

[2002]

LAPORAN TAHUNAN **ANNUAL REPORT**

Charting Growth Through Synergy



PT MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk

DAFTAR ISI TABLE OF CONTENTS

Visi & Misi; Strategi Perusahaan	1	Vision & Mission; Corporate Strategy
Ikhtisar Keuangan & Indikator Keuangan	2	Financial Highlights & Key Financial Indicators
Ikhtisar Operasi & Pertumbuhan Operasi	4	Operation Highlights & Operation Growth
Pasar & Harga Minyak	6	Oil Market & Price
Struktur & Ikhtisar Perusahaan	8	Corporate Structure & Milestone
Wilayah Kerja Medco & Anak Perusahaan	10	Medco Working Areas & Subsidiaries
Peristiwa Penting 2002	12	Important Events in 2002
Sambutan Komisaris Utama	14	Message from the President Commissioner
Sambutan Direktur Utama	18	Message from the President Director
Penasihat	23	Advisors
Tata Kelola Perusahaan	24	Good Corporate Governance
Dewan Komisaris	28	Board of Commissioners
Direksi	32	Board of Directors
Direksi Anak Perusahaan	34	Board of Directors of Subsidiaries
Peristiwa setelah Tanggal Neraca	42	Subsequent Events
Laporan Komite Audit	46	Audit Committee Report
Informasi untuk Investor 2002	50	Information for Investor 2002
Program Pengembangan Masyarakat	52	Community Development Program
Eksplorasi dan Produksi	54	Exploration and Production
Jasa Pengeboran	64	Drilling Services
Methanol	68	Methanol
Perencanaan & Pengembangan	70	Planning & Development
Keuangan & Administrasi	74	Finance & Administration
Diskusi & Analisa Manajemen	78	Management Discussion & Analyses
Tanggung Jawab Pelaporan Keuangan	88	Responsibility for Financial Reporting
Laporan Keuangan	89	Financial Report

JATIDIRI PERUSAHAAN CORPORATE IDENTITY

Nama Perusahaan **Name of Company**

PT MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk

Alamat Perusahaan **Address**

Graha Niaga, 16th floor, Jl. Jenderal Sudirman Kav. 58, Jakarta 12190, INDONESIA

Pembentukan Perusahaan **Founded**

9 Juni 1980 **June 9, 1980**

oleh **by**

Arifin Panigoro

Kepemilikan **Ownership**

New Links Resources, Ltd 85,5 %

Pembentuk **Founders** 2,4 %

Treasury Stocks 6,8 %

Masyarakat **Public** 5,2 %

Bidang Usaha **Line of Business**

Eksplorasi, penambangan dan produksi minyak, gas bumi dan energi lainnya termasuk jasa pengeboran darat dan lepas pantai serta melakukan investasi baik melalui PT Medco Energi Internasional Tbk maupun Anak perusahaannya.

Exploration and production of oil, gas, and other energy including the operation of on-shore and off-shore drilling services and investing in related business activities through PT Medco Energi International and its subsidiaries.

VISI & MISI VISION & MISSION

VISI

Perseroan Energi Pilihan

Bagi para investor dan pemegang saham yang mengutamakan nilai tambah
Bagi para mitra kerja yang bertujuan menjalin sinergi dan kerjasama
Bagi para karyawan yang mencari tantangan dan mengembangkan diri
Bagi masyarakat dan komunitas sebagai bentuk tanggung jawab warga negara dan tanggung jawab sosial.

MISI

Menggali dan menumbuhkan sumber daya manusia, keuangan, teknis, dan organisasi serta pada saat yang bersamaan menciptakan lingkungan yang mendukung ke arah pengembangan sumber daya energi potensial untuk kemudian dirubah menjadi portofolio investasi yang produktif dan menguntungkan.

VISION

The Energy Company Of Choice

For investors and shareholders seeking value creation
For business partners seeking alliances and cooperation
For employees seeking challenges and empowerment
For society and community touched by the benefits of corporate citizenship and civic responsibilities.

MISSION

Attracting and harnessing human, financial, technical, and organizational resources whilst providing an environment conducive towards the development of energy resource potentials into productive and profitable investment portfolios.

STRATEGI PERUSAHAAN CORPORATE STRATEGY

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

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

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/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

IKHTISAR KEUANGAN FINANCIAL HIGHLIGHTS

KEUANGAN (Dalam juta US Dollar)	1998	1999	2000	2001 ¹	2002	FINANCIAL (In million US\$)
Kurs nilai tukar akhir tahun per USD 1,00 - Neraca	8,025	7,100	9,595	10,400	8,940	Balance Sheet - Closing exchange rate per USD 1.00
Kurs nilai tukar rata-rata 12 bulan per USD 1,00 - Rugi Laba	9,814	7,809	8,534	10,266	9,261	Net income - 12 months average exchange rate per USD 1.00
Penjualan & Pendapatan Usaha - Bersih	187.08	208.55	349.84	384.85	420.72	Net Sales & Operating Revenues
Laba Kotor	107.15	106.85	198.31	226.07	208.88	Gross Profit
Biaya (Pendapatan) Bunga - Bersih	3.85	6.89	3.93	(0.84)	6.52	Interest (Income) Expense - Net
Laba Bersih	36.06	22.53	60.97	78.19	84.14	Net Income
Aktiva Lancar	102.63	132.54	172.21	175.83	244.21	Current Assets
Aktiva Tetap - Bersih	108.23	94.47	90.02	122.76	205.60	Property & Equipment - Net
Biaya Pengembangan Pemboran - Bersih	187.56	194.23	206.69	241.03	286.03	Development Cost - Net
Aktiva Lain-lain	60.57	2.57	2.39	2.90	8.14	Other Assets
Jumlah Aktiva	499.73	507.77	508.71	548.79	753.05	Total Assets
Kewajiban Lancar	247.65	59.56	60.33	60.11	118.67	Current Liabilities
Kewajiban Jangka Panjang	60.27	85.88	38.02	21.65	116.28	Long Term Liabilities
Jumlah Kewajiban	307.92	145.44	98.35	81.75	234.95	Total Liabilities
Hak Pemilikan Minoritas	11.31	11.66	12.43	17.42	27.13	Minority Interest
Saldo Laba	92.80	109.06	157.91	203.63	247.48	Retained Earnings
Ekuitas	167.48	344.31	391.98	444.07	484.56	Stockholders' Equity
Kas yang berasal dari Operasi	101.72	78.77	215.50	223.95	267.01	Cash Generated from Operation
EBITDA ²	106.39	104.06	196.43	231.87	218.16	EBITDA ²
Laba Per Saham ³	0.05	0.012	0.018	0.024	0.027	Earnings Per Share ³
Kas yang berasal dari Operasi Per Saham ³	0.30	0.041	0.065	0.069	0.085	Cash Generated from Operation Per Share ³
RASIO KEUANGAN UTAMA	1998	1999	2000	2001	2002	KEY FINANCIAL RATIO
Laba Bersih/Penjualan & Pendapatan Usaha Bersih	19.3%	10.8%	17.4%	20.3%	20.0%	Net Income/Net Sales & Operating Revenues
Laba Bersih/Jumlah Aktiva	7.2%	4.4%	12.0%	14.2%	11.2%	Net Income/Total Assets
Laba Bersih/Ekuitas	21.5%	6.5%	15.6%	17.6%	17.4%	Net Income/Stockholders' Equity
Aktiva Lancar/Kewajiban Lancar	41.4%	222.5%	285.4%	292.5%	205.8%	Current Assets/Current Liabilities
Kewajiban Lancar/Jumlah Aktiva	49.6%	11.7%	11.9%	11.0%	15.8%	Current Liabilities/Total Assets
Kewajiban Jangka Panjang/Jumlah Aktiva	12.1%	16.9%	7.5%	3.9%	15.4%	Long Term Liabilities/Total Assets
Jumlah Kewajiban/Ekuitas	183.9%	42.2%	25.1%	18.4%	48.5%	Total Liabilities/Stockholders' Equity

Seluruh angka di atas telah diukur ulang dari mata uang Rupiah ke dalam mata uang US Dollar

(1) Angka untuk tahun 2001, diaudit kembali setelah diukur ulang.

(2) EBITDA dihitung setelah disesuaikan dengan hak pemilikan minoritas.

(3) Perhitungan didasarkan jumlah saham rata-rata tertimbang masing-masing tahun.

All the above numbers have been remeasured from Rupiah denomination to US Dollar denomination.

(1) The 2001 numbers have been re-audited after remeasurement.

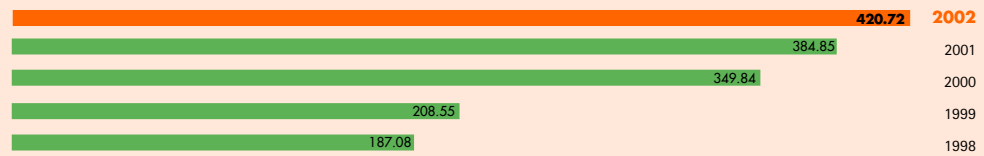
(2) EBITDA was calculated after adjustment for minority interest.

(3) Calculation was based on the weighted average number of shares for each year.

