tenaga Kerja No. 150/2000 sebelum tahun 2003.

The Company and its subsidiaries, provide employee benefits based on Labor Law No. 13/2003 in 2003 and Decree of Minister of Manpower No. 150/2000 prior to 2003.

Perusahaan dan anak perusahaan mengakui manfaat karyawan dengan metode Projected Unit Credit berdasarkan asumsi aktuarial jangka panjang.

The Company and its subsidiaries use the Projected Unit Credit Method with long-term actuarial assumptions in recognizing the employee benefits.

Akumulasi keuntungan (kerugian) aktuarial lebih dari 10% dari nilai sekarang kewajiban manfaat pasti diamortisasi selama sisa masa kerja. Tetapi, keuntungan (kerugian) aktuarial dari kewajiban pegawai yang masih aktif bekerja setelah usia pensiun akan diakui langsung karena kewajiban sudah terjadi.

Cumulative actuarial gain (loss) in excess of 10% of the present value of defined benefit obligation is amortized over the estimated remaining future service of covered employees. However, actuarial gain/loss on liability to employees who are beyond normal retirement age but still active is recognized immediately since the liability is already due.

Beban jasa kini diakui sebagai beban pada periode berjalan. Kewajiban transisi diamortisasi selama lima tahun dengan menggunakan metode garis lurus. Perubahan kewajiban manfaat dari Keputusan Menteri Tenaga Kerja menjadi Undang-Undang Ketenagakerjaan dibebankan langsung dalam laporan laba rugi.

Current service cost is charged to operations in the current period. Transitional liability is amortized over five years using the straight-line method. The changes in benefits payable under the Decree of the Minister of Manpower to Labor Law is charged immediately as past service cost.

s. Pajak Penghasilan

s. Income Tax

Perusahaan dan anak perusahaan menghitung pajak penghasilan berdasarkan Pernyataan Standar Akuntansi Keuangan (PSAK) No. 46 tentang "Akuntansi Pajak Penghasilan".

The Company and its subsidiaries determine their income taxes in accordance with the Statement of Financial Accounting Standards (PSAK) No. 46, "Accounting for Income Taxes".

Pajak Penghasilan Badan dan Pajak Dividen

Anak perusahaan yang terkait dalam eksplorasi dan produksi migas merupakan subyek pengenaan tarif pajak final sebesar 35% seperti yang dinyatakan dalam kontrak kerja bagi hasil, kecuali untuk EAS serta EAL sebesar 30%, dan ET sebesar 30% pada tahun 2003 dan 45% pada tahun 2002 masing-masing dari seluruh penerimaan minyak dan gas bumi setelah dikurangi seluruh biaya produksi dan operasi dengan memperhitungkan pendapatan (beban) yang tidak dapat diperhitungkan menurut fiskal. Pajak dividen ditetapkan sebesar 20%, kecuali EN sebesar 15% dari pendapatan yang telah dikurangi pajak penghasilan badan.

Untuk Kontrak Kerja Bantuan Teknis, pajak penghasilan badan dan pajak dividen masing-masing dihitung dengan tarif sebesar 35% dan 13% dari seluruh penerimaan minyak dan gas bumi setelah dikurangi seluruh biaya produksi dan operasi dengan memperhitungkan pendapatan (beban) yang tidak dapat diperhitungkan menurut fiskal.

Perbedaan antara nilai tercatat aktiva dan kewajiban dalam laporan keuangan dengan dasar pengenaan pajak final merupakan perbedaan permanen sehingga tidak diakui sebagai aktiva atau kewajiban pajak tangguhan.

Pajak Penghasilan Tidak Final

Beban pajak kini Perusahaan dan anak perusahaan, kecuali anak perusahaan yang atas penghasilannya telah dikenakan pajak final, ditentukan berdasarkan laba kena pajak dalam periode yang bersangkutan yang dihitung berdasarkan tarif pajak yang berlaku.

Aktiva dan kewajiban pajak tangguhan diakui atas konsekuensi pajak periode mendatang yang timbul dari perbedaan jumlah tercatat aktiva dan kewajiban menurut laporan keuangan dengan dasar pengenaan pajak aktiva dan kewajiban. Kewajiban pajak tangguhan diakui untuk semua perbedaan temporer kena pajak dan aktiva pajak tangguhan diakui untuk perbedaan temporer yang boleh dikurangkan, sepanjang besar kemungkinan dapat dimanfaatkan untuk mengurangi laba kena pajak pada masa datang.

Final Income Tax and Dividend Tax

Subsidiaries involved in the oil and gas exploration and production are subject to a final tax rate of 35% as stated in the PSC, except for EAS and EAL, which use 30% and ET which uses 30% in 2003 and 45% in 2002, of gross oil and gas revenue net of all production and operating expenditures and other nontaxable and nondeductible items. Dividend tax is computed at 20%, except for EN which is computed at 15%, of income after corporate income tax.

Subsidiaries operating under the provisions of a TAC are subject to a final income tax and dividend tax at the rate of 35% and 13%, respectively, based on income net of all production and operating expenditures and other nontaxable and nondeductible items.

The difference between the financial statement carrying amounts of assets and liabilities and their respective final tax bases are considered permanent differences and therefore no deferred tax assets or liabilities are recognized.

Non-final Income Tax

Current tax expense of the Company and its subsidiaries, except those that are solely subject to final income tax, are determined based on the taxable income for the year using prevailing tax rates.

Deferred tax assets and liabilities are recognized for the future tax consequences attributable to differences between the financial statement carrying amounts of existing assets and liabilities and their respective tax bases. Deferred tax liabilities are recognized for all taxable temporary differences and deferred tax assets are recognized for deductible temporary differences to the extent that it is probable that taxable income will be available in future periods against which the deductible temporary differences can be utilized.

Pajak tangguhan diukur dengan menggunakan tarif pajak yang berlaku atau secara substansial telah berlaku pada tanggal neraca. Pajak tangguhan dibebankan atau dikreditkan dalam laporan laba rugi, kecuali untuk hal-hal yang secara langsung dibebankan atau dikreditkan ke ekuitas dimana pajak tangguhan tersebut juga dibebankan atau dikreditkan langsung ke ekuitas.

Aktiva dan kewajiban pajak tangguhan disajikan di neraca, kecuali aktiva dan kewajiban pajak tangguhan untuk entitas yang berbeda, dengan cara yang sesuai dengan penyajian aktiva dan kewajiban pajak kini.

t. Laba Per Saham

Laba per saham dasar dihitung dengan membagi laba bersih residual dengan jumlah rata-rata tertimbang saham yang beredar pada tahun yang bersangkutan.

Laba per saham dilusian dihitung dengan membagi laba bersih residual dengan jumlah rata-rata tertimbang saham biasa yang telah disesuaikan dengan dampak dari semua efek berpotensi saham biasa yang dilutif.

u. Instrumen Derivatif

Perusahaan dan anak perusahaan menggunakan derivatif instrumen (khususnya interest rate swap dan opsi mata uang asing) untuk melindungi risiko terhadap pergerakan suku bunga dan mata uang asing.

Perusahaan menerapkan Pernyataan Standar Akutansi Keuangan (PSAK) No. 55 "Akutansi Instrumen Derivatif dan Aktivitas Lindung Nilai" yang menetapkan standar akuntansi dan pelaporan untuk semua instrumen derivatif (termasuk beberapa instrumen derivatif yang melekat pada kontrak lainnya) dan aktivitas lindung nilai. Seluruh instrumen derivatif, baik yang ditujukan untuk aktivitas lindung nilai ataupun tidak, yang pada awalnya dicatat berdasarkan harga perolehan, bila ada, harus diukur kembali pada nilai wajar pada tanggal pelaporan berikutnya.

Pada tahun 2003, anak perusahaan (MEFL) menetapkan perjanjian interest rate swap sebagai lindung nilai wajar atas wesel bayar jangka panjang yang diterbitkan oleh MEFL. Perubahan nilai wajar derivatif instrumen dan wesel bayar di off-set dan diakui sebagai laba rugi tahun berjalan.

Deferred tax is calculated at the tax rates that have been enacted or substantively enacted by the balance sheet date. Deferred tax is charged or credited in the statement of income, except for items charged or credited directly to equity, in which case the related deferred tax is also charged or credited directly to equity.

Deferred tax assets and liabilities are offset in the balance sheet, except when these are for different legal entities, in the same manner current tax assets and liabilities are presented.

t. Earnings per Share

Basic earnings per share is computed by dividing net income by the weighted average number of shares outstanding during the year.

Diluted earnings per share is computed by dividing net income by the weighted average number of shares outstanding as adjusted for the effects of all potential dilution.

u. Derivative Instruments

The Company and its subsidiaries use derivative financial instruments (primarily interest rate swap and foreign currency option contracts) to hedge its risks associated with interest rate and foreign currency fluctuations.

Statement of Financial Accounting Standards (PSAK) No. 55, "Accounting for Derivative Instruments and Hedging Activities" establishes accounting and reporting standards for derivative financial instruments, including certain derivative instruments embedded in other contracts and for hedging activities. All derivatives, whether designated in hedging relationships or not, are initially recorded at cost, if any, and are remeasured to fair value at subsequent reporting dates.

In 2003, the Company's subsidiary has designated its interest rate swap contract as a fair value hedge of a portion of its notes payable. Hence, changes in the fair value of derivative financial instrument as well as the offsetting gain or loss on the hedged item attributable to the hedged risk is recognized in the current operations.

Perubahan nilai wajar instrumen derivatif yang tidak memenuhi syarat sebagai akuntansi lindung nilai, diakui sebagai laba rugi tahun berjalan.

Akuntansi lindung nilai dihentikan saat instrumen lindung nilai berakhir atau dijual, dihentikan, atau dilaksanakan, atau tidak lagi memenuhi syarat sebagai akuntansi lindung nilai.

Nilai wajar instrumen derivatif transaksi yang dilindungi ditentukan berdasarkan harga pasar.

v. Informasi Segmen

Informasi segmen disusun sesuai dengan kebijakan akuntansi yang dianut dalam penyusunan dan penyajian laporan keuangan konsolidasi. Bentuk utama pelaporan informasi segmen didasarkan pada segmen usaha, dan bentuk yang kedua didasarkan pada segmen geografis.

Segmen usaha adalah komponen perusahaan yang dapat dibedakan dalam menghasilkan produk atau jasa (baik produk atau jasa individual maupun kelompok produk atau jasa terkait) dan komponen itu memiliki risiko dan imbalan yang berbeda dengan risiko dan imbalan segmen lain.

Segmen geografis adalah komponen perusahaan yang dapat dibedakan dalam menghasilkan produk atau jasa pada lingkungan (wilayah) ekonomi tertentu dan komponen itu memiliki risiko dan imbalan yang berbeda dengan risiko dan imbalan pada komponen yang beroperasi pada lingkungan (wilayah) ekonomi lain.

Pendapatan antar segmen dan beban antar segmen berdasarkan atas dasar harga pengalihan antar perusahaan.

w. Penggunaan Estimasi

Penyusunan laporan keuangan konsolidasi sesuai dengan prinsip akuntansi yang berlaku umum di Indonesia mengharuskan manajemen membuat estimasi dan asumsi yang mempengaruhi jumlah aktiva dan kewajiban yang dilaporkan dan pengungkapan aktiva dan kewajiban kontinjensi pada tanggal laporan keuangan serta jumlah pendapatan dan beban selama periode pelaporan. Meskipun manajemen menggunakan pertimbangan dan estimasi yang terbaik sekalipun, hasil yang terjadi dapat berbeda dengan estimasi yang dibuat apabila terdapat peristiwa-peristiwa yang terjadi di masa depan, khususnya terhadap cadangan minyak dan gas bumi.

4. PERUBAHAN MATA UANG PELAPORAN

Changes in the fair value of derivative instruments that do not qualify for hedge accounting are recognized in the current operations.

Hedge accounting is discontinued when the hedging instrument expires or is sold, terminated, or exercised, or no longer qualifies for hedge accounting.

The fair value of the derivative instruments and hedged item are determined based on quoted market prices.

v. Segment Information

Segment information is prepared using the accounting policies adopted for preparing and presenting the consolidated financial statements. The primary format in reporting segment information is based on business segments, while secondary segment information is based on geographical segments.

A business segment is a distinguishable component of an enterprise that is engaged in providing an individual product or service or a group of related products or services and that is subject to risks and returns that are different from those of other business segments.

A geographical segment is a distinguishable component of an enterprise that is engaged in providing products or services within a particular economic environment and that is subject to risks and returns that are different from those of components operating in other economic environments.

Inter-segment revenues are based on intercompany transfer prices.

w. Use of Estimates

The preparation of consolidated financial statements in conformity with accounting principles generally accepted in Indonesia requires management to make estimates and assumptions that affect the reported amounts of assets and liabilities and the disclosures of contingent assets and liabilities at the date of the financial statements and the reported amounts of revenues and expenses during the reporting period. While management uses its best estimates and judgements, actual results could differ from these estimates as future confirming events occur, particularly in respect of oil and gas reserves.

4. CHANGE IN REPORTING CURRENCY

Efektif 1 Januari 2002, Perusahaan merubah mata uang pelaporannya dari Rupiah menjadi U.S. Dollar dengan mengacu pada Pernyataan Standar Akuntansi Keuangan No. 52 (PSAK 52) tentang "Mata Uang Pelaporan".

Perusahaan menetapkan mata uang U.S. Dollar sebagai mata uang fungsionalnya berdasarkan indikator harga jual, arus kas dan biaya sebagaimana disyaratkan oleh PSAK No. 52. Oleh karena itu, Perusahaan menyelenggarakan pembukuan dan menyajikan laporan keuangannya dalam mata uang U.S. Dollar. Perubahan ini telah mendapat persetujuan dari Menteri Keuangan Republik Indonesia dengan Surat Keputusannya No. MEI-641/PJ.42/2001 tanggal 19 Oktober 2001.

Sebelum menerapkan PSAK No. 52 tersebut, Perusahaan menyelenggarakan pembukuannya dan menyajikan laporan keuangan konsolidasinya dalam mata uang Rupiah.

Untuk tujuan pencatatan, saldo awal akun-akun di tahun 2002 milik Perusahaan dan Apexindo, MMB dan EPI, anak-anak perusahaan yang memiliki mata uang fungsional U.S. Dollar tetapi menggunakan Rupiah sebagai mata uang pelaporannya diukur kembali dalam mata uang U.S. Dollar dengan menggunakan dasar sebagai berikut:

- Aktiva dan kewajiban moneter diukur kembali dengan menggunakan kurs tanggal neraca 31 Desember 2001;
- Aktiva dan kewajiban non-moneter serta modal saham diukur kembali dengan menggunakan kurs historis;
- Dividen diukur kembali dengan menggunakan kurs tanggal pencatatan dividen;
- Pendapatan dan beban diukur kembali dengan menggunakan kurs rata-rata tertimbang selama periode, kecuali pendapatan dan beban sehubungan dengan aktiva dan kewajiban non moneter yang diukur kembali dengan menggunakan kurs historis; dan
- Selisih yang dihasilkan dari pengukuran kembali tersebut di atas diperhitungkan pada saldo laba ditahan.

Effective January 1, 2002, the Company changed its reporting currency from Rupiah to U.S. Dollar based on PSAK No. 52, "Reporting Currency".

The Company has identified the U.S. Dollar as its functional currency based on sales price, cash flows and expense indicators as required by PSAK No. 52. Accordingly, the Company maintains its books of accounts and presents its financial statements in U.S. Dollar. This change has been approved by the Minister of Finance of the Republic of Indonesia in his decree No. MEI-641/PJ.42/2001 dated October 19, 2001.

Prior to the adoption of PSAK No. 52, the Company maintained its books of accounts and presented the consolidated financial statements in Indonesian Rupiah.

For recording purposes, the beginning balances of the 2002 accounts of the Company and Apexindo, MMB and EPI, subsidiaries with the U.S. Dollar as their functional currency, but which use the Rupiah as their reporting currency, were remeasured to U.S. Dollar using the following bases:

- Monetary assets and liabilities were remeasured using the exchange rate at December 31, 2001;
- Nonmonetary assets, liabilities and capital stock were remeasured using historical exchange rates;
- Cash dividends were remeasured using rates when dividends were recorded;
- Revenues and expenses were remeasured using the weighted average exchange rate for the year except for revenues and expenses relating to non monetary assets and liabilities which were remeasured using historical exchange rates; and
- The resulting differences from the above remeasurement were included in retained earnings.

5. KAS DAN SETARA KAS

5. CASH AND CASH EQUIVALENTS

	2003 US\$	2002 US\$	
Kas	42.228	16.406	Cash on hand
Bank			Cash in banks
Pihak yang mempunyai hubungan istimewa			Related party
Rupiah			Rupiah
PT Bank Himpunan Saudara 1906	1.450.112	2.873.316	PT Bank Himpunan Saudara 1906
Pihak ketiga			Third parties
Rupiah			Rupiah
PT Bank Mandiri (Persero)	1.140.659	1.424.618	PT Bank Mandiri (Persero)
Citibank, NA	500.226	63.343	Citibank, NA
PT Bank Niaga	489.915	972.980	PT Bank Niaga
PT Bank Internasional Indonesia	213.533	104.748	PT Bank Internasional Indonesia
PT Bank BNI 1946 Tbk	172.734	-	PT Bank BNI 1946 Tbk
PT Bank Rakyat Indonesia	108.288	64.503	PT Bank Rakyat Indonesia
PT Bank Central Asia	1.219	-	PT Bank Central Asia
PT Bank Danamon	1.093	1.033	PT Bank Danamon
Chase Manhattan Bank	187	-	Chase Manhattan Bank
PT Bank Lippo	-	23.956	PT Bank Lippo
U.S. Dollar			U.S. Dollar
PT Bank Mandiri (Persero)	35.861.318	168.437	PT Bank Mandiri (Persero)
Citibank, NA	32.416.695	66.760.585	Citibank, NA
Standard Chartered Bank	15.889.392	512.319	Standard Chartered Bank
Fortis Bank	1.843.435	-	Fortis Bank
Merrill Lynch	648.198	-	Merrill Lynch
PT Bank Central Asia	299.980	-	PT Bank Central Asia
PT Bank Niaga	38.744	458.017	PT Bank Niaga
PT Bank Mega	27.762	-	PT Bank Mega
Chase Manhattan Bank	17.596	18.212	Chase Manhattan Bank
Mizuho Corporate Bank, Ltd. (dahulu The Fuji Bank Ltd., Singapore)	13.978	13.942	Mizuho Corporate Bank, Ltd. (formerly The Fuji Bank Ltd., Singapore)
Hong Kong Shanghai Banking Corporation	12.243	10.729	Hong Kong Shanghai Banking Corporation
PT Bank Internasional Indonesia	2.341	2.445	PT Bank Internasional Indonesia
PT Bank BNI 1946	1.420	2.536	PT Bank BNI 1946
PT Bank Danamon	1.065	1.156	PT Bank Danamon
Morgan Chase	396	-	Morgan Chase
PT Bank IFI	294	374	PT Bank IFI
Myanmar Foreign Trade Bank	-	27.513	Myanmar Foreign Trade Bank
ABN Amro	-	2.366	ABN Amro
Singapore Dollar			Singapore Dollar
Citibank, NA	25.586.500	-	Citibank, NA
AED Dirham			AED Dirham
Citibank, NA	46.624	55.317	Citibank, NA
Jumlah	<u>116.785.947</u>	<u>73.578.851</u>	Subtotal
Deposito berjangka			Time deposits
Pihak yang mempunyai hubungan istimewa			Related party
Rupiah			Rupiah
PT Bank Himpunan Saudara 1906	4.788.036	1.110.513	Bank Himpunan Saudara 1906
Pihak ketiga			Third parties
Rupiah			Rupiah
PT Bank BNI 1946 Tbk	4.614.294	-	PT Bank BNI 1946 Tbk
PT Bank Mega	4.319.312	-	PT Bank Mega
PT Bank Niaga	3.640.874	-	PT Bank Niaga
PT Bank Mandiri (Persero)	295.334	279.642	PT Bank Mandiri (Persero)
U.S. Dollar			U.S. Dollar
PT Bank Bumiputra	5.043.195	-	PT Bank Bumiputra
PT Bank Niaga	5.044.289	-	PT Bank Niaga
U.B.S	3.102.200	-	U.B.S
Jumlah	<u>30.847.534</u>	<u>1.390.155</u>	Subtotal
Jumlah	<u><u>147.675.709</u></u>	<u><u>74.969.006</u></u>	Total

	<u>2003</u> US\$	<u>2002</u> US\$	
Tingkat bunga deposito berjangka per tahun			Interest rates on time deposits per annum
Rupiah	6,50% - 6,75%	6,92% - 13,00%	Rupiah
U.S. Dollar	0,78% - 2,25%	-	U.S. Dollar
6. <u>INVESTASI SEMENTARA</u>			6. <u>TEMPORARY INVESTMENTS</u>
	<u>2003</u> US\$	<u>2002</u> US\$	
Deposito berjangka lebih dari 3 bulan			Time deposits with maturity of more than 3 months
U.S. Dollar			U.S. Dollar
PT Bank Bumiputera	-	2.500.000	PT Bank Bumiputera
Rupiah			Rupiah
PT Bank Niaga	188.325	-	PT Bank Niaga
Deposito berjangka yang dijaminkan			Time deposits used as collateral
U.S. Dollar			U.S. Dollar
Hong Kong Shanghai Banking Corporation	474.500	474.500	Hong Kong Shanghai Banking Corporation
PT Bank Mandiri (Persero)	235.000	-	PT Bank Mandiri (Persero)
PT Bank Niaga	67.700	67.700	PT Bank Niaga
Jumlah	<u>965.525</u>	<u>3.042.200</u>	Total
Efek yang diperdagangkan:			Marketable Securities:
Obligasi jangka menengah:			Medium Term Bond (MTB):
PT Bank Rakyat Indonesia	10.366.920	-	PT Bank Rakyat Indonesia
Freeport McMohan	9.043.000	-	Freeport McMohan
PT Bank Mandiri Tbk	9.006.250	-	PT Bank Mandiri Tbk
PT Indofood International Finance	9.431.250	-	PT Indofood International Finance
Obligasi Pemerintah	6.068.601	-	Government Bond
PT Bank BNI 1946 Tbk	1.060.000	-	PT Bank BNI 1946 Tbk
Saham:			Shares of stock:
PT Bumi Resources (56.395.000 lembar)	2.655.757	-	PT Bumi Resources (56,395,000 shares)
Indo Premier	2.355.435	-	Indo Premier
ITB-Niaga Mutual Fund	238.806	-	ITB-Niaga Mutual Fund
Laba yang belum direalisasi	641.300	-	Unrealized gain
Nilai pasar	<u>50.867.319</u>	<u>-</u>	Market value
Total investasi sementara	<u>51.832.844</u>	<u>3.042.200</u>	Total temporary investments
Mutasi laba pemilikan efek yang belum direalisasi			Changes in unrealized gain on increase in value of securities
Saldo awal	-	-	Beginning balance
Peningkatan nilai efek	641.300	-	Unrealized gain for the year
Saldo akhir	<u>641.300</u>	<u>-</u>	Ending balance
Tingkat bunga per tahun			Interest rates per annum
U.S. Dollar	1,12% - 2,25%	2,00% - 3,00%	U.S. Dollar

Beberapa deposito berjangka tersebut di atas dijaminkan sehubungan penerbitan sertifikat bank garansi jangka pendek, surat LC, garansi pelaksanaan dan penawaran untuk keperluan bisnis normal Perusahaan.

Certain time deposits are used as collateral for the issuance of short-term bank guarantee certificates, letters of credit and performance bond and bid bond in the normal course of business.

7. PIUTANG USAHA PADA PIHAK KETIGA

7. TRADE ACCOUNTS RECEIVABLE FROM THIRD PARTIES

a. Berdasarkan langganan:

a. By debtor:

	<u>2003</u>	<u>2002</u>	
	US\$	US\$	
Pihak ketiga			Third parties
Pelanggan dalam negeri	47.103.516	37.732.448	Local debtors
Pelanggan luar negeri	<u>24.849.036</u>	<u>38.041.288</u>	Foreign debtors
Jumlah	71.952.552	75.773.736	Total
Penyisihan piutang ragu-ragu	<u>(2.126.010)</u>	<u>(1.359.799)</u>	Allowance for doubtful accounts
Bersih	<u><u>69.826.542</u></u>	<u><u>74.413.937</u></u>	Net

b. Berdasarkan umur:

b. By age category:

	<u>2003</u>	<u>2002</u>	
	US\$	US\$	
Belum jatuh tempo	24.783.799	46.716.170	Not yet due
Jatuh tempo 1 - 30 hari	24.115.647	18.744.585	1 - 30 days past due
Jatuh tempo 31 - 60 hari	16.297.312	5.804.081	31 - 60 days past due
Jatuh tempo 61 - 90 hari	2.698.944	2.371.345	61 - 90 days past due
Jatuh tempo 91 - 120 hari	197.996	307.556	91 - 120 days past due
Jatuh tempo lebih dari 120 hari	<u>3.858.855</u>	<u>1.829.999</u>	More than 120 days past due
Jumlah	71.952.552	75.773.736	Total
Penyisihan piutang ragu-ragu	<u>(2.126.010)</u>	<u>(1.359.799)</u>	Allowance for doubtful accounts
Bersih	<u><u>69.826.542</u></u>	<u><u>74.413.937</u></u>	Net

c. Berdasarkan mata uang:

c. By currency:

	<u>2003</u>	<u>2002</u>	
	US\$	US\$	
U.S. Dollar	71.120.167	75.104.960	U.S. Dollar
Rupiah	818.922	662.231	Rupiah
Singapore Dollar	13.463	4.690	Singapore Dollar
AED Dirham	-	1.855	AED Dirham
Jumlah	71.952.552	75.773.736	Total
Penyisihan piutang ragu-ragu	<u>(2.126.010)</u>	<u>(1.359.799)</u>	Allowance for doubtful accounts
Bersih	<u><u>69.826.542</u></u>	<u><u>74.413.937</u></u>	Net

Mutasi penyisihan piutang ragu-ragu:

Changes in allowance for doubtful accounts:

Saldo awal	1.359.799	1.629.766	Beginning balance
Penambahan	766.211	473.405	Additions
Penghapusan	-	<u>(743.372)</u>	Write-offs
Saldo akhir	<u><u>2.126.010</u></u>	<u><u>1.359.799</u></u>	Ending balance

Manajemen berpendapat bahwa penyisihan piutang ragu-ragu atas piutang kepada pihak ketiga adalah cukup untuk menutupi kerugian yang mungkin timbul dari tidak tertagihnya piutang tersebut.

Manajemen juga berpendapat bahwa tidak terdapat risiko yang terkonsentrasi secara signifikan atas piutang kepada pihak ketiga.

Pada tanggal 31 Desember 2003 sebesar 56% dari piutang usaha pihak ketiga dalam negeri dijaminan sehubungan dengan pinjaman yang diperoleh dari Fortis Bank dan Bank Central Asia (Catatan 22).

Management believes that the allowance for doubtful receivables from third parties is adequate to cover possible losses on uncollectible accounts.

Management also believes that there are no significant concentrations of credit risk in third party receivables.

As of December 31, 2003, 56% of trade accounts receivable from third parties (local debtors) was used as security for the loans received from Fortis Bank and Bank Central Asia (Note 22).

8. PIUTANG LAIN-LAIN

	2003 US\$
BP Migas	22.674.044
Pinjaman karyawan	6.004.437
Piutang bunga	1.907.434
Fortune Oil Ltd.	1.000.031
P.T. Tugu Pratama Indonesia	-
Lain-lain	11.510.854
Jumlah	43.096.800

Piutang dari P.T. Tugu Pratama Indonesia (TPI) pada tahun 2002 merupakan bagian klaim asuransi yang telah disetujui pembayarannya oleh TPI atas ganti kerugian sehubungan dengan kerusakan yang dialami oleh Rig Maera akibat ledakan gas pada tanggal 1 Maret 2002. Pada tanggal 11 Juli 2003, kedua belah pihak telah sepakat bahwa klaim asuransi yang dapat diterima oleh Apexindo dari TPI adalah sebesar US\$ 15.198.750 sehingga pada tahun buku 2003 Apexindo mengakui kerugian atas klaim asuransi sebesar US\$ 1.480.379. Pada tanggal 8 September 2003, Apexindo menerima seluruh pembayaran sebesar US\$ 15.198.750.

Piutang dari BP Migas berasal dari Pajak Pertambahan Nilai (PPN) yang telah dibayarkan oleh anak perusahaan yang bergerak di bidang minyak dan gas bumi yang dapat ditagih dari BP Migas, dan biaya operasional BP Migas di lapangan yang dibayar oleh anak perusahaan.

9. PERSEDIAAN

	2003 US\$
Suku cadang, perlengkapan sumur dan lainn	36.558.999
Barang dalam perjalanan	1.530.928
Methanol	1.331.610
Jumlah	39.421.537
Penyisihan penurunan nilai persediaan	(1.202.644)
Jumlah - Bersih	38.218.893

8. OTHER ACCOUNTS RECEIVABLE

	2002 US\$	
BP Migas	11.657.327	BP Migas
Loans to employees	5.482.684	Loans to employees
Interest receivable	-	Interest receivable
Fortune Oil Ltd.	-	Fortune Oil Ltd.
P.T. Tugu Pratama Indonesia	16.679.129	P.T. Tugu Pratama Indonesia
Others	4.315.168	Others
Total	38.134.308	Total

Accounts receivable from P.T. Tugu Pratama Indonesia (TPI) in 2002 pertains to portion of the insurance claim that was approved for payment by TPI as compensation for the damage to rig Maera due to a gas explosion accident on March 1, 2002. On July 11, 2003, it was agreed between Apexindo and TPI that the amount collectible was US\$ 15,198,750, hence the difference between the recorded receivable and actual amount to be recovered was recognized as a loss in the 2003 consolidated statement of income. On September 8, 2003, Apexindo fully received the US\$ 15,198,750 from TPI.

Accounts receivable from BP Migas represent Value Added Tax (VAT) that has been paid by subsidiaries involved in the oil and gas industry which are reimbursable from BP Migas, as well as BP Migas's field operational expenses advanced by subsidiaries.

9. INVENTORIES

	2002 US\$	
Spare parts, well supplies and others	31.261.874	Spare parts, well supplies and others
Materials in transit	2.905.118	Materials in transit
Methanol	812.619	Methanol
Total	34.979.611	Total
Allowance for decline in value	(914.928)	Allowance for decline in value
Net	34.064.683	Net

	2003 US\$	2002 US\$	
Mutasi penyisihan penurunan nilai persediaan:			Changes in the allowance for decline in value of inventories:
Saldo awal	914.928	933.998	Beginning balance
Penambahan	287.716	-	Additions
Penghapusan	-	19.070	Write-offs
Saldo akhir	<u>1.202.644</u>	<u>914.928</u>	Ending balance

Manajemen berpendapat bahwa penyisihan penurunan nilai persediaan tersebut adalah cukup.

Management believes that the allowance for decline in value of inventories is adequate.

Persediaan dan aktiva tetap kecuali tanah telah diasuransikan dengan nilai pertanggung jawaban masing-masing sebesar US\$ 242.741.694 dan Rp 25.323.292 ribu pada tanggal 31 Desember 2003 dan US\$ 174.649.005 dan Rp 19.965.182 ribu pada tanggal 31 Desember 2002 (Catatan 14).

All inventories and property and equipment, except land, were insured for US\$ 242,741,694 and Rp 25,323,292 thousand as of December 31, 2003 and US\$ 174,649,005 and Rp 19,965,182 thousand as of December 31, 2002 (Note 14).

10. PAJAK DIBAYAR DI MUKA

10. PREPAID TAXES

	2003 US\$	2002 US\$	
Perusahaan			The Company
Pajak penghasilan badan lebih bayar	801.950	1.210.952	Corporate income tax overpayments
Pajak pertambahan nilai	295.751	122.091	Value added tax
Jumlah	<u>1.097.701</u>	<u>1.333.043</u>	Subtotal
Anak Perusahaan			Subsidiaries
Pajak penghasilan badan lebih bayar	9.866.093	7.111.306	Corporate income tax overpayments
Pajak pertambahan nilai	12.126.062	8.056.943	Value added tax
Jumlah	<u>21.992.155</u>	<u>15.168.249</u>	Subtotal
Jumlah	<u>23.089.856</u>	<u>16.501.292</u>	Total

11. REKENING BANK YANG DIBATASI PENGGUNAANNYA

11. RESTRICTED CASH IN BANKS

	2003 US\$	2002 US\$	
Fortis Bank	11.372.118	-	Fortis Bank
Morgan Stanley	6.800.000	1.250.000	Morgan Stanley
PT Bank Central Asia	4.442.302	-	PT Bank Central Asia
Standard Chartered Bank (Catatan 40)	2.029.877	2.012.506	Standard Chartered Bank (Note 40)
PT Bank BNI 1946	-	703.750	PT Bank BNI 1946
Jumlah	<u>24.644.297</u>	<u>3.966.256</u>	Total

Rekening koran di Morgan Stanley merupakan jaminan sehubungan transaksi swap tingkat bunga antara MEFL dan Morgan Stanley. Jaminan ini berada di Morgan Stanley sampai dengan tanggal berakhirnya kontrak swap tingkat bunga (Catatan 21).

The current account in Morgan Stanley represents eligible collateral in connection with the interest rate swap transaction between MEFL and Morgan Stanley. This collateral shall be held by Morgan Stanley until the termination date of the swap contract (Note 21).

Rekening giro pada Bank Central Asia pada tahun 2003 merupakan escrow account sehubungan dengan pinjaman pada bank tersebut oleh Apexindo (Catatan 22).

Pada tahun 2002, rekening giro pada PT Bank BNI 1946 merupakan dana yang ditempatkan oleh Apexindo sehubungan dengan penerbitan garansi bank dari bank tersebut untuk TotalFinaElf Indonesia (TOTAL). Fasilitas bank garansi tersebut tidak diperpanjang di tahun 2003.

Rekening bank yang dibatasi penggunaannya pada Fortis Bank pada tahun 2003 merupakan deposito berjangka yang ditempatkan oleh Apexindo sehubungan dengan perjanjian pinjaman dengan bank tersebut (Catatan 22).

Current account placed in Bank Central Asia in 2003 represents escrow account in relation to bank loan obtained from the same bank by Apexindo (Note 22).

The current account placed in PT Bank BNI 1946 in 2002 represents fund placement by Apexindo in connection with the issuance of bank guarantee certificates by the said bank to TotalFinaElf Indonesia (TOTAL). The bank guarantee facility with the said bank was terminated in 2003.

Restricted cash in Fortis Bank represents time deposits placed by Apexindo in compliance with the provisions of the loan agreements with the same bank (Note 22).