INDIKATOR KEUANGAN KEY FINANCIAL INDICATORS

Penjualan & Pendapatan Bersih [Juta Dollar AS]

[In Million USD] Net Sales & Operating Revenues



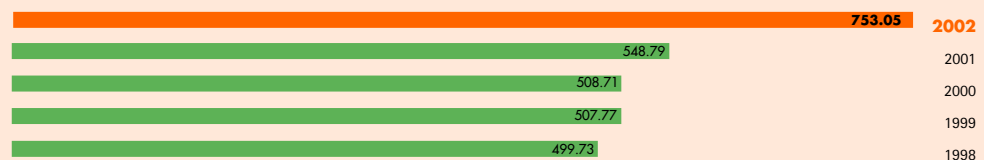
Laba Bersih [Juta Dollar AS]

[In Million USD] Net Income



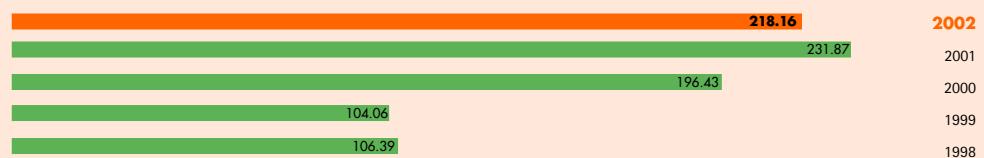
Jumlah Aktiva [Juta Dollar AS]

[In Million USD] Total Assets



EBITDA [Juta Dollar AS]

[In Million USD] EBITDA



Laba Per Saham [Dollar AS]

[USD] Earnings Per Share



Kas yang berasal dari Operasi Per Saham [Dollar AS]

[USD] Cash Generated from Operation Per Share



IKHTISAR OPERASI OPERATION HIGHLIGHTS

	1998	1999	2000	2001	2002	
EKSPLORASI & PRODUKSI						EXPLORATION & PRODUCTION
Cadangan Minyak Terbukti - MMBO						Proved Oil Reserves - MMBO
Exspan Kalimantan	18.50	11.15	16.13	15.80	15.54	Exspan Kalimantan
Exspan Sumatra	111.39	170.03	163.97	144.70	131.91	Exspan Sumatra
Jumlah Cadangan Minyak Terbukti ¹	129.89	181.18	180.10	160.50	147.45	¹ Total Proved Oil Reserves
Cadangan Gas Terbukti - BCF						Proved Gas Reserves - BCF
Exspan Kalimantan	276.66	87.68	74.60	54.60	65.67	Exspan Kalimantan
Exspan Sumatra	369.07	82.13	65.70	49.30	60.96	Exspan Sumatra
Jumlah Cadangan Gas Terbukti ¹	645.73	169.81	140.30	103.90	126.63	¹ Total Proved Gas Reserves
Produksi Minyak - BOPD*						*Oil Production - BOPD
Exspan Kalimantan	6,380	5,800	6,400	7,100	7,134	Exspan Kalimantan
Exspan Sumatra	25,959	35,500	60,400	75,100	78,346	Exspan Sumatra
Jumlah Produksi Minyak	32,339	41,300	66,800	82,200	85,480	Total Oil Production
Penjualan Gas - MMCFD*						*Gas Sales - MMCFD
Exspan Kalimantan	18.65	27.20	22.50	34.20	27.9	Exspan Kalimantan
Exspan Sumatra	48.27	44.60	43.40	42.90	39.7	Exspan Sumatra
Jumlah Penjualan Gas	66.92	71.80	65.90	77.10	67.6	Total Gas Sales
HARGA MINYAK - (USD/BAREL)						OIL PRICE - (USD/BARREL)
Exspan Kalimantan	12.43	17.38	28.43	23.78	25.39	Exspan Kalimantan
Exspan Sumatra	12.35	18.23	28.88	23.92	25.29	Exspan Sumatra
Harga Minyak Rata-rata	12.37	18.11	28.84	23.91	25.30	Average Oil Price
HARGA GAS - (USD/MMBTU)						GAS PRICE - (USD/MMBTU)
Exspan Kalimantan - Methanol	1.42	1.42	1.42	1.42	1.42	Exspan Kalimantan - Methanol
Exspan Kalimantan - PLN	-	2.19	1.94	2.32	2.50	Exspan Kalimantan - PLN
Exspan Sumatra - PUSRI	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	Exspan Sumatra - PUSRI
JASA PENGEBORAN						DRILLING SERVICES
Utilisasi Rig Pemboran Darat	53%	25%	37%	43%	61%	Onshore Drilling Rig Utilization
Utilisasi Rig Pemboran Lepas pantai	100%	86%	76%	100%	70%	Offshore Drilling Rig Utilization
INDUSTRI HILIR - METHANOL						DOWNSTREAM INDUSTRY - METHANOL
Produksi - Metrik Ton (MT)	233,164	285,383	146,101 ²	257,000	223,364	Production - MetricTon (MT)
Penjualan - Metrik Ton (MT)	228,973	304,134	144,452	246,000	232,576	Sales - Metric Ton (MT)
Harga Rata-rata - US\$/MT (FOB Bunyu)	100.31	89.43	145.55	116.00	132.30	Average Price - US\$/MT (FOB Bunyu)

⁽¹⁾ Jumlah cadangan terbukti untuk tahun 2000-2002 telah disertifikasi oleh Gaffney, Cline & Associates.

⁽²⁾ 122 hari pabrik tidak produksi karena perawatan dan perbaikan.

⁽³⁾ Tidak termasuk produksi dari blok Tuban dan Lematang.

⁽¹⁾ Total proved reserves for the year 2000-2002 have been certified by Gaffney, Cline & Associates.

⁽²⁾ The plant was shut down for 122 days due to the turn around program.

⁽³⁾ Do not include the production of Tuban and Lematang blocks.

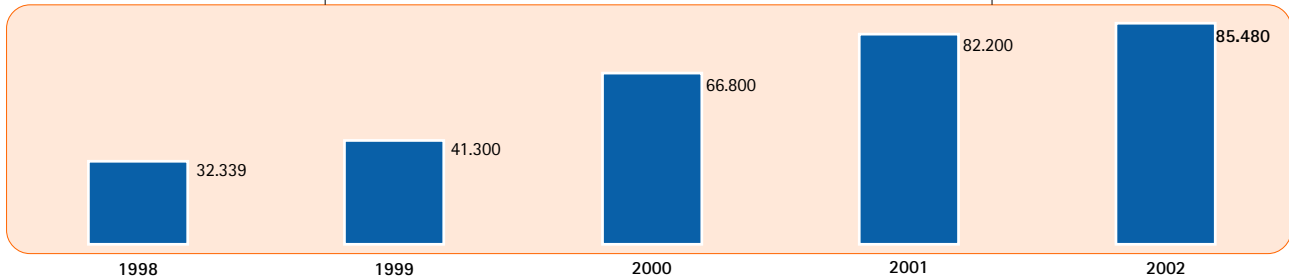
BESARAN MINYAK DAN GAS

OIL AND GAS MEASUREMENT

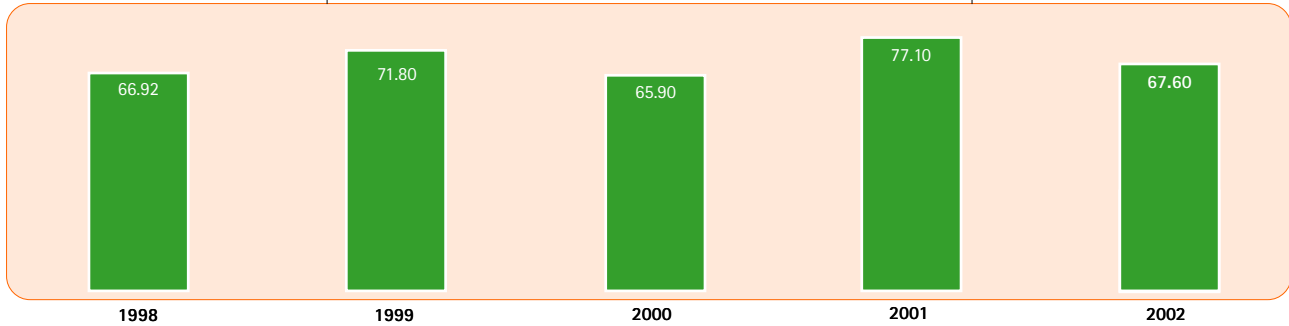
BOPD	Barel minyak per hari	Barrels of oil per day	MMCF	Juta kaki kubik	Million cubic feet
MBOPD	Ribu barel minyak per hari	Thousand barrels of oil per day	BCF	Miliar kaki kubik	Billion cubic feet
MBO	Ribu barel minyak	Thousand barrels of oil	MCFD	Ribu kaki kubik per hari	Thousand cubic feet per day
MMBO	Juta barel minyak	Million barrels of oil	MMCFD	Juta kaki kubik per hari	Million cubic feet per day
MBOE	Setara ribu barel minyak	Thousand barrels of oil equivalent	MMBTU	Ukuran panas, 1 MCF = 1 MMBTU	Million British Thermal Units
MMBOE	Setara juta barel minyak	Million barrels of oil equivalent	BWPD	Barel air per hari	Barrels of water per day
MCF	Ribu kaki kubik	Thousand cubic feet	TCF	Triliun kaki kubik	Trillion cubic feet

PERTUMBUHAN OPERASI OPERATION GROWTH

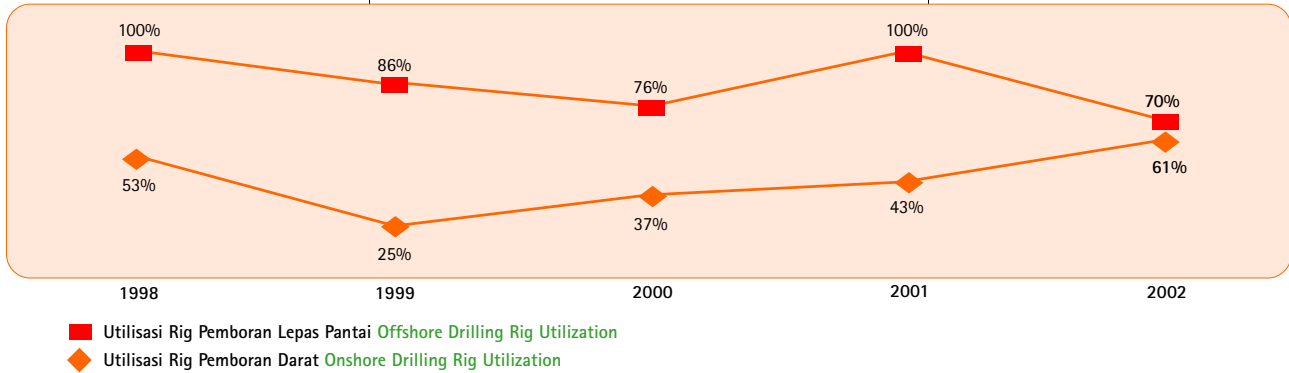
Ikhtisar Produksi Minyak (BOPD) - Historical Oil Production (BOPD)



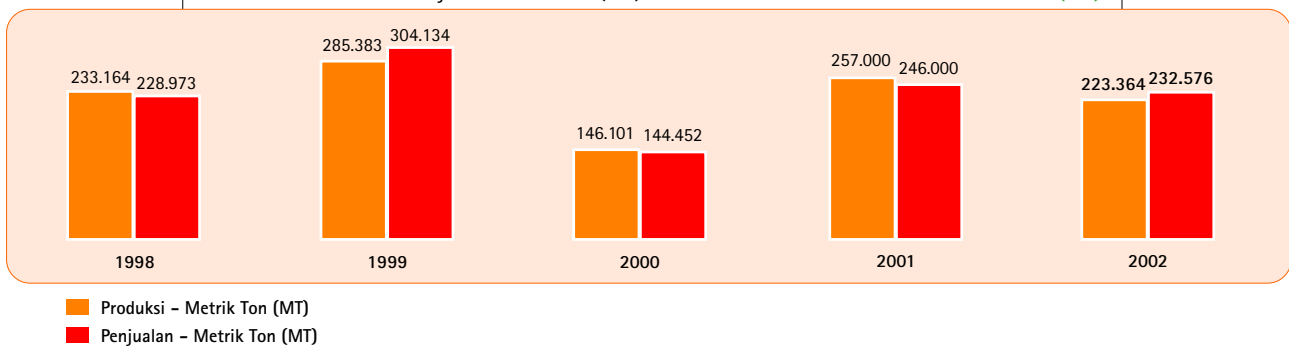
Ikhtisar Penjualan Gas (MMCFD) - Historical Gas Sales (MMCFD)



Ikhtisar Utilisasi Rig (%) - Historical Rig Utilization (%)



Ikhtisar Produksi dan Penjualan Methanol (MT) - Historical Methanol Production and Sales (MT)



PASAR & HARGA MINYAK OIL MARKET & PRICE

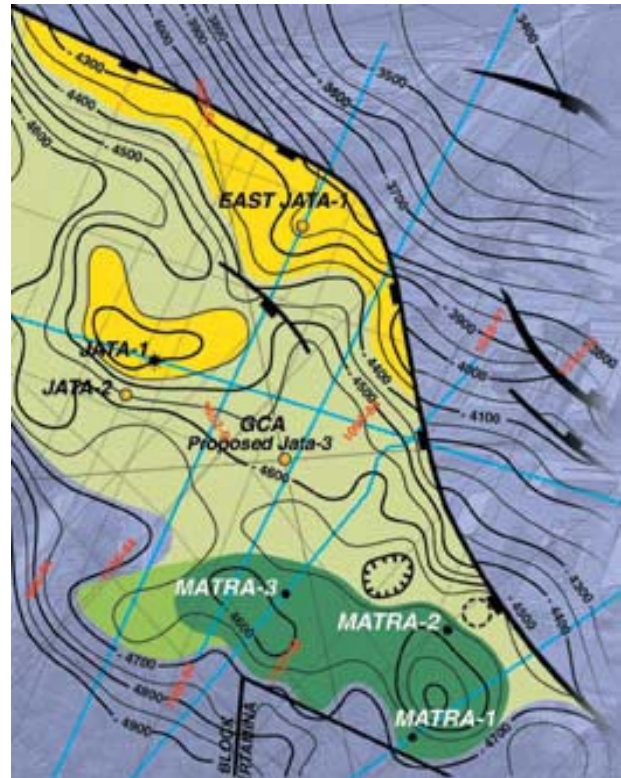
Satu setengah tahun terakhir setelah serangan 11 September 2001, minyak dan gas bumi menjadi perbincangan utama dalam pembahasan masalah serta strategi ekonomi global. Pada tahun 2002, saat AS semakin intensif memerangi terorisme global, harga minyak naik sampai di atas USD 30 per barel, yang merupakan tingkat harga tertinggi dalam sepuluh tahun terakhir.

Terakhir kali harga minyak menyentuh batas USD 30 terjadi saat Perang Teluk tahun 1991 saat Irak melakukan invasi ke Kuwait dan menghentikan pengiriman minyak bumi ke AS dan pasar dunia. Hal ini menyebabkan terjadinya operasi militer Badai Gurun tentara koalisi di bawah pimpinan militer AS.

Saat ini, 12 tahun setelah kejadian tersebut, kita kembali ke titik yang sama. Pasukan militer AS sekali lagi mengancam akan menyerang Irak, dengan tujuan menyingkirkan senjata pemusnah masal yang paling berbahaya di dunia. Namun demikian, saat ini, jumlah tentara koalisi tidak sampai setengah atau sebesar jumlah tentara saat perang tahun 1991. Oleh karena itu, banyak orang bertanya-tanya, mengapa para pengambil keputusan di AS begitu bernaftu untuk menggantikan rezim yang berkuasa di Irak saat ini.

Telah banyak dikatakan bahwa minat Amerika sejak awal hingga akhir hanya minyak bumi. Meski saat ini hal tersebut belum tentu benar seratus persen seperti pada era tahun tujuh puluhan atau delapan puluhan, tidak ada seorangpun yang dapat mengabaikan bahwa kebijakan luar negeri serta minat geopolitik Amerika menunjukkan kepentingan yang sangat besar terhadap minyak bumi. Perang yang terjadi saat ini di Afghanistan, misalnya, dapat dipandang sebagai kemenangan dunia merdeka atas tirani dan terorisme. Namun harus pula diakui kenyataan bahwa kedudukan Afghanistan sangat strategis dengan letaknya yang sangat dekat dengan pusat saluran pipa minyak bumi Asia Tengah, yang sangat penting artinya bagi Amerika.

Bayangan perang di Irak (yang kemungkinan sudah terjadi saat laporan ini dipublikasikan) dapat dipandang dari sudut yang sama. Kecuali bila terjadi konflik yang berlarut-larut, negara Irak yang dijalankan berdasarkan peraturan administrasi AS pasti akan memiliki pengaruh besar terhadap prakiraan jangka pendek maupun jangka panjang atas pasar dan harga



In the last year and a half since the attacks of September 11, 2001, oil and gas have taken center stage on the issues and strategies of global economies. In 2002, as the US war on global terrorism intensified, oil prices broke well above USD 30.00 a barrel, the highest range of prices in over a decade.

The last time oil prices had reached anywhere near the 30-dollar mark was during the Gulf War of 1991 when Iraq invaded Kuwait and disrupted the flow of oil to world markets and US. This led to the Dessert Storm military response by the US-led coalition forces.

Some 12 years later, today, we may well have come full circle. US military might is once again poised to strike at Iraq, ostensibly to rid the world of dangerous weapons of mass destruction. However, this time around, the coalition forces are not nearly half as many nor as unanimous as they were in 1991. One wonders, therefore, why US policy makers are so bent on replacing the current regime in Iraq.

It has been said that American interest starts and ends with oil. While this may not have the same ring of truth today than it had during the seventies or eighties, one cannot discard the notion that American foreign policy and geopolitical interests have largely and ultimately centered around oil. The recent war in Afghanistan, for instance, could well be seen as a victory

minyak dunia. Saat ini Irak memiliki cadangan minyak bumi dan gas bumi yang terbesar kedua di dunia. Kapasitas produksinya dapat dengan mudah ditingkatkan dari kapasitasnya saat ini sebesar 2,8 MMBOPD menjadi 6,0 MMBOPD dalam waktu kurang dari 36 bulan. Di bawah peraturan administratif AS, Irak tidak harus mengikuti kuota produksi yang ditetapkan oleh OPEC (Negara-negara penghasil dan pengekspor minyak).

Jika perang AS atas Irak memang ditujukan untuk mengamankan pasokan minyak bumi dari Timur Tengah sehingga diperoleh pasokan yang lancar serta harga murah, maka apa implikasi kejadian tersebut terhadap industri minyak bumi kita?