12. PIUTANG PADA PIHAK YANG MEMPUNYAI HUBUNGAN ISTIMEWA

12. ACCOUNTS RECEIVABLE FROM RELATED PARTIES

	2003	2002	
	US\$	US\$	
Mesa Drilling Inc.	774.184	1.952.148	Mesa Drilling Inc.
CPA-EPI	96.160	-	CPA-EPI
Probe Technology Service Inc.	17.824	17.824	Probe Technology Service Inc.
Medco Central Asia Ltd. (MCA)	-	53.068.518	Medco Central Asia Ltd. (MCA)
P.T. Medco Duta (DUTA)	-	29.395.496	P.T. Medco Duta (DUTA)
P.T. Medco Inti Dinamika (INTI)	-	4.623.095	P.T. Medco Inti Dinamika (INTI)
Jumlah	888.168	89.057.081	Total
Penyisihan piutang ragu-ragu	-	(87.087.109)	Allowance for doubtful accounts
Jumlah	888.168	1.969.972	Total

Mutasi penyisihan piutang ragu-ragu:

Changes in allowance for doubtful accounts:

	2003	2002	
	US\$	US\$	
Saldo awal	87.087.109	87.087.109	Beginning balance
Pengurangan	(87.087.109)	-	Deduction
Saldo akhir	-	87.087.109	Ending balance

Sesuai dengan Keputusan Ketua Bapepam No. KEP-84/PM/1996 yang selanjutnya diubah dengan Keputusan No. KEP-12/PM/1997 tanggal 30 April 1997 dan Keputusan No. KEP-32/PM/2000 tanggal 22 Agustus 2000, piutang MCA, Duta dan INTI yang telah ada sejak tahun 1999 ini membutuhkan persetujuan dari pemegang saham independen Perusahaan karena transaksi-transaksi tersebut ditafsirkan sebagai transaksi yang mempunyai benturan kepentingan antara Perusahaan dan pihak yang mempunyai hubungan istimewa.

Under the Decree of the Chairman of Bapepam No. KEP-84/PM/1996, as amended by Decree No. KEP-12/PM/1997 dated April 30, 1997 and Decree No. KEP-32/PM/2000 dated August 22, 2000, the receivables from MCA, Duta and INTI, which have been outstanding since 1999, require approval from the Company's independent stockholders as these transactions maybe construed as a conflict of interest between the Company and its related parties.

Sesuai dengan keputusan Ketua Bapepam diatas dan suratnya No. S-1896/PM/2002 tertanggal 28 Agustus 2002 yang ditujukan kepada Perusahaan, Rapat Umum Luar Biasa Pemegang Saham Independen telah diadakan pada tanggal 30 Agustus 2002, dimana pemegang saham memutuskan secara musyawarah untuk mufakat, menyetujui restrukturisasi pelunasan piutang dari DUTA dan INTI dengan penjadwalan ulang sampai dengan 9 (sembilan) tahun terhitung mulai tanggal rapat dan sekaligus memberi kuasa kepada Direksi Perusahaan untuk menjual piutang yang telah direstrukturisasi tersebut berdasarkan mekanisme pasar dan sesuai dengan ketentuan yang berlaku.

Setelah melalui proses tender penjualan piutang MCA, Duta dan INTI yang dilakukan sesuai ketentuan yang berlaku, manajemen telah memutuskan PT JAIC Indonesia sebagai pemenang tender tersebut, dengan harga sebesar US\$ 1.910.383. Pembayaran telah dilakukan pada akhir Juni 2003 dan hasil penjualan piutang ini telah dicatat sebagai pendapatan lain-lain di laporan laba rugi konsolidasi tahun 2003.

In accordance with the abovementioned decree from the Chairman of Bapepam and his letter No. S-1896/PM/2002 dated August 28, 2002 addressed to the Company, the Extraordinary Meeting of the Independent Stockholders was conducted on August 30, 2002, wherein the said shareholders have agreed on rescheduling the repayment of the receivables from DUTA and INTI up to 9 (nine) years starting from the date of such meeting and gave the Company's management the authority to sell such restructured receivables based on existing market mechanism and in accordance with applicable regulations.

Pursuant to the selling process of the MCA, Duta and INTI receivables, management has conducted the tender process in accordance with applicable regulations and declared PT. JAIC Indonesia as the winner, which purchased the receivables at a price of US\$ 1,910,383. The payment was received at the end of June 2003 and was recorded as other income in the 2003 consolidated statement of income.

13. INVESTASI SAHAM

	<u>2003</u>	<u>2002</u>	
	US\$	US\$	
Mesa Drilling Inc.	963.850	886.952	Mesa Drilling Inc.
Probe Technology Service Inc.	758.900	876.636	Probe Technology Service Inc.
Jumlah	<u>1.722.750</u>	<u>1.763.588</u>	Total

Mesa Drilling Inc.

Akun ini merupakan investasi saham pada Mesa Drilling Inc. (MESA), sebuah perusahaan yang berkedudukan di Texas, Amerika Serikat, yang bergerak di bidang jasa pengeboran, dengan pemilikan saham sebesar 50%. Investasi saham ini dilakukan dalam bentuk penyerahan satu unit peralatan pengeboran (rig) dengan nilai yang disepakati sebesar US\$ 3.000.000 sebagaimana tercantum dalam Agreement for the Sale and Purchase of and Subscription for Shares in Mesa Drilling Inc. (SPA) tanggal 10 April 2001.

13. INVESTMENTS IN SHARES OF STOCK

Mesa Drilling Inc.

This account represents Apexindo's 50% ownership interest in the shares of stock of Mesa Drilling Inc. (MESA), a company located in Texas, USA, that is engaged in drilling operations. The investment was paid by transferring one unit of rig at an agreed amount of US\$ 3,000,000 as stated in the Agreement for the Sale and Purchase and Subscription for Shares in Mesa Drilling Inc. dated April 10, 2001.

P.T. MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
 DAN ANAK PERUSAHAAN
 CATATAN ATAS LAPORAN KEUANGAN KONSOLIDASI
 31 DESEMBER 2003 DAN 2002 SERTA UNTUK TAHUN-TAHUN
 YANG BERAKHIR PADA TANGGAL TERSEBUT (Lanjutan)

P.T. MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
 AND ITS SUBSIDIARIES
 NOTES TO CONSOLIDATED FINANCIAL STATEMENTS
 DECEMBER 31, 2003 AND 2002
 AND FOR THE YEARS THEN ENDED (Continued)

Pada tanggal 31 Desember 2003 dan 2002, jumlah tercatat investasi ini berdasarkan metode ekuitas adalah sebagai berikut:

At December 31, 2003 and 2002, the carrying amount of such investment accounted for under the equity method is as follows:

	2003 US\$	2002 US\$	
Saldo awal tahun	2.139.167	2.827.973	Beginning balance of the year
Bagian laba (rugi) bersih	(115.751)	(688.806)	Equity in net income (loss)
Saldo akhir tahun	2.023.416	2.139.167	Ending balance
Keuntungan ditangguhkan atas pertukaran aktiva bukan moneter	(1.059.566)	(1.252.215)	Deferred gain on exchange of nonmonetary assets
Jumlah tercatat	<u>963.850</u>	<u>886.952</u>	Carrying amount

Pada tanggal 15 Juni 2001, Apexindo menyerahkan satu unit peralatan pengeboran (rig) kepada Mesa Drilling Inc., Texas, sebagai penyeteran atas 50% saham perusahaan seperti disebutkan di atas. Apexindo mengakui keuntungan sebesar US\$ 1.541.188 dan mencatat keuntungan ditangguhkan sebesar US\$ 1.541.188 atas pelepasan aktiva tetap tersebut. Pada tahun 2003 dan 2002, amortisasi atas keuntungan yang ditangguhkan yang diakui dalam laporan konsolidasi keuangan adalah masing-masing sebesar US\$ 192,649 dan US\$ 288,973.

On June 15, 2001, Apexindo transferred one unit of rig to Mesa Drilling Inc., Texas, in exchange for a 50% ownership interest in the said company. Apexindo recognized a gain of US\$ 1,541,188 and recorded a deferred gain of US\$ 1,541,188 on such exchange. In 2003 and 2002, the amortization of the deferred gain recognized in the consolidated statements of income amounted to US\$ 192,649 and US\$ 288,973, respectively.

Probe Technology Service Inc.

Probe Technology Service Inc.

Investasi saham ini merupakan penyertaan saham EPI, anak perusahaan, sebesar 37,17% pada Probe Technology Service Inc. sebuah perusahaan yang berkedudukan di Houston Texas, Amerika Serikat yang bergerak dibidang jasa dan teknologi perminyakan. Harga perolehan investasi tersebut sebesar US\$ 875.000 pada tanggal 11 Mei 2000, dengan penambahan penyertaan saham sebesar 7.9% yang dibeli pada tahun 2002.

This account represents the 37.17% ownership interest of EPI, a subsidiary, in Probe Technology Service Inc., a company domiciled in Houston, Texas in the United States of America, which is involved in oil services and technology. The investment was acquired for US\$ 875,000 on May 11, 2000 with additional 7.9% interest purchased in 2002.

Pada tanggal 31 Desember 2003 dan 2002, jumlah tercatat investasi ini berdasarkan metode ekuitas adalah sebagai berikut:

At December 31, 2003 and 2002, the carrying amount of this investment, which is accounted for under the equity method, is as follows:

	2003 US\$	2002 US\$	
Saldo awal	876.636	716.340	Beginning balance
Penambahan investasi	-	533.038	Additional investment
Bagian rugi bersih tahun berjalan	(117.736)	(372.742)	Equity in net loss during the year
Jumlah tercatat	<u>758.900</u>	<u>876.636</u>	Carrying amount

P.T. MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
 DAN ANAK PERUSAHAAN
 CATATAN ATAS LAPORAN KEUANGAN KONSOLIDASI
 31 DESEMBER 2003 DAN 2002 SERTA UNTUK TAHUN-TAHUN
 YANG BERAKHIR PADA TANGGAL TERSEBUT (Lanjutan)

P.T. MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
 AND ITS SUBSIDIARIES
 NOTES TO CONSOLIDATED FINANCIAL STATEMENTS
 DECEMBER 31, 2003 AND 2002
 AND FOR THE YEARS THEN ENDED (Continued)

14. AKTIVA TETAP

14. PROPERTY AND EQUIPMENT

	1 Januari / January 1, 2003	Penambahan/ Additions	Pengurangan/ Deductions	Reklasifikasi/ Reclassifications	31 Desember/ December 31, 2003	
	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	
Biaya perolehan atau penilaian kembali:						At cost or revalued amounts:
Tanah	741.665	-	-	-	741.665	Land
Bangunan dan perbaikan	1.292.136	72.274	857	2.073.017	3.436.570	Buildings and improvements
Peralatan dan perlengkapan pemboran	252.707.859	54.545.322	3.336.411	89.617.098	393.533.868	Onshore and offshore drilling rigs and equipment
Kendaraan bermotor	9.304.038	257.560	1.290.330	-	8.271.268	Vehicles
Peralatan kantor dan lainnya	2.938.423	1.265.220	51.252	38.780	4.191.171	Office and other equipment
Leasehold improvement	6.691.381	-	572.196	(2.073.017)	4.046.168	Leasehold improvements
Aktiva dalam penyelesaian	90.736.486	15.520.803	-	(89.655.878)	16.601.411	Construction in progress
Jumlah	364.411.988	71.661.179	5.251.046	-	430.822.121	Total
Akumulasi penyusutan:						Accumulated depreciation:
Bangunan dan perbaikan	153.996	505.140	277	773.555	1.432.414	Buildings and improvements
Peralatan dan perlengkapan pemboran	146.205.643	20.471.235	1.484.835	-	165.192.043	Onshore and offshore drilling rigs and equipment
Kendaraan bermotor	8.578.300	224.541	650.826	-	8.152.015	Vehicles
Peralatan kantor dan lainnya	1.832.206	383.833	44.277	-	2.171.762	Office and other equipment
Leasehold improvement	2.045.065	1.136.680	643.553	(773.555)	1.764.637	Leasehold improvements
Jumlah	158.815.210	22.721.429	2.823.768	-	178.712.871	Total
Nilai Buku Bersih	205.596.778				252.109.250	Net Book Value

	1 Januari / January 1, 2002	Penambahan/ Additions	Pengurangan/ Deductions	Reklasifikasi/ Reclassifications	31 Desember/ December 31, 2002	
	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	
Biaya perolehan atau penilaian kembali:						At cost or revalued amounts:
Tanah	710.917	30.748	-	-	741.665	Land
Bangunan dan perbaikan	751.380	540.756	-	-	1.292.136	Buildings and improvements
Peralatan dan perlengkapan pemboran	249.974.852	6.965.091	15.458.809	11.226.725	252.707.859	Onshore and offshore drilling rigs and equipment
Kendaraan bermotor	9.298.718	363.229	357.909	-	9.304.038	Vehicles
Peralatan kantor dan lainnya	2.008.104	930.319	-	-	2.938.423	Office and other equipment
Leasehold improvement	5.529.066	1.986.891	901.130	76.554	6.691.381	Leasehold improvements
Aktiva dalam penyelesaian	1.195.261	100.844.504	-	(11.303.279)	90.736.486	Construction in progress
Jumlah	269.468.298	111.661.538	16.717.848	-	364.411.988	Total
Akumulasi penyusutan:						Accumulated depreciation:
Bangunan dan perbaikan	112.520	41.476	-	-	153.996	Buildings and improvements
Peralatan dan perlengkapan pemboran	134.804.120	14.072.392	2.670.869	-	146.205.643	Onshore and offshore drilling rigs and equipment
Kendaraan bermotor	8.372.839	574.723	369.262	-	8.578.300	Vehicles
Peralatan kantor dan lainnya	1.634.377	197.829	-	-	1.832.206	Office and other equipment
Leasehold improvement	1.789.078	1.038.176	782.189	-	2.045.065	Leasehold improvements
Jumlah	146.712.934	15.924.596	3.822.320	-	158.815.210	Total
Nilai Buku Bersih	122.755.364				205.596.778	Net Book Value

Beban penyusutan dialokasikan sebagai berikut:

Allocation of depreciation expense is as follows:

	2003 US\$	2002 US\$	
Beban penjualan dan beban langsung	21.751.552	14.942.911	Cost of sales and direct expenses
Beban usaha	969.877	981.685	Operating expenses
Jumlah	<u>22.721.429</u>	<u>15.924.596</u>	Total

MMB dan Apexindo, anak perusahaan, memiliki beberapa bidang tanah yang terletak di Pondok Pinang, Jakarta dan di Balikpapan, dengan hak legal berupa Hak Guna Bangunan yang berjangka waktu 20 (dua puluh) tahun yang akan jatuh tempo tahun 2018 dan 2008. Manajemen berpendapat tidak terdapat masalah dengan perpanjangan hak atas tanah karena seluruh tanah diperoleh secara sah dan didukung dengan bukti pemilikan yang memadai.

MMB and Apexindo, subsidiaries, own several pieces of land located in Pondok Pinang, Jakarta and in Balikpapan with Building Use Rights (Hak Guna Bangunan or HGB) for a period of 20 years until 2018 and 2008, respectively. Management believes that there will be no difficulty in the extension of the landrights since all the pieces of land were acquired legally and supported by sufficient evidence of ownership.

Aktiva dalam penyelesaian merupakan pembaharuan beberapa rig dan pabrik LPG yang diperkirakan akan selesai tahun 2004.

Construction in progress mainly represents refurbishment of rigs and LPG plant that are expected to be completed in 2004.

Pada bulan Juni dan Juli 2002, Apexindo menandatangani kontrak pengeboran jangka panjang dengan TotalFinaElf E&P Indonesia senilai kurang lebih US\$ 142 juta (Catatan 40). Sehubungan dengan kontrak pengeboran tersebut, Apexindo menunjuk Keppel Fels Limited, Singapura untuk membangun 2 (dua) rig *submersible swamp barge* (Raissa dan Yani). Keppel Fels Limited, Singapura dikontrak untuk membangun rig-rig tersebut dengan perkiraan jumlah biaya keseluruhan masing-masing untuk Rig Raissa dan Yani diperkirakan sebesar US\$ 54 juta dan US\$ 41 juta. Kedua rig dikirim pada bulan Maret dan Mei 2003.

In June and July 2002, Apexindo signed long-term drilling contracts with TotalFinaElf E&P Indonesia with a total value of US\$ 142 million (Note 40). In compliance with the provisions of the drilling contracts, Apexindo has to provide 2 (two) submersible swamp barge rigs (named Raissa and Yani). Keppel Fels Limited, Singapore was contracted to build such rigs, which have total costs of US\$ 54 million and US\$ 41 million for rigs Raissa and Yani, respectively. The rigs were delivered in March and May 2003.

Untuk membiayai pembangunan rig tersebut, Apexindo, selain memperoleh dana dari hasil penawaran saham kepada masyarakat, Apexindo mengadakan perjanjian dengan pihak yang mempunyai hubungan istimewa untuk suatu kesepakatan bersama dalam mendanai pembangunan rig tersebut (Catatan 37).

To finance the construction of such rigs, Apexindo, in addition to the use of the proceeds derived from the IPO, entered into agreements with a related party for the joint financing of such constructions (Note 37).

Pada tanggal 1 Maret 2002, salah satu rig pengeboran lepas pantai, Maera, yang masih terikat dalam kontrak pengeboran dengan TotalFinaElf E&P Indonesia, mengalami kerusakan akibat ledakan gas pada lokasi pengeboran gas alam di Sungai Mahakam, Kalimantan Timur. Kerugian yang diakui atas penurunan nilai rig Maera adalah sebesar Rp 101.203.630 ribu. Keppel Fels Limited, Singapura, juga dikontrak untuk memperbaiki dan meng-upgrade rig Maera yang selesai pada tanggal 7 Februari 2003. Jumlah nilai konstruksi rig Maera adalah sebesar US\$ 37.734.261 dan mulai beroperasi pada pertengahan bulan Maret 2003 sesuai perjanjian pengeboran baru dengan TotalFinaElf E & P Indonesia.

On March 1, 2002, one of the offshore drilling rigs, Maera, which was under a drilling contract with TotalFinaElf E&P Indonesia, was damaged by a gas explosion at the gas drilling site in Mahakam River, East Kalimantan. The loss recognized in 2002 on the write-down of rig Maera amounted to Rp 101,203,630 thousand. Keppel Fels Limited, Singapore, was also contracted for the repair and upgrading of rig Maera, which was completed on February 7, 2003. The total construction cost of rig Maera amounted to US\$ 37,734,261 and it started operating in the middle of March 2003 under a new drilling contract with TotalFinaElf E & P Indonesia.

Pada bulan Februari 2003, Apexindo menjual rig No. 6 dengan nilai buku sebesar US\$ 2.134.121 kepada Patterson-UTI Drilling Company LP, LLP dengan harga jual sebesar US\$ 4.593.000. Keuntungan penjualan rig tersebut sebesar US\$ 2.458.879 diakui pada laporan laba rugi konsolidasi bersih tahun 2003, setelah dikurangi pajak sebesar US\$ 474.316.

In February 2003, Apexindo sold its rig No. 6 with net book value of US\$ 2,134,121 to Patterson-UTI Drilling Company LP, LLP at a selling price of US\$ 4,593,000. Gain on sale of US\$ 2,458,879 was recognized in the 2003 consolidated statement of income, net of final tax of US\$ 474,316.

Aktiva tertentu di atas dijadikan jaminan untuk fasilitas pinjaman yang diterima dari beberapa bank.

Certain property and equipment are used as collateral for the loan facilities obtained from several banks.

Seluruh aktiva tetap, kecuali tanah, dan persediaan telah diasuransikan terhadap risiko kebakaran, pencurian dan risiko lainnya dengan jumlah pertanggungan masing-masing sebesar US\$ 242.741.694 dan Rp 25.323.292 ribu pada tanggal 31 Desember 2003 dan US\$ 174.649.005 dan Rp 19.965.182 ribu pada tanggal 31 Desember 2002 (Catatan 9). Manajemen berpendapat bahwa nilai pertanggungan tersebut cukup untuk menutup kemungkinan kerugian atas aktiva yang dipertanggungkan.

All property and equipment, except land, and inventories were insured against fire, theft and other possible risks for US\$ 242,741,694 and Rp 25,323,292 thousand at December 31, 2003 and US\$ 174,649,005 and Rp 19,965,182 thousand at December 31, 2002 (Note 9). Management believes that the insurance coverage is adequate to cover possible losses on the assets insured.

15. AKTIVA MINYAK DAN GAS BUMI

15. OIL AND GAS PROPERTIES

	2003	2002	
	US\$	US\$	
Area yang sudah dioperasikan	26.237.474	22.378.474	Operated acreage
Area yang belum dioperasikan	4.089.652	1.409.000	Unoperated acreage
Sumur dan perlengkapan dan fasilitasnya	346.764.600	307.555.991	Wells and related equipment and facilities
Perlengkapan kantor	9.187.311	4.967.309	Office equipment
Kendaraan	3.237.635	2.806.376	Vehicles
Sumur, perlengkapan dan fasilitas dalam pengerjaan	82.137.573	55.586.933	Uncompleted wells, equipment and facilities
Penyesuaian nilai wajar	56.935.016	56.293.137	Fair value adjustment
Jumlah	528.589.261	450.997.220	Total
Akumulasi depresiasi dan amortisasi (Catatan 3c)	<u>(216.298.430)</u>	<u>(164.969.111)</u>	Accumulated depreciation and amortization (Note 3c)
Jumlah Tercatat	<u>312.290.831</u>	<u>286.028.109</u>	Net Book Value

Pada tanggal 31 Desember 2003 dan 2002, seluruh aktiva sumur, perlengkapan dan fasilitasnya yang dimiliki oleh anak perusahaan yang bergerak di bidang eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi telah diasuransikan dengan nilai pertanggungan masing-masing sebesar US\$ 296.449.614 dan US\$ 297.323.345. Lihat Catatan 42 untuk bahaya operasi dan risiko yang tidak diasuransi.

At December 31, 2003 and 2002, all wells and related equipment and facilities of subsidiaries involved in oil and gas exploration and production were insured for US\$ 296,449,614 and US\$ 297,323,345, respectively. Refer to Note 42 for operating hazards and uninsured risks.

Pada tanggal 7 Desember 2001, PT. Exspan Nusantara (EN) mengadakan pembaharuan perjanjian PSC Blok Rimau efektif mulai 23 April 2003, selama 20 tahun untuk menggantikan kontrak terdahulu tanggal 23 April 1973. EN harus membayar kompensasi dan harus memenuhi program kerja satu tahun sesuai dengan peraturan PSC (Catatan 40).

On December 7, 2001, PT. Exspan Nusantara entered into the renewal and extension of the Rimau Block PSC effective on April 23, 2003 for 20 years, which replaced and superseded the original PSC dated April 23, 1973. In addition EN paid awarded compensation to the government and is also required to fulfill the yearly work program commitments in accordance with the PSC (Note 40).

Pada tanggal 7 Desember 2001, PT. Exspan Tarakan mengadakan perpanjangan perjanjian PSC yang efektif mulai tanggal 14 Januari 2002 untuk 20 tahun yang akan menggantikan kontrak tertanggal 14 January 1982. ET harus membayar kompensasi dan harus memenuhi program kerja satu tahun sesuai dengan peraturan PSC (Catatan 40).

On December 7, 2001, PT. Exspan Tarakan entered into the renewal and extension of the Tarakan Block PSC effective on January 14, 2002 for 20 years, which replaced and superseded the original PSC dated January 14, 1982. ET also paid awarded compensation to the government and is required to fulfill the yearly work program commitments in accordance with the PSC (Note 40).

Perusahaan dan anak perusahaan mempunyai beberapa akuisisi baru dan berpotensi untuk mengakuisisi dan mengalihkan working interest sebagaimana dijelaskan dalam Catatan 40.

The Company and its subsidiaries also have several new and potential acquisitions as well as transfers of working interests as further discussed in Note 40.

16. AKTIVA LAIN-LAIN

16. OTHER ASSETS

	2003 US\$	2002 US\$	
Setoran jaminan	805.867	1.040.436	Security deposits
Uang muka pembelian aktiva tetap	3.116.843	3.095.626	Advanced payment for property and equipment
Biaya perangkat lunak - bersih	3.950.135	3.532.154	Software costs - net
Wesel tagih- Kredit Asia Finance, Ltd., Hongkong	5.170.350	5.170.350	Notes receivable - Kredit Asia Finance, Ltd., Hongkong
Lain-lain	1.237.184	3.567.204	Others
Jumlah	14.280.379	16.405.770	Total
Dikurangi penyisihan wesel tagih dan uang muka pembelian aktiva tetap	(8.265.976)	(8.265.976)	Allowance for possible losses on notes receivable and advanced payment for property and equipment
Bersih	6.014.403	8.139.794	Net

Wesel tagih Kredit Asia Finance, Ltd., Hong Kong dengan nilai nominal sebesar US\$ 5.170.350 dan tingkat suku bunga 10,5% per tahun dibeli oleh Perusahaan pada tahun 1995. Wesel tagih ini telah berulang kali diperpanjang, terakhir diperpanjang sampai dengan 23 Desember 1999. Pendapatan bunga terakhir kali diterima pada bulan Juli 1997. Manajemen telah membuat penyisihan sebesar 100% atas wesel tagih tersebut. Pada tanggal 13 November 2003, Perusahaan mengajukan permintaan kepada Kredit Asia Finance Ltd. atas pembayaran wesel bayar tersebut. Perusahaan juga telah memperoleh Writ of Summons dari Hong Kong High Court tanggal 19 Desember 2003 atas piutang Perusahaan dari Kredit Asia Finance Ltd. Kredit Asia Finance Ltd. tidak dapat membayar hutangnya kepada Perusahaan karena masalah likuiditas, oleh karena itu, Perusahaan bermaksud untuk menghapuskan piutang dari Kredit Asia Finance Ltd.

Notes receivable from Kredit Asia Finance, Ltd., Hong Kong, with a principal amount of US\$ 5,170,350 and interest rate of 10.5% per annum, were purchased by the Company in 1995. The maturity date of these notes has been extended several times, with the last extension due on December 23, 1999. The last interest income was received in July 1997. Management has made 100% provision for possible losses on these notes receivable. On November 13, 2003, the Company has issued a Statutory Demand to Kredit Asia Finance Ltd., demanding the payment of the Notes. The Company has also obtained the Writ of Summons from the Hong Kong High Court on December 19, 2003 stating that Kredit Asia Finance Ltd. is in an apparent insolvent condition, therefore the Company intends to write-off the receivables due from Kredit Asia Finance Ltd.

P.T. MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
 DAN ANAK PERUSAHAAN
 CATATAN ATAS LAPORAN KEUANGAN KONSOLIDASI
 31 DESEMBER 2003 DAN 2002 SERTA UNTUK TAHUN-TAHUN
 YANG BERAKHIR PADA TANGGAL TERSEBUT (Lanjutan)

P.T. MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
 AND ITS SUBSIDIARIES
 NOTES TO CONSOLIDATED FINANCIAL STATEMENTS
 DECEMBER 31, 2003 AND 2002
 AND FOR THE YEARS THEN ENDED (Continued)

Biaya yang terjadi sehubungan dengan perolehan lisensi penggunaan perangkat lunak SAP dan biaya persiapannya dicatat sebagai aktiva tidak berwujud dan diamortisasi selama 4 tahun.

Costs incurred in connection with the acquisition of the license to operate SAP software and prepare it for use are recorded as intangible asset and are being amortized over four years.

Uang muka pembelian aktiva tetap merupakan uang muka pembelian ruang perkantoran dengan pola strata title di Graha Niaga 2 yang terletak di Jalan Jenderal Sudirman, Kav. 58 Jakarta. Pihak pengembang telah menghentikan pembangunan proyek ini sejak pertengahan tahun 1999. Manajemen telah membentuk penyisihan sebesar 100%.

Advanced payment for property and equipment represents advance for the purchase of office space in Graha Niaga 2, under strata title ownership plan, located in Jalan Jenderal Sudirman, Kav. 58 Jakarta. The developer has stopped the construction of the project since the middle of 1999. Management has made a 100% provision for possible losses on this account.

17. HUTANG USAHA

17. TRADE ACCOUNTS PAYABLE

a. Berdasarkan pemasok:

a. By creditor:

	2003 US\$	2002 US\$	
Pihak yang mempunyai hubungan istimewa			Related parties
P.T. Andrawina Praja Sarana	612.535	334.712	P.T. Andrawina Praja Sarana
P.T. Multifabrindo Gemilang	20.873	-	P.T. Multifabrindo Gemilang
Jumlah	<u>633.408</u>	<u>334.712</u>	Subtotal
Pihak ketiga			Third parties
Pemasok dalam negeri	42.330.563	36.999.152	Local suppliers
Pemasok luar negeri	3.217.453	12.727.474	Foreign suppliers
Jumlah	<u>45.548.016</u>	<u>49.726.626</u>	Subtotal
Jumlah	<u><u>46.181.424</u></u>	<u><u>50.061.338</u></u>	Total

b. Berdasarkan umur:

b. By age category:

	2003 US\$	2002 US\$	
Sampai dengan 1 bulan	28.024.143	38.697.664	Up to 1 month
1 - 3 bulan	14.708.081	7.516.513	1 - 3 months
3 - 6 bulan	1.020.895	2.880.541	3 - 6 months
6 bulan - 1 tahun	276.437	526.590	6 months - 1 year
Lebih dari 1 tahun	2.151.868	440.030	More than 1 year
Jumlah	<u><u>46.181.424</u></u>	<u><u>50.061.338</u></u>	Total

c. Berdasarkan mata uang:

c. By currency:

	2003 US\$	2002 US\$	
U.S. Dollar	38.279.438	41.149.766	U.S. Dollar
Rupiah	7.415.158	7.962.208	Rupiah
Singapore Dollar	421.610	659.349	Singapore Dollar
Euro	65.218	233.845	Euro
Poundsterling Inggris	-	56.170	British Poundsterling
Jumlah	<u><u>46.181.424</u></u>	<u><u>50.061.338</u></u>	Total

Pembelian bahan baku dan jasa, baik dari lokal maupun luar negeri mempunyai jangka waktu 30 sampai dengan 60 hari.

Purchases of material and services, both from local and foreign suppliers, have credit terms of 30 to 60 days.

18. HUTANG LAIN-LAIN

	2003	2002
	US\$	US\$
Beyond Petroleum (BP)	4.536.217	4.536.217
Falcon Oil Ltd.	3.559.879	-
BP Migas	2.276.261	2.308.497
Petrochina	1.746.963	-
Lainnya	2.454.181	3.024.653
Jumlah	14.573.501	9.869.367

Hutang kepada Beyond Petroleum (dahulu ARCO) sebesar US\$ 4.536.217 merupakan jumlah yang akan dibayar oleh P.T. Medco Tomori Sulawesi (dahulu PT. Exspan Tomori Sulawesi), anak perusahaan, saat produksi minyak di wilayah kerja Senoro-Toili telah mencapai volume tertentu sesuai dengan perjanjian.

Hutang kepada BP Migas merupakan hutang anak perusahaan atas penggunaan pipa milik BP Migas.

18. OTHER ACCOUNTS PAYABLE

	2003	2002
	US\$	US\$
Beyond Petroleum (BP)	4.536.217	4.536.217
Falcon Oil Ltd.	-	-
BP Migas	2.308.497	2.308.497
Petrochina	-	-
Others	3.024.653	3.024.653
Total	9.869.367	9.869.367

Accounts payable to Beyond Petroleum (formerly ARCO) amounting to US\$ 4,536,217 represents the amount to be paid by P.T. Medco Tomori Sulawesi (formerly PT. Exspan Tomori Sulawesi), a subsidiary, once the petroleum production from the Senoro-Toili Block has reached certain volume as provided in the agreement.

Accounts payable to BP Migas arose from the utilization of its pipeline facilities by the Company's subsidiaries.

19. HUTANG PAJAK

	2003	2002	
	US\$	(Disajikan kembali/ As restated - Catatan/Note 2)	
	US\$	US\$	
<u>Perusahaan</u>			<u>The Company</u>
Pajak Penghasilan			Income tax
Pasal 21	556.873	2.567.416	Article 21
Pasal 23	52.032	5.101	Article 23
Pasal 26	333.001	17.813	Article 26
Pajak Pertambahan Nilai	22.295	174.843	Value added tax
Jumlah	964.201	2.765.173	Subtotal
<u>Anak Perusahaan</u>			<u>Subsidiaries</u>
Kewajiban Pajak Amerika Serikat	12.012.854	10.225.748	US Tax liabilities
Pajak Penghasilan Badan	10.509.238	7.526.255	Corporate income tax
Pajak Penghasilan			Income tax
Pasal 21	60.031	798.449	Article 21
Pasal 23	1.120.708	1.414.287	Article 23
Pasal 25	67.582	-	Article 25
Pasal 26	762.645	112.199	Article 26
Bagian hutang pajak pasal 19 yang akan jatuh tempo dalam waktu satu tahun (setelah dikurangi bagian jangka panjang)	1.890.396	1.789.955	Current maturities of income tax - Article 19 (net of long-term portion)
Pajak Pertambahan Nilai	3.138.127	1.991.996	Value added tax
Jumlah	29.561.581	23.858.889	Subtotal
Jumlah	30.525.782	26.624.062	Total

Seperti yang dijelaskan dalam Catatan 2, Perusahaan mengakui kewajiban pajak Amerika Serikat dari anak perusahaan tertentu sebesar US\$ 15,3 juta, yang terdiri dari jumlah pokok sebesar US\$ 12 juta, termasuk di dalam hutang pajak, dan beban bunga sebesar US\$ 3 juta, termasuk di dalam biaya yang masih harus dibayar.

As further discussed in Note 2, the Company has recognized US\$ 15.3 million for the U.S. tax obligations of certain subsidiaries, consisting of the principal amount of US\$ 12 million, included in the taxes payable, and interest charges of US\$ 3 million, included in accrued expenses.

P.T. MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
DAN ANAK PERUSAHAAN
CATATAN ATAS LAPORAN KEUANGAN KONSOLIDASI
31 DESEMBER 2003 DAN 2002 SERTA UNTUK TAHUN-TAHUN
YANG BERAKHIR PADA TANGGAL TERSEBUT (Lanjutan)

P.T. MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
AND ITS SUBSIDIARIES
NOTES TO CONSOLIDATED FINANCIAL STATEMENTS
DECEMBER 31, 2003 AND 2002
AND FOR THE YEARS THEN ENDED (Continued)

Pada tanggal 27 Juni 2003, Apexindo menerima beberapa surat ketetapan pajak kurang dan lebih bayar untuk pajak tahun 2001 dari Kantor Pajak dan membayar kurang bayar pajak tersebut sebesar Rp 5.330.029 ribu.

On June 27, 2003, Apexindo received various tax assessment letters for underpayments and overpayment of 2001 taxes from Tax Service Office. Apexindo fully paid the total underpayments of Rp 5,330,029 thousand.

Pada tahun 2002, Apexindo menerima beberapa surat ketetapan pajak kurang bayar dan surat tagihan pajak dari Kantor Pajak termasuk Surat Ketetapan Pajak untuk masa pajak tahun 1998. Apexindo telah mengajukan surat keberatan kepada Direktorat Jenderal Pajak atas pemeriksaan pajak tahun 1998. Pada tanggal 27 Juni 2003 Direktorat Jenderal Pajak telah menyetujui keberatan yang diajukan oleh Apexindo. Pada bulan Agustus 2003 Apexindo menerima pembayaran dari Kas Negara sebesar Rp 11.237.576 ribu dan imbalan bunga sebesar Rp 6.069.870 ribu.