Pada awalnya, OPEC akan tetap mendominasi pasokan minyak bumi sampai tahun 2030, di mana permintaan pasar telah diperkirakan akan mencapai 120 MMBOPD. Asumsi ini sesuai dengan perkiraan umum akan rata-rata pertumbuhan tahunan ekonomi global sebesar 3% sampai dengan tahun 2003 dan OPEC menguasai 2/3 cadangan minyak terbukti di dunia. Permintaan dari negara-negara berkembang, terutama Asia, akan konsumsi minyak global diperkirakan akan naik dari 30% menjadi 43% tahun 2030; sementara permintaan kebutuhan minyak global dari negara-negara OECD akan turun dari 70% menjadi hanya 43% pada periode yang sama.

Sebagian besar permintaan tersebut akan terpenuhi dengan adanya peningkatan produksi dari Timur Tengah dan, kemungkinan besar, Rusia. Seperti telah kita lihat besarnya kapasitas produksi dari hasil ladang minyak Irak saja, 2,5 MBOPD dalam beberapa bulan dan mungkin sebesar 6 MBOPD dalam 5 - 6 tahun, produksi minyak dari Timur Tengah akan tetap menjadi kunci utama untuk keseimbangan pasar permintaan dan pasokan, serta terutama harga pasar. OPEC nampaknya akan menahan harga minyak pada tingkat harga USD 22,00 sampai USD 28,00 per barel. 'The International Energy Agency' menggunakan angka USD 21,00 sebagai prakiraan jangka pendek. Sementara Indonesia menetapkan harga minyak bumi USD 22,00 per barel dalam RAPBN 2003.

Penguasaan atas ladang minyak Timur Tengah, yaitu di Arab Saudi dan Irak, merupakan impian Amerika dan negara-negara Barat, namun jika itu terjadi maka akan sangat sulit mempertahankan harga di atas USD 24 per barel. Belum lagi peningkatan hasil minyak bumi dari negara-negara di luar OPEC seperti Rusia, Meksiko, Angola, dll., tidak bisa dipungkiri kita akan mengalami tekanan harga minyak bumi dalam jangka panjang. Oleh karena itu, Medco Energi sebaiknya merencanakan pertumbuhan di masa mendatang dengan estimasi patokan harga minyak bumi sebesar USD 20,00 sampai USD 21,00 per barel untuk periode 2003 - 2007.

(Ringkasan presentasi makalah "The Oil Market and Oil Price - Outlook for 2003 and Beyond" [Prakiraan Pasar dan Harga Minyak Bumi untuk tahun 2003 dan Selanjutnya] oleh Prof. Subroto, salah satu Penasihat Medco dan mantan Sekretaris Jenderal OPEC)

of the free world against tyranny and terrorism. But one cannot deny the fact that Afghanistan sits strategically over or near key Central Asian oil pipelines, vital to American interests.

The looming war on Iraq (which could well have broken out by the time this report goes to press) can be viewed in similar light. Barring an unlikely protracted conflict engagement, an Iraq under US administrative rule will have significant influence over the near to medium-term outlook for the global oil market and price. Iraq currently has the second largest oil and gas reserves in the world. Its producing capacity can be increased relatively quickly from current capacity of 2.8 MMBOPD to as much as 6.0 MMBOPD in less than 36 months. Under US administrative rule, Iraq would not necessarily conform to OPEC (Oil Producing and Export Countries) production quota.

If indeed the US war on Iraq is ultimately about securing Middle-Eastern flow of oil in order to ensure a steady supply of moderately priced oil, then what are its implications on our industry?

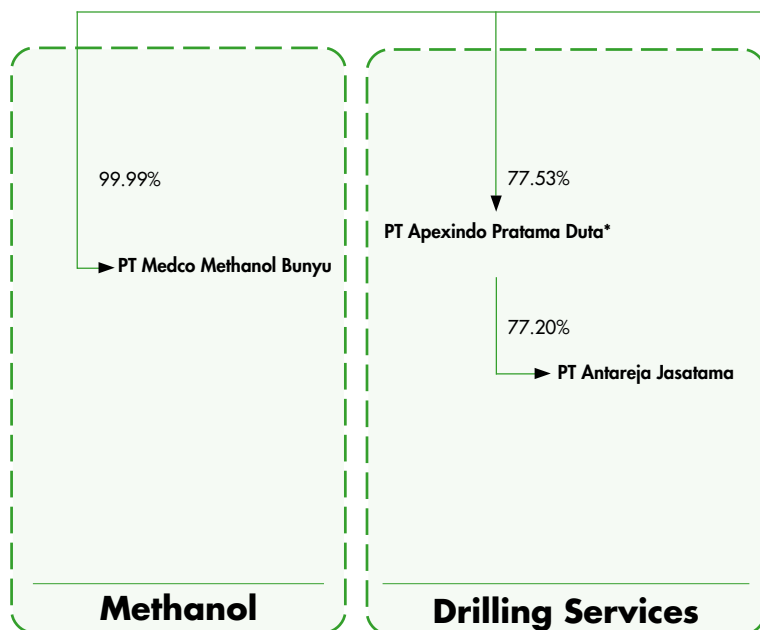
To begin with, OPEC will continue to dominate world oil supply up to the year 2030, when demand is expected to reach 120 MMBOPD. This assumption is in line with the widely held estimate of 3% annual average growth of the global economy up to 2003 and that OPEC commands two third of the world's proven oil reserve. Demand from developing countries, particularly in Asia, is expected to grow from 30% of global oil consumption today to 43% by 2030; whereas demand from OECD countries could decline from 70% to 43% of world oil demand over the same period.

Most of these demands will have to be met by increased output from the Middle East and, most likely, Russia. As we have seen from the probable producing capacity of Iraqi oil fields alone, 2.5 MBOPD in a couple of months, and 6 MBOPD may be in 5 - 6 years, oil output from the Middle East will remain a key factor in the balance of market supply and demand, and ultimately, market price. The Oil Producing and Exporting Countries would like to peg oil prices between USD 22.00 and USD 28.00 a barrel. The International Energy Agency uses USD 21.00 per barrel of oil in its short to medium term outlook while Indonesia puts the price of oil at USD 22.00 per barrel for its 2003-State Budget.

With control over Middle Eastern oil fields, namely those in Saudi Arabia and Iraq, perfectly aligned with US and Western interests, it will be difficult to sustain a level of price above USD 24 a barrel. And with increasing oil output from non-OPEC member countries such as Russia, Mexico, Angola, etc., we may well see further downward pressure on oil prices over the long term. Thus, Medco Energi would do well to plan its future growth on an estimated oil price platform of USD 20.00 to USD 21.00 per barrel between 2003 and 2007.

(A summary commentary from the presentation paper "The Oil Market and Oil Price - Outlook for 2003 and Beyond" of Dr. Subroto, one of Medco Energi's Advisors and former OPEC Secretary General)

STRUKTUR PERUSAHAAN CORPORATE STRUCTURE



* Perusahaan hasil merger pada tanggal 27 Desember 2001; Apexindo sebagai "surviving company"

* Merged effective December 27, 2001, with Apexindo as the surviving company.

IKHTISAR PERUSAHAAN MILESTONES



1980

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



1992

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



1994

Penawaran Saham Perdana sebagai Medco Energi/MEDC di Bursa Efek Jakarta. Initial Public Offering as Medco Energi/MEDC on the Jakarta Stock Exchange.



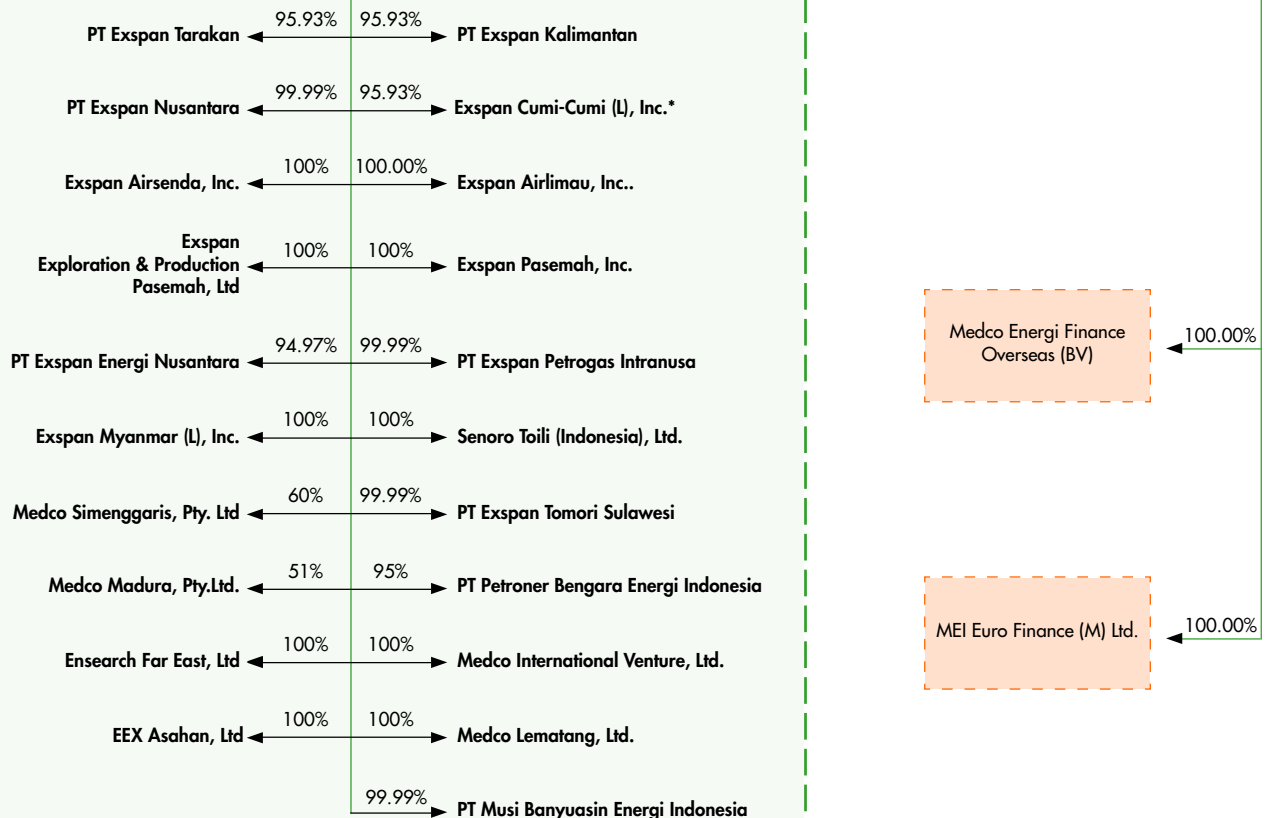
1995

Mengambil-alih 100% saham PT Stanvac Indonesia dari Exxon/Mobil. Acquired 100% shares of PT Stanvac Indonesia from Exxon/Mobil.



1996

Penemuan besar ladang minyak di Kaji/Semoga, Sumatra. Discovery of the giant Kaji/Semoga oil fields, Sumatra.



Exploration & Production

* Mendapat persetujuan dari BP Migas untuk dikembalikan pada bulan Agustus 2002
Obtained approval to relinquish from BP Migas in August 2002



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.



1999

Sukses merestrukturisasi hutang perusahaan, ditindak lanjuti dengan dikeluarkannya HMETD 10:11. Succeeded in company 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, Sumatra 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, Sumatra. Discovery of new oil field Matra-Nova, Sumatra.



2002

- Mengakuisisi 25% wilayah kerja yang telah berproduksi di blok TUBAN
- Acquired 25% working interest at the producing TUBAN block
- MEI Euro Finance Ltd, anak perusahaan MEI, menerbitkan USD 100 juta Eurobond dicatatkan di Bursa Efek Singapura
- Issued 100 millions USD of Eurobond by MEI Euro Finance Ltd, MEI's Subsidiary, listed at Singapore's Stock Exchange.

WILAYAH KERJA MEDCO MEDCO WORKING AREAS



ANAK PERUSAHAAN SUBSIDIARIES

● RECENT ACQUISITIONS :

- ASAHAN
- LEMATANG
- TUBAN
- YAPEN
- ROMBEBAI

CUMI-CUMI*

TARAKAN

BENGARA

SIMENGARIS

BUNYU

SAMBOJA & SANGA-SANGA

SENORO TOILI

MADURA

- * Diserahkan ke BP MIGAS pada Agustus 2002
- * Relinquished to BP MIGAS on August 2002

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 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

PT APEXINDO PRATAMA DUTA

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.com>

■ Produksi
Producing Properties

■ Eksplorasi
Exploration Properties

■ Pabrik Methanol
Methanol Plant

PERISTIWA PENTING 2002 IMPORTANT EVENTS IN 2002

- PT Apexindo Pratama Duta (Apexindo) dan PT Medco Antareja (MEA), anak perusahaan yang masing-masing bergerak di bidang jasa pemboran lepas pantai dan darat, melakukan merger, menjadi PT Apexindo Pratama Duta.
- PT Apexindo Pratama Duta (Apexindo) and PT Medco Antareja (MEA), the subsidiaries in offshore and onshore drilling services, merged into PT Apexindo Pratama Duta (the surviving company).

- MAERA, salah satu *rig submersible swamp barge* milik Apexindo yang sedang disewa oleh TotalFinaElf, terbakar pada saat sedang melakukan *logging* di sumur Tunu 5E.
- Memenangkan tender untuk membeli 100% saham Ensearch Far East Limited ("Ensearch"), yang memiliki 25% wilayah kerja di blok Tuban, Jawa Timur dan EEX Asahan Limited ("EEX Asahan"), yang memiliki 15% wilayah kerja di blok Asahan Sumatra Utara.
- MEI Euro Finance Ltd., anak perusahaan yang dimiliki 100% oleh Medco Energi, menerbitkan Obligasi *Eurobond* sebesar USD 100 juta yang dicatatkan di Bursa Efek Singapura.
- MAERA, one of the submersible swamp barge rigs owned by Apexindo which was rented out by TotalFinaElf, was on fire due to the gas blow out when underwent log at the Tunu well 5E.
- Won a tender to acquire 100% of shares Ensearch Far East Limited ("Ensearch"), which owned 25% working interest at Tuban block, East Java and EEX Asahan Limited ("EEX Asahan"), which owned 15% working interest at Asahan block, North Sumatra.
- The MEI Euro Finance Ltd., wholly owned subsidiary of Medco Energi issued Eurobond in the amount of USD 100 million, listed at the Singapore Stock Exchange.

- Rapat Umum Pemegang Saham Tahunan untuk menyetujui Laporan Keuangan dan Operasi dari Komisaris dan Direksi dan mensahkan Laporan Keuangan Konsolidasi untuk periode yang berakhir 31 Desember 2001, serta menyetujui pembagian dividen untuk tahun fiskal 2001 sebesar Rp 110 per saham.
- Percobaan pencurian keran dari jalur pipa minyak milik PT Exspan Nusantara, anak perusahaan yang bergerak di bidang eksplorasi dan produksi migas.
- Semburan gas dan kebakaran di sumur gas tua PAM #938 (Pamusian), blok Tarakan, Kalimantan Timur, salah satu wilayah kerja yang dioperasikan oleh Exspan.
- Medco Energi melalui anak perusahaan, PT Exspan Tomori Sulawesi, menandatangani Nota Kesepahaman dengan Pertamina dan Marathon International Petroleum Limited untuk melakukan studi bersama pengembangan gas di blok Senoro-Toili.
- Annual General Meeting of Shareholders to approve the Financial and Operational Reports of the Commissioners and Directors and ratify the Consolidated Financial Statements for the period ended 31st of December 2001, and also to approve the dividend distribution for the fiscal year of 2001 in the amount of Rp 110 per share.
- The jumper valve of the oil pipeline owned by PT Exspan Nusantara (Exspan), the oil and gas exploration and production subsidiary, was attempted to be stolen.
- Gas scattered and fired at the old gas well of PAM #938 (Pamusian), Tarakan block, East Kalimantan, one of working interest which was operated by Exspan.
- Medco Energi through its subsidiary, PT Exspan Tomori Sulawesi, signed an MOU with Pertamina and Marathon International Petroleum Limited to jointly study the gas development at Senoro-Toili block.

JAN

FEB

MAR

APR

MAY

JUN

- Mendapatkan peringkat B+ dengan prospek stabil dari S&P's dan AA- dengan prospek stabil dari PEFINDO.
- Mendapatkan persetujuan dari Rapat Umum Pemegang Saham atas pengunduran diri dan penunjukkan baru dari beberapa anggota Komisaris dan Direksi.
- Awarded ratings of B+ with stable outlook from S&P's and AA- with stable outlook from PEFINDO.
- Obtained approval from the General Meeting of Shareholders on the resignation and new appointment of several members of Commissioners and Directors

- *Rig* No. 9, salah satu *rig* darat milik Apexindo, mendapatkan kontrak baru dari VICO Indonesia mulai April 2002 sampai dengan akhir Maret 2004.
- Penyelesaian Pembayaran pembelian 100% saham Ensearch Far East Limited ("Ensearch"), yang memiliki 25% wilayah kerja di blok Tuban, Jawa Timur.
- *Rig* No. 9, one of the Apexindo's onshore rigs, obtained new contract from VICO Indonesia from April 2002 to the end of March 2004.
- Financial Closing of the 100% shares acquisition of Ensearch Far East Limited ("Ensearch"), which owned 25% working interest at Tuban block, East Java.

- Pembagian dividen sebesar Rp 110,- per saham untuk jumlah saham 3.146.303.950 lembar.
- Apexindo mendapat Surat Pernyataan Efektif dari Ketua Badan Pengawas Pasar Modal (BAPEPAM) untuk mencatat sahamnya di Bursa Efek Jakarta (BEJ).
- Dividend distributions in the amount of Rp 110,- per share for 3,146,303,950 shares.
- Apexindo obtained an Effective Letter from the Chairman of the Capital Market Supervisory Board (BAPEPAM) to list its shares at the Jakarta Stock Exchange (JSX).