In 2002, Apexindo received various tax assessment letters for tax underpayment and tax collection letters from the Tax Service Office, including the assessment for the 1998 income tax. Apexindo submitted its objection letter for the 1998 tax assessment to the Director General of Tax. On June 27, 2003, the General Director of Tax has approved the objection letter filed by Apexindo. In August 2003, Apexindo received refund from the State Treasury amounting to Rp 11,237,576 thousand and interest amounting to Rp 6,069,870 thousand.

Pada tanggal 16 Juni 2003, Apexindo memperoleh surat ketetapan pajak kurang bayar dan surat tagihan pajak untuk pajak penghasilan badan tahun 2001 masing-masing sebesar Rp 289.052 ribu dan Rp 2.209.102 ribu dari Kantor Pajak. Apexindo membayar seluruh kurang bayar pajak tersebut. Pada tanggal 10 September 2003, Apexindo mengajukan surat keberatan kepada Direktorat Jenderal Pajak atas pemeriksaan pajak tahun 2001. Sampai dengan tanggal laporan auditor, Direktorat Jenderal Pajak belum memberikan tanggapan atas surat keberatan tersebut.

On June 16, 2003, Apexindo received the tax assessment letter for tax underpayment and tax collection letter for 2001 corporate income tax from the Tax Service Office amounting to Rp 289,052 thousand and Rp 2,209,102 thousand, respectively. Apexindo fully paid the underpayments. On September 10, 2003, Apexindo submitted its objection letter for the 2001 tax assessment to the Director General of Tax. Up to the date of the auditors' report, there has been no response yet from the Director General of Tax.

Pada tahun 2001, Apexindo melakukan penilaian kembali atas aktiva tetapnya. Hutang pajak pasal 19 yang timbul atas selisih penilaian kembali aktiva tetap tersebut adalah sebesar Rp 80.011.055 ribu yang dapat diangsur selama lima tahun.

In 2001, Apexindo had revalued its property and equipment. Income tax payable under Article 19 on the revaluation amounted to Rp 80,011,055 thousand which can be paid in installments over five years.

20. BIAYA YANG MASIH HARUS DIBAYAR

20. ACCRUED EXPENSES

	2003 US\$	2002 (Disajikan kembali/ As restated - Catatan/Note 2) US\$	
Beban bunga atas kewajiban pajak Amerika Serikat	3.331.666	3.285.033	Interest on U.S. tax liabilities
Beban bunga	2.592.692	-	Interest expense
Denda atas keterlambatan pengoperasian rig Yani (Catatan 32)	858.964	-	Penalty for late delivery of rig Yani (Note 32)
Tenaga kerja	610.842	-	Labor supply
Pembangunan rig (Catatan 14 dan 37)	-	29.966.932	Rig construction (Notes 14 and 37)
Lain-lain	6.884.018	6.805.338	Others
Jumlah	<u>14.278.182</u>	<u>40.057.303</u>	Total

21. DERIVATIF

- i. Pada tanggal 17 Desember 2002, MEFL, anak perusahaan, menandatangani transaksi *Forward Interest Rate Swap* dengan Morgan Stanley & Co. International Limited (Morgan Stanley). Tanggal efektif dari transaksi ini adalah 19 Maret 2003 dengan jumlah nosional sebesar US\$ 25 juta. MEFL telah mengakhiri perjanjian tersebut pada tanggal 27 Mei 2003.

Pada tanggal 19 Juni 2003, MEFL menandatangani perjanjian *Forward Interest Rate Swap* baru dengan Morgan Stanley. Jumlah transaksi ini sebesar US\$ 50 juta, dengan setoran jaminan (*Eligible Collateral*) sebesar US\$ 2 juta. Pada tanggal 31 Desember 2003, setoran jaminan telah dinaikkan menjadi US\$ 6,8 juta (Catatan 11). Tanggal efektif perjanjian adalah 22 November 2003. Rincian dari kontrak swap ini adalah sebagai berikut:

Jumlah tetap:

- Pembayar tingkat bunga tetap: Morgan Stanley
- Tanggal pembayaran tingkat bunga tetap: 22 Mei dan 22 November setiap tahun dimulai pada tanggal 22 Mei 2004 dan berlanjut hingga dan termasuk tanggal berakhirnya transaksi
- Tingkat bunga tetap: 8,75% per tahun

Jumlah mengambang (floating):

- Pembayar tingkat bunga mengambang (floating): MEFL.
- Tanggal pembayaran tingkat bunga mengambang: 22 November setiap tahun dimulai pada tanggal 22 November 2004 dan berlanjut hingga dan termasuk tanggal berakhirnya transaksi
- Tingkat bunga mengambang: 12 bulan LIBOR-in-arrears + 4,88% per tahun
- 6 bulan LIBOR-in-arrears: LIBOR ditetapkan 2 hari kerja sebelum berakhirnya periode perhitungan
- LIBOR: 12 bulan USD LIBOR, ditetapkan oleh Calculation Agent

Tanggal berakhirnya perjanjian ini adalah antara 22 Mei 2010 atau *Optional Termination Date*, mana yang lebih dulu, dapat dilakukan oleh Morgan Stanley.

21. DERIVATIVES

- i. On December 17, 2002, MEFL, a subsidiary, entered into a *Forward Interest Rate Swap Transaction* with Morgan Stanley & Co. International Limited (Morgan Stanley). The effective date of the swap transaction was on March 19, 2003 with a notional amount of US\$ 25 million. MEFL has terminated this transaction on May 27, 2003.

On June 19, 2003, MEFL entered into a new *Forward Interest Rate Swap Transaction* with Morgan Stanley. The notional amount is US\$50 million, with eligible collateral of US\$ 2 million. As of December 31, 2003, the collateral has been increased to US\$ 6.8 million (Note 11). The effective date of this transaction was on November 22, 2003. Details of the swap contract are as follows:

Fixed Amounts:

- Fixed rate payer: Morgan Stanley
- Fixed rate payer payment date: May 22 and November 22 of each year, commencing on May 22, 2004 and up to and including the Termination Date
- Fixed rate: 8.75% per annum

Floating Amounts:

- Floating rate payer: MEFL
- Floating rate payer payment dates: November 22 of each year commencing on November 22, 2004 and up to and including the Termination Date
- Floating rate: 12 month LIBOR-in-arrears + 4.88% per annum
- 6 months LIBOR-in-arrears: LIBOR as determined 2 Business Days prior to the end of each calculation period
- LIBOR: 12 month USD LIBOR, as determined by the Calculation Agent

The Termination Date is the earlier of May 22, 2010 or the *Optional Termination Date*, exercisable by Morgan Stanley.

P.T. MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
 DAN ANAK PERUSAHAAN
 CATATAN ATAS LAPORAN KEUANGAN KONSOLIDASI
 31 DESEMBER 2003 DAN 2002 SERTA UNTUK TAHUN-TAHUN
 YANG BERAKHIR PADA TANGGAL TERSEBUT (Lanjutan)

P.T. MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
 AND ITS SUBSIDIARIES
 NOTES TO CONSOLIDATED FINANCIAL STATEMENTS
 DECEMBER 31, 2003 AND 2002
 AND FOR THE YEARS THEN ENDED (Continued)

Interest rate swap tersebut diatas ditetapkan sebagai nilai lindung wajar atas wesel bayar (fixed rate Guaranteed Notes) yang diterbitkan oleh MEFL sebesar US\$ 50 juta. Perubahan nilai wajar tingkat bunga swap sebesar US\$ 2.812.985 dan perubahan nilai wajar wesel bayar sebesar US\$ 2.346.387 diakui sebagai beban bunga dalam laporan laba rugi konsolidasi tahun 2003.

The abovementioned interest rate swap is designated as a fair value hedge of US\$ 50 million of MEFL's fixed-rate Guaranteed Notes. The change in the fair value of the interest rate swap amounting to US\$ 2,812,985 and the change in the fair value of hedged liability of US\$ 2,346,387 were recognized as part of interest expense in the 2003 consolidated statement of income.

- ii. Pada tanggal 22 Desember 2003, MEFL, anak perusahaan menandatangani kontrak European Compound Option Currency dengan UBS AG. MEFL membayar beban premi sebesar AUD 1.346.000 untuk opsi tersebut. Kontrak ini mempunyai call currency sebesar AUD 300.000.000 dan put currency sebesar US\$ 227.340.000, yang jatuh tempo pada tanggal 30 Januari 2004. MEFL belum melaksanakan opsi ini sebelum tanggal jatuh tempo dan premi yang telah dibayar dibebankan pada laporan laba rugi konsolidasi tahun 2003.

- ii. On December 22, 2003, MEFL, subsidiary entered into a European Compound Option Currency (USD/AUD) contract with UBS AG. MEFL paid a premium of AUD 1,346,000 for the option. The contract has a call currency and call currency amount of AUD 300,000,000, and put currency and put currency amount of US\$ 227,340,000, expiring on January 30, 2004. MEFL has not exercised the option prior to expiration and the premium paid was charged to the 2003 consolidated statement of income.

22. HUTANG JANGKA PANJANG

22. LONG-TERM LOANS

	2003 US\$	2002 US\$	
Fortis Bank S.A./N.V., Singapore	52.376.090	-	Fortis Bank S.A./N.V., Singapore
P.T. Bank Central Asia Tbk	22.869.341	-	P.T. Bank Central Asia Tbk
P.T. Bank Mandiri (Persero)	-	2.499.920	P.T. Bank Mandiri (Persero)
Jumlah	75.245.431	2.499.920	Total
Dikurangi bagian yang jatuh tempo dalam waktu satu tahun	24.975.720	2.499.920	Less: current portion
Bagian hutang jangka panjang	50.269.711	-	Long-term portion
Tingkat suku bunga per tahun	2,15% - 5,53%	5.19% - 5.53%	Interest rates per annum during the year

a. Bank Central Asia

a. Bank Central Asia

Pada tanggal 25 Agustus 2003, Apexindo mengadakan perjanjian kredit dengan PT Bank Central Asia Tbk (BCA), berdasarkan akta No. 3 oleh Mardiah Said, S.H., notaris di Jakarta, dengan syarat dan ketentuan sebagai berikut:

On August 25, 2003, Apexindo entered into a Banking Facilities Credit Agreement with PT Bank Central Asia Tbk (BCA), notarized by deed No. 3 of Mardiah Said S.H., notary public in Jakarta, whereby the latter agreed to provide banking credit facilities as follows:

- Kredit Investasi (KI) sebesar US\$ 20.000.000 dengan tingkat suku bunga *prime lending rate* yang berlaku di BCA dikurangi 0,625% per tahun dan berjangka waktu 4 (empat) tahun, termasuk *grace period* 6 (enam) bulan yang dimulai sejak tanggal penarikan pinjaman tersebut pertama kalinya. Pembayaran bunga atas fasilitas Kredit Investasi (KI) dilakukan setiap tanggal yang sama dengan tanggal penarikan fasilitas pada setiap bulan.

- Investment Credit (KI) amounting to US\$ 20,000,000, with interest rate based on BCA's prime lending rate minus 0.625% p.a. The term loan is payable over 4 (four) years with a grace period of 6 (six) months commencing on the first loan drawing. Interest is payable monthly counting from the date of drawing.

- Kredit Lokal (KL) sebesar US\$ 5.000.000 dengan tingkat suku bunga *prime lending rate* yang berlaku di BCA dikurangi 0,75% per tahun dan berjangka waktu 1 (satu) tahun dan bersifat *revolving*. Pembayaran bunga atas fasilitas Kredit Lokal (KL) dilakukan setiap tanggal terakhir pada tiap-tiap bulan.
- Bank Garansi dengan jumlah maksimum sebesar US\$ 5.000.000 untuk jangka waktu 3 (tiga) tahun.

Untuk menjamin pembayaran pinjaman ini, Apexindo telah menjaminkan aktiva berupa rig Maera dan *cash flow waterfall* yang berasal dari pengoperasian rig Maera dan rig Rasis, yang harus ditempatkan dalam escrow account (Catatan 11).

Pembayaran pokok fasilitas Kredit Investasi (KI) dilakukan setiap kuartal 3 (tiga) bulanan dengan jadwal pembayaran (setelah masa *grace period*) sebagai berikut:

- Angsuran pokok pertama sampai dengan ketiga: masing-masing sebesar 5% dari nilai pokok fasilitas KI
- Angsuran pokok keempat sampai dengan ketujuh: masing-masing sebesar 6,5% dari nilai pokok fasilitas KI
- Angsuran pokok kedelapan sampai dengan kesebelas: masing-masing sebesar 8% dari nilai pokok fasilitas KI
- Angsuran pokok kedua belas sampai kelima belas: masing-masing sebesar 6,75% dari nilai pokok fasilitas KI

Apexindo diharuskan untuk mendapatkan persetujuan terlebih dahulu dari BCA, antara lain, untuk transaksi-transaksi berikut:

- Memperoleh kredit/pinjaman baru dari pihak lain yang mengakibatkan kenaikan rasio Debt to Equity lebih dari 2.
- Memberi pinjaman kepada pihak lain, kecuali untuk aktivitas operasi.
- Mengadakan merger, pengambilalihan, likuidasi dan perubahan status dan akta pendirian.
- Melakukan pembayaran hutang kepada pemegang saham, kecuali untuk jumlah yang telah terutang sebelum penandatanganan perjanjian kredit bank ini.
- Mengadakan penyertaan baru yang nilainya melebihi 10% dari pendapatan Apexindo atau 20% dari ekuitas
- Menjual, menjadikan jaminan dan

- Local Credit (KL) amounting to US\$ 5,000,000, with interest rate based on BCA's prime lending rate minus 0.75% p.a. This revolving loan is payable over 1 (one) year. Interest is payable at the end of each month.

- Bank Guarantee amounting to US\$ 5,000,000 for 3 (three) years.

The above facilities are collateralized by Apexindo's Maera drilling rig and cash flow waterfall retained from rigs Maera and Rasis, which should be placed in an escrow account (Note 11).

Principal payment of Investment Credit will be made quarterly based on the following schedule (after the grace period):

- 1st - 3rd installments: 5% each of the principal amount
- 4th - 7th installments: 6.5% each of the principal amount
- 8th - 11th installments: 8% each of the principal amount
- 12th - 15th installments: 6.75% each of the principal amount

Apexindo is required to obtain BCA's approval before entering into the following transactions, among others:

- Obtain new loan or credit facility from other parties that will increase the Debt to Equity ratio to more than 2.
- Lend money to third parties, except for operational activities.
- Merger, takeover, liquidation and change in its status and articles of association.
- Payment of loan to shareholders, except for those obtained prior to signing of the bank credit facility agreement.
- Acquire new investment or establish new business, which value exceeds 10% of Apexindo revenue or 20% of its total equity.
- Sale, guarantee, and disposal of assets.

pelepasan aktiva.

b. Fortis Bank

- i. Pada tanggal 19 Juli 2003, Apexindo sebagai sponsor dan AAP sebagai borrower dengan Fortis Bank, Singapura, sebagai sole arranger, facility agent dan security trustee, mengadakan Perjanjian Fasilitas Kredit Sindikasi Yani, dengan plafon fasilitas kredit sebesar US\$ 26 juta atau 65% dari total biaya konstruksi peralatan pengeboran lepas pantai Yani, yang mana yang lebih rendah, untuk membangun peralatan pengeboran lepas pantai tersebut. Tingkat bunga per tahun dari hutang ini adalah sebesar 2,15% - 2,35% diatas LIBOR. Jangka waktu pelunasan adalah empat tahun dengan cicilan sebanyak dua belas kali per kwartal dimana tanggal jatuh tempo pembayaran pertama adalah 1 Desember 2003.

Perjanjian Fasilitas Kredit Sindikasi Yani ini juga mengatur ketentuan-ketentuan mengenai tata urutan pelaksanaan hak-hak pemberi pinjaman pada saat terjadinya Cidera Janji berdasarkan Perjanjian Fasilitas Hutang Berjangka Raissa dan juga peristiwa-peristiwa lain yang merupakan Cidera Janji berdasarkan Perjanjian Fasilitas Kredit Sindikasi Yani.

- ii. Pada tanggal 6 Maret 2003, Apexindo sebagai sponsor dan AAP sebagai borrower dengan Fortis Bank, Singapura, sebagai sole arranger, facility agent dan security trustee, mengadakan Perjanjian Fasilitas Kredit Sindikasi Raissa, dengan fasilitas kredit sebesar US\$ 39 juta atau 75% dari total biaya konstruksi peralatan pengeboran lepas pantai Raissa, yang mana yang lebih rendah, untuk membiayai pembangunan peralatan pengeboran lepas pantai tersebut. Tingkat bunga per tahun dari hutang ini adalah sebesar 2,15% - 2,55% diatas LIBOR. Jangka waktu pelunasan adalah empat tahun dengan cicilan sebanyak enam belas kali per kwartal dalam jumlah sama besar dimana tanggal jatuh tempo pembayaran pertama adalah tiga bulan setelah tanggal 27 Mei 2003 dan tiga bulan setelah Actual Commencement (sebagaimana didefinisikan dalam perjanjian ini), saat mana yang terjadi lebih dahulu.

Pada tanggal 27 Mei 2003, AAP telah menerima seluruh fasilitas tersebut senilai US\$ 39 juta.

Beberapa persyaratan yang harus dipenuhi berdasarkan perjanjian dengan Fortis Bank tersebut diatas:

- Pengalihan kontrak proyek, termasuk

b. Fortis Bank

- i. On July 19, 2003, Apexindo as sponsor and AAP as borrower, with Fortis Bank, Singapore, as sole arranger, facility agent and security trustee, entered into a Yani Syndicated Loan Facility Agreement, whereby the latter agreed to provide US\$ 26 million or 65% of the total construction cost of rig Yani, whichever is lower, to finance the rig's construction. The term loan carried interest at LIBOR plus 2.15% - 2.35% per annum. It is payable over four years with twelve equal quarterly repayment, with the first payment due on December 1, 2003.

The Yani Syndicated Loan Facility Agreement also contains provisions for the order of enforcement of the rights of lenders upon the occurrence of an Event of Default under the Raissa Term Loan Facility Agreement as well as circumstances that are considered as an Event of Default under the Yani Syndicated Loan Facility Agreement.

- ii. On March 6, 2003, Apexindo as sponsor and AAP as borrower, with Fortis Bank, Singapore, as sole arranger, facility agent and security trustee, entered into a Raissa Syndicated Loan Facility Agreement, whereby the latter agreed to provide US\$ 39 million or 75% of the total construction cost of rig Raissa, whichever is lower, to finance the rig's construction. The term loan carried interest at LIBOR plus 2.15% - 2.55% per annum. It is payable over four years with sixteen equal quarterly repayments with the first payment due on the earlier of the date falling three months after May 27, 2003 and the date falling three months after the Actual Commencement Date (as defined in the agreement).

On May 27, 2003, AAP received the full amount of the facility amounting to US\$ 39 million.

The significant provisions of the abovementioned agreements with Fortis Bank are as follows:

- Assignment of project contracts, which

P.T. MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
 DAN ANAK PERUSAHAAN
 CATATAN ATAS LAPORAN KEUANGAN KONSOLIDASI
 31 DESEMBER 2003 DAN 2002 SERTA UNTUK TAHUN-TAHUN
 YANG BERAKHIR PADA TANGGAL TERSEBUT (Lanjutan)

P.T. MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
 AND ITS SUBSIDIARIES
 NOTES TO CONSOLIDATED FINANCIAL STATEMENTS
 DECEMBER 31, 2003 AND 2002
 AND FOR THE YEARS THEN ENDED (Continued)

kontrak pembangunan rig Raissa dan kontrak pengeboran kepada Security Trustee.

- Pengalihan asuransi proyek kepada Security Trustee.
- Pembebanan mortgage atas rig Raissa sebagai jaminan/agunan kepada Fortis Bank selaku Security Trustee.
- Debt Service Cover Ratio (DSCR) dari AAP untuk 6 bulan terakhir tidak boleh lebih rendah dari 1,25 dan jika DSCR lebih rendah dari 1,35 maka AAP dan Apexindo harus menyetujui pengukuran yang dilakukan oleh pihak kreditur mayoritas sehingga Apexindo harus mengambil tindakan untuk meyakinkan bahwa AAP akan sanggup memenuhi kewajibannya.

Disamping ketentuan dan persyaratan tersebut diatas, terdapat beberapa ketentuan-ketentuan pembatasan (negative covenants), yaitu tanpa persetujuan tertulis terlebih dahulu dari Fortis Bank, AAP dan Apexindo tidak boleh, antara lain, melakukan hal-hal sebagai berikut:

- Mengadakan merger *atau konsolidasi*;
- *Mengumumkan* atau membayar dividen dan/atau bagian keuntungan lainnya (kondisi ini berlaku jika Apexindo berada dalam kondisi default);
- Melakukan pembayaran hutang kepada pemegang saham (kondisi ini berlaku jika Apexindo berada dalam kondisi default);
- Membebaskan sebagai jaminan atau mencoba membebaskan sebagai jaminan atau menyetujui pembebanan atau mengizinkan timbulnya suatu pembebanan (*encumbrance*) atas semua atau sebagian dari properti (*property*), aset (*assets*), atau pendapatan (*revenue*), pada masa sekarang atau yang akan datang, selain daripada (i) pembebanan yang diijinkan berdasarkan Perjanjian Pinjaman Rig Yani (*Permitted Encumbrances*), (ii) setiap hak untuk menahan barang (retensi) berdasarkan hukum yang berlaku sehubungan dengan atau di dalam kegiatan usaha yang biasa, (iii) setiap pembebanan yang bila digabungkan dengan hutang yang dijamin dengan semua pembebanan lainnya yang diijinkan berdasarkan Perjanjian Pinjaman Rig Yani jumlahnya tidak melebihi US\$ 15 juta (atau ekuivalennya dalam mata uang lain).

Apexindo dan AAP juga menandatangani beberapa perjanjian sesuai yang disyaratkan oleh Fortis Bank sebagai berikut:

- Pada tanggal 28 Februari 2003, Apexindo dan AAP mengadakan perjanjian jual beli, dimana Apexindo menjual dan

include, among other, the Raissa Shipbuilding Contract and Drilling Contracts, to the Security Trustee.

- Assignment of Project Insurances to the Security Trustee.
- Execution of rig Raissa Mortgage as collateral to Fortis Bank as the Security Trustee.
- AAP's Debt Service Cover Ratio (DSCR) for each of the last two immediately succeeding quarters will not be less than 1.25 and provided that if DSCR is less than 1.35, AAP and Apexindo shall agree with the majority lenders as to the measures that Apexindo intends to take to ensure that AAP will be able to meet its obligations.

In addition to the terms and conditions described above, AAP and Apexindo are restricted by certain covenants, without prior approval from Fortis Bank, to undertake, among others, any of the following:

- Merger or consolidation;
- Declare or pay dividend and/or other portion of income (this condition would take effect only if an event of default has occurred on Apexindo);
- Repay shareholders' loans (this condition would take effect only if an event of default has occurred on Apexindo);
- Create or attempt or agree to create or permit to arise or exist any encumbrance over all or any part of its property, assets or revenues, present or future, with the exception of (i) Permitted Encumbrance based on the agreement, (ii) possessory lien arising by operation of law in the ordinary course of business or any encumbrance, (iii) any encumbrance when aggregated with the indebtedness secured by all other Permitted Encumbrance, does not exceed US\$15 million (or its equivalent in other currency).

Apexindo and AAP also entered into the following agreements in compliance with the requirements of Fortis Bank:

- Sale and Purchase Agreement between Apexindo and AAP dated February 28, 2003, whereby Apexindo

mengalihkan semua hak dan kewajiban Apexindo atas rig Raissa kepada AAP.

sold and transferred all its rights and obligations on rig Raissa to AAP.

- Pada tanggal 22 Mei 2003 Apexindo membeli kembali rig Raissa dari AAP berdasarkan Perjanjian *Installment Asset Sale*, untuk memenuhi persyaratan dari Fortis Bank atas pinjaman yang diberikan.
- Pada tanggal 4 Juni 2003 melalui *Sale Purchase Agreement* Apexindo setuju untuk menjual dan mengalihkan semua hak dan kewajiban atas rig Yani kepada AAP.
- Pada tanggal 4 Juni 2003 melalui *Conditional Installment Assets Sales Agreement*, Apexindo setuju untuk membeli kembali rig Yani dari AAP dengan cara angsuran.

- Installment Asset Sale Agreement dated May 22, 2003, whereby Apexindo agreed to buyback rig Raissa from AAP.
- Sale and Purchase Agreement dated June 4, 2003, whereby Apexindo agreed to sell and transfer all its rights and obligations on rig Yani to AAP.
- Conditional Installment Asset Sale Agreement dated June 4, 2003, whereby Apexindo agreed to buyback rig Yani from AAP.

c. Bank Mandiri (Persero)

c. Bank Mandiri (Persero)

Pada tanggal 28 Agustus 1996, Apexindo mengadakan perjanjian kredit dengan BDN Bank AG, Jerman, dengan fasilitas kredit sebesar US\$ 6.250.000 dan tingkat bunga per tahun sebesar persentase tertentu diatas LIBOR. Hutang bank ini dijamin dengan corporate guarantee dari Perusahaan.

On August 28, 1996, Apexindo entered into an agreement with BDN Bank AG, Germany, and obtained a credit facility amounting to US\$ 6,250,000 with interest rate equivalent to a certain percentage above LIBOR. This loan is secured by a corporate guarantee from the Company.

Sejak 12 April 1999 hutang Apexindo kepada BDN Bank AG, Jerman tersebut diambil alih oleh P.T. Bank Mandiri (Persero). Pinjaman tersebut telah jatuh tempo pada 16 Oktober 1998 dan permohonan restrukturisasinya baru disetujui pada tanggal 1 Mei 2000 dan telah dinotariatkan di notaris B.R.Ay. Mahyastoeti Notonagoro, S.H. dengan Akta Perubahan Perjanjian Kredit Modal Kerja (Perjanjian) No. 109 tanggal 23 Mei 2001.

Since April 12, 1999, Apexindo loan from BDN Bank AG, Germany has been taken over by P.T. Bank Mandiri (Persero). This loan matured on October 16, 1998 and the restructuring proposal was approved on May 1, 2000. The restructuring proposal was accommodated in Working Capital Credit Agreement Amendment (Agreement) deed No. 109 dated May 23, 2001 of B.R.Ay. Mahyastoeti Notonagoro, S.H.

Hutang yang telah direstrukturisasi tersebut dibayar setiap bulan sesuai dengan jadwal angsuran yang telah disepakati, dimulai sejak tanggal perjanjian ditandatangani, dengan angsuran terakhir jatuh tempo pada tanggal 31 Oktober 2003. Tingkat bunga per tahun dikenakan sebesar 2,5% sampai dengan 4,0% di atas LIBOR dan dibayar setiap bulan.

The restructured loan was payable monthly based on the agreed installment schedule commencing on the date the agreement was signed, with the last payment due on October 31, 2003. The loan bore interest per annum at LIBOR plus spread ranging from 2.5% to 4.0% which was also payable every month.

Apexindo juga dibatasi oleh beberapa pembatasan, tanpa persetujuan terlebih dahulu oleh Bank Mandiri (Persero), untuk melakukan beberapa transaksi tertentu. Apexindo juga diharuskan untuk memenuhi beberapa persyaratan, seperti memelihara dan menjaga rasio total kewajiban bersih terhadap total ekuitas dan saldo rekening giro.

Hutang kepada Bank Mandiri (Persero) telah dibayar seluruhnya pada tanggal 31 Oktober 2003.

Apexindo was also restricted by certain covenants, without prior approval from Bank Mandiri (Persero), to undertake certain transactions. It was also required to fulfill certain provisions, such as maintenance of the specified debt to equity ratio and current account balance.

The loan from Bank Mandiri (Persero) was fully paid on October 31, 2003.

23. WESEL BAYAR JANGKA PANJANG

23. LONG-TERM NOTES PAYABLE

	<u>2003</u>		<u>2002</u>	
	US\$		US\$	
Guaranteed Notes (GN) Jatuh Tempo 2010 Senior Guaranteed Notes (SGN)	325.411.000	-		Guaranteed Notes (GN) due in 2010 Senior Guaranteed Notes (SGN)
Jatuh Tempo 2007	27.500.000	100.000.000		due in 2007
Wesel bayar treasuri	<u>(85.863.000)</u>	<u>-</u>		Treasury notes
Jumlah	267.048.000	100.000.000		Total
Dikurangi diskonto yang belum diamortisasi	10.874.864	3.772.356		Less: unamortized discount
Perubahan nilai wajar atas lindung nilai wesel bayar	<u>2.346.387</u>	<u>-</u>		Change in fair value of hedged notes
Jumlah	<u><u>253.826.749</u></u>	<u><u>96.227.644</u></u>		Total
Tingkat suku bunga per tahun	8,75% - 10,00%	10,00%		Interest rates per annum

Senior Guaranteed Notes (SGN) yang Jatuh Tempo Pada Tahun 2007 dan Guaranteed Notes (GN) yang Jatuh Tempo Pada Tahun 2010

Pada tanggal 19 Maret 2002, MEFL menerbitkan Senior Guaranteed Notes (SGN) sebesar US\$ 100 juta dengan tingkat bunga 10 % per tahun dengan harga penawaran 98,093% melalui UBS Warburg.

Pembayaran pokok pinjaman tersebut akan jatuh tempo pada tanggal 19 Maret 2007. Pembayaran bunga dilakukan setiap tanggal 19 Maret dan 19 September setiap tahun yang dimulai sejak 19 September 2002. SGN ini dijamin oleh Perusahaan dan terdaftar di Bursa Efek Singapura (SGX-ST).

Syarat dan kondisi sehubungan dengan penerbitan SGN mengharuskan Perusahaan dan anak perusahaan mempertahankan rasio keuangan tertentu yang dihitung berdasarkan laporan keuangan konsolidasi, membatasi hak Perusahaan untuk mengumumkan atau melakukan pembayaran dividen kepada para pemegang saham Perusahaan melebihi 50% dari laba bersih konsolidasi dan melarang anak perusahaan untuk menambah hutang baru kecuali untuk hutang tertentu yang diperbolehkan. Syarat dan kondisi tersebut juga tidak memperbolehkan Perusahaan dan anak perusahaan melakukan penggabungan usaha kecuali syarat-syarat tertentu telah terpenuhi.

Senior Guaranteed Notes (SGN) Due in 2007 and Guaranteed Notes (GN) Due in 2010

On March 19, 2002, MEFL issued US\$ 100 million Senior Guaranteed Notes (SGN) with 10 % interest rate per annum, at an initial offering price of 98.093% through UBS Warburg.

Repayment of principal is due upon maturity on March 19, 2007. Interest is payable every March 19 and September 19 of each year, commencing on September 19, 2002. The SGN are guaranteed by the Company and are listed on the Singapore Exchange Securities Trading Limited (SGX-ST).

The terms and conditions of the SGN contain certain covenants which, among others, require the Company and its subsidiaries to maintain certain financial ratios computed based on the consolidated financial statements, prohibit the declaration and payment of dividends to stockholders of the Company in excess of 50% of consolidated net income and restrict the subsidiaries to incur additional indebtedness except for certain permitted indebtedness. The terms and conditions also do not allow the Company and its subsidiaries to merge unless certain conditions have been met.

P.T. MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
DAN ANAK PERUSAHAAN
CATATAN ATAS LAPORAN KEUANGAN KONSOLIDASI
31 DESEMBER 2003 DAN 2002 SERTA UNTUK TAHUN-TAHUN
YANG BERAKHIR PADA TANGGAL TERSEBUT (Lanjutan)

Pada tanggal 22 Mei 2003, MEFL kembali menerbitkan Guaranteed Notes sebesar US\$ 250 juta dengan tingkat bunga 8,75% per tahun dengan harga penawaran 99,011% melalui UBS Warburg dan Credit Suisse First Boston (Catatan 37). Pembayaran pokok pinjaman tersebut akan jatuh tempo pada tanggal 22 Mei 2010. Pembayaran bunga dilakukan setiap tanggal 22 Mei dan 22 November setiap tahun yang dimulai sejak 22 Nopember 2003. Notes ini dijamin oleh Perusahaan dan terdaftar di Bursa Efek Singapura (SGX-ST).

Syarat dan kondisi sehubungan dengan penerbitan GN mengharuskan Perusahaan dan anak perusahaan mempertahankan rasio keuangan tertentu yang dihitung berdasarkan laporan keuangan konsolidasi, melarang penerbitan wesel bayar atau instrumen hutang sejenis yang lebih tinggi tingkatannya, melarang Perusahaan untuk menjual, menyewa, mengalihkan atau melepas aktiva tetap selain penurunan nilai aktiva tetap dan melarang Perusahaan untuk mengumumkan atau melakukan pembayaran dividen melebihi 50% dari laba bersih konsolidasi.

Bersamaan dengan penerbitan Guaranteed Notes, MEFL mengeluarkan program (exchange offer and consent solicitation) atas SGN sebelumnya sebesar US\$ 100 juta yang diterbitkan pada tanggal 19 Maret 2002. Pemegang US\$ 72,5 juta SGN sepakat untuk menukar Notes lama dengan Notes baru, sedangkan pemegang US\$ 27,5 juta SGN hanya memilih melakukan perubahan syarat-syarat yang berkaitan dengan SGN, diantaranya kewajiban Perusahaan yang berkaitan dengan hutang-hutang yang timbul dan pembatasan transaksi dengan pihak yang mempunyai hubungan istimewa.

Sampai dengan 31 Desember 2003, Perusahaan telah membeli kembali SGN dan GN, dengan jumlah nilai pari sebesar US\$ 85.863.000 seharga US\$ 87.750.948. Selisih antara nilai tercatat wesel bayar dan harga pembelian kembali sebesar US\$ 4.117.968 dibebankan pada laporan laba rugi konsolidasi tahun 2003.

Pada tanggal 25 Maret 2003 dan 2 Mei 2003, Standard & Poor's (S&P) telah memberikan peringkat "B+" kepada Perusahaan dengan prakiraan stabil terhadap hutang Perusahaan. Peringkat yang sama juga diberikan terhadap Guaranteed Notes senilai US\$ 250 juta dan SGN US\$ 100 juta yang diterbitkan oleh MEFL. Pada tanggal 29 Januari 2002 dan 5 Mei 2003, PT Pemeringkat Efek Indonesia (PEFINDO), agen pemeringkat lokal juga telah memberikan peringkat "AA-" dengan prakiraan stabil untuk SGN US\$ 100 juta.

P.T. MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
AND ITS SUBSIDIARIES
NOTES TO CONSOLIDATED FINANCIAL STATEMENTS
DECEMBER 31, 2003 AND 2002
AND FOR THE YEARS THEN ENDED (Continued)

On May 22, 2003 MEFL has issued another US\$ 250 million Guaranteed Notes with 8.75% interest rate per annum at an initial offering price of 99.011% through UBS Warburg and Credit Suisse First Boston (Note 37). Repayment of principal is due upon maturity on May 22, 2010. Interest is payable every May 22 and November 22 of each year, commencing on November 22, 2003. The Notes are guaranteed by the Company and listed on the Singapore Exchange Securities Trading Limited (SGX-ST).

The terms and conditions of the GN contain certain covenants which among others, require the Company and its subsidiaries to maintain certain financial ratios computed based on the consolidated financial statements, prohibit to issue any notes or other similiar instruments that are senior to the notes, prohibit the Company to sell, lease, transfer or otherwise dispose of its fixed assets other than due to impairment of fixed asset, prohibit the Company to declare any dividend or other distribution in excess of 50% of consolidated net income.

Concurrent with the issuance of the Guaranteed Notes, MEFL launched a program called "exchange offer and consent solicitation" for the US\$ 100 million SGN previously issued on March 19, 2002. The holders of US\$ 72.5 million of the SGN agreed to exchange their SGN with the new ones, while the holders of US\$ 27.5 million preferred only to amend the conditions of the SGN pertaining to, among others, the Company's obligation with respect to incurrence of indebtedness and limitations on affiliate transactions.

As of December 31, 2003, the Company bought-back SGN and GN with total face value of US\$ 85,863,000 for US\$ 87,750,948. The difference between the carrying value of the notes and repurchase price amounting to US\$ 4,117,968 was charged to the 2003 consolidated statement of income.

The Company was assigned a "B+" corporate credit rating with stable outlook by Standard & Poor's on March 25, 2003 and May 2, 2003. The same rating was assigned to the US\$ 250 million Guaranteed Notes and the US\$ 100 million SGN issued by MEFL. On January 29, 2002 and May 5, 2003, PT Pemeringkat Efek Indonesia (PEFINDO), the local rating agency assigned an "AA-" corporate rating with stable outlook to the US\$ 100 million SGN.

24. GOODWILL NEGATIF

Goodwill negatif berasal dari akuisisi anak-anak perusahaan berikut ini:

	2003 US\$	2002 US\$
Exspan Exploration and Production Pasemah, Ltd.	3.104.411	3.104.411
Exspan Pasemah, Inc.	3.104.411	3.104.411
Enserch Far East Ltd.	1.337.421	1.337.421
P.T. Exspan Kalimantan	1.012.044	34.909
Exspan Airstenda, Inc.	729.857	729.857
Exspan Airlimau, Inc.	729.857	729.857
P.T. Apexindo Pratama Duta Tbk	339.215	339.215
P.T. Exspan Rombebai	213.445	-
P.T. Exspan Tarakan	79.555	-
Jumlah	10.650.216	9.380.081
Dikurangi akumulasi amortisasi	3.642.977	2.964.413
Nilai Buku Bersih	7.007.239	6.415.668

24. NEGATIVE GOODWILL

Negative goodwill arose from the acquisition of the following subsidiaries:

	2003 US\$	2002 US\$
Exspan Exploration and Production Pasemah, Ltd.	3.104.411	3.104.411
Exspan Pasemah, Inc.	3.104.411	3.104.411
Enserch Far East Ltd.	1.337.421	1.337.421
P.T. Exspan Kalimantan	1.012.044	34.909
Exspan Airstenda, Inc.	729.857	729.857
Exspan Airlimau, Inc.	729.857	729.857
P.T. Apexindo Pratama Duta Tbk	339.215	339.215
P.T. Exspan Rombebai	213.445	-
P.T. Exspan Tarakan	79.555	-
Total	10.650.216	9.380.081
Less: accumulated amortization	3.642.977	2.964.413
Net book value	7.007.239	6.415.668

25. HAK MINORITAS

a. Hak minoritas atas aktiva bersih anak perusahaan:

	2003 US\$	2002 (Disajikan kembali/ As restated - Catatan/Note 2) US\$
P.T. Apexindo Pratama Duta Tbk	30.903.306	30.487.726
P.T. Exspan Nusantara	3.536	1.335
P.T. Medco Methanol Bunyu	1.057	496
PT. Exspan Petrogas Intranusa	462	-
PT. Exspan Lematang	110	-
P.T. Exspan Kalimantan	-	2.597.185
P.T. Exspan Tarakan	-	1.390.558
P.T. Petroner Bengara	-	21.700
Jumlah	30.908.471	34.499.000

25. MINORITY INTERESTS

a. Minority interests in net assets of subsidiaries:

P.T. Apexindo Pratama Duta Tbk	30.487.726
P.T. Exspan Nusantara	1.335
P.T. Medco Methanol Bunyu	496
PT. Exspan Petrogas Intranusa	-
PT. Exspan Lematang	-
P.T. Exspan Kalimantan	2.597.185
P.T. Exspan Tarakan	1.390.558
P.T. Petroner Bengara	21.700
Total	34.499.000

b. Hak minoritas atas laba (rugi) bersih anak perusahaan:

b. Minority interests in net income (loss) of subsidiaries:

	2003 US\$	2002 (Disajikan kembali/ As restated - Catatan/Note 2) US\$	
P.T. Apexindo Pratama Duta Tbk	652.385	743.145	P.T. Apexindo Pratama Duta Tbk
P.T. Exspan Kalimantan	212.870	415.763	P.T. Exspan Kalimantan
P.T. Exspan Nusantara	1.236	1.093	P.T. Exspan Nusantara
P.T. Medco Methanol Bunyu	1.218	27	P.T. Medco Methanol Bunyu
P.T. Exspan Tarakan	(51.130)	138.877	P.T. Exspan Tarakan
Medco Simenggaris Pty, Ltd.	-	(309.805)	Medco Simenggaris Pty, Ltd.
Medco Madura Pty, Ltd.	-	(1.209.495)	Medco Madura Pty, Ltd.
PT. Exspan Petrogas Intranusa	117	-	PT. Exspan Petrogas Intranusa
Jumlah	<u>816.696</u>	<u>(220.395)</u>	Total

Pada tanggal 1 Oktober 2003, Perusahaan dan anak perusahaan (EN) menandatangani perjanjian jual beli saham dengan PT. Bina Usaha Jasa Mandiri, pemegang 320.000 saham di PT. Exspan Tarakan (ET) dan PT Bina Usaha Jasa Triputra, pemegang 1.080.000 saham di PT. Exspan Kalimantan (EK) untuk pembelian saham-saham tersebut sebesar US\$ 1.259.874 dan US\$ 1.794.820. Pembelian saham-saham tersebut telah meningkatkan persentase kepemilikan Perusahaan di ET dan EK menjadi 99,99%.

On October 1, 2003, the Company and its subsidiary (EN) have entered into Share Purchase and Sale Agreements with PT Bina Usaha Jasa Mandiri, holder of 320,000 shares in PT. Exspan Tarakan (ET), and PT Bina Usaha Jasa Triputra, holder of 1,080,000 shares in PT. Exspan Kalimantan (EK), for the purchase of such shares for US\$ 1,259,874 and US\$ 1,794,820, respectively. These purchases increased the Company's ownership interest in both ET and EK to 99.99%.

26. MODAL SAHAM

26. CAPITAL STOCK

Nama Pemegang Saham	2003				Name of Stockholders
	Jumlah Saham/ Number of Shares	Persentase Kepemilikan/ Ownership Percentage	Jumlah		
			Modal Disetor/ Total Paid-up Capital Rp '000	US\$	
New Links Energy Resources Limited	2.849.414.565	85,51%	284.941.457	86.497.182	New Links Energy Resources Limited
P.T. Medco Duta	78.360.000	2,35%	7.836.000	2.377.130	P.T. Medco Duta
P.T. Nuansa Grahacipta	2.885.000	0,09%	288.500	91.039	P.T. Nuansa Grahacipta
P.T. Multifabrindo Gemilang Masyarakat (dibawah 5%)	2.000.000	0,06%	200.000	60.693	P.T. Multifabrindo Gemilang
	399.791.885	11,99%	39.979.189	12.128.416	Public (less than 5%)
Jumlah	3.332.451.450	100,00%	333.245.146	101.154.460	Total
Dikurangi saham treasury	(226.597.000)	-	(22.659.700)	(3.190.232)	Less: treasury stock
Jumlah	<u>3.105.854.450</u>	<u>100,00%</u>	<u>310.585.446</u>	<u>97.964.228</u>	Total

Nama Pemegang Saham	2002 (Disajikan kembali/As restated - Catatan/Note 2)			Name of Stockholders
	Jumlah Saham/ Number of Shares	Persentase Kepemilikan/ Ownership Percentage	Jumlah Modal Disetor/ Total Paid-up Capital US\$	
New Links Energy Resources Limited	2.849.414.565	85,51%	86.497.182	New Links Energy Resources Limited
P.T. Medco Duta	78.360.000	2,35%	2.377.130	P.T. Medco Duta
P.T. Multifabrindo Gemilang	2.000.000	0,06%	60.693	P.T. Multifabrindo Gemilang
P.T. Nuansa Grahacipta Masyarakat (dibawah 5%)	2.885.000	0,09%	91.039	P.T. Nuansa Grahacipta Public (less than 5%)
	399.791.885	11,99%	12.128.420	
Jumlah	3.332.451.450	100,00%	101.154.464	Total
Dikurangi saham treasury	(228.198.500)	-	(3.238.849)	Less: treasury stock
Jumlah	3.104.252.950	100,00%	97.915.615	Total

Berdasarkan Keputusan Ketua Bapepam No. KEP-45/PM/1998 tanggal 14 Agustus 1998, saham yang dibeli kembali oleh perusahaan publik dapat dijual kembali kepada direktur dan karyawan melalui Employee Stock Option Plan yang telah disetujui oleh RUPS dengan memperhatikan peraturan Bapepam tentang transaksi benturan kepentingan.

Based on the Decree from the Chairman of Bapepam No. KEP-45/PM/1998 dated August 14, 1998, shares of stock reacquired by a public company can be resold to the Company's directors and employees through an Employees' Stock Option Plan, which has been approved in a General Meeting of Stockholders taking into consideration Bapepam's regulations on conflict of interest transactions.

Berdasarkan Rapat Umum Pemegang Saham Luar Biasa, sebagaimana yang tercantum dalam akta Pernyataan Keputusan Rapat No. 63 tanggal 23 Juni 2000 dari notaris Ny. Poerbaningsih Adi Warsito, S.H., pemegang saham menyetujui program kepemilikan saham Perusahaan untuk direksi dan karyawan dengan jumlah maksimum 5% dari jumlah saham yang diterbitkan dan akan diterbitkan oleh Perusahaan dalam jangka waktu 3 tahun dengan harga sebesar harga rata-rata 30 hari sebelum opsi dikeluarkan. Meskipun program ini sudah disetujui, petunjuk pelaksanaan opsi masih akan ditentukan oleh Komisaris Perusahaan. Sehubungan dengan program tersebut diatas, Perusahaan akan membeli kembali saham-saham treasury Perusahaan di pasar modal dengan perkiraan biaya maksimum Rp 86 miliar dengan harga rata-rata maksimum Rp 2.000 per saham dalam waktu 12 bulan sejak disetujui oleh Rapat Umum Pemegang Saham Luar Biasa.

Based on the Extraordinary Stockholders' Meeting as stated in notarial deed No. 63 dated June 23, 2000 of Notary Mrs. Poerbaningsih Adi Warsito, S.H., the stockholders approved the stock ownership program for directors and employees at a maximum of 5% of the total shares issued and to be issued within three years by the Company at an option price equivalent to an average price during the 30 days period before the issuance of the option. However, although the program has already been approved, the implementing guidelines on the exercise and the related period of the option are still to be determined by the Company's Board of Commissioners. In relation to this program, the Company shall acquire treasury stock in the stock exchange at a maximum estimated cost of Rp 86 billion or an average maximum price of Rp 2,000 per share within 12 months since it was approved at the Extraordinary Stockholders' Meeting.

Berdasarkan RUPS, sebagaimana yang tercantum dalam akta Pernyataan Keputusan Rapat No.76 tanggal 25 Juni 2001, dari notaris Ny. Poerbaningsih Adi Warsito, S.H., pemegang saham Perusahaan juga menyetujui tambahan pembelian kembali saham-saham dengan perkiraan biaya maksimum Rp 264 milyar.

Based on the General Meeting of Stockholders, as stated in deed No. 76 dated June 25, 2001 of Notary Mrs. Poerbaningsih Adi Warsito, S.H., the stockholders also agreed to repurchase additional shares at a maximum cost of Rp 264 billion.

Jangka waktu pelaksanaan program tersebut telah berakhir pada tanggal 22 Juni 2003. Pada tanggal 15 Oktober 2003, Komisaris dan Direksi Perseroan telah memutuskan untuk tidak melanjutkan dan mengajukan pembatalan program kepemilikan saham direksi dan karyawan tersebut yang telah disetujui oleh Rapat Umum Pemegang Saham Luar Biasa sebagaimana tercantum dalam akta notaris No. 85 tanggal 23 Januari 2004, dari Ny. Maria Theresia Suprpti, SH, pengganti dari Ny. Poerbaningsih Adi Warsito, SH, notaris di Jakarta (Catatan 43).

The issuance period of the option expired on June 22, 2003. In October 2003, the Commissioners and Directors have decided not to extend the issuance period and proposed to cancel the said stock ownership program, which was approved by the shareholders in the Extraordinary General Meeting of Shareholders as stated in notarial deed No. 85 dated January 23, 2004 of Ny. Maria Theresia Suprpti, SH, replacement on Ny. Poerbaningsih Adi Warsito, SH, notary public in Jakarta (Note 43).

Pada tahun 2003 dan 2002, perubahan jumlah saham beredar adalah sebagai berikut:

Changes in the shares outstanding in 2003 and 2002 are as follows:

	Jumlah saham/ Number of Shares		
	2003	2002	
Jumlah saham setelah pemecahan saham pada 31 Mei 2000	3.332.451.450	3.332.451.450	Number of shares after stock split on May 31, 2000
Dikurangi saham treasury:			Less acquisition of treasury shares:
2000	(13.361.500)	(13.361.500)	2000
2001	(175.121.500)	(175.121.500)	2001
2002	(39.715.500)	(39.715.500)	2002
Saldo awal tahun	3.104.252.950	3.104.252.950	Balance
Penjualan saham treasury tahun 2003	1.601.500	-	Sale of treasury shares-2003
Saldo akhir tahun	3.105.854.450	3.104.252.950	Ending balance

Pada tanggal 31 Desember 2003, Perusahaan telah menjual kembali saham treasury sebanyak 1.601.500 saham dengan total penerimaan sebesar US\$ 241.507 dan membeli kembali saham treasury sebanyak 39.715.500 saham dengan total pengeluaran sebesar US\$ 7.767.374 pada tahun 2002.

The Company sold 1,601,500 treasury shares for US\$ 241,507 in 2003, and reacquired 39,715,500 treasury shares at a total cost of US\$ 7,767,376 in 2002.

27. TAMBAHAN MODAL DISETOR

27. ADDITIONAL PAID-IN CAPITAL

Mutasi agio saham adalah sebagai berikut:

Changes in additional paid in capital:

	Jumlah/Total		
	2003	2002	
	US\$	(Disajikan kembali/ As restated - Catatan/Note 2) US\$	
Pengeluaran 22.000.000 saham melalui penawaran umum perdana kepada masyarakat tahun 1994	33.500.000	33.500.000	Sale of 22,000,000 shares through public offering in 1994
Pembagian saham bonus tahun 1998	(32.254.579)	(32.254.579)	Distribution of bonus shares in 1998
Pengeluaran 321.730.290 saham melalui penawaran umum terbatas I kepada pemegang saham tahun 1999	139.908.988	139.908.988	Issuance of 321,730,290 shares through rights offering I to stockholders in 1999
Pembelian kembali saham di atas nilai nominal	(19.291.414)	(19.291.414)	APIC on treasury shares
Penjualan kembali saham	192.894	-	Resale of shares
Jumlah	122.055.889	121.862.995	Total

28. <u>SELISIH TRANSAKSI PERUBAHAN EKUITAS ANAK PERUSAHAAN</u>	2003 US\$	2002 (Disajikan kembali/ As restated - Catatan/Note 2) US\$	
Revaluasi aktiva tetap dan konversi ke modal disetor	28.753.083	28.753.083	Revaluation increment converted into capital stock
Modal sumbangan	107.870	107.870	Donated capital
Pengaruh penerbitan saham baru dalam rangka penawaran umum terbatas anak perusahaan	(2.769.920)	(2.769.920)	Effect of new shares issued in relation to initial public offering of subsidiary
Kapitalisasi agio saham ke dalam modal disetor	1.697.294	1.697.294	Conversion of APIC into common stock by subsidiary
Pengaruh penerbitan saham baru anak perusahaan	48.494	-	Effect of new shares issued by subsidiary
Jumlah	<u>27.836.821</u>	<u>27.788.327</u>	Total

29. PENJUALAN DAN PENDAPATAN USAHA BERSIH 29. NET SALES AND OPERATING REVENUES

	2003 US\$	2002 US\$	
Penjualan minyak dan gas bumi	319.100.086	337.046.066	Oil and gas sales
Jasa pengeboran	56.660.254	42.391.142	Drilling operations
Penjualan methanol	55.113.629	30.775.577	Methanol sales
Kontrak lainnya	21.416.840	8.296.808	Other contracts
Jasa mobilisasi	11.081.981	2.207.929	Mobilization fees
Jumlah	<u>463.372.790</u>	<u>420.717.522</u>	Total

Berikut adalah rincian pendapatan usaha bersih yang signifikan dari penjualan minyak dan gas bumi masing-masing pada tahun 2003 dan 2002:

Details of oil and gas sales in 2003 and 2002 which represent a significant portion of the net sales and operating revenues are as follows:

	2003 US\$	2002 US\$	
Itochu Petroleum Co. (s) Pte. Ltd.	71.871.207	100.492.479	Itochu Petroleum Co. (s) Pte. Ltd.
BP Migas	90.793.294	94.204.604	BP Migas
PTT Public Company Ltd.	112.688.379	66.160.161	PTT Public Company Ltd.
Mitsui Oil (Asia) Hongkong Ltd.	43.747.206	54.651.057	Mitsui Oil (Asia) Hongkong Ltd.
BP Oil	-	21.537.765	BP Oil
Jumlah	<u>319.100.086</u>	<u>337.046.066</u>	Total

30. <u>BEBAN PENJUALAN DAN BEBAN LANGSUNG</u>	<u>2003</u> US\$	<u>2002</u> US\$	30. <u>COST OF SALES AND DIRECT EXPENSES</u>
Minyak dan gas bumi			Oil and gas
Beban lifting	104.908.514	64.869.048	Lifting expenses
Beban penyusutan dan amortisasi	51.329.319	39.581.980	Depreciation and amortization
Beban eksplorasi	21.600.947	29.852.159	Exploration expenses
Jumlah	<u>177.838.780</u>	<u>134.303.187</u>	Subtotal
Jasa pengeboran			Drilling operations
Penyusutan aktiva tetap	20.577.964	13.782.027	Depreciation of property and equipment
Tenaga kerja	15.013.602	11.977.515	Labor
Pemeliharaan dan perbaikan	8.055.841	7.428.078	Repairs and maintenance
Asuransi	6.796.005	2.226.909	Insurance
Jasa boga	4.689.165	4.086.416	Catering
Sewa	2.435.902	3.178.631	Rental
Transportasi	2.038.407	1.391.150	Transportation
Peralatan pengeboran	1.973.633	2.060.354	Drilling equipment
Perpindahan rig	649.297	1.765.511	Rigs movement
Lain-lain	5.930.979	4.585.025	Others
Jumlah	<u>68.160.795</u>	<u>52.481.616</u>	Subtotal
Beban pokok penjualan - methanol	<u>25.087.292</u>	<u>26.287.512</u>	Cost of sales - methanol
Jumlah	<u><u>271.086.867</u></u>	<u><u>213.072.315</u></u>	Total

Pembelian jasa boga dengan PT. Andrawina Praja Sarana (APS) pihak yang mempunyai hubungan istimewa pada tahun 2003 dan 2002 masing-masing adalah sebesar 75% dan 71% (Catatan 37).

Total charges for catering services from PT. Andrawina Praja Sarana (APS) related parties were 75 % in 2003 and 71% in 2002 (Note 37).

Pembelian bahan baku methanol, suku cadang dan jasa boga yang melebihi 10% dari jumlah pembelian masing-masing pada tahun 2003 dan 2002:

Purchases of raw materials of methanol, spare parts and catering services in 2003 and 2002 included purchases from the following suppliers which individually represent more than 10% of the total purchases for the respective years:

	<u>2003</u> US\$	<u>2002</u> US\$	
Oil Service and Trading Inc.	13.303.418	7.717.483	Oil Service and Trading Inc.
P.T. Panji Adi Samudra	9.260.920	-	P.T. Panji Adi Samudra
Midcontinent Tubular Pte. Ltd.	9.059.300	4.406.017	Midcontinent Tubular Pte. Ltd.
P.T. Andrawina Praja Sarana	3.535.253	2.795.907	P.T. Andrawina Praja Sarana
MTQ Engineering Pte. Ltd.	3.149.468	2.032.122	MTQ Engineering Pte. Ltd.
CV. Tiga Putra	2.762.561	1.730.530	CV. Tiga Putra
BP Migas	1.563.338	12.389.838	BP Migas
Keppel Fels Ltd.	-	7.426.594	Keppel Fels Ltd.
P.T. Makmur Mandiri Manfaat	-	2.366.454	P.T. Makmur Mandiri Manfaat
Jumlah	<u><u>42.634.258</u></u>	<u><u>40.864.945</u></u>	Total

31. BEBAN USAHA

31. OPERATING EXPENSES

	<u>2003</u>	<u>2002</u>	
	US\$	US\$	
Umum dan Administrasi			General and administrative
Tenaga kerja	13.524.830	14.283.527	Salaries and wages
Beban manfaat karyawan - lainnya	9.379.877	8.365.024	Other employee benefits
Beban profesional	6.489.461	7.482.593	Professional fees
Biaya kontrak	4.285.340	1.567.604	Contract charges
Perlengkapan kantor	2.621.677	1.115.531	Office supplies and equipment
Penyusutan aktiva tetap	969.877	981.685	Depreciation of property and equipment
Sewa	926.403	1.282.194	Rental
Asuransi	304.881	943.582	Insurance
Perawatan dan perbaikan	63.042	171.144	Repairs and maintenance
Biaya penyisihan piutang ragu-ragu	766.211	473.405	Provision for doubtful accounts
Sumbangan	-	1.734.116	Donation
Lain-lain	7.913.094	6.798.746	Others
Jumlah	<u>47.244.693</u>	<u>45.199.151</u>	Total
Pemasaran			Selling
Iklan dan promosi	335.089	155.360	Advertising and promotion
Biaya Jamuan	46.106	85.692	Entertainment
Perjalanan dinas	-	887.402	Business travel
Jumlah	<u>381.195</u>	<u>1.128.454</u>	Total
Jumlah Beban Usaha	<u>47.625.888</u>	<u>46.327.605</u>	Total Operating Expenses

32. PENGHASILAN (BEBAN) LAIN-LAIN

32. OTHER INCOME (CHARGES)

a. Keuntungan atas Klaim Asuransi

a. Gain on Insurance Claim

Akun ini merupakan keuntungan bersih dari klaim asuransi yang disetujui dan nilai buku bersih atas rig Apexindo yang mengalami kerusakan pada tahun 2002.

This account represents the gain from the approved insurance claim and the net book value of the damaged portion of Apexindo's rig in 2002.

Pada tanggal 1 Maret 2002, salah satu peralatan pengeboran, Maera, mengalami kerusakan akibat terjadinya ledakan gas di Kalimantan Timur. Kerusakan yang dialami oleh rig Maera tersebut telah ditutup (cover) oleh asuransi dengan polis asuransi No. PMKO0200010 yang dikeluarkan oleh P.T. Tugu Pratama Indonesia (TPI).

On March 1, 2002, one of the drilling rigs, Maera, was damaged by a gas explosion in East Kalimantan. Rig Maera is covered by the Hull and Machinery Insurance Policy No. PMKO0200010 issued by P.T. Tugu Pratama Indonesia (TPI).

Jumlah pertanggungan asuransi atas rig tersebut US\$ 15.750.000 ditambah peningkatan nilai sebesar US\$ 5.250.000. Polis asuransi tersebut juga meliputi kewajiban Apexindo yang timbul atas biaya-biaya yang dikeluarkan sehubungan dengan pembersihan sisa-sisa kerusakan rig yang diasuransikan tersebut sebesar US\$ 3.937.500 atau 25% dari jumlah pertanggungan asuransi rig tersebut.

The insurance policy covers Hull and Machinery for US\$ 15,750,000 plus Increased Value of US\$ 5,250,000. The policy also covers Apexindo's cost or expenses for, or incidental to, the removal or destruction of the wreck or debris of the rig insured, subject to a limit of US\$ 3,937,500 or 25% of the Hull and Machinery insurance coverage.

Klaim asuransi yang diajukan Apexindo ke TPI sebesar US\$ 16.679.129 telah disetujui oleh TPI pada tanggal 12 Desember 2002, 16 Januari 2003 dan 19 Maret 2003. Bagian dari klaim yang telah disetujui untuk dilakukan pembayaran, diakui sebagai pendapatan pada laporan laba rugi konsolidasi tahun 2002 setelah dikurangkan dengan penghapusan nilai buku dari rig tersebut.

Klaim asuransi ditahun 2002 telah diterima pada tanggal 8 September 2003 (Catatan 8).

Rincian atas keuntungan klaim asuransi adalah sebagai berikut:

	<u>2002</u>	
	US\$	
Klaim yang disetujui	16.679.129	Claims approved
Nilai buku rig Maera	<u>(11.105.495)</u>	Book value of rig Maera
Keuntungan atas klaim asuransi - bersih	<u>5.573.634</u>	Gain on insurance claim - net

The portion of the claim filed by Apexindo with TPI under the partial loss scheme amounting to US\$ 16,679,129 has already been approved for payment by TPI on December 12, 2002, January 16, 2003 and March 19, 2003. Such portion of the claim which has already been approved for payment was recognized as income in the 2002 consolidated statement of income net of the book value of rig.

The final settlement of the claims in 2002 were received on September 8, 2003 (Note 8).

The details of gain on insurance claim is as follows:

b. Denda

Akun ini merupakan denda atas keterlambatan Perusahaan menyerahkan rig Raissa dan Yani kepada TotalFinaElf E&P Indonesia sehubungan dengan penyediaan jasa pengeboran sebesar US\$ 1.480.610 dicatat sebagai bagian dari beban lain-lain dalam laporan laba rugi tahun 2003.

b. Penalties

The penalties charged by TotalFinaElf E&P Indonesia for the late delivery of rigs Raissa and Yani in relation to the drilling service contracts totaling US\$ 1,480,610 were included as part of other charges in the 2003 statement of income.

33. PAJAK PENGHASILAN

Beban pajak Perusahaan dan anak perusahaan terdiri dari:

	<u>2003</u>	<u>2002</u>	
	US\$	(Disajikan kembali/ As restated - Catatan/Note 2)	
	US\$	US\$	
Pajak kini			Current tax
Anak perusahaan	<u>(68.036.341)</u>	<u>(76.213.815)</u>	Subsidiaries
Pajak tangguhan			Deferred tax
Perusahaan	2.125.259	(125.370)	The Company
Anak perusahaan	<u>(3.170.608)</u>	<u>(2.672.923)</u>	Subsidiaries
Jumlah	<u>(1.045.349)</u>	<u>(2.798.293)</u>	Subtotal
Jumlah	<u>(69.081.690)</u>	<u>(79.012.108)</u>	Total

33. INCOME TAX

Tax expense of the Company and its subsidiaries consists of the following:

Pajak Kini

Rekonsiliasi antara laba sebelum pajak menurut laporan laba rugi konsolidasi dengan rugi fiskal Perusahaan adalah sebagai berikut:

	2003 US\$	2002 (Disajikan kembali/ As restated - Catatan/Note 2) US\$
Laba sebelum pajak penghasilan menurut laporan laba rugi konsolidasi	123.335.494	161.347.512
Dikurangi laba sebelum pajak penghasilan anak perusahaan	121.667.929	164.482.106
Laba (rugi) Perusahaan sebelum pajak penghasilan	1.667.565	(3.134.594)
Laba (rugi) Perusahaan sebelum pajak penghasilan	1.667.565	(3.134.594)
Perbedaan temporer:		
Penyusutan dan amortisasi	(224.505)	(417.902)
Beban (pendapatan) yang tidak dapat dikurangkan menurut fiskal:		
Laba bersih Ensearch Far East Limited Cayman Island	5.911.729	-
Beban yang tidak dapat dikurangkan	826.236	760.367
Pendapatan yang sudah dikenakan pajak final	(699.664)	(269.254)
Laba kena pajak (rugi fiskal) sebelum kompensasi kerugian	7.481.361	(3.061.383)
Kerugian fiskal tahun lalu	(85.277.331)	(84.952.204)
Rugi fiskal	(76.292.504)	(85.277.331)

Current Tax

A reconciliation between income before tax per consolidated statements of income and the Company's fiscal loss is as follows:

Income before tax per consolidated statements of income	161.347.512
Less income before tax of subsidiaries	164.482.106
Income (loss) before tax of the Company	(3.134.594)
Income (loss) before tax of the Company	(3.134.594)
Temporary difference:	
Depreciation and amortization	(417.902)
Permanent differences:	
Net income of Ensearch Far East Limited Cayman Island	-
Nondeductible expenses	760.367
Income subjected to final income tax	(269.254)
Taxable income (fiscal loss) before loss carryforwards	(3.061.383)
Prior year fiscal loss carryforward	(84.952.204)
Remaining fiscal loss carryforwards	(85.277.331)

Pajak penghasilan badan untuk tahun 2002 adalah nihil karena Perusahaan masih mengalami kerugian secara fiskal. Perusahaan memiliki lebih bayar pajak penghasilan badan sebesar US\$ 801.950 pada tahun 2003 dan US\$ 1.210.952 pada tahun 2002.

The Company still has fiscal loss carryforward, thus no provision for current income tax was made. The Company's overpayment of corporate income tax amounted to US\$ 801,950 in 2003 and US\$ 1,210,952 in 2002.

Pajak Tangguhan

Rincian dari aktiva dan kewajiban pajak tangguhan Perusahaan dan anak perusahaan adalah sebagai berikut:

Deferred Tax

The details of the Company and its subsidiaries' deferred tax assets and liabilities are as follows:

	(Disajikan kembali/As restated - Catatan/Note 2)					
	1 Januari/ January 1, 2002 US\$	Dibebankan ke laporan laba rugi/ Credited (charged) to statement of income US\$	31 Desember/ December 31, 2002 US\$	Dibebankan ke laporan laba rugi/ Credited (charged) to statement of income US\$	31 Desember/ December 31, 2003 US\$	
<u>Aktiva pajak tangguhan</u>						<u>Deferred Tax Assets</u>
Rugi fiskal	-	-	-	2.034.033	2.034.033	Fiscal loss
Penyusutan aktiva tetap dan amortisasi biaya ditangguhkan	120.133	8.457	128.590	35.865	164.455	Depreciation of property and equipment and amortization of deferred charges
Jumlah	120.133	8.457	128.590	2.069.898	2.198.488	Total
(Lanjutan)						(Forward)

P.T. MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
 DAN ANAK PERUSAHAAN
 CATATAN ATAS LAPORAN KEUANGAN KONSOLIDASI
 31 DESEMBER 2003 DAN 2002 SERTA UNTUK TAHUN-TAHUN
 YANG BERAKHIR PADA TANGGAL TERSEBUT (Lanjutan)

P.T. MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
 AND ITS SUBSIDIARIES
 NOTES TO CONSOLIDATED FINANCIAL STATEMENTS
 DECEMBER 31, 2003 AND 2002
 AND FOR THE YEARS THEN ENDED (Continued)

	(Disajikan kembali/As restated - Catatan/Note 2)					
	1 Januari/ January 1, 2002 US\$	Dibebankan ke laporan laba rugi/ Credited (charged) to statement of income US\$	31 Desember/ December 31, 2002 US\$	Dibebankan ke laporan laba rugi/ Credited (charged) to statement of income US\$	31 Desember/ December 31, 2003 US\$	
<u>Kewajiban pajak tangguhan</u>						<u>Deferred tax liability:</u>
Rugi fiskal	(1.076.498)	545.808	(530.690)	(3.376.203)	(3.906.893)	Fiscal loss
Penyusutan aktiva tetap dan amortisasi biaya ditangguhkan	4.177.594	2.260.942	6.438.536	6.491.450	12.929.986	Depreciation of property and equipment and amortization of deferred charges
Jumlah	3.101.096	2.806.750	5.907.846	3.115.247	9.023.093	Total
Beban pajak tangguhan		<u>(2.798.293)</u>		<u>(1.045.349)</u>		Deferred tax expense

Rekonsiliasi antara beban pajak dengan laba sebelum pajak berdasarkan tarif pajak yang berlaku adalah sebagai berikut:

A reconciliation between the total tax expense and the amounts computed by applying the effective tax rates to income before tax is as follows:

	2003 US\$	2002 (Disajikan kembali/ As restated - Catatan/Note 2) US\$	
Laba sebelum pajak menurut laporan laba rugi konsolidasi (laba akuntansi)	123.335.494	161.347.512	Income before tax per consolidated statements of income
Dikurangi : laba sebelum pajak penghasilan anak perusahaan	<u>121.667.929</u>	<u>164.482.106</u>	Less : income before tax of subsidiaries
Laba (rugi) Perusahaan sebelum pajak	<u>1.667.565</u>	<u>(3.134.594)</u>	Income (loss) before tax of the Company
Penghasilan (rugi fiskal) pajak berdasarkan tarif pajak yang berlaku	<u>(500.269)</u>	<u>940.378</u>	Tax benefit (fiscal loss) using effective tax rates
Ditambah penghasilan (beban) yang tidak dapat dikurangkan menurut fiskal:			Tax effects of permanent differences:
Pendapatan yang sudah dikenakan pajak final	209.899	80.776	Income already subjected to final income tax
Beban yang tidak dapat dikurangkan	(247.871)	(228.110)	Nondeductible expenses
Laba bersih dari Ensearch Far East Limited Cayman Island	<u>(1.773.519)</u>	<u>-</u>	Net income from Ensearch Far East Limited Cayman Island
Jumlah	<u>(1.811.491)</u>	<u>(147.334)</u>	Total
Penyesuaian pajak tangguhan atas rugi fiskal	<u>4.437.019</u>	<u>(918.414)</u>	Deferred tax adjustments on fiscal losses
Penghasilan (beban) pajak Perusahaan	2.125.259	(125.370)	Tax benefit (expense) of the Company
Beban pajak anak perusahaan	<u>(71.206.949)</u>	<u>(78.886.738)</u>	Tax expense of subsidiaries
Jumlah Beban Pajak	<u>(69.081.690)</u>	<u>(79.012.108)</u>	Total Tax Expense

34. LABA PER SAHAM

a. Laba per saham dasar

Berikut ini adalah data yang digunakan untuk perhitungan laba per saham dasar:

	<u>2003</u>
<u>Jumlah saham</u>	
Jumlah rata-rata tertimbang saham biasa untuk perhitungan laba per saham dasar (dalam ribuan lembar)	3.105.650

Jumlah rata-rata tertimbang saham yang digunakan untuk menghitung laba per saham dasar telah disesuaikan untuk mencerminkan pengaruh dari pemecahan saham yang terjadi treasury (Catatan 26).