- Menandatangani Nota Kesepahaman dengan Petroleum Development Associates (Asia) BVI untuk membeli 100% saham Petroleum Development Associates (Asia) LLC (PDA Labuan), yang memiliki 60% wilayah kerja di blok Lematang, Sumatra Selatan.
- Mengangkat Bapak Gustiawan Deru sebagai Komisaris Independen melalui Rapat Umum Pemegang Saham Luar Biasa.
- Mendapat persetujuan dari Pemegang Saham Independen melalui Rapat Umum Pemegang Saham Luar Biasa III untuk merestrukturisasi piutang kepada pihak terafiliasi dan menjual piutang yang telah direstrukturisasi tersebut pada harga pasar dan sesuai dengan praktek pasar dan peraturan perundang-undangan terkait.
- Mendapat persetujuan dari BP MIGAS untuk mengembalikan wilayah kerja PSC Cumi-Cumi.
- Signed an MOU with Petroleum Development Associates (Asia) BVI to acquire 100% shares of Petroleum Development Associates (Asia) LLC (PDA Labuan), which owned 60% working interest at Lematang block, South Sumatra.
- Appointed Mr. Gustiawan Deru as an Independent Commissioner through The Extraordinary General Shareholders Meeting.
- Obtained approval from the Independent Shareholders at the III Extraordinary General Meeting of Shareholders to restructure the receivables of the affiliated parties and to sell the restructured receivables at market value and accordance with the market practice and the related rules and regulations.
- Obtained approval from BP MIGAS to relinquish Cumi-Cumi PSC.
- Penyelesaian Pembayaran pembelian 100% saham EEX Asahan Limited ("EEX Asahan"), yang memiliki 15% wilayah kerja di blok Asahan Sumatra Utara.
- Penyelesaian Pembayaran pembelian 100% saham Petroleum Development Associates (Asia) LLC (PDA Labuan) oleh Medco International Venture Limited, anak perusahaan yang dimiliki 100% oleh Medco Energi. PDA Labuan memiliki 60% wilayah kerja di blok Lematang, Sumatra Selatan.
- Pembelian 80% wilayah kerja milik Ramu Rombebai LLC ("Ramu Rombebai") di blok Rombebai, Papua Barat.
- Financial Closing of the 100% shares acquisition of EEX Asahan Limited ("EEX Asahan"), which owned 15% working interest at Asahan block, North Sumatra
- Financial Closing of the 100% shares acquisition of 100% shares of Petroleum Development Associates (Asia) LLC (PDA Labuan) by Medco International Venture Limited, wholly owned subsidiary of Medco Energi. PDA Labuan owns 60% working interest at Lematang block, South Sumatra.
- Acquired 80% of working interest owned by Ramu Rombebai LLC ("Ramu Rombebai") at Rombebai block, West Papua.
- Bapak Darmoyo Doyoatmojo, salah satu anggota Komisaris, mengundurkan diri dari jabatannya.
- Bapak Wijarso, salah satu Komisaris Independen meninggal dunia.
- Program Pembelian Kembali Saham telah selesai pelaksanaannya, per tanggal 27 Desember 2002. Saham yang dipegang oleh Medco Energi adalah sebanyak 228.198.500.
- Mr. Darmoyo Doyoatmojo, one of the Commissioner's member, resigned from his post.
- Mr. Wijarso, one of the Independent Commissioner's member, passed away.
- The Buy Back Shares Program was completed, as of December 27 2002, Medco Energi holds treasury stock of 228,198,500.

JUL

AUG

SEPT

OCT

NOV

DEC

- Apexindo mencatat 200 juta lembar sahamnya di Bursa Efek Jakarta (BEJ) dengan harga penawaran Rp 550,- per saham.
- Apexindo listed its 200 million shares at the Jakarta Stock Exchange (JSX) with the offering price Rp 550,- per share.

- Perbaikan Berkala Pabrik Methanol di pulau Bunyu untuk jangka waktu 2 bulan.
- Turn Around program of the Methanol Plant in Bunyu Island for 2 months period.

- Pembelian 90% wilayah kerja milik Continental Energy Yapen Limited ("Continental") di blok Yapen, Papua Barat.
- Acquired 90% of working interest owned by Continental Energy Yapen Limited ("Continental") at Yapen block, West Papua.

SAMBUTAN KOMISARIS UTAMA MESSAGE FROM THE PRESIDENT COMMISSIONER

**KOMISARIS UTAMA PRESIDENT COMMISSIONER**

Ir. JOHN S. KARAMOY

Dengan penuh rasa bangga dan gembira saya melaporkan kesinambungan pertumbuhan PT Medco Energi Internasional, Tbk meski menghadapi berbagai tantangan di tengah perekonomian dunia yang tidak menentu. Tahun 2002 merupakan tahun yang menentukan bagi Medco Energi untuk bangkit mengejar berbagai peluang baru, tentu saja dengan dukungan penuh serta komitmen seluruh karyawan, para pemegang saham strategis, dan masyarakat sekitar tempat kami beroperasi.

Seperti kebanyakan perusahaan yang terkena imbas krisis ekonomi terburuk di Asia, Medco Energi memasuki abad 21 dengan penuh ketidakpastian. Namun kami hanya membutuhkan waktu kurang dari dua tahun untuk mengatasi masalah tersebut, dan dengan dukungan rekanan strategis, kami meletakkan landasan yang lebih kuat untuk bangkit dan meraih kesuksesan di abad ini.

Saat abad baru dimulai, Medco Energi berada dalam posisi yang menjanjikan dalam memberikan pertumbuhan yang menguntungkan bagi para pemegang saham serta stakeholder Perseroan lainnya. Kami berkembang dengan bertumpu pada kekuatan yang telah mempertahankan pertumbuhan kami selama lebih dua dekade: sumber cadangan minyak dan gas bumi yang memadai; program eksplorasi yang agresif; hasil minyak

It is with both pride and pleasure that I report the continuing growth of PT Medco Energi Internasional Tbk in the face of challenging conditions and uncertain world economy. The year 2002 was a defining year for Medco Energi as we set off in pursuit of new growth opportunities, with the solid support and commitments of our people, our strategic shareholders and the communities in which we operate.

Like many companies caught by Asia's worst economic crisis, Medco Energi entered the 21st century with great uncertainties. Fortunately, it took us less than two years to deal with the issues and, with the help of strong strategic partners, built a stronger platform from which to pursue our growth well into this century.

As the century unfolds, Medco Energi finds itself in a promising position to deliver profitable growth to shareholders and other stakeholders of the company. We are building on the strengths that have sustained our growth for over two decades: a considerable oil and gas reserves base; an aggressive exploration program; productive oil and condensate outputs; close ties with local communities; environmentally responsible operations; clear focus and vision.

Our vision is to be the Energy Company of Choice for stakeholders, seeking either value creation, business opportunities, career prospects or social benefits. We do so by drawing on our extensive expertise and resources to

dan gas bumi yang produktif; hubungan yang baik dengan masyarakat setempat; operasional yang peduli lingkungan; fokus dan visi yang jelas.

Visi kami adalah menjadi Perseroan Energi Terpilih bagi para *stakeholder* (pihak yang terkait langsung dengan Perseroan) yang mementingkan nilai, kesempatan usaha, prospek karir atau manfaat sosial. Kami melakukannya dengan cara memanfaatkan seluruh tenaga ahli serta sumber daya alam yang ada untuk menghasilkan energi kreatif yang mampu mengubah cadangan minyak dan gas menjadi portofolio investasi yang menguntungkan.

Pada tahun 2002, kami meningkatkan hasil produksi untuk mempertahankan pertumbuhan serta keuntungan Perseroan. Pertumbuhan yang semakin kuat dari tahun ke tahun selalu menjadi tujuan Medco Energi, demikian juga harapan untuk tahun mendatang. Selain melakukan upaya terbaik untuk meningkatkan produksi, kami juga melakukan eksplorasi secara agresif untuk menggantikan atau meningkatkan cadangan minyak bumi. Di samping mengembangkan serta memperluas kesempatan usaha ke hilir, kami juga menantang manajemen untuk melakukan efisiensi biaya sehingga dapat meningkatkan keuntungan operasi di bagian hulu. Semua upaya tersebut terbukti meningkatkan kinerja operasi dan keuangan Medco Energi.

Strategi Mempertahankan Pertumbuhan

Sebagai Perseroan energi nasional terkemuka, Medco Energi menerapkan 7 butir landasan strategi pertumbuhan dengan perkembangan usaha sebagai acuan, yaitu: Meningkatkan Tata Kelola Perusahaan, Penggantian Cadangan Migas, Kerjasama Strategis, Mengembangkan Pasar Komersial Gas, Efisiensi dan Produktifitas Operasional, Neraca yang Fleksibel dan Konservatif, dan Dukungan Masyarakat Setempat. Berikut 7 strategi pertumbuhan yang menurut Dewan Komisaris patut memperoleh perhatian:

- **Meningkatkan Tata Kelola Perusahaan.** Medco Energi menganggap tata kelola perusahaan sebagai bagian yang tak terpisahkan bagi keberhasilan Perseroan dalam membangun serta meningkatkan nilai pemegang saham. Bahkan, kami dinobatkan sebagai salah satu perusahaan publik yang paling berhasil dalam menentukan kebijakan serta penerapan tata kelola perusahaan di Indonesia.

Implementasi tata kelola perusahaan pada tahun 2002 tercermin melalui adanya perbaikan Anggaran Dasar (AD) Perseroan dalam pasal-pasal mengenai (1) Tugas dan Tanggung Jawab Direksi; (2) Rapat Direksi; dan (3) Rapat Komisaris. Sejak disetujuinya perubahan AD pada Rapat Umum Pemegang Saham Luar Biasa (RUPSLB) tanggal 7 Mei 2002, Komisaris memutuskan untuk melakukan Rapat satu bulan sekali untuk mengevaluasi Laporan Operasi dan Keuangan yang disajikan oleh Direksi. Disamping tugasnya sebagai Komisaris, masing-masing anggota Komisaris memiliki tugas dan tanggung jawab tersendiri sebagai Komite Audit, Komite Nominasi dan Remunerasi, serta Komite Manajemen Risiko.