34. EARNINGS PER SHARE

a. Earnings per share

The computation of basic earnings per share is based on the following data:

2002
 (Disajikan kembali/
 As restated -
Catatan/Note 2)

	<u>2003</u>	<u>2002</u> (Disajikan kembali/ As restated - Catatan/Note 2)
<u>Number of shares</u>		
Weighted average number of ordinary shares for the computation of basic earnings per share (in thousands)	3.123.478	

The weighted average number of shares for the computation of basic earnings per share has been adjusted to reflect the effect of the stock split in May 2000 and the acquisition and resale of treasury stock (Note 26).

Laba per saham

	<u>2003</u>
Laba bersih untuk tahun berjalan (dalam Dollar Amerika Serikat)	<u>53.437.108</u>
Laba per saham	<u>0,0172</u>

Earnings per share

	<u>2003</u>	<u>2002</u> (Disajikan kembali/ As restated - Catatan/Note 2)
Net income for the current year (in U.S. Dollar)	<u>53.437.108</u>	<u>82.555.799</u>
Basic earnings per share	<u>0,0172</u>	<u>0,0264</u>

b. Laba per saham dilusian

Perusahaan tidak menghitung laba per saham dilusian karena tidak terdapat dampak dilutif dari saham biasa pada tahun-tahun tersebut.

b. Diluted earnings per share

The Company did not compute diluted earnings per share since there were no dilutive potential ordinary shares in the two years presented.

35. DIVIDEN TUNAI

Pada tanggal 11 Juni 2003, Perusahaan membagikan dividen tunai sebesar Rp 344.749.844 ribu (setara dengan US\$ 39.544.992) atau sebesar Rp 111 per saham berdasarkan persetujuan pemegang saham yang telah diputuskan dalam Rapat Umum Pemegang Saham Tahunan tanggal 29 April 2003.

35. CASH DIVIDENDS

On June 11, 2003, the Company distributed cash dividends of Rp 344,749,844 thousand (equivalent to US\$ 39,544,992) or Rp 111 per share based on the stockholders' vote in their annual stockholders' meeting on April 29, 2003.

Pada tanggal 12 Juni 2002, Perusahaan membagikan dividen tunai sebesar Rp 345.825.310 ribu setara dengan US\$ 36.427.600 atau sebesar Rp 110 per saham berdasarkan persetujuan pemegang saham yang telah diputuskan dalam Rapat Umum Pemegang Saham Tahunan tanggal 7 Mei 2002.

On June 12, 2002, the Company distributed cash dividends of Rp 345,825,310 thousand equivalent to US\$ 36,427,600 or Rp 110 per share based on the stockholders' vote in their annual stockholders' meeting on May 7, 2002.

36. PROGRAM PENSIUN DAN MANFAAT KARYAWAN LAINNYA

Program Pensiun

Anak perusahaan yang bergerak dalam eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi menyelenggarakan program pensiun iuran pasti untuk semua karyawan tetap lokalnya, dimana manfaat pensiun yang akan dibayar dihitung berdasarkan penghasilan dan masa kerja karyawan. Dana pensiun tersebut dikelola oleh Dana Pensiun Lembaga Keuangan Tugu Mandiri (DPLK Tugu Mandiri) yang akta pendiriannya telah disahkan oleh Menteri Keuangan Republik Indonesia dengan surat keputusannya No. Kep. 234/KM.17/1995 tanggal 16 Agustus 1995. Pendanaan DPLK Tugu Mandiri berasal dari kontribusi pemberi kerja dan karyawan. Kontribusi karyawan untuk tahun 2003 dan 2002 sebesar 2% dari penghasilan kotornya dan 6% merupakan kontribusi pemberi kerja.

Rekonsiliasi atas kewajiban pensiun sebagai berikut:

	2003
	US\$
Saldo awal	43.005
Beban pensiun tahun berjalan	627.302
Iuran pensiun dibayar tahun berjalan	<u>(617.233)</u>
Saldo akhir	<u>53.074</u>

Program Manfaat Karyawan Lainnya

Perusahaan dan anak perusahaan mengakui kewajiban manfaat karyawan sesuai dengan peraturan yang berlaku. Perusahaan dan anak perusahaan tidak melakukan pendanaan yang disisihkan sehubungan dengan manfaat karyawan tersebut, kecuali anak perusahaan yang bergerak dalam bidang eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi yang menyelenggarakan manfaat pensiun karyawan (post retirement benefits) sesuai dengan peraturan anak perusahaan. Manfaat pensiun karyawan anak perusahaan tersebut didanai dengan penempatan dana pada deposito berjangka atas nama Dana Pensiun Pesangon Exspan Sumatera.

36. PENSION AND OTHER EMPLOYEE BENEFITS

Pension Plans

The subsidiaries involved in oil and gas exploration and production, established defined contribution pension plans covering all their local permanent employees. These plans provide pension benefits based on salaries and years of service of the employees. The pension plans are managed by Dana Pensiun Lembaga Keuangan Tugu Mandiri (DPLK Tugu Mandiri) which deed of establishment was approved by the Minister of Finance of the Republic of Indonesia in his decision letter No. Kep. 234/KM.17/1995 dated August 16, 1995. The pension plans are funded by contributions from both the subsidiaries and their employees. Employees contribute 2% of their gross salaries and 6% were contributed by the subsidiaries in 2003 and 2002.

The reconciliation of pension liability is as follows:

	2002	
	US\$	
Saldo awal	30.699	Beginning balance
Beban pensiun tahun berjalan	485.595	Pension cost for the year
Iuran pensiun dibayar tahun berjalan	<u>(473.289)</u>	Pension contribution paid during the year
Saldo akhir	<u>43.005</u>	Ending balance

Other Employee Benefits

The Company and its subsidiaries recognize employee benefits obligations for their qualifying employees in accordance with applicable regulations. The Company and its subsidiaries do not provide funds for these benefits except for certain subsidiaries involved in oil and gas exploration and production, which provide post retirement benefits in accordance with the subsidiaries regulations. The post retirement benefits of those subsidiaries are being funded by placing funds in time deposit under the name of Dana Pensiun Pesangon Exspan Sumatera.

Jumlah karyawan yang berhak memperoleh manfaat tersebut adalah sebanyak 1.721 karyawan.

The number of employees eligible for the benefit is 1,721.

a. Analisa kewajiban manfaat karyawan dalam neraca konsolidasi adalah sebagai berikut:

a. An analysis of employee benefits obligation recognized in the consolidated balance sheets is as follows:

	<u>2003</u> US\$	<u>2002</u> US\$	
Nilai sekarang kewajiban manfaat karyawan	46.133.413	37.596.150	Present value of employee benefits obligation
Nilai wajar aktiva program manfaat karyawan	<u>(24.775.546)</u>	<u>(16.225.253)</u>	Fair value of plan assets
Kewajiban manfaat karyawan yang tidak dilakukan pendanaan	21.357.867	21.370.897	Unfunded employee benefits obligation
Kewajiban transisi yang belum diakui	(9.836.971)	(12.444.126)	Unrecognized transitional liability
Kerugian aktuarial yang belum diakui	<u>(6.993.184)</u>	<u>(5.857.958)</u>	Unrecognized actuarial loss
Kewajiban manfaat karyawan	<u><u>4.527.712</u></u>	<u><u>3.068.813</u></u>	Employee benefits obligation

b. Analisa beban manfaat karyawan dalam di laporan laba rugi konsolidasi adalah sebagai berikut:

b. An analysis of the employee benefits cost in the consolidated statements of income is as follows:

	<u>2003</u> US\$	<u>2002</u> US\$	
Beban jasa kini	2.728.459	3.158.816	Current service cost
Beban bunga	3.338.626	3.321.007	Interest expense
Pengembalian aset yang diharapkan	3.470.071	(1.216.896)	Expected return on asset
Amortisasi kewajiban transisi	2.607.155	3.102.097	Amortization of transitional liability
Beban jasa lalu	<u>(984.226)</u>	<u>-</u>	Past service cost
Jumlah	<u><u>11.160.085</u></u>	<u><u>8.365.024</u></u>	Total

c. Mutasi kewajiban dalam neraca konsolidasi adalah sebagai berikut:

c. An analysis of the movements of employee benefits obligation in the consolidated balance sheets is as follows:

	<u>2003</u> US\$	<u>2002</u> US\$	
Kewajiban pada awal tahun	3.068.813	2.221.826	Liability at the beginning of year
Kontribusi pada tahun berjalan	(8.928.928)	(7.432.482)	Contribution for the year
Pembayaran manfaat pesangon karyawan pada tahun berjalan	(772.258)	(85.555)	Benefits paid to employees
Beban manfaat karyawan yang diakui pada tahun berjalan	<u>11.160.085</u>	<u>8.365.024</u>	Employee benefits cost
Kewajiban pada akhir tahun	<u><u>4.527.712</u></u>	<u><u>3.068.813</u></u>	Liability at the end of year

Nilai sekarang kewajiban manfaat karyawan dihitung oleh aktuaris independen dengan menggunakan asumsi aktuarial sebagai berikut:

The present value of the employee benefits obligation was calculated by independent actuaries, using the following assumptions:

	<u>2003 dan/and 2002</u>	
Tingkat diskonto	12%	Discount rate
Tingkat pengembalian aset yang diharapkan:		Expected rate of return on asset:
- Portofolio IDR	9.60%	- IDR Portfolio
- Portofolio USD	7.40%	- USD Portfolio
Tingkat proyeksi kenaikan gaji	10%	Salary increment rate
Tingkat mortalitas	100% TMI2	Mortality rate
Tingkat morbiditas	5% mortality rate	Morbidity rate (disability)
Tingkat pengunduran diri:		Resignation rate:
- Anak perusahaan yang bergerak di bidang minyak dan gas bumi	0,5% per tahun/ 0.5% p.a.	- Oil and gas subsidiaries
- Lain-lain	1% per tahun sampai dengan umur 25 tahun kemudian menurun secara garis lurus menjadi 0,05% pada umur 44 tahun/ 1% p.a. up to age 25 then decreasing linearly into 0.05% at age 44	- Others
Proporsi pengambilan pensiun dini	0.15% dan/and 1%	Proportion of early retirement
Proporsi pengambilan pensiun normal	100%	Proportion of normal retirement
Tingkat PHK karena alasan lain	Nihil/Nil	Other termination rate

37. SIFAT DAN TRANSAKSI HUBUNGAN ISTIMEWA

Sifat hubungan istimewa

a. Perusahaan yang pemegang saham dan kontrol pengendalian manajemennya sama dengan pemegang saham utama Perusahaan sebagai berikut:

- P.T. Medco Inti Dinamika (INTI)
- P.T. Medco Central Asia (MCA)
- Bank Himpunan Saudara 1906

b. Perusahaan yang sebagian pengurus atau manajemennya sama dengan Perusahaan:

- P.T. Andrawina Praja Sarana (APS)
- P.T. Multifabrindo Gemilang

37. NATURE OF RELATIONSHIP AND TRANSACTIONS WITH RELATED PARTIES

Nature of Relationship

a. Related parties whose major shareholder and management control are the same as the Company:

- P.T. Medco Inti Dinamika (INTI)
- P.T. Medco Central Asia (MCA)
- Bank Himpunan Saudara 1906

b. Companies which have partly the same key members of management as the Company:

- P.T. Andrawina Praja Sarana (APS)
- P.T. Multifabrindo Gemilang

- c. PTT Public Company Ltd., PTT Exploration and Production (PTTEP) dan Credit Suisse First Boston (Hongkong) Ltd. (CSFB) adalah pemegang saham tidak langsung Perusahaan.
- d. P.T. Medco Duta (DUTA) adalah pemegang saham Perusahaan.
- e. INTI merupakan pemegang saham utama Bank Himpunan Saudara 1906.

Transaksi hubungan istimewa

Dalam kegiatan usahanya, Perusahaan dan anak perusahaan melakukan transaksi tertentu dengan pihak-pihak yang mempunyai hubungan istimewa, yang meliputi antara lain:

- a. Perusahaan dan anak perusahaan menempatkan deposito berjangka dan rekening giro di Bank Himpunan Saudara 1906.
- b. Jasa boga pada tahun 2003 dan 2002 berasal dari APS, dimana menurut pendapat manajemen, dilakukan dengan tingkat harga dan kondisi normal sebagaimana halnya bila dilakukan dengan pihak ketiga. Pada tanggal neraca, hutang atas pembelian tersebut dicatat sebagai bagian dari hutang usaha yang meliputi 0,4% dan 2,3% dari jumlah hutang usaha pada tanggal 31 Desember 2003 dan 2002.
- c. Apexindo, anak perusahaan, menyewa ruangan kantor milik INTI dengan harga sewa sebesar US\$ 323.613 pada tahun 2003 dan US\$ 237.509 pada tahun 2002.
- d. Musi Banyuasin Energi (MBE), salah satu anak perusahaan, menggunakan PT. Multifabrindo Gemilang sebagai penyedia jasa fabrikasinya.
- e. Perusahaan dan anak perusahaan juga mempunyai transaksi diluar usaha dengan pihak-pihak yang mempunyai hubungan istimewa seperti yang telah diungkapkan pada Catatan 12.
- f. Pada tanggal 1 Mei 2003, Perusahaan mengadakan perjanjian penempatan pegawai dengan PTTEP pemegang saham tidak langsung Perusahaan.

Selanjutnya pada tanggal 1 Juli 2002 dan 1 Juni 2003, Perusahaan menandatangani perjanjian jual beli minyak mentah dengan PTTEP (Catatan 29 dan 40).

- g. Perusahaan menunjuk CSFB sebagai Sole Lead Manager tahun 2002 dan sebagai Joint Lead Manager tahun 2003 dalam penerbitan obligasi oleh MEFL, anak perusahaan (Catatan 23).

Transaksi Benturan Kepentingan

- c. PTT Public Company Ltd., PTT Exploration and Production (PTTEP) and Credit Suisse First Boston (Hongkong), Ltd. (CSFB) are indirect shareholders of the Company.
- d. P.T. Medco Duta (DUTA) is a stockholder of the Company.
- e. INTI is the major stockholder of Bank Himpunan Saudara 1906.

Transactions with Related Parties

In the normal course of the business, the Company and its subsidiaries entered into certain transactions with related parties. These transactions included the following:

- a. The Company and its subsidiaries place time deposit and current account in Bank Himpunan Saudara 1906.
- b. Catering services in 2003 and 2002 were provided by APS and according to management, were made at normal terms and conditions as those done with third parties. At balance sheet date, the liabilities for these services were presented as trade accounts payable which constituted 0.4% and 2.3%, of the total trade liabilities as of December 31, 2003 and 2002, respectively.
- c. Apexindo, a subsidiary, rents its office space from INTI for an annual rental fee amounting to US\$ 323,613 in 2003 and US\$ 237,509 in 2002.
- d. Musi Banyuasin Energi (MBE), a wholly owned subsidiary, has appointed PT. Multifabrindo Gemilang as provider of fabrication services.
- e. The Company and its subsidiaries also entered into nontrade transactions with related parties as described in Note 12.
- f. On May 1, 2003, The Company entered into secondment agreement with PTTEP, the indirect shareholder of the Company.

Further, on July 1, 2002 and on June 1, 2003, the Company entered into crude oil sale agreement with PTTEP (Notes 29 and 40).

- g. The Company appointed CSFB as the Sole Lead Manager in 2002 and as the Joint Lead Manager in 2003 in the issuance of bond by MEFL, a subsidiary (Note 23).

Conflict of Interest

- a. Pada tanggal 15 Mei 2002, Perusahaan mengadakan perjanjian pinjaman dengan Apexindo, dengan jumlah pinjaman maksimum sebesar US\$ 5.116.355 dan Rp 49.492.193 ribu yang digunakan sebagai modal kerja untuk membiayai kegiatan operasional Apexindo. Jangka waktu pinjaman adalah 3 tahun, sejak tanggal perjanjian dan dikenakan beban bunga sebesar 1% di atas biaya pendanaan (cost of fund) Perusahaan untuk pinjaman dalam US\$ dan sebesar 2% di atas tingkat bunga deposito berjangka tiga bulan dalam negeri untuk pinjaman dalam Rupiah yang dihitung secara bulanan.

Perjanjian tersebut mengandung beberapa pembatasan, yaitu sebagai berikut:

- i. Apexindo diwajibkan menyampaikan laporan keuangan setiap kwartal (3 bulan) selambat-lambatnya 30 hari sejak berakhirnya setiap kwartal.
- ii. Apabila terjadi kegagalan (default), Apexindo harus melaporkannya kepada Perusahaan beserta langkah-langkah yang diambil untuk mengurangi efek dari default tersebut.
- iii. Apexindo tidak diperkenankan untuk menjaminkan hartanya kepada pihak lain, kecuali dilakukan untuk kepentingan Perusahaan, tanpa persetujuan tertulis sebelumnya dari Perusahaan.
- iv. Apexindo tidak diperkenankan untuk mengadakan suatu kontrak atau komitmen atau suatu kewajiban sehubungan dengan pinjaman baru tanpa persetujuan tertulis sebelumnya dari Perusahaan.

Sesuai dengan hasil Rapat Umum Pemegang Saham Luar Biasa Perusahaan pada tanggal 15 September 2003, pemberian pinjaman modal kerja oleh Perusahaan kepada Apexindo tidak mendapat persetujuan dari pemegang saham independen, sehingga pinjaman tersebut dilunasi oleh Apexindo pada tanggal 23 Desember 2003.

- a. On May 15, 2002, the Company entered into an agreement with Apexindo, a subsidiary, wherein the Company shall provide working capital loan to Apexindo with maximum amounts of US\$ 5,116,355 and Rp 49,492,193 thousand to finance Apexindo's drilling operations. The loan has a term of 3 years from the date of the agreement and bears interest at 1% above cost of fund of the Company for the US Dollar portion and 2% above 3 months time deposits for the Rupiah portion, which will be calculated on a monthly basis.

The loan agreement contained the following provisions, among others:

- i. Apexindo is required to submit its financial statements at the end of each quarter within 30 days following the end of each quarter.
- ii. In any event of default, Apexindo has to notify the Company of such an event and of the steps being taken to mitigate or nullify the effect of such event.
- iii. Apexindo cannot assign or pledge any existing asset, unless done so in favor of the Company, without prior written consent from the Company.
- iv. Apexindo cannot enter into any contract or commitment or incur any obligation with respect to any new loan without prior written consent from the Company.

Based on the Extraordinary Stockholders' Meeting of the Company held on September 15, 2003, the working capital loan given by the Company to Apexindo was not approved by the Company's independent shareholders, thus such loan was paid immediately by Apexindo on December 23, 2003.

- b. Pada tanggal 15 Mei 2002, Apexindo dan MEFO, anak perusahaan yang sahamnya dimiliki sepenuhnya oleh Perusahaan, mengadakan perjanjian jual-beli (SPA) atas klaim asuransi rig Maera untuk membiayai perbaikan dan upgrading rig tersebut. Rig Maera dimiliki oleh Apexindo dan telah diasuransikan dengan jumlah maksimum US\$ 21 juta ditambah penggantian untuk sisa kerusakan rig mencapai US\$ 3,9 juta. Maera yang masih dalam kontrak dengan TOTAL mengalami kerusakan akibat ledakan gas alam di Kalimantan Timur pada tanggal 1 Maret 2002. Apexindo sambil menunggu persetujuan dan pencairan dana dari klaim asuransi, memutuskan untuk memperbaiki rig tersebut untuk menghindari adanya penundaan lebih lanjut dalam pemenuhan komitmen kontraknya dengan TOTAL. Atas rig tersebut dilakukan juga upgrade agar sesuai dengan spesifikasi yang ditetapkan oleh TOTAL untuk mendukung program pengeborannya. Berdasarkan SPA tersebut, MEFO setuju untuk membayar sebesar US\$ 14 juta sesuai dengan harga beli klaim asuransi Apexindo. Selanjutnya Apexindo menjamin bahwa jumlah yang akan diterima dari klaim asuransi akan mencapai lebih kurang US\$ 14 juta dan jika ada kekurangan dari jumlah yang telah dibayar oleh MEFO dengan penerimaan klaim asuransi, Apexindo akan membayar kekurangan nilai tersebut kepada MEFO. Apexindo juga memiliki hak untuk membeli kembali klaim asuransi tersebut dalam jangka waktu 6 bulan terhitung sejak tanggal perjanjian dengan membayar US\$ 14,5 juta kepada MEFO. SPA tersebut ditunda sementara oleh kedua belah pihak dikarenakan pada saat itu penilai kerugian belum dapat menentukan jumlah yang pasti atas klaim asuransi dari perusahaan asuransi. Pada tanggal 16 September 2002, SPA tersebut diaktifkan kembali dan diubah berdasarkan perubahan perjanjian jual beli (Perubahan SPA). Berdasarkan perubahan SPA tersebut, jumlah yang akan dibayar oleh MEFO atas klaim asuransi tersebut adalah sebesar US\$ 18,5 juta, harga pembelian kembali diubah menjadi US\$ 19,6 juta dalam jangka waktu 6 bulan terhitung sejak tanggal perubahan SPA, dan menjamin bahwa penerimaan klaim asuransi tersebut akan mencapai lebih kurang sebesar US\$ 20 juta. Selanjutnya pada tanggal 4 April 2003, SPA tersebut diperpanjang sampai dengan 30 Juni 2003 dengan meningkatkan nilai pembelian kembali sebesar US\$ 20,2 juta serta menjamin penerimaan klaim asuransi akan mencapai US\$ 23.775.188.
- b. On May 15, 2002, MEFO, a wholly-owned subsidiary of the Company, and Apexindo have entered into a Sale and Purchase Agreement (SPA) covering the rig Maera insurance claim to finance the repair and upgrading of the said rig. Rig Maera, which is owned by Apexindo, has a maximum insurance coverage of US\$ 21 million plus reimbursement for wreckage removal costs up to US\$ 3.9 million. Maera, which is under a drilling contract with TOTAL, suffered damaged from a gas explosion accident in East Kalimantan on March 1, 2002. Apexindo, while waiting for the approval and release of money for the insurance claim, decided to proceed with the repair of the rig to avoid any further delays in meeting its commitment with TOTAL. The rig was also to be upgraded in accordance with the request of TOTAL for its intensified drilling programs. Based on the SPA, MEFO agreed to advance money totaling US\$ 14 million as a form of purchase price for Apexindo's insurance claim. Furthermore, Apexindo has warranted that the proceeds from the insurance claim will be approximately US\$ 14 million and should there be any deficiency between the amount advanced by MEFO and the insurance claim proceeds, Apexindo will pay such deficiency to MEFO. Apexindo also has the right to buyback the insurance claim within 6 months from the date of the agreement by paying MEFO US\$ 14.5 million. This SPA was temporarily suspended by both parties since, at that time, the loss adjuster has not yet determined the amount that can reasonably be claimed from the insurance company. The SPA was reinstated and amended on September 16, 2002 based on the Amendment to the Sale and Purchase Agreement (Amended SPA). Based on the Amended SPA, the amount to be advanced by MEFO was US\$ 18.5 million, the buyback price was changed to US\$ 19.6 million with the right exercisable within 6 months from the date of the Amended SPA, and the warranted insurance claim proceeds is approximately US\$ 20 million. The SPA was amended further on April 4, 2003 to increase the buyback price to US\$ 20.2 million, extend the buyback exercise period up to June 30, 2003 and increase the warranted insurance claim proceeds to US\$ 23,775,188.

- c. Apexindo dan MEFO mengadakan suatu kesepakatan untuk bersama-sama mendanai pembangunan rig Raissa dan Yani, sebagaimana dituangkan dalam surat MEFO kepada Apexindo tanggal 16 Mei 2002 dan 27 Agustus 2002 masing-masing untuk rig Raissa dan Yani dan rekonfirmasi pada tanggal 17 November 2002. Dalam surat tersebut Apexindo atau melalui anak perusahaannya, AAP, akan membayar kompensasi kepada MEFO sebesar US\$ 23.320.000 dan US\$ 21.200.000 masing-masing untuk rig Raissa dan Yani atau sejumlah tertentu yang ditentukan oleh kedua belah pihak sebagai kompensasi kepada MEFO atas partisipasinya dalam pembangunan rig tersebut.

Pada tanggal 28 Maret 2003, Apexindo dan MEFO melakukan konfirmasi atas Kesepakatan sehubungan Joint Financing for the Construction of Submersible Swamp Barge for Raissa dan Yani. Berdasarkan konfirmasi tersebut, kedua belah pihak sepakat atas bagian mereka sehubungan dengan partisipasi mereka dalam pembangunan rig-rig tersebut. Bagian Apexindo atas Raissa dan Yani adalah masing-masing sebesar US\$ 21 juta (42%) dan US\$ 9,5 juta (24%).

Berdasarkan hasil konsultasi manajemen dengan konsultan hukum independen, berdasarkan sistem hukum di Indonesia, pendanaan bersama tersebut dapat dianggap sebagai kepemilikan bersama, dimana Apexindo dan MEFO telah mencatat bagian mereka atas rig tersebut berdasarkan kontribusi masing-masing pihak dalam aktiva tersebut. Meskipun demikian, kepemilikan bersama tersebut tidak mempengaruhi status Apexindo sebagai obligor utama dalam kontrak konstruksi dengan Keppel Fels Limited (Catatan 14 dan 20).

Pada tanggal 29 Mei dan 25 April 2003, MEFO setuju untuk mengalihkan haknya atas kepemilikan rig Yani dan Raissa kepada AAP, dimana AAP atau Apexindo wajib untuk membayar kompensasi kepada MEFO dalam jangka waktu enam bulan, jatuh tempo pada tanggal 29 Nopember 2003 (untuk Yani) dan 25 Oktober 2003 (untuk Raissa). Pada tanggal 29 Oktober dan 25 September 2003 MEFO mengirim notifikasi untuk pembayaran tersebut di atas kepada Apexindo. Apexindo mengajukan usul untuk mengkonversi kompensasi tersebut menjadi fasilitas utang berjangka, yang telah disetujui oleh para pemegang saham independen Apexindo pada tanggal 26 Februari 2004 dan disetujui oleh para pemegang saham independen Perusahaan pada tanggal 21 April 2004 (Catatan 43). MEFO telah setuju untuk memperpanjang tanggal pembayaran untuk tiga bulan kedepan sejak 26 Januari 2004 sampai dengan 1 Maret 2004 sambil menunggu persetujuan dari pemegang saham independen Perusahaan.

- c. Apexindo and MEFO entered into agreements to jointly participate in the financing of the construction of rigs Raissa and Yani, as mentioned in the letters from MEFO to Apexindo on May 16, 2002 and August 27, 2002 for rigs Raissa and Yani, respectively, and reconfirmation on the Participation of Joint Financing dated November 17, 2002. In such letters, Apexindo or through its wholly owned subsidiary, AAP, will pay MEFO compensation in the amount of US\$ 23,320,000 and US\$ 21,200,000 for rigs Raissa and Yani, respectively, or any other amount to be mutually determined by Apexindo and MEFO as compensation for MEFO's share in the construction of such rigs.

On March 28, 2003, Apexindo and MEFO also signed the confirmation on the Understanding with Regard to the Joint Financing for the Construction of Submersible Swamp Barge for Raissa and Yani. Under the confirmation, both parties have confirmed their understanding of their respective shares or participation in the construction of the rigs. Apexindo's share for Raissa and Yani amounted to US\$ 21 million (42%) and US\$ 9.5 million (24%), respectively.

Based on management's consultation with an independent legal counsel, such joint financing is viewed as co-ownership under the Indonesian legal system, thus, Apexindo and MEFO have recorded as asset their respective share in the rigs based on their contributions. However, such co-ownership does not have an effect on Apexindo's status as the primary obligor under the construction contracts with Keppel Fels Limited (Notes 14 and 20).

On May 29 and April 25, 2003, MEFO agreed to release its rights upon rigs Yani and Raissa to AAP. AAP and MEFO entered into an agreement, whereby AAP or Apexindo is obliged to compensate MEFO within six months, which compensation payments were due on November 29, 2003 (for Yani) and October 25, 2003 (for Raissa). On October 29 and September 25, 2003, MEFO sent letters of notification to Apexindo to make the aforementioned payments. Apexindo proposed to convert such compensation into a term loan, which was approved by Apexindo's independent stockholders on February 26, 2004 and by the Company's independent shareholders on April 21, 2004 (Note 43). MEFO has agreed to extend the payment dates for another three months from January 26, 2004 (for Raissa) and March 1, 2004 (for Yanni) while waiting for the approval of the Company's independent shareholders.

Transaksi-transaksi diatas dianggap sebagai transaksi benturan kepentingan menurut peraturan Bapepam. Sebagaimana dijelaskan lebih lanjut pada Catatan 43 dan 44, kecuali konversi atas kompensasi pendanaan pembangunan rig menjadi hutang berjangka antara Apexindo dan MEFO, seluruh transaksi di atas telah disetujui oleh pemegang saham independen Perusahaan.

The abovementioned transactions have been construed as potential conflict of interest transaction in accordance with Bapepam's regulations. As further discussed in Notes 43 and 44, except for the conversion of the compensation for rig construction financing into a term loan payable by Apexindo to MEFO, all of the above transactions have been approved by the Company's independent shareholders

38. INFORMASI SEGMENT

Perusahaan telah menerapkan Pernyataan Standar Akuntansi Keuangan (PSAK) No. 5 (Revisi 2000) tentang Pelaporan Segmen, yang berlaku efektif mulai 1 Januari 2002.

Segmen Usaha

Perusahaan dan anak perusahaan bergerak dibidang usaha sebagai berikut:

- a. Eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi
- b. Jasa pengeboran
- c. Produksi methanol

Informasi segmen usaha dari Perusahaan dan anak perusahaan adalah sebagai berikut:

2003	Eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi / Exploration and production of oil and gas US\$	Jasa pengeboran / Drilling services US\$	Produksi methanol / Methanol production US\$	Lain-lain / Others US\$	Eliminasi / Elimination US\$	Konsolidasi / Consolidated US\$
PENDAPATAN/REVENUES						
Penjualan ekstern/External sales	319.099.408	89.159.753	55.113.629	-	-	463.372.790
Penjualan antar segmen/ Inter-segment sales	<u>237.355.782</u>	<u>19.131.115</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>(256.486.897)</u>	<u>-</u>
Jumlah Pendapatan/Total revenues	<u>556.455.190</u>	<u>108.290.868</u>	<u>55.113.629</u>	<u>-</u>	<u>(256.486.897)</u>	<u>463.372.790</u>
HASIL/RESULT						
Hasil segmen/Segment result	<u>126.154.565</u>	<u>25.541.374</u>	<u>16.901.593</u>	<u>(29.481.596)</u>	<u>5.544.099</u>	<u>144.660.035</u>

(Lanjutan)/(Forward)

38. SEGMENT INFORMATION

Effective January 1, 2002, the Company has adopted Statement of Financial Accounting Standards (PSAK) No. 5 (Revision 2000), "Segment Reporting".

Business Segment

The Company and its subsidiaries are presently engaged in the following business:

- a. Exploration and production of oil and gas
- b. Drilling services
- c. Methanol production

Segment information of the Company and its subsidiaries are as follows:

P.T. MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
DAN ANAK PERUSAHAAN
CATATAN ATAS LAPORAN KEUANGAN KONSOLIDASI
31 DESEMBER 2003 DAN 2002 SERTA UNTUK TAHUN-TAHUN
YANG BERAKHIR PADA TANGGAL TERSEBUT (Lanjutan)

P.T. MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
AND ITS SUBSIDIARIES
NOTES TO CONSOLIDATED FINANCIAL STATEMENTS
DECEMBER 31, 2003 AND 2002
AND FOR THE YEARS THEN ENDED (Continued)

2003	Eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi / Exploration and production of oil and gas US\$	Jasa pengeboran / Drilling services US\$	Produksi methanol / Methanol production US\$	Lain-lain / Others US\$	Eliminasi / Elimination US\$	Konsolidasi / Consolidated US\$
Laba usaha/ Income from operations						144.660.035
Keuntungan atas klaim asuransi/ Gain on insurance claim	-	(1.480.379)	-	-	-	(1.480.379)
Pendapatan bunga/Interest income	7.379.983	175.185	-	15.107.713	(16.656.919)	6.005.962
Keuntungan penjualan aktiva tetap Gain on sale of property and equipment	-	1.648.207	41.717	-	-	1.689.924
Laba (rugi) kurs mata uang asing- bersih/ Gain (loss) on foreign exchange - net	(308.675)	426.426	(68.999)	-	-	48.752
Beban bunga/Interest expense	(23.098.500)	(7.866.232)	-	(6.751.147)	16.656.919	(21.058.960)
Bagian rugi bersih perusahaan asosiasi/Equity in net loss of associated companies	-	(89.379)	-	48.541	-	(40.838)
Rugi pembelian kembali note/ Loss on repurchase of notes	-	-	-	(4.117.968)	-	(4.117.968)
Beban lain-lain bersih/Others - net	(3.586.856)	1.144.836	119.050	(48.541)	477	(2.371.034)
Laba sebelum pajak/Income before tax						123.335.494
Penghasilan (beban) pajak/Tax benefit (expense)	(80.127.441)	4.367.886	4.847.123	1.981.607	(150.865)	(69.081.690)
Hak minoritas atas rugi bersih anak perusahaan/ Minority interests in net income of subsidiaries						(816.696)
Laba bersih/Net income						53.437.108

2003	Eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi / Exploration and production of oil and gas US\$	Jasa pengeboran / Drilling services US\$	Produksi methanol / Methanol production US\$	Lain-lain / Others US\$	Eliminasi / Elimination US\$	Konsolidasi / Consolidated US\$
INFORMASI LAIN/OTHER INFORMATION						
AKTIVA/ASSETS						
Aktiva segmen/Segment assets	742.205.018	327.147.266	25.337.673	1.218.510.366	(1.336.931.993)	976.268.330
Investasi di perusahaan asosiasi/ Investments in associated companies	-	1.722.750	-	-	-	1.722.750
Total aktiva konsolidasi/ Consolidated total assets						977.991.080
KEWAJIBAN/LIABILITIES						
Kewajiban segmen/Segment liabilities	760.052.174	189.557.053	14.770.143	290.179.551	(762.761.391)	491.797.530
Pembelian barang modal/ Capital expenditures	77.461.987	61.520.295	40.107.816	130.054	-	179.220.152
Penyusutan dan amortisasi/ Depreciation and amortization	52.742.693	18.448.086	1.449.575	3.763.144	-	76.403.498
Beban non-kas selain penyusutan dan amortisasi/ Non-cash expenses other than depreciation and amortization	4.264.428	6.305.664	1.085.610	5.530.734	-	17.186.436

P.T. MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
DAN ANAK PERUSAHAAN
CATATAN ATAS LAPORAN KEUANGAN KONSOLIDASI
31 DESEMBER 2003 DAN 2002 SERTA UNTUK TAHUN-TAHUN
YANG BERAKHIR PADA TANGGAL TERSEBUT (Lanjutan)

P.T. MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
AND ITS SUBSIDIARIES
NOTES TO CONSOLIDATED FINANCIAL STATEMENTS
DECEMBER 31, 2003 AND 2002
AND FOR THE YEARS THEN ENDED (Continued)

2002	Eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi / Exploration and production of oil and gas	Jasa pengeboran / Drilling services	Produksi methanol / Methanol production	Lain-lain / Others	Eliminasi / Elimination	Konsolidasi / Consolidated
	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$
PENDAPATAN/REVENUE						
Penjualan ekstern/External sales	337.416.066	52.525.879	30.775.577	-	-	420.717.522
Penjualan antar segmen/ Inter-segment sales	239.504.989	20.518.341	-	-	(260.023.330)	-
Jumlah Pendapatan/Total revenue	<u>576.921.055</u>	<u>73.044.220</u>	<u>30.775.577</u>	<u>-</u>	<u>(260.023.330)</u>	<u>420.717.522</u>
HASIL/RESULT						
Hasil segmen/Segment result	<u>159.208.840</u>	<u>8.495.041</u>	<u>1.065.801</u>	<u>(13.294.866)</u>	<u>5.842.786</u>	<u>161.317.602</u>
Laba usaha/ Income from operation						161.317.602
Keuntungan atas klaim asuransi/ Gain on insurance claim	-	5.573.634	-	-	-	5.573.634
Pendapatan bunga/Interest income	193.345	296.689	41.020	1.041.124	-	1.572.178
Keuntungan penjualan aktiva tetap Gain on sale of property and equipment	-	304.633	(225.745)	-	-	78.888
Laba (rugi) kurs mata uang asing- bersih/ Gain (loss) on foreign exchange - net	4.424.143	(668.163)	-	(2.067.833)	-	1.688.147
Beban bunga/Interest expense	-	(3.645.664)	-	(9.287.348)	4.839.054	(8.093.958)
Bagian rugi bersih perusahaan asosiasi/Equity in net loss of associated companies	-	(1.061.548)	-	-	-	(1.061.548)
Rugi penjualan kembali note/ Loss on resale of notes	-	-	-	(141.167)	-	(141.167)
Beban lain-lain bersih/Others - net	1.255.502	(481.652)	255.342	8.971.527	(9.586.983)	<u>413.736</u>
Laba sebelum pajak/Income before tax						<u>161.347.512</u>
Beban pajak/Tax expense	(72.082.417)	(5.935.135)	(863.813)	(130.743)	-	(79.012.108)
Hak minoritas atas rugi bersih anak perusahaan/ Minority interests in net loss of subsidiaries	-	-	-	-	-	<u>220.395</u>
Laba bersih/Net income						<u>82.555.799</u>

2002	Eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi / Exploration and production of oil and gas	Jasa pengeboran / Drilling services	Produksi methanol / Methanol production	Lain-lain / Others	Eliminasi / Elimination	Konsolidasi / Consolidated
	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$
INFORMASI LAIN/OTHER INFORMATION						
AKTIVA/ASSETS						
Aktiva segmen/Segment assets	665.811.879	235.898.686	22.378.142	197.796.499	(371.849.115)	750.036.091
Investasi di perusahaan asosiasi/ Investments in associated companies	-	1.763.588	-	-	-	<u>1.763.588</u>
Total aktiva konsolidasi/ Consolidated total assets						<u>751.799.679</u>

(Lanjutan)/(Forward)

P.T. MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
 DAN ANAK PERUSAHAAN
 CATATAN ATAS LAPORAN KEUANGAN KONSOLIDASI
 31 DESEMBER 2003 DAN 2002 SERTA UNTUK TAHUN-TAHUN
 YANG BERAKHIR PADA TANGGAL TERSEBUT (Lanjutan)

P.T. MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
 AND ITS SUBSIDIARIES
 NOTES TO CONSOLIDATED FINANCIAL STATEMENTS
 DECEMBER 31, 2003 AND 2002
 AND FOR THE YEARS THEN ENDED (Continued)

2002	Eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi / Exploration and production of oil and gas US\$	Jasa pengeboran / Drilling services US\$	Produksi methanol / Methanol production US\$	Lain-lain / Others US\$	Eliminasi / Elimination US\$	Konsolidasi / Consolidated US\$
KEWAJIBAN/LIABILITIES						
Kewajiban segmen/Segment liabilities	181.264.772	114.929.176	23.981.582	160.811.476	(243.092.283)	<u>237.894.723</u>
Pembelian barang modal/ Capital expenditures	84.239.926	40.773.025	2.766.182	38.155.399	-	165.934.532
Penyusutan dan amortisasi/ Depreciation and amortization	39.579.570	14.474.028	2.790.160	-	-	56.843.758
Beban non-kas selain penyusutan dan amortisasi/ Non-cash expenses other than depreciation and amortization	-	1.776.931	102.047	60.685	-	1.939.663

Segmen Geografis

Berikut ini adalah jumlah pendapatan Perusahaan dan anak perusahaan berdasarkan pasar geografis:

Pasar geografis	2003 US\$	2002 US\$
Indonesia	235.065.998	166.856.457
Luar negeri	<u>228.306.792</u>	<u>253.861.065</u>
Jumlah	<u>463.372.790</u>	<u>420.717.522</u>

Geographical Segment

The following table shows the distribution of the Company and its subsidiaries' revenues by geographical market:

Pasar geografis	2003 US\$	2002 US\$	Geographical market
Indonesia	235.065.998	166.856.457	Indonesia
Luar negeri	<u>228.306.792</u>	<u>253.861.065</u>	Foreign
Jumlah	<u>463.372.790</u>	<u>420.717.522</u>	Total

Aktiva dan tambahan aktiva tetap dan aktiva tidak berwujud berdasarkan wilayah geografis

Aktivitas Perusahaan dan anak perusahaan, kecuali untuk kinerja aktual jasa pengeboran tertentu, dipusatkan di Indonesia. Oleh karena itu seluruh aktiva, kecuali beberapa aktiva yang digunakan langsung dalam jasa pengeboran, berada di Indonesia. Aktiva tetap yang digunakan langsung untuk jasa pengeboran merupakan aktiva yang dapat dipindahkan dan telah dipindahkan dari waktu ke waktu sesuai dengan lokasi dimana akan diadakan jasa pengeboran. Pada tahun 2003 dan 2002, Apexindo menggunakan rig Raniworo untuk melaksanakan pengeboran di daerah Timur Tengah. Nilai tercatat rig Raniworo pada tahun 2003 dan 2002 masing-masing US\$ 42.269.838 dan US\$ 47.995.913. Penambahan atas rig tersebut sebesar US\$ 468.518 dan US\$ 4.673.892 masing-masing pada tahun 2003 dan 2002.

Assets and additions to property and equipment, and intangible assets by geographical area

The Company and its subsidiaries activities, except for the actual performance of certain drilling services, are centralized in Indonesia. Thus, all of their assets, except for certain property and equipment that are directly used in providing drilling services, are located in Indonesia. The property and equipment that are directly used in providing drilling services are movable properties and are being relocated from time to time depending on the location where the drilling services are to be performed. In 2003 and 2002, Apexindo utilized rig Raniworo for its Middle East drilling operations. Rig Raniworo has a carrying amount of US\$ 42,269,838 and US\$ 47,995,913 in 2003 and 2002, respectively. Additions to the said rig amounted to US\$ 468,518 and US\$ 4,673,892 in 2003 and 2002, respectively.

39. PERJANJIAN BAGI HASIL DAN PERATURAN
MINYAK DAN GAS YANG BARU

Production Sharing Arrangements

Masing-masing anak perusahaan yang bergerak di bidang gas dan minyak bumi mempunyai perjanjian bagi hasil dengan BP Migas yang berbeda. Uraian umum perjanjian tersebut adalah sebagai berikut:

a. Kontrak Bagi Hasil (PSC)

PSC awal (PSC yang didirikan berdasarkan hukum yang lama) memperoleh hak untuk mencari dan mengembangkan cadangan hidrokarbon di area tertentu sebelum berproduksi secara komersial. Kontrak PSC berlaku untuk beberapa tahun tergantung pada syarat kontrak, tergantung penemuan minyak dan gas dalam jumlah komersial di periode tertentu, meskipun pada umumnya periode ini dapat diperpanjang melalui perjanjian antara kontraktor dan BP Migas. Kontraktor pada umumnya diwajibkan untuk menyerahkan kembali persentase tertentu dari area kontrak pada tanggal tertentu, kecuali jika area tersebut terkait dengan permukaan lapangan di mana telah ditemukan minyak dan gas.

BP Migas khususnya bertanggung jawab untuk mengelola semua operasi PSC, menanggung dan membebaskan kontraktor dari pajak, selain pajak badan Indonesia dan pajak atas bunga, dividen dan royalti dan yang lain yang tercantum dalam PSC, mendapatkan persetujuan dan ijin yang dibutuhkan untuk proyek dan menyetujui program kerja dan anggaran kontraktor. Tanggung jawab dari kontraktor dalam PSC umumnya menyediakan dana yang dibutuhkan, menyiapkan bantuan teknis dan pelaksanaan program kerja dan anggaran. Sebagai imbalannya, kontraktor diijinkan untuk mengambil dan mengeksport minyak mentah yang menjadi haknya dan hasil eksportnya dapat disimpan di luar negeri.

Dalam setiap PSC, kontraktor dan BP Migas membagi total produksi untuk setiap periode berdasarkan suatu rasio yang disetujui oleh keduanya dibawah persyaratan dari PSC tersebut. Kontraktor umumnya berhak untuk memperoleh kembali dana yang telah dikeluarkan untuk biaya pencarian dan pengembangan, juga biaya operasi, di tiap PSC berdasarkan pendapatan yang dihasilkan PSC setelah pengurangan first tranche petroleum (FTP). Berdasarkan ketentuan FTP, tiap pihak berhak untuk mengambil dan menerima minyak dan gas dengan persentase tertentu setiap tahun, tergantung pada persyaratan kontrak, dari total produksi di tiap formasi atau zona produksi sebelum pengurangan untuk biaya operasi, kredit investasi dan biaya produksi. FTP setiap tahun umumnya dibagi antara Pemerintah dan kontraktor sesuai dengan standar pembagian.

Nilai yang tersedia untuk pengembalian biaya

39. PRODUCTION SHARING ARRANGEMENTS AND
NEW OIL AND GAS LAW

Production Sharing Arrangements

The oil and gas subsidiaries have different production sharing arrangements with BP Migas. A general description of those arrangements is as follows:

a. Production Sharing Contract (PSC)

An original PSC (i.e. an existing PSC created under the old law) is awarded to explore for and to establish commercial hydrocarbon reserve in a specified area prior to commercial production. The PSC is awarded for a number of years depending on the contract terms, subject to discovery of commercial quantities of oil and gas within a certain period, although this exploration period can generally be extended by agreement between the contractor and BP Migas. The contractor is generally required to relinquish specified percentages of the contract area by specified dates unless such designated areas correspond to the surface area of any field in which oil and gas has been discovered.

BP Migas is typically responsible for managing all PSC operations, assuming and discharging the contractor from all taxes, other than Indonesian corporate taxes and the tax on interest, dividend and royalty and others set forth in the PSC, obtaining approvals and permits needed by the project and approving the contractor's work program and budget. The responsibilities of a contractor under a PSC generally include advancing necessary funds, furnishing technical aid and preparing and executing the work program and budget. In return, the contractor may freely lift, dispose of and export its share of crude oil and retain abroad its proceeds obtained from its share.

In each PSC, the contractor and BP Migas share the total production in any given period in a ratio agreed between the two under the terms of that PSC. The contractor generally has the right to recover all finding and development costs, as well as operating costs, in each PSC against available revenues generated by the PSC after deduction of First Tranche Petroleum (FTP). Under FTP terms, the parties are entitled to take and receive oil and gas of a certain percentage each year, depending on contract terms, of the total production from each production zone or formation in each such year, before any deduction for recovery of operating costs, investment credits and handling of production. FTP for each year is generally shared between the Government and the contractor in accordance with the standard sharing splits.

The balance is available for cost recovery for

kontraktor dihitung berdasarkan referensi atas harga minyak mentah yang berlaku di Indonesia. Setelah kontraktor memperoleh kembali semua biaya yang dikeluarkan, Pemerintah berhak memperoleh hasil produksi minyak bumi dan gas alam yang tersisa berdasarkan rasio tertentu dan kontraktor mendapatkan laba yang menjadi bagiannya.

Kontraktor diwajibkan untuk membayar pajak badan atas bagian labanya berdasarkan tarif pajak yang berlaku di Indonesia pada saat PSC tersebut dilaksanakan.

Total bagian kontraktor berdasarkan FTP, produksi yang dapat dialokasikan ke pengembalian biaya dan bagian laba setelah pajak mewakili haknya atas minyak bumi untuk periode tertentu.

Setelah lima tahun pertama berproduksi, semua PSC di Indonesia wajib memenuhi Domestic Market Obligation (DMO) dimana kontraktor harus menyediakan, dengan harga 25% lebih rendah, kepada pasar domestik dari (i) bagian kontraktor sebelum pajak dari total produksi minyak bumi dan (ii) bagian kontraktor atas pendapatan minyak. Harga yang lebih rendah ini bervariasi untuk setiap PSC, dihitung dari titik ekspor.

b. Technical Assistance Contract (TAC)

Perjanjian TAC akan diberikan pada wilayah yang telah atau belum beroperasi untuk jangka waktu tertentu, tergantung pada perjanjian kontraknya. Produksi minyak dan gas bumi pertama, dibagi menjadi bagian yang dapat dibagikan (shareable) dan bagian yang tidak dapat dibagikan (non shareable). Bagian yang tidak dapat dibagikan (non shareable) merupakan produksi yang diperkirakan dapat dicapai dari suatu wilayah (berdasarkan data historis produksi dari suatu wilayah) pada saat perjanjian TAC ditandatangani dan menjadi hak milik BP Migas. Dalam TAC, produksi dari bagian yang tidak dapat dibagikan (non shareable) akan menurun setiap tahunnya. Bagian yang dapat dibagikan berkaitan dengan penambahan produksi yang berasal dari investasi pihak operator terhadap wilayah yang bersangkutan dan akan dipisahkan dengan cara yang sama seperti PSC.

c. Joint Operating Body (JOB)

Dalam JOB, kegiatan operasional dilakukan oleh badan operasi bersama yang dikepalai oleh BP Migas dan dibantu oleh kontraktor sebagai pihak kedua dalam JOB. Dalam JOB, 50% dari produksi merupakan milik BP Migas dan sisanya adalah bagian yang dapat dibagikan dan dipisahkan dengan cara yang sama seperti perjanjian PSC.

Peraturan Baru Tentang Minyak dan Gas Bumi

Peraturan minyak dan gas bumi yang baru mulai berlaku di bulan November 2001. Perjanjian ini

the contractor calculated by reference to the prevailing Indonesian crude price. After the contractor has recovered all allowable costs, the Government is entitled to a specified profit share of the remaining natural gas and crude oil production and the contractor keeps the rest as its profit share.

The contractor is obligated to pay Indonesian corporate taxes on its specified profit share at the Indonesian corporate tax rate in effect at the time the PSC is executed.

The total of the contractor's share of FTP, production attributable to cost recovery and post-tax profit share represents its net crude entitlement for a given period.

After the first five years of a field's production, all PSCs in Indonesia are subject to a domestic market obligation (DMO) under which the contractor is required to supply, at a reduced price, the domestic market with the lesser of 25% of (i) the contractor's before-tax share of total crude oil production and (ii) the contractor's share of profit oil. This reduced price varies from PSC to PSC, in each case calculated at the point of export.

b. Technical Assistance Contracts (TAC)

A TAC is awarded when a field has prior or existing production and is awarded for a certain number of years depending on the contract terms. The oil or gas production is first divided into non-shareable and shareable portions. The non-shareable portion represents the production which is expected from the field (based on historic production of the field) at the time the TAC is signed and retained by BP Migas. Under the TAC, production from non-shareable portion declines annually. The shareable portion corresponds to the additional production resulting from the operator's investment in the field and is split in the same way as for a PSC.

c. Joint Operating Body (JOB)

In a JOB, operations are conducted by a joint operating body headed by BP Migas and assisted by the contractor through their respective secondees to the JOB. In a JOB, 50% of the production is retained by BP Migas, and the balance is the shareable portion which is split in same way as for a PSC.

New Oil and Gas Law

The New Oil and Gas Law came into force in November 2001. The New Oil and Gas Law

menggantikan pergantian yang lama No. 8 tahun 1971 (berkaitan dengan PERTAMINA) dan No. 44 tahun 1960 (berkaitan dengan peraturan penambangan minyak dan gas), yang telah berfungsi sebagai pedoman bagi industri minyak nasional selama 30 tahun terakhir. Peraturan baru ini menciptakan kerangka kerja sementara bagi restrukturisasi fundamental bisnis minyak dan gas, yang pada prinsipnya akan menciptakan monopoli oleh PERTAMINA untuk operasi hulu minyak dan gas, dan pembebasan pasar minyak dan gas domestik.

Sebagai konsekuensi dari pemberlakuan peraturan diatas, semua hak dan kewajiban PERTAMINA yang timbul dari kontrak PSC (Perjanjian bagi hasil), termasuk kontrak-kontrak pendukung, diserahkan kepada BPMIGAS. BPMIGAS menggantikan PERTAMINA sebagai pihak pemerintah yang mengatur pembagian hasil produksi. Dalam peraturan minyak dan gas yang baru, pendirian BPMIGAS, semua hak dan kewajiban PERTAMINA dari perjanjian PSC, akan ditransfer kepada BPMIGAS. Peraturan (instrument) lainnya akan diberlakukan (diharapkan akan mulai diberlakukan pada pertengahan tahun 2003), secara formal akan merubah PSC.

Peraturan minyak dan gas yang baru ini merupakan pelindung hukum bagi prinsip umum yang diharapkan dapat dikembangkan dalam peraturan pemerintah yang lainnya, Keputusan Presiden dan keputusan menteri, yang beberapa diantaranya telah disahkan. Dalam peraturan yang baru, kegiatan hulu dilakukan berdasarkan PSC atau dalam bentuk kontrak perusahaan lainnya. Prinsip utama untuk mengatur kontrak masa depan ini sebenarnya identik dengan yang dipakai untuk mengatur peraturan PSC yang sekarang. Dalam perjanjian yang baru ini, prinsip utamanya adalah sumber daya yang berasal dari dalam bumi tetap menjadi hak pemerintah (dan untuk minyak dan gas yang menjadi bagian kontraktor melewati titik dilakukannya transfer, biasanya saat dilakukan ekspor), manajemen pengendalian operasional dilakukan oleh BPMIGAS, dan semua pendanaan dan resiko akan ditanggung oleh investor (pemerintah, melalui BPMIGAS tidak boleh ikut campur tangan). Negosiasi atas pengaturan pembagian hasil produksi dengan kontraktor potensial akan ditangani oleh Menteri Pertambangan dan Energi, dan pihak DPR/MPR Indonesia harus diberitahukan mengenai pengaturan pembagian hasil produksi ini. Hanya satu wilayah yang beroperasi, yang dapat diberikan kepada satu badan hukum (dikenal dengan nama Ring-Fencing). Perusahaan tidak menduga bahwa peraturan minyak dan gas yang baru ini akan berdampak terhadap perjanjian pembagian produksi yang sudah ada.

replaces the old Law No. 8 of 1971 (regarding Pertamina) and Law No. 44 of 1960 (regarding the oil and gas mining law) which had functioned as references in the national oil business for the past 30 years. The New Oil and Gas Law creates an overall statutory framework for a fundamental restructuring of the oil and gas regime, principally resulting in an ending to Pertamina's monopoly in upstream oil and gas and the liberalization of the domestic oil and gas markets.

As a consequence of the above, all of Pertamina's rights and obligations arising from existing production sharing contracts, including their ancillary contracts, are to be transferred to BPMigas. BPMigas has replaced Pertamina as the Government party to all production sharing arrangements. Under the terms of the New Oil and Gas Law, on the establishment of BPMigas, all rights and obligations of Pertamina under production sharing contracts were transferred to BPMigas. A further instrument will be executed (currently expected to take place by mid-2003) to formally amend the parties to such production sharing contracts.

The New Oil and Gas Law is an umbrella legislation setting forth general principles that are expected to be further developed in a series of Government regulations, presidential decrees and ministerial decrees, few of which have been promulgated. Under the New Oil and Gas Law, upstream activities are performed through production sharing contracts or other forms of cooperation contract. The main principles governing these future contracts appear to be similar to the ones governing the current production sharing arrangements. Under the New Oil and Gas Law, the key principles are that title over the resources in the ground remains with the Government (and title to the oil and gas lifted for the contractor's share passes at the point of transfer, usually the point of export), operational management control is with BPMigas, and all funding and risks are to be assumed by investors (the Government through BPMigas is not allowed to bear or assume these). Negotiation of production sharing arrangement terms with potential contractors will be handled primarily by the Ministry of Energy and Natural Resources, and the Indonesian Parliament must be notified of the production sharing arrangements. Only one working area can be given to any one legal entity (also known as Ring-Fencing). The Company does not expect that the New Oil and Gas Law will have any impact on existing production sharing arrangements.

Peraturan atas minyak dan gas yang baru ini, mungkin akan memberikan beberapa dampak pada sektor hulu dengan sebagai berikut:

- Dalam struktur PSC yang sudah ada, kontraktor hanya diwajibkan untuk menyediakan 25% dari minyak yang diproduksi secara domestik dengan harga yang disubsidi. Hal ini tidak lagi berlaku, karena peraturan yang baru menetapkan kewajiban untuk menyediakan maksimum 25% dari minyak dan gas yang diproduksi untuk pasar domestik. Pernyataan ini akan diperinci dan diperluas melalui pengimplikasian peraturan pemerintah yang akan terpengaruh dengan kondisi pasar domestik, pengimplementasian peraturan penetapan dan mekanisme harga, dan juga peraturan yang bersifat insentif lainnya.
- Dalam struktur PSC yang sudah ada, kontraktor diwajibkan untuk membayarkan hanya pajak penghasilan perusahaan, dan pajak atas deviden. Kontrak kerjasama ini akan memungkinkan kontraktor untuk memilih kebijaksanaan pajak yang konsisten dengan peraturan pajak yang diaplikasikan pada saat kontrak ditandatangani atau peraturan perpajakan yang berlaku umum.
- Dalam peraturan minyak dan gas yang baru, perusahaan berhak memilih tarif pajak pemerintah untuk seluruh perjanjian pembagian produksi baru pada saat perjanjian diberlakukan.

40. IKATAN

a. Perjanjian Bagi Hasil

Anak perusahaan telah menandatangani PSC, PSC-JOB dan TAC dengan BP Migas untuk eksplorasi dan produksi minyak mentah di daerah tertentu. Berikut adalah beberapa hal penting dalam:

Produksi minyak dan gas dibagi berdasarkan formula tertentu yang telah disepakati oleh anak perusahaan dan BP Migas.

The New Oil and Gas Law may have the following implications in the upstream sector:

- Under the existing PSC structure, contractors are only required to supply 25% of oil produced domestically at a subsidized price. This may no longer be the case, as the New Oil and Gas Law imposes the obligation to supply up to maximum of 25% of oil and/or gas production to the domestic market. This requirement will be further elaborated in an implementing Government regulation which will essentially contain the domestic market conditions, implementing mechanism and pricing rules, as well as incentive policies.
- Under the existing PSC structure, contractors are required to pay only corporation and dividend taxes. Cooperation contracts will allow contractors to opt for a tax regime consistent with the applicable tax law at the time that the contract is signed or the general corporate tax law.
- Under the New Oil and Gas Law, the Company will be entitled to elect to lock-in prevailing Government tax rates for the entire term of a new production sharing arrangement at the time the arrangement commences.

40. COMMITMENTS

a. Production Sharing Arrangements

The subsidiaries have entered into PSC, PSC-JOB and TAC with BP Migas in the exploration and productions of crude oil and gas in certain areas. Following are the significant provisions of the contracts:

Oil and gas produced are shared based on certain formula agreed by subsidiaries and BP Migas.

Anak perusahaan diwajibkan untuk membayar bonus produksi kepada BP Migas sebesar US\$ 1.000.000 sampai US\$ 5.000.000 apabila produksi minyak mencapai \pm 50.000 barrel/hari untuk 120 hari berturut-turut dan tambahan bonus sebesar US\$ 1.000.000 sampai US\$ 10.000.000 apabila terdapat peningkatan produksi menjadi rata-rata 75.000 barrel sampai 100.000 barrel per hari untuk 120 hari berturut-turut.

Sampai dengan jangka waktu tertentu, anak perusahaan harus menyerahkan sebagian area kepada BP Migas. Kewajiban tersebut tidak berlaku untuk wilayah dimana minyak telah ditemukan.

Pada saat kontrak berakhir atau pelepasan sebagian area, penutupan ladang, anak perusahaan diharuskan untuk memindahkan semua peralatan dan instalasi dari area kontrak dan melakukan aktivitas restorasi yang diperlukan sesuai dengan peraturan pemerintah yang berlaku. Biaya estimasi untuk penutupan dan restorasi area akan ditanggung oleh BP Migas.

b. Transfer dan Akuisisi

- i. Pada tanggal 24 Desember 2003, Medco Moeco Langsa Limited (MMLL), anak perusahaan yang didirikan bersama-sama dengan Mitsui Oil Exploration Co. Ltd., mengadakan perjanjian jual beli dengan Modec Production (Langsa) Pte. Ltd. (Modec SPC) dan Modec Inc. untuk membeli 70% kepemilikan Modec SPC di Langsa TAC dan JOA, sesuai dengan kondisi yang ditentukan di dalam SPA, senilai US\$ 10 dan pertimbangan lainnya. Karena beberapa kondisi yang ditentukan di dalam SPA belum dipenuhi, penyerahan kepemilikan yang dibeli tersebut belum dilakukan pada tanggal 31 Desember 2003.

The subsidiaries are obliged to pay between US\$ 1,000,000 to US\$ 5,000,000 representing a production bonus to BP Migas if the oil production averages 50,000 barrels per day for a period of 120 consecutive days and an additional bonus of US\$ 1,000,000 to US\$ 10,000,000 if production increases to an average of 75,000 barrels to 100,000 barrels per day for a period of 120 consecutive days.

Up to a certain period, subsidiaries are required to surrender parts of the contract areas to BP Migas. The obligation to surrender parts of the contract areas do not apply to the surface area of any field in which Petroleum has been discovered.

Upon the expiration or termination of the contracts, relinquishment of part of the Contract Area, or abandonment of any fields, the subsidiaries are required to remove all equipment and installation from the Contract Area, and perform all necessary site restoration activities in accordance with the applicable government regulations. The cost of abandonment and site restoration work is recoverable from BP Migas.

b. Transfer and Acquisition

- i. On December 24, 2003, Medco Moeco Langsa Limited (MMLL), a jointly controlled entity established with Mitsui Oil Exploration Co. Ltd., entered in a Sale and Purchase Agreement (SPA) with Modec Production (Langsa) Pte. Ltd. (MODEC SPC) and Modec Inc. for the purchase of Modec SPC's 70% interest in the Langsa TAC and JOA, subject to conditions precedent as specified in the SPA, for US\$ 10 and other considerations. As of December 31, 2003, some of the conditions precedent as specified in the SPA has not yet been fulfilled, thus, the transfer of the interest purchased has not yet been completed.

- ii. Pada tanggal 5 November 2003, PT Medco Sampang (MS) mengadakan perjanjian dengan Santos (Sampang) Pty Ltd untuk berpartisipasi dengan dasar 50:50 dalam pengeboran sole-risk di Sumur Jeruk. Santos berhak untuk mengeksplorasi block Sampang dan Santos menawarkan untuk mengebor Sumur Jeruk dengan dasar sole risk karena Coastal Indonesia Sampang Ltd dan Cue Sampang Pty Ltd, yang menjadi pemegang saham Sampang PSC, memilih untuk tidak berpartisipasi dalam pengeboran sole risk. Jika Sumur Jeruk adalah sumur kering, MS berhak menerima investasinya melalui biaya recovery Santos dimana Santos berhak menerima biaya recovery dari sumur-sumur lain yang berproduksi. Jika Sumur Jeruk berhasil secara komersial, MS dan Santos harus:
- (a) membagi hasil produksi dengan dasar 50:50, atau
- (b) jika Coastal dan Cue memutuskan untuk ikut berpartisipasi dalam pengeboran sole risk, Coastal dan Cue wajib membayar premi seperti yang ditetapkan dalam Joint Operating Agreement for Sampang PSC, dimana MS berhak menerima 50% dari premi tersebut.
- iii. Pada tanggal 1 Oktober 2003, Perusahaan mengadakan Perjanjian jual beli bersyarat dengan PT Trihasra Sarana Jaya Purnama, untuk membeli 5% (lima persen) kepemilikan PT Energi Sengkang sebesar US\$ 3.760.000 berdasarkan pemenuhan kondisi yang tercantum dalam perjanjian dimana kondisi tersebut belum terpenuhi pada tanggal 31 Desember 2003.

PT Energi Sengkang adalah perusahaan patungan yang mengoperasikan pembangkit tenaga listrik yang berlokasi di Sengkang, Sulawesi Selatan.

- ii. On November 5, 2003, PT Medco Sampang (MS) entered into an agreement with Santos (Sampang) Pty Ltd to participate on a 50:50 basis in a sole-risk drilling at Jeruk Well. Santos has the right to explore Sampang Block and Santos proposed to drill Jeruk Well on a sole-risk basis because Coastal Indonesia Sampang Ltd and Cue Sampang Pty Ltd, being the other interest holders to the Sampang PSC elected not to participate in the sole-risk drilling. If the sole-risk Jeruk well is a dry-hole, MS is entitled to its investment through Santos' cost recovery from the other producing wells where Santos is so entitled to receive the cost recovery. If the sole-risk Jeruk Well is successful commercially, MS and Santos shall either:
- (a) share the upside on a 50:50 basis of the production proceeds, or
- (b) in case Coastal and Cue decide to back-in and participate in the sole-risk drilling, Coastal and Cue shall be obliged to pay a premium as stipulated in the Joint Operating Agreement for Sampang PSC, and MS shall be entitled to receive 50% of such premium.
- iii. On October 1, 2003, the Company has entered into Conditional Share Sale and Purchase Agreement with PT Trihasra Sarana Jaya Purnama to purchase its 5% (five percent) share in PT Energi Sengkang for US\$ 3,760,000, subject to the fulfillment of conditions precedent stipulated in the agreement, which have not yet been fulfilled at December 31, 2003.

PT Energi Sengkang is a joint-venture company operating the power plant located in Sengkang, South Sulawesi.

- iv. Pada tanggal 2 September 2003, Exspan Airsenda Inc. dan Exspan Airlimau Inc. (anak perusahaan) mengadakan perjanjian dengan Perusahaan Daerah Pertambangan dan Energi Sumatera Selatan (PDPDE), untuk menyerahkan 5% Participating Interest atas Blok Rimau yang berlaku efektif sejak 1 Juli 2003. Berdasarkan perjanjian tersebut, 5% Participating Interest yang diberikan kepada PDPDE tanpa kewajiban untuk membayar sebagian asset yang tidak didepresiasi dan cash call bulanan untuk pengeluaran operasional dan modal sebagai ganti peran aktif PDPDE dalam memastikan kinerja yang baik dari Petroleum Operations di propinsi tersebut. PDPDE berhak atas 5% laba sebelum pajak sesuai dengan Prosedur Akuntansi PSC dan wajib membayar pajak sesuai dengan PSC. Disepakati pula bahwa penyerahan interest tersebut tidak akan mempengaruhi hak Operator yang ada (PT Exspan Nusantara).
- v. Pada tanggal 14 Oktober 2003, Perusahaan, melalui anak perusahaan yang baru didirikan, PT. Exspan Merangin menandatangani Production Sharing Contract dengan BP Migas untuk Block Merangin I yang terletak di propinsi Jambi, Indonesia. PSC ini berlaku selama 30 tahun dengan periode eksplorasi selama 4 tahun. Blok Merangin I memiliki 3.247,12 meter persegi. Perusahaan mempunyai kewajiban untuk membayar ijin sebesar US\$ 300.000 yang akan digunakan untuk mendukung aktivitas industri perminyakan dan gas di Indonesia.
- iv. On September 2, 2003, Exspan Airsenda Inc. and Exspan Airlimau Inc. (the subsidiaries) entered into an agreement with Perusahaan Daerah Pertambangan dan Energi Sumatera Selatan (PDPDE), whereby the subsidiaries transferred a total of 5% Participating Interest in the Rimau Block effective on July 1, 2003. Based on the agreement, the 5% Participating Interest is granted to PDPDE without any obligation to pay a share of undepreciated assets and monthly cash calls for capital and operating expenditures in exchange for PDPDE's active role in assuring the smooth performance of Petroleum Operations in the province. PDPDE shall be entitled to five percent of net income before tax calculated in accordance with the Accounting Procedure of the PSC and is obligated to pay taxes in accordance with the PSC. It is also agreed that such transfer of interest will not impact the rights of the existing Operator (PT Exspan Nusantara).
- v. On October 14, 2003, the Company through PT Exspan Merangin, a newly incorporated subsidiary, has signed a Production Sharing Contract with BP Migas for Block Merangin I located in Jambi province, Indonesia. The PSC is valid for 30 years with exploration period of 4 years. Block Merangin I has a covered area of 3,247.12 sqm. The Company has the obligation to pay a total of US\$ 300,000 as grant to support the activities in the Indonesian oil and gas industry upon the request of BP Migas.

vi. Pada tanggal 5 November 2002, MIV, anak perusahaan, melakukan perjanjian Farm-Out (Perjanjian), atas nama P.T. Exspan Yapen, dengan Continental Energy Yapen Ltd. (Continental). Berdasarkan perjanjian tersebut, P.T. Exspan Yapen akan mengakuisisi 90% hak kepemilikan di Yapen PSC. Sebagai pertimbangan atas pemilikan yang diperoleh, P.T. Exspan Yapen memiliki komitmen berikut ini:

- Melaksanakan pengeboran paling tidak satu sumur eksplorasi di Blok Yapen yang akan dilaksanakan pada atau sebelum 30 Juni 2004.
- Melaksanakan semua pekerjaan dan memenuhi semua komitmen pengeluaran keuangan PSC Yapen yang merupakan kewajiban MIV sebagaimana dijelaskan dalam perjanjian tersebut.

Sampai dengan saat ini, PT Exspan Yapen belum memulai kegiatan eksplorasinya.

vii. Pada tanggal 2 Oktober 2002, MIV, anak perusahaan, melakukan perjanjian Farm-In (Perjanjian), atas nama P.T. Exspan Rombebai, dengan Ramu Rombebai LLC (Ramu) sesuai dengan perjanjian tanggal 2 Oktober 2002 antara kedua pihak. Berdasarkan perjanjian, P.T. Exspan Rombebai mengakuisisi hak kepemilikan di Blok PSC Rombebai bersama PERTAMINA dari Ramu. Sebagai pertimbangan atas hak yang diakuisisi, P.T. Exspan Rombebai harus berkomitmen sebagai berikut:

- Mengebor satu sumur dengan total kedalaman 6.000 kaki dengan biaya tidak melebihi US\$ 5.000.000. Jika PT. Exspan Rombebai menyetujui, anak perusahaan tersebut akan mengakuisisi 20% hak kepemilikan dan akan mengebor sumur lain dengan kedalaman yang sama dengan sumur pertama dan dalam jangka waktu yang ditentukan pada Program Kerja dan Anggaran yang disetujui oleh BPMigas.

vi. On November 5, 2002, MIV, a subsidiary, entered into a Farm Out Agreement (Agreement) on behalf of P.T. Exspan Yapen with Continental Energy Yapen Ltd. (Continental). Based on the Agreement, P.T. Exspan Yapen acquired 90% participating interest in the Yapen PSC. As part of the consideration for the interest acquired, P.T. Exspan Yapen has committed to:

- Drill at least one exploration well within the Yapen Block which shall be spudded on or before June 30, 2004.
- Perform all the work and meet all Yapen PSC financial expenditure commitments subject to MIV's Carry Obligation, as defined in the Agreement.