Pada RUPSLB tanggal 8 Februari 2002, jumlah anggota Komisaris bertambah dari tujuh menjadi delapan anggota. Untuk memenuhi ketentuan BEJ, yang mengharuskan jumlah Komisaris Independen

harness the creative energy to turn oil and gas reserves into highly profitable investment portfolios.

In 2002, we increased production output to sustain our growth and profitability. Sustainable growth from one year to another has always been the goal of Medco Energi, as it will be in years to come. As we exert every effort to increase production, we also undertake aggressive exploration to replace or increase reserves. As we continue to develop and expand downstream business opportunities, we also challenge our organization to be more cost-efficient and profitable in their upstream operations. These efforts have enhanced Medco Energi's operating and financial performance in recent years.

Strategy for Sustainable Growth

As the leading local energy company, Medco Energi employs a 7 point growth strategy platform that revolves around the expansion of our activities, they are: Improving Corporate Governance, Replacement of Reserves, Strategic Alliances, Developing Market for Uncommitted Gas, Operational Efficiency and Productivity, Flexible and Conservative Balance Sheet, and Support of Local Communities. The followings are those 7 growth strategies, which the Board of Commissioners sees fit to note :

- **Improving Corporate Governance.** Medco Energi sees good corporate governance as an integral element of corporate success in building and enhancing long-term stockholder value. As such, we have one of the most established corporate governance policies and implementation of public companies in Indonesia.

The implementation of corporate governance in 2002 was reflected through the revision of the Company's Articles of Association (AA), articles concerning (1) The duty of the Directors; (2) The Directors' Meeting; and (3) The Commissioners' Meeting. Since the approval of AA's revisions was obtained from the Extraordinary General Shareholders Meeting (EGM) on May 7 2002, the Commissioners decided to have regular meeting once a month to review the monthly Operational and Financial Reports presented by the Directors. Beside their regular duties, each member of Commissioners holds their own responsibilities in the Audit Committee, the Nomination and Remuneration Committee and Risk Management Committee.

In the February 8 2002 EGM, the numbers of Commissioner members have increased from seven to eight members. Therefore, in order to comply with the JSX's regulation, which requires the publicly company to have the numbers of Independent Commissioners for 30 % of the existing members, Medco Energi appointed an additional member of the Independent Commissioner, Mr. Gustiaman Deru, on the EGM August 30, 2002.

The fact that Medco Energi has implemented good corporate governance is recognized by none other than the Indonesian Institute for Corporate Governance which positioned Medco as one of the 15th company in 2002, as well as numerous other awards of excellence which the company received from leading national and international business publications.

sebanyak 30% dari jumlah anggota Komisaris yang ada, pada RUPS tanggal 30 Agustus 2002 Perseroan mengangkat Bapak Gustiawan Deru, yang sebelumnya mengajukan pengunduran diri dari jabatan Komisaris Perseroan, menjadi Komisaris Independen. Keberhasilan Medco Energi menerapkan tata kelola perusahaan diakui oleh Institut Indonesia untuk Tata Kelola Perusahaan dengan menempatkan Medco Energi sebagai salah satu dari 15 perusahaan yang berhasil tahun 2002, begitu juga berbagai macam penghargaan yang diterima Perseroan dari berbagai lembaga bisnis nasional maupun internasional terkemuka.

- **Penggantian Cadangan Migas.** Medco Energi tak henti-hentinya melakukan penggantian cadangan migas baik dengan cara eksplorasi maupun akuisisi. Pada tahun 2002, kami menemukan cadangan gas yang besar, serta meningkatkan cadangan minyak dengan mengakuisisi wilayah kerja ladang migas Tuban di Jawa Timur, Lematang di Sumatra Selatan, Asahan di Sumatra Utara, serta ladang migas yang besar di Yapen dan Rombebai, Papua Barat.
- **Kerjasama Strategis.** Medco Energi saat ini dimiliki oleh para mitra pemegang saham strategis, yang memiliki keahlian dalam industri energi dan memiliki sumber keuangan untuk membiayai peluang jangka pendek, menengah maupun panjang. Khususnya, wakil dari PTTEP Offshore Investment Company Limited (PTTEPO), anak perusahaan PTT Exploration and Production Public Company Limited (PTTEP), sebuah perusahaan migas milik Kerajaan Thailand, telah memberikan masukan yang sangat besar bagi tenaga ahli kami di jajaran pucuk manajemen, terutama untuk kegiatan operasi lepas pantai, yang menjadi keahlian PTTEP sejak tahun 1998.
- **Mengembangkan Pasar Komersial Gas.** Medco Energi mempunyai sumber cadangan gas yang belum dipasarkan yang saat ini sedang dikembangkan. Termasuk di antaranya penemuan ladang gas Senoro yang memiliki potensi gas yang cukup besar.
- **Efisiensi dan Produktivitas Operasional.** Medco Energi tetap merupakan operator migas dengan biaya terendah namun tingkat produktivitasnya tetap terus meningkat.
- **Neraca yang Fleksibel dan Konservatif.** Salah satu kekuatan Medco Energi adalah rendahnya tingkat *leverage* yang kami pertahankan dalam neraca. Hal ini membuat kami memiliki fleksibilitas untuk mendanai potensi pertumbuhan masa mendatang. Strategi kami adalah menjaga neraca secara konservatif dan hati-hati, sehingga selalu tersedia kas untuk mendanai kegiatan operasi jangka pendek maupun menengah.
- **Dukungan Masyarakat Setempat.** Mendukung pemerintah daerah serta masyarakat menjadi semakin penting bagi Medco Energi. Kami tidak hanya menyediakan kesempatan kerja tetapi juga melakukan kegiatan pengembangan masyarakat setempat. Bagi Medco Energi memperkuat tali silaturahmi dengan masyarakat tempat kami beroperasi, merupakan tantangan sekaligus kesempatan.
- **Replacement of Reserves.** Medco Energi carries out aggressive reserves replacement either through exploration or acquisition. In 2002, we made significant gas discoveries, whilst bolstering our potential oil reserves base with acquisitions of working interests at the Tuban field in East Java, the Lematang field in South Sumatra, the Asahan field in North Sumatra, and the huge Yapen and Rombebai fields in West Papua.
- **Strategic Alliances.** Medco Energi is now owned by strong international strategic shareholding partners, with both expertise in the energy industry and financial resources to capitalize on short, medium as well as long-term growth opportunities. In particular, the representation of PTTEP Offshore Investment Company Limited (PTTEPO), a subsidiary of PTT Exploration and Production Public Company Limited (PTTEP), an oil and gas company owned by the Kingdom of Thailand, has had a major contribution to our pool of expertise at top management level, especially with respect to the offshore operations where PTTEP has excelled since 1998.
- **Developing Market for Uncommitted Gas.** Medco Energi has substantial unmarketed gas resources, which are currently being developed for potential commercialization. This includes our recent discovery of the huge Senoro gas field, which holds significant gas potential.
- **Operational Efficiency and Productivity.** Medco Energi remains one of the lowest cost oil and gas operators, while the productivity has continued to increase as well.
- **Flexible and Conservative Balance Sheet.** One of Medco Energi strengths is the low level of leverage that we maintain on our balance sheet. This has provided us with the financial flexibility to fund future growth potentials. It is our strategy to maintain a prudent and conservative balance sheet, resorting to internally generated cashflows to fund our operations whenever possible for the short to medium-term.
- **Support of Local Communities.** Supporting the regional governments and local communities has become more crucial than ever to Medco Energi. We did not only provide the employment opportunities but also provide community development program for the local community. Medco Energi sees this as both challenge and opportunity as we continue to strengthen our ties and engagements with members of the communities in which we operate.

Good Judgements

Combining those elements into a single cohesive growth strategy for Medco Energi will be our challenge today and in the immediate future. It is important also that we fully utilize the skills and talents of our people. To do that, we will continue to train and develop our people accordingly, and

Azas Keadilan

Memadukan semua elemen di atas menjadi suatu strategi pertumbuhan yang utuh akan menjadi tantangan Medco Energi saat ini dan di masa mendatang. Pemanfaatan keahlian serta bakat para pegawai kami juga merupakan suatu hal yang penting. Untuk mencapai hal tersebut, kami akan senantiasa melatih serta mengembangkan sumber daya manusia yang ada, serta menggunakan pengukuran yang inovatif dalam menetapkan kompensasi dengan kinerja yang sejalan dengan kepentingan para pemegang saham.

Saat ini Medco Energi mengoperasikan 15 lokasi di seluruh Indonesia, 6 (enam) di antaranya merupakan lokasi yang telah menghasilkan minyak bumi dan/atau gas. Dalam melaksanakan tugas kami, untuk menjadi perusahaan energi pilihan para pihak (*stakeholder*), kami selalu menerapkan azas keadilan; dalam tata kelola perusahaan, dalam operasional usaha, dan dalam hubungan kami dengan para pihak yang terkait langsung dengan Medco Energi.

Medco Energi memiliki misi yang jelas: Menarik dan menyatukan sumber daya manusia, keuangan, keahlian teknis, dan organisasional serta menciptakan lingkungan yang kondusif bagi pengembangan potensi sumber energi menjadi portofolio investasi yang produktif dan menguntungkan.

Oleh karena itu, kami akan terus menciptakan dan meningkatkan nilai tambah bagi para pemegang saham.

adopt innovative measures to tie compensation plans with performance that are closely aligned with shareholders' interest.

Today, Medco Energi maintains 15 operating sites throughout Indonesia, of which 6 (six) are oil and/or gas producing sites. As we continue on our quest to become the energy company of choice for our many stakeholders, we are called upon to exercise good judgements at all times; in our corporate governance, our business operations and in our relationships with stakeholders.