PT. Exspan Yapen has not yet started its exploration activities.

vii. On October 2, 2002, MIV, a subsidiary, entered into a Farm-In Agreement (Agreement) on behalf of P.T. Exspan Rombebai with Ramu Rombebai LLC (Ramu) in accordance with the terms of the Memorandum of Agreement dated October 2, 2002 between the said parties. Based on the Agreement, P.T. Exspan Rombebai acquired 60% participating interest in the Rombebai Block PSC from Ramu. As part of the consideration for the interest acquired, P.T. Exspan Rombebai has committed to:

- Drill one well with a total depth of 6,000 feet with costs not to exceed US\$ 5,000,000. If PT. Exspan Rombebai agrees, the said subsidiary will also acquire another 20% participating interest in consideration of drilling another well similar in depth and within the time frame set forth in the Work Program And Budget agreed to by BPMigas.

- Menanggung seluruh biaya eksplorasi, sebagai konsekuensi atas hak kepemilikan termasuk hak kepemilikan Ramu sampai Rencana Pengembangan (POD) ditelaah dan disetujui terlebih dahulu oleh BPMigas dan Pemerintah Indonesia. Jika Ramu meminta, P.T. Exspan Rombebai setuju untuk melanjutkan hak kepemilikan Ramu setelah POD dan P.T. Exspan Rombebai berhak untuk mendapat penggantian biaya ditambah 50% bagian Ramu dari hasil penjualan atau pendapatan.

Karena tidak tercapainya komitmen dimaksud, maka pada tanggal 23 Desember 2003, PT Exspan Rombebai telah mentransfer kembali kepemilikan working interest atas blok Rombebai tersebut ke Ramu.

c. Kontrak Pengeboran

- Pada tanggal 14 Mei 2003 Apexindo memenangkan kontrak dengan Statoil yang beroperasi mulai Desember 2003 dalam waktu dua tahun (779 hari) dengan tarif US\$ 50.280 per hari.
- Pada tanggal 9 Oktober 2002 dan 8 Agustus 2002, Apexindo mengadakan kontrak jangka panjang dengan TotalFinaElf Indonesia atas jasa pemboran lepas pantai. Berdasarkan kontrak tersebut, rig Raissa dan Yani akan digunakan dalam operasional pengeboran untuk menyediakan jasa pengeboran untuk jangka waktu masing-masing lima tahun dan tiga tahun. Total kompensasi yang akan diterima Apexindo dalam kontrak tersebut sebesar US\$ 93,83 juta dan US\$ 47,72 juta masing-masing untuk rig Raissa dan rig Yani.

Pada tahun 2003, Apexindo memperbaharui kontrak jasa pengeboran dengan TotalFinaElf E&P Indonesia (TOTAL) dengan menggunakan rig Rasis, melalui kontrak baru No. 401-288/KF/285 untuk periode 36 bulan dimulai sejak 1 April 2003 dengan nilai kontrak sebesar US\$ 40.243.110.

- Assume all exploration costs, thereby carrying Ramu's participating interests, until the Plan of Development (POD) is reviewed and approved by BPMigas and the Government of Indonesia, respectively. If requested by Ramu, P.T. Exspan Rombebai agrees to carry Ramu's participating interests after the POD, and P.T. Exspan Rombebai shall have the right to recover the carry costs plus maximum 50% uplift to be taken from Ramu's portion of the revenues or proceeds.

Due to the lapse of the period for the performance of such commitments, on December 23, 2003, PT Exspan Rombebai has reassigned the working interest ownership of Rombebai PSC to Ramu.

c. Drilling Contract

- On May 14, 2003 Apexindo successfully won the drilling contract with Statoil which commenced on December 2003 for a period of two years (779 days), at a daily rate of US\$ 50,280.
- On October 9, 2002 and August 8, 2002, Apexindo signed long-term contracts with TotalFinaElf Indonesia for offshore drilling services. Under the contracts, rig Raissa and Yani will be utilized in the drilling operations to provide drilling services, for a period of five years and three years, respectively. The total compensation to be received by Apexindo under the said contracts amounts to US\$ 93.83 million and US\$ 47.72 million for rig Raissa and rig Yani, respectively.

In 2003, Apexindo renewed its drilling services contract with TotalFinaElf E&P Indonesia (TOTAL) using rig Rasis through a new contract with No. 401-288/KF/285 for a period of 36 months starting on April 1, 2003 and total contract value of US\$ 40,243,110.

d. Fasilitas Bank

- i. Perusahaan bersama-sama dengan Apexindo, anak perusahaan, EN, EK dan MMB, perusahaan yang mempunyai hubungan istimewa, memperoleh Bonds and Guarantees Facility, Advance Payment Facility, Import Facility, dan Overdraft Facility maksimum sebesar US\$ 5.000.000, dan Foreign Exchange Facility dari Standard Chartered Bank. Fasilitas ini dijamin dengan Corporate Guarantee dari Perusahaan.

Pada tanggal 16 Agustus 2002, Standard Chartered Bank telah menyetujui untuk meningkatkan jumlah maksimum General Banking Facility, Bond Guarantees Facility, Advance Payment dan Import Facilities yang diperoleh sebesar US\$ 8.000.000.

Pada tanggal 31 Desember 2003 dan 2002, bond guarantee yang telah digunakan oleh Apexindo adalah masing-masing sebesar US\$ 7.624.840 dan US\$ 4.132.465.

- ii. Pada tanggal 22 Oktober 2003, Apexindo mengadakan perjanjian *Spot Line Facility* dengan BCA, dengan persetujuan untuk memberikan fasilitas mata uang asing kepada Apexindo sebesar US\$ 1,5 juta.

Pada tanggal neraca, Apexindo belum menggunakan fasilitas tersebut.

- iii. Pada tanggal 20 Agustus 2003, Apexindo mengadakan Perjanjian Fasilitas Bank Garansi dengan PT. Bank Mandiri (Persero) Tbk dengan fasilitas bank garansi revolving sebesar US\$ 10 juta. Jangka waktu fasilitas ini ditetapkan sejak tanggal 20 Agustus 2003 sampai 19 Agustus 2004. Fasilitas ini dijamin dengan peralatan pengeboran darat milik Apexindo (No. 6, 10 dan 15) senilai Rp 100,898,862,981. Tingkat bunga yang ditetapkan adalah sebesar 0,1% per bulan dari nominal bank garansi yang diterbitkan.

d. Bank Facilities

- i. The Company together with Apexindo, a subsidiary, EK, EN and MMB, related parties, obtained Bond and Guarantees Facility, Advance Payment Facility, Import Facility and Overdraft Facility with maximum amount of US\$ 5,000,000 and Foreign Exchange Facility from Standard Chartered Bank. These facilities are secured by a corporate guarantee from the Company.

On August 16, 2002, Standard Chartered Bank agreed to increase the above mentioned General Banking Facility, Bond and Guarantees Facility, Advance Payment Facility, and Import Facility to a maximum amount of US\$ 8,000,000.

At December 31, 2003 and 2002, outstanding bond guarantee amounted to US\$ 7,624,840 and US\$ 4,132,465, respectively.

- ii. On October 22, 2003, Apexindo entered into a Spot Line Facility Agreement with BCA, whereby the latter agreed to provide foreign currency facility to Apexindo with a maximum amount of US\$ 1.5 million.

At December 31, 2003, the facility has not yet been used by Apexindo.

- iii. On August 20, 2003, Apexindo entered into Bank Guarantee Facility Agreement with PT. Bank Mandiri (Persero) Tbk, whereby the latter agreed to provide Apexindo US\$ 10 million revolving bank guarantee facility. The facility is for the period August 20, 2003 up to August 19, 2004 and collateralized by Apexindo's onshore rigs (Nos. 6, 10 and 15), which total value is Rp 100,898,862,981. The facility bears interest of 0.1% of outstanding bank guarantee per month.

Pada tanggal 31 Desember 2003, bank garansi yang telah digunakan adalah sebesar US\$ 5.512.815.

At December 31, 2003, outstanding bank guarantee amounted to US\$ 5,512,815.

e. Perjanjian Pasokan Gas

e. Gas Supply Agreement

- i. Pada tanggal 30 Desember 2003, PT Exspan Nusantara mengadakan perjanjian jual dan suplai gas dengan PT PLN (Persero), dimana EN setuju untuk menjual dan mensuplai gas dari wilayah kerja EN yang berada diarea Sumatera Selatan ke PLTG Borang, Sumatera Selatan, dengan kuantitas 40.638 BBTU.

- i. On December 30, 2003, PT Exspan Nusantara entered into a Sale and Supply Gas agreement with PT PLN (Persero), whereby EN agrees to sell and supply gas from working area of EN located in South Sumatera to PLTG in Borang, South Sumatera with total quantity of 40,638 BBTU.

Pengiriman gas akan dilakukan selama 9 tahun, dimulai dari hari pertama pengiriman sampai dengan 31 Mei 2013. Prosedur pengiriman sesuai dengan persetujuan diantara kedua belah pihak, dan disahkan oleh Direktorat Teknik Minyak dan Gas Bumi, Direktorat Jenderal Minyak dan Gas Bumi dan Departemen ESDM.

The delivery of gas will be conducted for nine years to start on the agreed-upon first day of delivery until May 31, 2013. The procedures for delivery are subject to approval of both parties and to be approved by Direktorat Technic Oil and Gas, Direktorat General Oil and Gas and ESDM Department.

Harga gas disepakati berkisar antara US\$ 2,42/MMBTU sampai US\$ 2,25/MMBTU untuk 365 hari dimulai dari tanggal pengiriman. Setelah 365 hari harga gas akan dikalkulasikan berdasarkan formula yang ada dalam perjanjian.

Gas price is agreed to be US\$ 2.42/MMBTU to US\$ 2.25/MMBTU for 365 days from commencement date of delivery. After the 365 days, the gas price will be calculated based on the formula provided in the agreement.

- ii. Pada tanggal 14 Juli 2003, PT Exspan Nusantara mengadakan perjanjian jual dan suplai gas dengan PT PLN (Persero), dimana EN setuju untuk menjual dan mensuplai gas dari lapangan Kaji Semoga ke PLTG Kaji dengan total kualitas 25.280 BBTU.

- ii. On July 14, 2003, PT Exspan Nusantara entered into a Sale and Supply Gas agreement with PT PLN (Persero), whereby EN agreed to sell and supply gas from Kaji Semoga field to PLTG Kaji of 25,280 BBTU.

Pengiriman gas akan berlangsung selama 9 tahun terhitung dari tanggal yang disepakati oleh para pihak pada saat gas mulai diserahkan. Prosedur pengiriman akan sesuai dengan persetujuan kedua belah pihak dan persetujuan dari Direktorat Teknik Minyak dan Gas Bumi, Direktorat Jenderal Minyak dan Gas Bumi dan Departemen Energi dan Sumber Daya Mineral.

The delivery of gas will be conducted for nine years from the date that will be agreed by both parties as the starting date of delivery. Procedures of delivery subject to approval of both parties and the authorization of Direktorat Teknik Minyak dan Gas Bumi, Direktorat Jendral Minyak dan Gas Bumi, and Departemen Energi dan Sumber Daya Mineral.

Harga gas yang disetujui sebesar US\$ 1,15/MMBTU untuk 365 hari dimulai dari hari pertama pengiriman. Setelah 365 hari harga gas akan dikalkulasikan berdasarkan formula yang ada dalam perjanjian.

Gas price is agreed to be US\$ 1.15/MMBTU for 365 days from commencement date of delivery. After the 365 days, the gas price will be calculated based on the formula in the agreement.

f. Transaksi Minyak Mentah

- i. Pada tanggal 1 Juli 2002, Perusahaan telah menandatangani perjanjian jual beli minyak mentah (crude oil) dengan PTT Public Company Ltd. Perjanjian ini berlaku selama 9 (bulan) dan berakhir tanggal 31 Maret 2003. Perjanjian ini diperpanjang selama dua bulan hingga tanggal 31 Mei 2003. Pada tanggal 1 Juni 2003, Perusahaan telah menandatangani perjanjian yang sama dimana kuantitas penjualan diubah menjadi antara 2.700 MMB sampai 3.600 MMB. Perjanjian ini berlaku untuk periode 12 (dua belas) bulan sampai dengan 31 Mei 2004 dan dapat diperpanjang berdasarkan kesepakatan kedua belah pihak (Catatan 29 dan 37).

41. KEWAJIBAN KONTIJENSI

- a. Pada tahun 2003, Perusahaan menggunakan jasa penasihat/konsultan hukum, pajak dan akuntansi untuk membantu Perusahaan dalam menyelesaikan hal-hal yang berkaitan dengan pajak penghasilan badan Amerika Serikat. Manajemen mengakui bahwa untuk sepenuhnya menaati ketentuan-ketentuan pajak penghasilan badan Amerika Serikat merupakan suatu hal yang ternyata lebih kompleks dari yang diduga sebelumnya dan hal tersebut akan memakan waktu yang lebih lama untuk diselesaikan. Adanya ketidak konsistensian standar akuntansi di Indonesia dan Amerika Serikat, perbedaan antara mekanisme akuntansi kontrak bagi hasil (PSC) dan metode akuntansi perpajakan, aturan *foreign tax credit* serta aturan "*alternatif minimum tax*" Amerika Serikat merupakan hal-hal utama penyebab keterlambatan dalam penyelesaian masalah pajak penghasilan badan Amerika Serikat tersebut.

Perusahaan dan anak perusahaan telah memprioritaskan agar kewajiban pembayaran yang berkaitan dengan pajak penghasilan badan Amerika Serikat ditaati pada tahun 2004. Proses tersebut telah dilakukan dengan diajukannya permohonan perpanjangan untuk surat pemberitahuan pajak penghasilan badan Amerika Serikat tahun 2003 dan pembayaran penuh pada bulan Maret 2004 atas estimasi kewajiban pajak tahun 2003. Perseroan berkeyakinan bahwa selambat-lambatnya pada tanggal 15 September 2004, Perusahaan sudah akan mengajukan surat pemberitahuan pajak tahun 2003, dan surat pemberitahuan pajak yang terhutang dari tahun 1995 sampai dengan tahun 2002, serta membayar pajak dan bunga terkait.

Berdasarkan pendapat penasihat Perusahaan,

f. Crude Oil Transaction

- i. On July 1, 2002, the Company entered into a crude oil sale and purchase agreement with PTT Public Company Ltd., an indirect shareholder of the Company. The agreement is valid for 9 (nine) months until March 31, 2003. The agreement was extended for another two months until May 31, 2003. On June 1, 2003, the Company has entered into a new agreement in which the quantity of crude oil was changed from 2,700 MMB to 3,600 MMB. The agreement shall continue for a period of twelve (12) months until May 31, 2004 and can be extended by mutual agreement of the parties (Notes 29 and 37).

41. CONTINGENT LIABILITIES

- a. During 2003, the Company engaged prominent professional legal, tax and accounting advisors to assist in resolving its US corporate income tax matters. The Company recently recognized that being fully compliant with its US corporate income tax requirements is proving to be more complicated than it had expected, and it will require more time to resolve these matters. Inconsistencies between Indonesian and US accounting principles, differences between Production Sharing Contract accounting mechanisms and tax accounting methods, foreign tax credit rules, and US "alternative minimum tax" rules are the primary reasons for the delay in resolving the US corporate income tax matters.

The Company and its subsidiaries have made it a top priority to become compliant with its US corporate income tax obligations in 2004. This process has included the filing on March 15, 2004 of a request for extension for filing the 2003 US corporate income tax return, and full payment in March 2004 of the estimated 2003 tax obligations. The Company is confident that by no later than September 15, 2004 it will have filed the 2003 corporate income tax return, and all corporate income tax returns from 1995-2002, and paid the related tax and interest.

Based on advice from its Advisors,

P.T. MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
DAN ANAK PERUSAHAAN
CATATAN ATAS LAPORAN KEUANGAN KONSOLIDASI
31 DESEMBER 2003 DAN 2002 SERTA UNTUK TAHUN-TAHUN
YANG BERAKHIR PADA TANGGAL TERSEBUT (Lanjutan)

P.T. MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
AND ITS SUBSIDIARIES
NOTES TO CONSOLIDATED FINANCIAL STATEMENTS
DECEMBER 31, 2003 AND 2002
AND FOR THE YEARS THEN ENDED (Continued)

manajemen berpendapat bahwa berdasarkan estimasi terbaik dan besar kemungkinan arus keluar sumber daya diperlukan untuk menyelesaikan hutang pajak tahun 1995-2003 adalah sebesar US\$ 15,3 juta. Seperti disarankan oleh penasehat Perusahaan, manajemen berpendapat bahwa terdapat kemungkinan besar untuk mendapatkan penghapusan atas denda hutang pajak Amerika Serikat tersebut. Karena itu Perusahaan telah mencadangkan sebesar US\$ 15,3 juta dalam laporan keuangan konsolidasi. Jumlah pajak, bunga dan penalty yang tepat tidak dapat ditentukan sampai surat pemberitahuan pajak badan diselesaikan, diajukan dan berdiskusi dengan departemen pendapatan pemerintah (government revenue agencies).

management believes that the best estimate and most likely outcome required to settle its US corporate income tax obligations for fiscal years 1995-2003 is approximately US\$ 15.3 million. As further advised by its advisors, management believes that there is a strong case to obtain a waiver from penalty provisions related to its US corporate income tax obligations and will be seeking such relief. Accordingly, the Company has provided for US\$ 15.3 million in its financial statements. Hitherto, the exact amount of tax, interest and penalties cannot be determined until the corporate income tax returns are completed and filed and discussions are held with the respective government revenue agencies.

- b. Exspan Cumi-Cumi Inc. dan Medco Lematang Ltd., anak perusahaan, menerima Surat Ketetapan Pajak (SKP) sebesar Rp 4.785.020.637 atau setara dengan US\$ 535.237 dan Rp 15.051.413.009 atau setara dengan US\$ 1.683.608 pada tanggal 31 Desember 2002, sehubungan dengan pembayaran Pajak Pertambahan Nilai (PPN) untuk tahun-tahun sebelum akuisisi working interest dari masing-masing PSC. Masing-masing PSC atas working interest yang bersangkutan menganggap bahwa kewajiban yang timbul sebelum akuisisi oleh anak perusahaan atas working interest menjadi tanggung dari kontraktor terdahulu. Anak perusahaan telah mengajukan kepada pihak pajak penelahaan kembali atas Surat Ketetapan Pajak tersebut.
- c. Pada tanggal 25 Januari 2000, Perusahaan menandatangani Subscription Agreement, Shareholder Agreement dan Indemnity Agreement dengan Cityview Asia Pty Ltd (Cityview), di mana Perusahaan mengakuisisi 75% kepemilikan saham di Simenggaris dan Madura. Blok Simenggaris berlokasi di Kalimantan Timur dan blok Madura berlokasi di Pulau Madura. Kedua blok tersebut beroperasi sesuai kontrak kerja bagi hasil (PSC-JOB) dengan PERTAMINA/BP Migas.

Sehubungan dengan akuisisi tersebut di atas, Perusahaan diharuskan untuk mengganti biaya-biaya yang dikeluarkan Cityview di masa lalu hanya jika biaya yang telah dikeluarkan Cityview tersebut merupakan biaya yang dapat dipulihkan sesuai persyaratan dalam kontrak kerja bagi hasil (PSC-JOB) dan pada kenyataannya dapat dipulihkan.

- b. Exspan Cumi-Cumi Inc. and Medco Lematang Ltd., subsidiaries, received tax assessment letters amounting to Rp 4,785,020,637 or equivalent to US\$ 535,237 and Rp 15,051,413,009 or equivalent to US\$ 1,683,608 in 2002 regarding the payment of Value Added Tax (VAT) for years prior to acquisition of the working interest under the respective PSC. The respective SPAs of such working interests provide that liabilities incurred prior to acquisition of those working interests by the subsidiaries remain the responsibility of the former contractor. The subsidiaries have already requested for a review of the tax assessment letters from the Tax Authority.
- c. On January 25, 2000, the Company entered into a Subscription Agreement, Shareholder Agreement and Indemnity Agreement with Cityview Asia Pty Ltd (Cityview), whereby the Company has agreed to acquire a 75% share interest in Simenggaris and Madura. Simenggaris block is located in East Kalimantan and Madura block is located in Madura Island. Both are operating under PSC-JOB with PERTAMINA/BP Migas.

In relation to the abovementioned acquisitions, the Company is required to reimburse Cityview's past expenditures only if such expenditures represent expenditures recoverable under the terms of the PSC-JOB and if such past expenditures are in fact so recovered.

Pada tanggal 15 Nopember 2001, Perusahaan mendatangi perjanjian dengan Falcon Oil Pte. Ltd. untuk menjual hak kepemilikan sebesar 15% di Medco Simenggaris Pty. Ltd. dan 24% di Medco Madura Pty. Ltd. yang menyebabkan penurunan kepemilikan Perusahaan terhadap anak-anak perusahaan tersebut menjadi 60% dan 51%. Pada tanggal 19 Pebruari 2002, perjanjian ini menjadi efektif.

- d. Apexindo bersama dengan Perusahaan dan dua perusahaan afiliasi EK dan ET, pihak hubungan istimewa, memperoleh pinjaman sindikasi dengan fasilitas pinjaman revolving maksimum sebesar US\$ 15.000.000 dari beberapa bank dan lembaga keuangan bukan bank diluar negeri, dimana The Dai-ichi Kangyo Bank, Limited, cabang Singapura (DKB) bertindak sebagai Facility Agent dan Escrow Agent, dan PT. Bank Dai-ichi Kangyo Indonesia sebagai Security Agent, dan Perusahaan sebagai Representative Borrower.

Pada tanggal 30 September 1999, pinjaman tersebut memperoleh penjadwalan kembali dengan jumlah maksimum sebesar US\$ 11.175.000 dengan ketentuan sebagaimana telah ditetapkan dalam perjanjian kredit (Restated Term Loan Facility Agreement). Pinjaman ini dijamin dengan peralatan pengeboran (rig) No. 3, 6, 7 dan 10 berikut piutang yang berasal dari pengoperasian rig tersebut (Catatan 7 dan 13).

Pada tanggal 8 Agustus 2002, pinjaman ini telah dilunasi seluruhnya oleh Perusahaan.

- e. Operasional Perusahaan tunduk pada hukum dan peraturan yang berlaku di Indonesia yang mengatur pembuangan limbah ke lingkungan atau yang berkaitan dengan perlindungan lingkungan. Hukum dan peraturan tersebut mensyaratkan harus ada ijin sebelum dimulainya pengeboran, yang dapat membatasi jenis, jumlah dan tingkat konsentrasi berbagai jenis bahan yang bisa dilepas ke lingkungan sehubungan dengan aktivitas produksi dan pengeboran, membatasi atau melarang aktivitas pengeboran di atas tanah yang merupakan wilayah tertentu, di dalam hutan belantara, rawa-rawa, dan daerah/area dilindungi lainnya, mensyaratkan tindakan atau langkah perbaikan untuk mencegah polusi yang dihasilkan dari operasi Perusahaan. Pemerintah telah menerapkan peraturan lingkungan hidup kepada perusahaan minyak dan gas bumi yang beroperasi di Indonesia dan perairan Indonesia. Operator dilarang untuk mencemari lingkungan akibat tumpahan minyak dan harus memastikan bahwa daerah di sekitar sumur minyak onshore akan dipulihkan ke kondisi semula setelah operator tidak beroperasi lagi di daerah tersebut.

Manajemen berkeyakinan bahwa Perusahaan

On November 15, 2001, the Company entered into an agreement with Falcon Oil Pte. Ltd. to sell its 15% ownership interest in Medco Simenggaris Pty. Ltd. and hand its 24% ownership interest in Medco Madura Pty. Ltd. reducing the Company's ownership in these subsidiaries to 60% and 51%, respectively. The agreement became effective on February 19, 2002.

- d. Apexindo, together with the Company, EK and ET, related parties, obtained a syndicated loan under a revolving credit facility with a maximum amount of US\$ 15,000,000 from a syndicate of overseas banks and non-bank financial institutions of which The Dai-ichi Kangyo Bank Limited, Singapore Branch (DKB) acted as Facility Agent and Escrow Agent, and P.T. Bank Dai-ichi Kangyo Indonesia as Security Agent, and the Company as Representative Borrower.

On September 30, 1999, a loan rescheduling for the US\$ 11,175,000 and with terms and conditions as stated in Restated Term Loan Facility Agreement was obtained by Apexindo. The loan was secured by drilling rigs Nos. 3, 6, 7 and 10 along with the receivables from the rig operations (Notes 7 and 13).

On August 8, 2002, the syndicated loan has been fully paid by the Company.

- e. The Company's operations are subject to Indonesian laws and regulations governing the discharge of materials into the environment or otherwise relating to environment protection. These laws and regulations may require the acquisition of a permit before drilling commences, which may restrict the types, quantities and concentration of various substances that can be released into the environment in connection with drilling and production activities, limit or prohibit drilling activities on certain lands lying within wilderness, wetlands and other protected areas, require remedial measures to prevent pollution resulting from the Company's operations. The Government has imposed environmental regulations on oil and gas companies operating in Indonesia and in Indonesian waters. Operators are prohibited from allowing oil into the environment and must ensure that the area surrounding any onshore well is restored to its original state insofar as this is possible after the operator has ceased to operate on the site.

Management believes that the Company and

dan anak perusahaan telah mentaati peraturan dan undang-undang lingkungan yang berlaku saat ini.

its subsidiaries are in compliance with current applicable environmental laws and regulations.

- f. Tidak tertutup kemungkinan bagi Perusahaan dan anak perusahaan untuk menghadapi tuntutan hukum dari waktu ke waktu. Namun saat ini, Perusahaan dan anak perusahaan tidak sedang menghadapi kondisi tersebut.

- f. From time to time, the Company and its subsidiaries may be a party to various legal proceedings. The Company and its subsidiaries are not currently a party to any material pending legal proceedings.

42. RISIKO (BAHAYA) USAHA DAN RISIKO TIDAK DIASURANSIKAN

42. OPERATING HAZARDS AND UNINSURED RISKS

Kegiatan operasi Perusahaan dan anak perusahaan tidak terlepas dari risiko keadaan bahaya dan risiko bawaan didalam pengeboran dan produksi serta transportasi minyak dan gas bumi, seperti kebakaran, bencana alam, ledakan, perbedaan tekanan yang tidak normal, ledakan gas, cratering, pipa retak yang tumpahannya dapat menyebabkan hilangnya hidrokarbon, polusi lingkungan, klaim kecelakaan karyawan dan kerusakan lainnya terhadap properti Perusahaan dan anak perusahaan. Selain itu, operasi tertentu dari Perusahaan dan anak perusahaan berada di daerah yang mengalami gangguan cuaca tropis, beberapa diantaranya dapat menyebabkan kerusakan yang cukup parah atas fasilitas dan kemungkinan mengganggu produksi. Untuk menghindari bahaya operasi tersebut, Perusahaan dan anak perusahaan telah melakukan penutupan asuransi atas sebagian, namun tidak seluruhnya, terhadap potensi kerugian. Pertanggungjawaban atas kegiatan produksi dan eksplorasi minyak dan gas bumi diataranya adalah kerugian sumur, ledakan gas (blow outs) dan biaya pengendalian pencemaran, kerusakan fisik aset, kewajiban pemberi kerja, pertanggungjawaban umum komprehensif, kendaraan dan kompensasi karyawan.

The Company and its subsidiaries' operations are subject to hazards and risks inherent in drilling for and production and transportation of natural gas and oil, such as fires, natural disasters, explosions, encountering formations with abnormal pressures, blowouts, cratering, pipeline ruptures and spills, and of which can result in the loss of hydrocarbons, environmental pollution, person injury claims and other damage to properties of the Company and its subsidiaries. Additionally, certain of the Company and its subsidiaries natural gas and oil operations are located in areas that are subject to tropical weather disturbances, some of which can be severe enough to cause substantial damage to facilities and possibly interrupt production. As protection against operating hazards, the Company and its subsidiaries maintain insurance coverage against some, but not all, potential losses. The Company and its subsidiaries' coverage for their oil and gas exploration and production activities include, but is not limited to, loss of wells, blowouts and certain costs of pollution control, physical damage on certain assets, employer's liability, comprehensive general liability, automobile and worker's compensation.

Perusahaan dan anak perusahaan mengasuransikan rig pengeboran, peralatan dan mesin sebesar nilai perolehan kembalinya, serta mengasuransikan pertanggungjawaban pihak ketiga (third party liability) dan kompensasi karyawan. Namun gangguan terhadap bisnis Perusahaan dan anak perusahaan atau kehilangan pendapatan sehubungan dengan kerusakan atau kehilangan rig pengeboran tidak diasuransikan, kecuali rig pengeboran lepas pantai diasuransi atas benefisiari kreditur.

The Company and its subsidiaries' maintain coverage for their drilling rigs, equipment and machinery for their replacement value and insure them against third party liability and workers' compensation. They do not, however, insure these assets against business interruption or loss of revenues following damage to or loss of a drilling rig, except in respect of an offshore rig where it is a term of the refinancing for such rig that such coverage be in place for the benefit of the lender.

43. PERISTIWA PENTING SETELAH TANGGAL
NERACA

a. Rapat Umum Pemegang Saham

i. Pada tanggal 23 Januari 2004, Perusahaan telah mengadakan Rapat Umum Pemegang Saham Luar Biasa, yang telah mengambil keputusan sebagai berikut:

- Menyetujui berdasarkan suara terbanyak rencana transaksi pengambilalihan saham atau akuisisi saham Novus Petroleum Limited (Novus) perusahaan yang didirikan berdasarkan Australia Law dan yang tercatat pada Australia Stock Exchange melalui anak perusahaan, Medco Energi (Australia) Pty. Ltd. sampai 100% saham dan opsi, sesuai dengan Executive Share Option Scheme, yang kondisi, harga dan skema akuisisi yang dianggap baik dan wajar bagi Direksi Perusahaan. Memberi wewenang kepada direksi Perusahaan untuk melakukan segala tindakan yang diperlukan sehubungan dengan akuisisi tersebut tidak terkecuali wewenang untuk negosiasi, menandatangani dokumen penawaran, perjanjian dan semua hal yang berhubungan dengan transaksi diatas.
- Menyetujui secara musyawarah untuk mufakat pembatalan Employee Stock Option Program Perusahaan dan memberi kuasa penuh kepada direksi Perusahaan untuk melakukan segala tindakan yang diperlukan sehubungan dengan pembatalan Employee Stock Option Program tersebut.

43. SUBSEQUENT EVENTS

a. The Company Shareholders' Meeting

i. On January 23, 2004, the Company has convened an Extraordinary General Meeting of Shareholders, which have adopted the following resolutions:

- To approve, based on the majority vote, the Company's plan through its subsidiary, Medco Energi (Australia) Pty Ltd ("MEA"), to acquire or take-over part of the shares issued by Novus Petroleum Limited ("Novus"), a company established under Australian Law and listed in Australian Stock Exchange, up to maximum of its 100% options and shares, pursuant to the Executive Share Option Scheme with the conditions, price and other acquisition scheme considered to be fair and acceptable by the Company's Board of Directors, to the best of the Company's interest; and grant authorization to the Board of Directors to take all necessary actions relating to this acquisition plan through MEA, and without exception, to negotiate, deliver and sign proposal document, request, agreement and all of its addition and amendments relating to this transaction.
- To approve the cancellation of the Company's Employee Stock Option Program and grant full authorization to the Board of Directors in taking all necessary actions relating to the cancellation of the said program.

- Menyetujui secara musyawarah untuk mufakat pengunduran diri Tuan Chitrapongse Kwangsukstith dari jabatannya sebagai komisaris Perusahaan, efektif 30 hari sejak diterimanya surat pengunduran dirinya oleh Perusahaan, yaitu tanggal 3 Oktober 2003 dan pengangkatan Suwit Pitchart untuk mengisi jabatan komisaris yang lowong. Pengangkatan tersebut berlaku dalam jangka waktu yang sama dengan anggota komisaris lainnya.
 - Rapat Umum Pemegang Saham diatas, gagal untuk memenuhi quorum dari pemegang saham independen untuk menyetujui agenda tentang konversi pembayaran kewajiban Apexindo dan/atau AAP sehubungan dengan pelepasan hak MEFO atas Raissa dan Yani ke dalam bentuk fasilitas hutang.
- ii. Pada tanggal 20 Pebruari 2004, Perusahaan mengadakan Rapat Umum Pemegang Saham Luar Biasa yang kedua untuk memperoleh persetujuan atas transaksi antara MEFO dan Apexindo tetapi gagal untuk mencapai quorum dari pemegang saham independen.
- Sehubungan dengan peraturan Bapepam No. IX.E.1, Perusahaan berkewajiban untuk memperoleh quorum tertentu sesuai dengan ketentuan Bapepam sehingga Perusahaan dapat melaksanakan Rapat Umum Pemegang Saham Luar Biasa yang ketiga.
- iii. Tanggal 19 Maret 2004, Bapepam dengan suratnya No. S 576/PM/ 2004 telah mengeluarkan surat kepada Perusahaan yang menyatakan bahwa Rapat Umum Pemegang Saham Luar Biasa ketiga boleh dilakukan dengan kehadiran 12% pemegang saham independen dan agenda yang diusulkan harus disetujui lebih dari 50% dari pemegang saham independen yang hadir. Rapat Umum Pemegang Saham ketiga akan dilaksanakan tanggal 21 April 2004.
- To approve the resignation of Mr. Chitrapongse Kwangsukstith as commissioner, effective thirty (30) days upon receipt of resignation letter by the company on October 3, 2003 and the appointment of Mr. Suwit Pitchart to replace the outgoing commissioner. The appointment is for the same period as other members of the board of commissioners.
 - The above Extraordinary General Meeting of Shareholders, however failed to meet the required quorum of the independent shareholders to approve the agenda on the conversion of the payment obligation by Apexindo and/or AAP with regard to the release of MEFO's rights over Raissa and Yani into a term loan facility.
- ii. On February 20, 2004, the Company convened the second Extraordinary General Meeting of Shareholders to approve the MEFO – Apexindo transaction, but also failed to meet the required quorum of the independent shareholders.
- In accordance with Bapepam rule No. IX.E.1 the Company is obliged to obtain the specified quorum determined by Bapepam in order to enable the Company to convene the third Extraordinary General Meeting of Shareholders.
- iii. On March 19, 2004, Bapepam with its letter No. S 576/PM/ 2004 has issued a letter to the Company specifying that the third Extraordinary General Meeting of shareholders may be convened with the attendance of 12% independent shareholders and the proposed agenda shall be approved by more than fifty percent of the attending independent shareholders. The third Extraordinary General Meeting of Shareholders is scheduled to be convened on April 21, 2004.

b. Akuisisi dan Tranfer

i. Pada tanggal 14 Januari 2004, Perusahaan melalui PT Exspan Lematang, anak Perusahaan, telah mengadakan Perjanjian Jual Beli *Working Interest (Working Interest Sale and Purchase Agreement)* dengan Indo-Thai Lematang Limited, untuk membeli 4,1176% kepemilikan *working interest* pada Lematang PSC.

ii. Pada tanggal 12 Februari 2004, PT. Exspan Petrogas Intranusa (EPI), anak perusahaan, mengadakan perjanjian pemegang saham PT. Sistim Vibro Indonesia (SVI) dengan PT. Chalim Putra Alim (CPA) dan Nn. Liliana Tiena Yustika. Dalam perjanjian ini, CPA berniat untuk melepaskan kepemilikan sahamnya di SVI dan pemegang saham berniat untuk merubah komposisi kepemilikan saham SVI sebagai berikut:

(i) EPI akan memiliki saham sebesar 80%

(ii) Dua (2) investor baru akan memiliki saham masing-masing sebesar 5% atas nama Nn. Liliana sebagai pemegang saham yang terdaftar.

(iii) Nn. Liliana akan memiliki saham sebesar 10% dari total saham SVI yang diterbitkan.

Sebagai kompensasi atas pelepasan saham CPA di SVI, Exspan Petrogas Intranusa akan memberikan pembayaran kompensasi kepada CPA sebesar US\$ 800.000 dan Rp 610.500.000. Setelah menerima kompensasi pembayaran, CPA akan mentransfer dua unit vibrator dan asset lain seperti yang tercantum didalam perjanjian. Selanjutnya CPA mempunyai opsi saham untuk membeli 40% dari total saham SVI dikurangi satu saham dari SVI dalam waktu lima tahun terhitung dari tanggal perjanjian dengan harga yang akan ditentukan oleh penilai independen yang ditunjuk oleh EPI.

b. Acquisition and Transfer

i. On January 14, 2004, the Company through PT Exspan Lematang, a subsidiary, has entered into Working Interest Sale and Purchase Agreement with Indo-Thai Lematang Limited, wherein PT Exspan Lematang shall purchase 4.1176% of Indo-Thai Lematang working interest in Lematang PSC.

ii. On February 12, 2004, PT. Exspan Petrogas Intranusa (EPI), a subsidiary, entered into a Shareholder Agreement of PT. Sistim Vibro Indonesia (SVI) with PT. Chalim Putra Alim (CPA) and Ms. Liliana Tiena Yustika. Under the agreement, CPA wishes to release its ownership interest in SVI and the shareholders wish to amend the composition of SVI to become as follows:

(i) EPI shall become the shareholder of 80%

(ii) The two (2) new investor each of whom will become the shareholder of 5%, which shares will be held by Ms. Liliana as the registered shareholder

(iii) Ms. Liliana shall become the shareholder of 10% of the total issued shares in SVI.

As compensation for the release CPA interest in SVI, EPI will pay compensation payment in the amount of US\$ 800,000 plus Rp 610,500,000, after which CPA will transfer, assign and deliver two units of VSI equipment and other assets as specified in the agreement. CPA has the right to purchase 40% minus one share of SVI within five years from the date of the Shareholders' Agreement, at a value to be determined by an independent appraiser to be appointed by EPI.

Selanjutnya menurut perjanjian pemegang saham, PT. Putra Petra Utama mengakui kewajiban hutang kepada EPI sebesar US\$ 755.563. Jumlah tersebut akan digunakan EPI sebagai pembayaran ekuitas di SVI. Pada tanggal 31 Desember 2003, pendirian SVI masih dalam proses dan belum ada persetujuan akhir tentang pembayaran kapital yang disetujui kepada pemegang saham di atas. Jaminan untuk kewajiban hutang di atas tetap berlaku di bawah perjanjian pemegang saham.

In addition, under the Shareholders' Agreement, PT Putra Petra Utama acknowledges its liability to EPI totaling US\$ 755,563. EPI intends to use the said amount as equity payment to SVI, however, as of December 31, 2003, the establishment of SVI is still in process and there is no final agreement yet as to the form of capital payment that will ultimately be made by the abovementioned shareholders. The security for the amount owed to EPI remains in effect under the provisions of the Shareholders' Agreement.

- iii. Pada tanggal 27 Februari 2004, Perusahaan melalui Medco International Ventures Ltd, anak perusahaan, mengadakan perjanjian dengan PT. Menamas. Dalam perjanjian tersebut, Perusahaan akan mendirikan PT. Medco Energi Menamas yang bertujuan untuk mengakuisisi 54% saham PT. Menamas di PT. Mitra Energi Batam, yang dibentuk dan dimiliki oleh PT. Menamas dan YPK-PLN. PT Mitra Energi Batam selanjutnya akan menjadi pemilik dan operator dari Batam Power Plant yang sedang dibangun oleh PT. Menamas. Pembangunan Batam Power Plant sesuai dengan Power Purchase Agreement antara PT. Menamas dan PLN Batam pada tanggal 21 Agustus 2003.

- iii. On February 27, 2004, the Company through Medco International Ventures Ltd, its wholly owned subsidiary, entered into an agreement with PT Menamas. Under the agreement, the Company will establish PT. Medco Energi Menamas to acquire PT. Menamas' 54% share ownership in PT. Mitra Energi Batam, an entity established and owned by PT. Menamas and YPK - PLN. PT. Mitra Energi Batam is intended to be the owner and the operator of the Batam Power Plant that PT Menamas is currently constructing. The Batam Power Plant construction is in accordance with the Power Purchase Agreement dated August 21, 2003, between PT. Menamas and PLN Batam.

Berdasarkan akte notaris tertanggal 29 Maret 2004, dari Raihati pengganti dari notaris Yetty Taher, S.H., PT. Menamas telah melepaskan kepemilikan saham sebesar 54% di PT. Mitra Energi Batam dan Perjanjian Penawaran Gas digantikan oleh PT. Medco Energi Menamas.

Based on notarial deed No. 10 of Raihati substitute Notary of Yetty Taher S.H., dated March 29, 2004, PT. Menamas has released its 54% ownership of PT. Mitra Energi Batam and Gas Supply Agreement has been replaced by PT. Medco Energi Menamas.

c. Komitmen

- i. Pada tanggal 16 Januari 2004, PT Exspan Nusantara (EN) telah mengadakan perjanjian jual-beli gas bumi dengan PT Krakatau Steel (KS) (Persero), untuk memenuhi kebutuhan gas bumi sebanyak minimal 100 juta kaki kubik per hari (MMSCFD) terhitung sejak gas mulai diterima oleh KS sampai dengan tanggal 6 April 2017. EN akan mulai menyerahkan gas bumi untuk KS terhitung sejak dilaksanakannya konstruksi pipa gas Pagardewa - Cilegon milik PT Perusahaan Gas Negara (PGN) (Persero) yang diperkirakan selesai pada bulan Juli 2006.

c. Commitment

- i. On January 16, 2004, PT. Exspan Nusantara has entered into a Sale and Purchase Agreement with PT Krakatau Steel (KS) (Persero), whereby the Company agreed to supply KS' requirement for 100 million cubic feet per day (MMSCFD) of natural gas, commencing on the first delivery receipt by KS until April 6, 2017. EN will start the delivery of such natural gas after the construction of the Pagardewa - Cilegon gas pipeline which is owned by PT Perusahaan Gas Negara (PGN), which is estimated to be completed by July 2006.

- ii. Pada tanggal 16 Januari 2004, EN mengadakan perjanjian jual-beli Liquefied Petroleum Gas (LPG) dengan PT Pertamina (Persero) dimana EN akan menjual dan menyerahkan LPG kepada Pertamina sesuai ketentuan-ketentuan yang diatur dalam perjanjian tersebut. Jangka waktu berlakunya perjanjian ini lima (5) tahun, terhitung sejak tanggal disepakati kedua belah pihak pada saat LPG mulai diserahkan.
- d. Pendirian Anak Perusahaan Baru
- Perusahaan telah mendirikan anak perusahaan baru yang berhubungan dengan eksplorasi, pengangkutan, industri, dan jasa:
- i. PT. Medco Musi (berdasarkan akta notaris No. 94 dari notaris Ny. Maria Theresia Suprapti pengganti dari Ny. Poerbaningsih Adi Warsito, S.H. tertanggal 28 Januari 2004).
- ii. PT. Medco Krakatau (berdasarkan akta notaris No. 95 dari notaris Ny. Maria Theresia Suprapti pengganti dari Ny. Poerbaningsih Adi Warsito, S.H. tertanggal 28 Januari 2004).
- iii. PT. Medco Power Karimata (berdasarkan akta notaris No. 97 dari notaris Ny. Maria Theresia Suprapti pengganti dari Ny. Poerbaningsih Adi Warsito, S.H. tertanggal 28 Januari 2004).
- iv. PT. Medco Power Batam (berdasarkan akta notaris No. 96 dari notaris Ny. Maria Theresia Suprapti pengganti dari Ny. Poerbaningsih Adi Warsito, S.H. tertanggal 28 Januari 2004).
- v. PT. Medco Power Batara (berdasarkan akta notaris No. 93 dari notaris Ny. Maria Theresia Suprapti pengganti dari Ny. Poerbaningsih Adi Warsito, S.H. tertanggal 28 Januari 2004).
- e. Transaksi Keuangan
- i. Pada tanggal 30 Januari 2004, AAP menerima sisa Fasilitas Hutang Sindikasi sebesar US\$ 6.000.000 dari Fortis Bank.
- ii. On January 16, 2004, EN entered into Liquefied Petroleum Gas (LPG) Sales And Purchase Agreement with PT Pertamina (Persero) whereby EN will deliver and sell LPG pursuant to the conditions set forth in such agreement. The term of the agreement is for five (5) years commencing on the first delivery date of LPG agreed by the parties.
- d. Newly Established Subsidiaries
- The Company has established the following companies to engage in exploration, freight, industry, technical, and services:
- i. PT. Medco Musi (notarial deed No. 94 of Ny. Maria Theresia Suprapti replacement of Ny. Poerbaningsih Adi Warsito, S.H., dated January 28, 2004).
- ii. PT. Medco Krakatau (notarial deed No. 95 of Ny. Maria Theresia Suprapti replacement of Ny. Poerbaningsih Adi Warsito, S.H., dated January 28, 2004).
- iii. PT. Medco Power Karimata (notarial deed No. 97 of Ny. Maria Theresia Suprapti replacement of Ny. Poerbaningsih Adi Warsito, S.H., dated January 28, 2004).
- iv. PT. Medco Power Batam (notarial deed No. 96 of Ny. Maria Theresia Suprapti replacement of Ny. Poerbaningsih Adi Warsito, S.H., dated January 28, 2004).
- v. PT. Medco Power Batara (notarial deed No. 93 of Ny. Maria Theresia Suprapti replacement of Ny. Poerbaningsih Adi Warsito, S.H., dated January 28, 2004).
- e. Financing transaction
- i. On January 30, 2004, AAP received the remaining amount available under the Syndicated Loan Facility amounting to US\$ 6,000,000 from Fortis Bank.

Berdasarkan Rapat Umum Para Pemegang Saham Luar Biasa Apexindo pada tanggal 20 Januari 2004, yang dinyatakan dalam akta No. 79 dari Poerbaningsih Adi Warsito, S.H., notaris di Jakarta, pemegang saham menyetujui konversi kompensasi kepada MEFO, sehubungan pengalihan hak atas rig Yani dan Raissa kepada AAP, menjadi fasilitas hutang berjangka.

Akan tetapi, karena Rapat Umum Pemegang Saham Luar Biasa Perusahaan pada tanggal 23 Januari 2004 dan 20 Pebruari 2004 untuk menyetujui hal tersebut diatas, tidak memenuhi jumlah kuorum pemegang saham independen yang ditentukan, MEFO menawarkan untuk memperpanjang pelunasan kompensasi selama tiga bulan sejak tanggal 26 Januari 2004 (untuk Raissa) dan 1 Maret 2004 (untuk Yani).

Pada tanggal 21 April 2004, berdasarkan Rapat Umum Para Pemegang Saham Luar Biasa Perusahaan, yang dinyatakan dalam akta No. 36 dari Poerbaningsih Adi Warsito, S.H., notaris di Jakarta, pemegang saham independen menyetujui konversi kompensasi kepada MEFO, sehubungan pengalihan hak atas rig Yani dan Raissa kepada AAP, menjadi fasilitas hutang berjangka.

- ii. Pada tanggal 19 Maret 2004, PT. Musi Banyuasin Energi mengadakan perjanjian hutang jangka panjang dengan DEG-Deutsche Investitions – und Entwicklungsgesellschaft MBH sebesar US\$ 13.300.000. Tujuan dari pinjaman tersebut untuk mendanai proyek LPG extraction plant di Sumatera Selatan. Penarikan dana tergantung pada pemenuhan kondisi-kondisi tertentu di dalam perjanjian.
- iii. Pada tanggal 30 Maret 2004, Apexindo menerima surat ketetapan pajak lebih bayar untuk pajak pertambahan nilai periode Januari 2002 dan Juni 2003 masing-masing sebesar Rp 8.828.012 ribu dan Rp 29.809.931 ribu.

In accordance with Apexindo's Extraordinary Stockholders' Meeting held on January 20, 2004 which met the required quorum of the independent shareholders as stated in notarial deed No. 79 of Poerbaningsih Adi Warsito, S.H., notary public in Jakarta, the stockholders of Apexindo approved the conversion of compensation to MEFO, with regards to the transfer of its rights on rigs Yani and Rasisa to AAP, into a term loan.

However, as the Company's Extraordinary Stockholders' Meeting held on January 23, 2004 and February 20, 2004 to approve the abovementioned transaction did not meet the required quorum of the independent shareholders, MEFO agreed to extend the due date of payment of the said compensation for another three months from January 26, 2004 (for Raissa) and March 1, 2004 (for Yani).

On April 21, 2004, based on Company's Extraordinary Stockholders' Meeting, which met the required quorum of the independent shareholders as stated in notarial deed No. 36 of Poerbaningsih Adi Warsito, S.H., notary public in Jakarta, the independent stockholders approved the conversion of compensation to MEFO, with regards to the transfer of its rights on rigs Yani and Rasisa to AAP, into a term loan.

- ii. On March 19, 2004, PT. Musi Banyuasin Energi entered into a loan agreement with DEG-Deutsche Investitions – und Entwicklungsgesellschaft MBH for a US\$ 13,300,000 term loan facility. The proceeds of which will be made to finance the LPG extraction, a plant project in Sumatera. Withdrawal of the loan is subject to the fulfillment of certain conditions precedent.
- iii. On March 30, 2004 and March 24, 2004, Apexindo received tax assessment letters for its overpayment of January 2002 and June 2003 value added tax amounting to Rp 8,828,012 thousand and Rp 29,809,931, respectively.

44. INFORMASI SIGNIFIKAN LAINNYA

a. Transaksi afiliasi yang berpotensi memiliki benturan kepentingan

Sebagaimana telah dijelaskan dalam Catatan 37, Perusahaan dan anak perusahaan melakukan transaksi-transaksi tertentu yang berpotensi memiliki benturan kepentingan sebagaimana diatur dalam peraturan Bapepam No. IX.E.1.

b. Rapat Umum Pemegang Saham Luar Biasa

Pada tanggal 29 April 2003, Perusahaan mengadakan Rapat Umum Pemegang Saham Luar Biasa untuk meminta persetujuan para pemegang saham atas transaksi-transaksi antara anak perusahaan tertentu dengan afiliasi perusahaan, dan pihak lainnya yang mempunyai hubungan istimewa. Transaksi-transaksi ini termasuk pendanaan yang diberikan untuk Apexindo, penyewaan rig darat kepada Apexindo dan pembiayaan bersama rig antara Medco Energi Finance Overseas B.V. dan Apexindo. Menurut peraturan Bapepam mengenai transaksi-transaksi benturan kepentingan, yang berlaku untuk semua perusahaan publik di Indonesia, transaksi-transaksi benturan kepentingan tersebut harus disetujui oleh mayoritas pemegang saham independen dari perusahaan publik tersebut. Jumlah kuorum yang diwajibkan dalam rapat untuk meminta persetujuan atas transaksi tersebut terpenuhi jika pemegang saham independen yang hadir mewakili lebih dari setengah jumlah keseluruhan saham yang dimiliki pemegang saham independen (sesuai dengan peraturan Bapepam). Jumlah suara yang dibutuhkan dalam rapat untuk menyetujui transaksi di atas harus melebihi setengah dari jumlah keseluruhan saham yang dimiliki oleh pemegang saham independen. Jumlah kuorum dalam rapat pada tanggal 29 April 2003 tersebut tidak terpenuhi. Perusahaan telah mengadakan rapat kedua dengan persyaratan yang sama mengenai jumlah kuorum, tapi jumlah suara yang dibutuhkan dalam rapat kedua ini hanya sebanyak lebih dari setengah pemegang saham independen yang hadir. Jika kuorum dan/atau jumlah suara tidak terpenuhi dalam rapat kedua, persetujuan Bapepam akan dibutuhkan dan akan diadakan penundaan supaya Perusahaan dapat mengadakan rapat pemegang saham ketiga dengan pengurangan persyaratan kuorum dan/atau jumlah suara. Bila persetujuan tidak tercapai, validitas dan efektivitas dari transaksi tersebut tetap tidak terpengaruh. Dan dalam hal persetujuan tidak tercapai, Perusahaan tidak diperbolehkan / diperkenankan untuk mengadakan transaksi-transaksi yang diajukan kecuali dan sampai persetujuan tersebut sudah didapat.

44. OTHER SIGNIFICANT INFORMATION

a. Affiliate transaction which maybe construed as conflict of interest

As discussed in Note 37, the Company and its subsidiaries perform certain transactions which maybe construed as conflict of interest as regulated by Bapepam No. IX.E.1.

b. Extraordinary General Meeting of Shareholders

On April 29, 2003, the Company held an Extraordinary General Meeting of Shareholders for the shareholders to approve certain transactions between certain subsidiaries and affiliates of the Company, and other related parties. These transactions include financing provided to Apexindo, rental of an onshore rig to Apexindo and the joint financing of rigs between MEFO B.V. and Apexindo. Under the rules of Bapepam relating to conflict of interest transactions, which apply to all Indonesian public companies, conflict of interest transactions must be approved by the majority of the independent shareholders of the relevant public company. The quorum required at the meeting to consider the approval of such transactions is met if attended by the independent shareholders representing more than half of the total shares owned by independent shareholders (within the meaning of Bapepam rules). The vote required at the meeting to approve such transactions is more than half of the total shares owned by the independent shareholders. The quorum for the meeting held on April 29, 2003 was not met. The Company can hold a second meeting with the same quorum requirement, but the vote required at this second meeting is only more than half of the attending independent shareholders. If such quorum and/or vote is not obtained in the second meeting, Bapepam approval will be required and delays apply, in order for the Company to be able to call a third meeting of shareholders with reduced quorum and/or voting requirements. In the event that such approval is not obtained, the validity and effectiveness of prior transactions remains unaffected. In the event that such approval is not obtained, the Company will not be prohibited from entering into the proposed transactions unless and until such approval is subsequently obtained.

Pada tanggal 21 Mei 2003, Perusahaan telah mengadakan Rapat Umum Pemegang Saham Luar Biasa Kedua (RUPSLB) dimana para pemegang saham independen dan/atau kuasanya yang hadir dalam rapat tersebut adalah sebanyak 31.917.000 saham atau mewakili 18,53% dari 172.227.885 saham, yang merupakan seluruh saham yang dimiliki oleh pemegang saham independen Perusahaan, karenanya korum rapat sebagaimana disyaratkan dalam peraturan Bapepam dan anggaran dasar Perusahaan tidak dipenuhi sehingga rapat tidak dapat diselenggarakan dan rapat ketiga diadakan setelah memperoleh persetujuan dari Bapepam.

Pada tanggal 15 September 2003, Perusahaan telah mengadakan Rapat Umum Pemegang Saham Luar Biasa Kedua (RUPSLB) Ketiga dimana rapat ini dihadiri dan/atau diwakilkan oleh sebanyak 27.438.000 saham atau mewakili 16,01% dari 171.417.385 saham, yang merupakan saham yang dimiliki oleh Pemegang Saham Independen Perusahaan. Dengan demikian, ketentuan korum yang diatur dalam peraturan Bapepam dan Anggaran Dasar Perusahaan, serta Surat Ketua Bapepam No: S-1912/PM/2003, tertanggal 7 Agustus 2003 perihal korum RUPSLB Ketiga Perusahaan yang meyetujui jumlah kuorum yang diajukan telah terpenuhi. Rapat kemudian mengambil keputusan, berdasarkan suara terbanyak, untuk:

- Menyetujui transaksi-transaksi antara dua anak perusahaan, MEFO dan APD untuk Jual-Beli Klaim Asuransi rig Maera milik APD dan partisipasi dalam pembiayaan bersama pembangunan rig Raissa dan Yani.
- Tidak menyetujui transaksi pemberian fasilitas pinjaman untuk membiayai operasional APD.
- Menyetujui transaksi sewa-menyewa Rig darat No. 2 dengan APD.
- Meyetujui memberi kuasa kepada direksi Perusahaan untuk melakukan segala tindakan yang diperlukan sehubungan dengan transaksi-transaksi diatas.

Dengan tidak disetujuinya transaksi pemberian fasilitas pinjaman diatas, maka manajemen Perusahaan telah mengirimkan surat No. MEI-361/DIR/X/2003 tertanggal 1 Oktober 2003 kepada manajemen APD untuk segera melunaskan kewajibannya. Pinjaman tersebut dibayar Apexindo pada tanggal 23 Desember 2003 sebesar US\$ 5.734.824 dan Rp 56.562.972.362 seperti yang disebutkan dalam RUPS tanggal 23 Januari 2004.

On May 21, 2003, the Company has conducted the Second Extraordinary General Meeting of Shareholders whereby the independent stockholders and/or their representatives' attendance for 31,917,000 shares constituted 18.53% of 172,227,885 shares of the Company's independent stockholders. The meeting did not meet the quorum hence the third meeting would have to be further conducted once the Company obtains the approval from Bapepam.

On September 15, 2003, the Company has conducted the Third Extraordinary General Meeting of Shareholders, whereby the independent stockholders and/or their representatives' attendance for 27,438,000 shares constituted 16.01% of 171,417,385 shares of the Company's independent stockholders. Hence, the required quorum stipulated in the Company's articles of association and Bapepam rules as well as the approved quorum as stated in the letter of the Chairman of Bapepam No: S-1912/PM/2003 dated August 7, 2003 has been fulfilled. Based on the majority vote, the following has been decided:

- To approve transactions of two subsidiaries, MEFO and Apexindo, for the Sale and Purchase of rig Maera Insurance Claim owned by Apexindo and joint-financing to construct rig Raissa and Yani.
- Not to approve the loan facility provided to finance Apexindo's operation.
- To approve rental of rig no.2 to Apexindo.
- To approve full authority given to Company's management in taking all necessary actions relating to these transactions.

For the unapproved loan facility provided to Apexindo, management has sent letter No. MEI-361/DIR/X/2003 dated October 1, 2003 to Apexindo requiring their prompt payment. The loan was paid by Apexindo on December 23, 2003 amounting to US\$ 5,734,824 and Rp 56,562,972,362 as acknowledged in the Extraordinary General Meeting of Shareholders on January 23, 2004.

45. REKLASIFIKASI AKUN

45. RECLASSIFICATION OF ACCOUNTS

Keuntungan yang ditangguhkan atas pertukaran aktiva bukan moneter pada kewajiban tidak lancar sebesar US\$ 1.252.215, amortisasi penyesuaian nilai wajar - bersih pada beban usaha sebesar US\$ 1.232.789 dan kewajiban manfaat karyawan sebesar US\$ 3.068.813 pada biaya yang masih harus dibayar pada laporan keuangan konsolidasi tahun 2002 direklas masing-masing ke investasi saham pada aktiva tidak lancar, ke beban penyusutan dan amortisasi pada beban penjualan dan beban langsung, dan kewajiban manfaat karyawan pada kewajiban tidak lancar agar mencerminkan sifat dan transaksi akun tersebut dan sesuai dengan penyajian laporan keuangan tahun 2003.

Deferred gain on exchange of nonmonetary of US\$ 1,252,215 in the noncurrent liabilities, amortization of fair value adjustments - net of US\$ 1,232,789 in the operating expenses and employee benefits of US\$ 3,068,813 in the accrued expense in the 2002 consolidated financial statements have been reclassified to investment in shares of stock in the noncurrent assets, to depreciation and amortization in the cost of sales and direct expenses, and to employee benefits -non current, respectively, to conform with the 2003 financial statement presentation.

46. PERSETUJUAN LAPORAN KEUANGAN KONSOLIDASI

Laporan keuangan konsolidasi Perusahaan dan anak perusahaan disetujui untuk diterbitkan oleh Direksi pada tanggal 22 April 2004.

46. THE APPROVAL OF CONSOLIDATED FINANCIAL STATEMENTS

Company and its subsidiaries' consolidated financial statements were approved for issue by the Company's Directors on April 22, 2004.

ESTIMASI CADANGAN

Informasi mengenai kuantitas proved developed, undeveloped dan probable reserve di bawah ini hanya merupakan estimasi dan tidak menggambarkan nilai yang dapat direalisasikan atau nilai pasar yang wajar dari cadangan anak perusahaan. Anak perusahaan menekankan bahwa estimasi cadangan tidak selalu tepat. Sehingga, estimasi cadangan ini dapat saja berubah bila tersedia informasi baru dikemudian hari. Terdapat berbagai ketidakpastian dalam mengestimasi cadangan minyak dan gas bumi, termasuk faktor-faktor yang berada di luar kendali anak perusahaan.

Informasi yang terdapat pada kuantitas cadangan merupakan estimasi yang dibuat oleh tenaga ahli anak perusahaan. Estimasi atas cadangan minyak gas dan bumi di Sumatera, Kalimantan dan Tarakan tahun 2003 dan 2002 pada tabel di bawah ini disertifikasi oleh Gaffney, Cline & Associate (GCA), konsultan perminyakan independen. Di dalam laporannya, GCA menggunakan prinsip tehnik perminyakan dan definisi mengenai proved dan probable reserves yang berlaku umum yang disusun oleh U.S. Securities and Exchange Commission pada tahun 2003 dan U.S. Society of Petroleum Engineers pada tahun 2002.

Manajemen meyakini bahwa kuantitas cadangan di bawah ini merupakan estimasi yang memadai berdasarkan data tehnik dan geologi yang tersedia.

Estimasi cadangan minyak dan gas bumi di wilayah kerja Sumatera, Kalimantan dan Tarakan adalah sebagai berikut:

Minyak Mentah/ Crude oil	Gas
Dalam ribu barrel/ In thousands of barrels	Dalam juta kaki kubik/ In millions of cubic feet

Proved Developed, Undeveloped
and Probable Reserves

Saldo 1 Januari 2002
 Revisi atas estimasi sebelumnya
 Produksi selama tahun 2002
 Saldo 31 Desember 2002
 Revisi atas estimasi sebelumnya
 Produksi selama tahun 2003
 Saldo 31 Desember 2003

372.292	762.559
(108.862)	907.041
(31.014)	(24.116)
<u>232.416</u>	<u>1.645.484</u>
28.944	189.585
(23.773)	(28.569)
<u><u>237.587</u></u>	<u><u>1.806.500</u></u>

Proved Developed, Undeveloped
and Probable Reserves

Balance as of January 1, 2002
 Revision to previous estimate
 Production in 2002
 Balance as of December 31, 2002
 Revision to previous estimate
 Production in 2003
 Balance as of December 31, 2003

RESERVE ESTIMATION

The following information on proved developed, undeveloped and probable reserve quantities are estimates only, and do not purport to reflect realizable values or fair market values of subsidiaries' reserves. The subsidiaries emphasize that reserve estimates are inherently imprecise. Accordingly, these estimates are expected to change as future information becomes available. There are numerous uncertainties inherent in estimating natural oil and gas reserve including many factors beyond the control of the Company's subsidiaries.

The following information on subsidiaries' reserve quantities are estimated by the subsidiaries' engineers. The estimated oil and gas reserves in 2003 and 2002 in the table below in respect of Sumatera, Kalimantan and Tarakan are certified by Gaffney, Cline & Associate (GCA), independent petroleum engineering consultants. In preparing their report, GCA utilized generally accepted petroleum engineering principles and definitions applicable to the proved and probable reserve categories and subclassifications promulgated by the U.S. Securities and Exchange Commission in 2003 and U.S. Society of Petroleum Engineers in 2002.

Management believes that the reserve quantities shown below are reasonable estimates based on available geologic and engineering data.

Estimated oil and gas reserves in Sumatera, Kalimantan and Tarakan are as follows:

P.T. MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
 DAN ANAK PERUSAHAAN
 INFORMASI TAMBAHAN
 31 DESEMBER 2003 DAN 2002
 SERTA UNTUK TAHUN-TAHUN YANG BERAKHIR
 PADA TANGGAL TERSEBUT (TIDAK DIAUDIT) (Lanjutan)

P.T. MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
 AND ITS SUBSIDIARIES
 SUPPLEMENTARY INFORMATION
 DECEMBER 31, 2003 AND 2002
 AND FOR THE YEARS THEN ENDED
 (UNAUDITED) (Continued)

	Minyak Mentah/ Crude oil		Gas	
	Dalam ribu barrel/ In thousands of barrels		Dalam juta kaki kubik/ In millions of cubic feet	
<u>Proved Developed and Undeveloped Reserves</u>				<u>Proved Developed and Undeveloped Reserves</u>
Saldo 1 Januari 2002	214.241		557.323	Balance as of January 1, 2002
Revisi atas estimasi sebelumnya	(36.414)		(409.280)	Revision to previous estimate
Produksi selama tahun 2002	(31.014)		(24.116)	Production in 2002
Saldo 31 Desember 2002	146.813		123.927	Balance as of December 31, 2002
Revisi atas estimasi sebelumnya	(9.168)		54.692	Revision to previous estimate
Produksi selama tahun 2003	(23.773)		(28.554)	Production in 2003
Saldo 31 Desember 2003	113.872		150.065	Balance as of December 31, 2003

Estimasi cadangan minyak di wilayah kerja Tuban adalah sebagai berikut:

Estimated oil reserves in Tuban is as follows:

	Minyak Mentah/Crude oil Dalam ribu barrel/ In thousands of barrels		
<u>Proved Developed, Undeveloped and Probable Reserves</u>			<u>Proved Developed, Undeveloped and Probable Reserves</u>
Saldo 1 Januari 2002	8.450		Balance as of January 1, 2002
Produksi selama tahun 2002	(976)		Production in 2002
Saldo 31 Desember 2002	7.474		Balance as of December 31, 2002
Produksi selama tahun 2003	(867)		Production in 2003
Saldo 31 Desember 2003	6.607		Balance as of December 31, 2003
<u>Proved Developed and Undeveloped Reserves</u>			<u>Proved Developed and Undeveloped Reserves</u>
Saldo 1 Januari 2002	5.914		Balance as of January 1, 2002
Produksi selama tahun 2002	(976)		Production in 2002
Saldo 31 Desember 2002	4.938		Balance as of December 31, 2002
Produksi selama tahun 2003	(867)		Production in 2003
Saldo 31 Desember 2003	4.071		Balance as of December 31, 2003

Cadangan minyak di Blok Tuban telah disertifikasi oleh konsultan perminyakan independen dari Amerika Serikat, DeGolyer and MacNaughton (D&M) per tanggal 1 Januari 2002. Saldo cadangan terbukti kotor per tanggal 31 Desember 2003 dan 2002 di Blok Tuban diestimasi oleh Perusahaan.

Oil reserves within Tuban block are based on reserves data certified by independent petroleum engineering consultants from the United States of America, DeGolyer and MacNaughton (D&M) as of January 1, 2002. The gross proved reserves for the Tuban block as of December 31, 2003 and 2002 were estimated by the Company.

JATIDIRI & INFORMASI PERUSAHAAN • CORPORATE IDENTITY & INFORMATION

PT Medco Energi Internasional Tbk.

Graha Niaga, 16th Floor
Jl. Jend. Sudirman Kav. 58
Jakarta 12190, Indonesia
Tel. (62-21) 250 5459
Fax. (62-21) 250 5536
E-mail: medc@medcoenergi.com
<http://www.medcoenergi.com>

Anak Perusahaan • [Subsidiaries](#)

PT Medco E&P Indonesia

(formerly PT Exspan Nusantara)
Gedung Bidakara, 12th-17th Floor
Jl. Jend. Gatot Subroto Kav. 71-73
Jakarta 12870, Indonesia
Tel. (62-21) 8379 3345
Fax. (62-21) 8379 3373
<http://www.exspan.co.id>

PT Apexindo Pratama Duta Tbk.

Gedung Medco, 2nd & 3rd Floor
Jl. Ampera Raya No. 20
Jakarta 12560, Indonesia
Tel. (62-21) 780 4766
Fax. (62-21) 780 4666
<http://www.apexindo.co.id>

PT Medco Methanol Bunyu

Plaza III Pondok Indah
Blok A No. 3A-7
Jl. T.B. Simatupang
Jakarta 12310, Indonesia
Tel. (62-21) 7590 0166
Fax. (62-21) 7590 0175

Pembentukan Perseroan • [Founding of the Company](#)

9 Juni 1980 [June 9, 1980](#) by Arifin Panigoro

Kepemilikan • [Ownership](#)

New Links Resources, Ltd. 85.5%
Pembentuk [Founders](#) 2.4%
Treasury Stocks 6.8%
Masyarakat [Public](#) 5.2%

Simbol Saham • [Ticker Symbol](#)

MEDC

Pencatatan Saham • [Stock Exchange Listings](#)

Bursa Efek Jakarta [Jakarta Stock Exchange](#)

Biro Administrasi Efek • [Share Registrar](#)

PT Sinarutama Gunita

Jl. Lombok No. 71
Jakarta 10350, Indonesia
Tel. (62-21) 3190 1508
Fax. (62-21) 3190 1510

PT Kustodian Sentral Efek Indonesia

Plaza Bapindo
Bank Mandiri Tower, 21st-22nd Floor
Jl. Jend. Sudirman Kav. 54-55
Jakarta 12190, Indonesia
Tel. (62-21) 526 6011
Fax. (62-21) 526 6044

Akuntan Publik • [Public Accountant](#)

Hans Tuanakotta, Mustofa & Halim
(affiliate of Deloitte Touche Tohmatsu)
Wisma Antara, 12th Floor
Jl. Medan Merdeka Selatan No. 17
Jakarta 10110, Indonesia
Tel. (62-21) 231 2879
Fax. (62-21) 384 0387

PT Medco Energi Internasional Tbk.
Graha Niaga, 16th Floor
Jl. Jend. Sudirman Kav. 58
Jakarta 12190, Indonesia

Tel. : (62-21) 250 5459
Fax. : (62-21) 250 5536
E-mail : medc@medcoenergi.com
[Http://www.medcoenergi.com](http://www.medcoenergi.com)