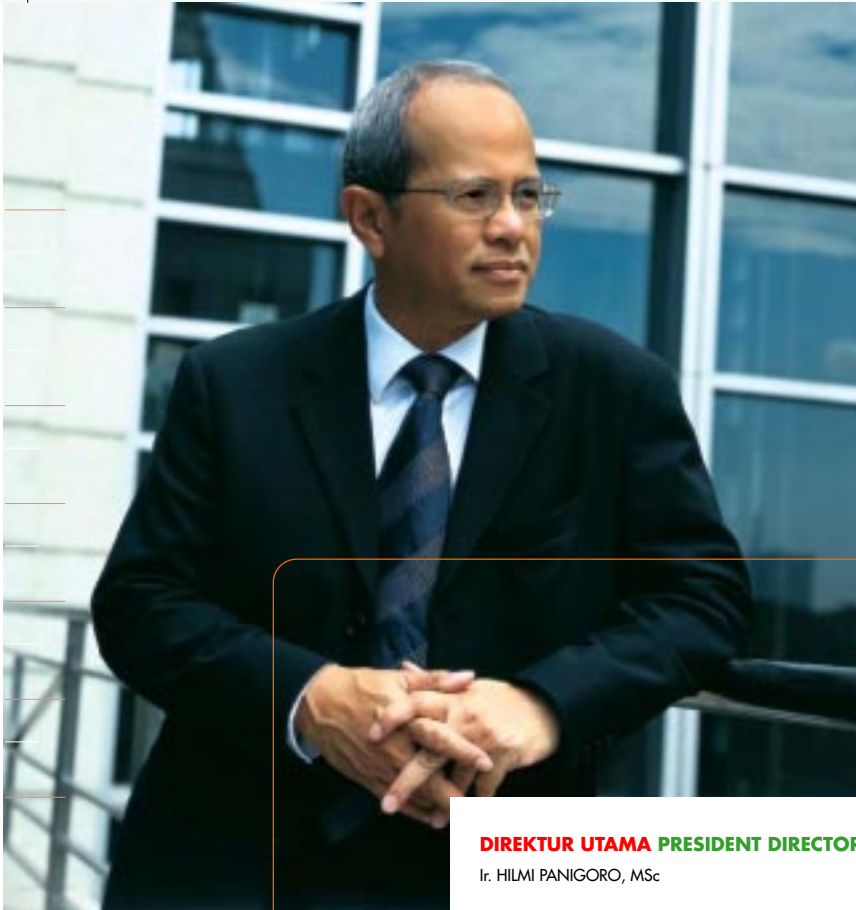
Medco Energi carries a clear mission: To attract and harness human, financial, engineering and organizational resources whilst also creating an environment that is conducive for the development of potential energy resources into productive and profitable investment portfolios.

Thus, we will continue to create and add value in the benefit of our stakeholders.



Ir. John S. Karamoy
Komisaris Utama/President Commissioner

SAMBUTAN DIREKTUR UTAMA MESSAGE FROM THE PRESIDENT DIRECTOR



DIREKTUR UTAMA PRESIDENT DIRECTOR

Ir. HILMI PANIGORO, MSc

Hasil keuangan yang sangat baik di tahun 2002 mencerminkan pencapaian usaha yang berarti, di samping tentu saja lonjakan harga minyak bumi. Tahun ini juga menandai kembalinya kami ke pasar obligasi internasional pertama kalinya sejak krisis keuangan Asia. Untuk penerbitan obligasi internasional ini, kami telah dinilai oleh dua lembaga pemeringkat bertaraf internasional dan nasional. Standard & Poor's, lembaga pemeringkat internasional, memberikan peringkat B+ dengan prakiraan stabil, serta PT. Pemeringkat Efek Indonesia (PEFINDO), lembaga pemeringkat nasional, memberikan peringkat AA- dan prakiraan stabil.

Keberhasilan kami pada tahun 2002, bergantung pada dedikasi pegawai Medco Energi dan dukungan dari pemegang saham, para pihak terkait langsung dengan Perseroan, kreditur, mitra usaha, auditor, BAPEPAM dan Bursa Efek Jakarta.

Seperti telah dilaporkan dalam laporan tahunan tahun 2001, Medco Energi telah meletakkan landasan baru bagi pertumbuhannya di tahun 2002, di antaranya adalah merestrukturisasi neraca secara penuh, memperpanjang kontrak atas ladang-ladang yang memiliki produksi yang tinggi, rencana untuk mengakuisisi wilayah kerja baru yang prospektif, memperbaiki manajemen dan sistem operasional, dan melakukan Penawaran Perdana ke Publik untuk anak perusahaan yang bergerak dalam jasa pemboran, PT Apexindo Pratama Duta Tbk (Apexindo). Landasan baru tersebut membantu kami untuk memenuhi seluruh rencana utama serta target yang telah ditentukan pada tahun 2002.

Berikut adalah ringkasan pencapaian kerja kami sepanjang tahun 2002:

Our strong financial results in 2002 reflect considerable business achievements, as well as exceptional oil prices. The year also marked our return to the international bond market for the first time since the Asian financial crisis. For the purpose of bond issuance, we have been rated by both international rating company, Standard & Poor's B+ with stable outlook, and local rated company, PT Pemeringkat Efek Indonesia (PEFINDO) AA- with stable outlook.

Our achievements in 2002, rests on the dedication of Medco Energi's people and the support of our shareholders, stakeholders, creditors, business partners, auditors, the BAPEPAM and the Jakarta Stock Exchange.

As we reported in our last annual report of 2001, Medco Energi was laying down new foundation of growth for its year 2002's plans, which included a fully restructured balance sheet, long-term contract extension of existing high-producing fields, plans for acquisition of new prospective blocks, better management and operating systems to increase productivity, and an Initial Public Offering (IPO) plan for our drilling subsidiary, PT Apexindo Pratama Duta (Apexindo). We benefited from these new foundations whilst meeting all of our key plans and targets for the year.

The followings are our summary of results for the full year 2002:

OPERASI

Cadangan Minyak dan Gas. Untuk mencapai tujuan kami sebagai perusahaan energi kelas dunia, kami memutuskan untuk memenuhi persyaratan pelaporan cadangan migas kepada Securities Exchange Commision (SEC) di Amerika untuk 1P (*Proved Reserves*) dan Exchange lainnya di luar Amerika untuk 2P (*Proved and Probable Reserves*). Untuk itu, kami menunjuk Gafney, Cline & Associates (GCA) untuk mengevaluasi cadangan kami sejak tahun 2000.

Berdasarkan evaluasi GCA pada awal tahun 2003, cadangan terbukti untuk ladang di Sumatra dan Kalimantan adalah 147,4 MMBO untuk minyak dan 126,6 BCF untuk gas. Angka tersebut menunjukkan adanya penggantian cadangan sejumlah 18,0 MMBO tahun 2002, terutama berasal dari Sumatra Selatan dan Sumatra Tengah, setelah dikurangi produksi untuk Sumatra dan Kalimantan pada tahun 2002, sebesar 31,2 MMBO.

Produksi dan Penjualan Minyak Bumi. Hasil produksi minyak bumi kami di bawah prakiraan sebesar 35,2 MMBO, terutama disebabkan produksi minyak mentah di Rimau PSC pada awal tahun 2002 telah mencapai puncaknya. Namun demikian, kami berhasil meningkatkan produksi minyak bumi kami sebesar 31,2 MMBO dibandingkan 30,1 MMBO tahun 2001. Produksi rata-rata harian kami meningkat menjadi 85.480 BOPD dibandingkan 82.200 BOPD tahun 2001.

Seperti tahun sebelumnya, bagian bersih dari produksi minyak mentah kami sebagian diekspor untuk memenuhi kontrak penjualan jangka panjang kepada Mitsui Co. Ltd. (Mitsui), Jepang sampai bulan Februari 2002, sebesar 2,60 MMBO. Mulai bulan April 2002, penjualan ekspor minyak mentah beralih ke Itochu Petroleum Co. Pte. Ltd. (Itochu) dan PTT Public Company Limited, serta BP Oil International Ltd. (BP), yang besarnya masing-masing 3,64 MMBO (Itochu dan PTT) dan 0,84 MMBO. Sampai saat ini, ekspor minyak mentah hanya berasal dari ladang Kaji Semoga di Rimau PSC.

Konflik di Timur Tengah dan pemogokan buruh di Venezuela pada triwulan ke empat tahun 2002 berdampak pada naiknya harga minyak dunia. Lonjakan harga minyak bumi tersebut sangat menguntungkan Perseroan sebagai salah satu dari perusahaan penghasil minyak terbesar di Indonesia. Harga rata-rata minyak mentah Perseroan tahun 2002 adalah sebesar USD 25,30, meningkat sebesar 15% dari harga tahun sebelumnya.

Produksi dan Penjualan Gas. Penjualan Gas Perseroan tahun 2002 turun menjadi 26,1 BCF dibanding 30 BCF tahun 2001, dan di bawah angka prakiraan kami sebesar 29,8 BCF. Hal ini disebabkan beberapa kali terjadinya kemacetan di pabrik pupuk milik pemerintah, PT. Pupuk Sriwijaya (PUSRI) di Sumatra Selatan, serta diperpanjangnya waktu perbaikan produksi methanol kami di Pulau Bunyu, Kalimantan Timur.

Rata-rata penjualan gas harian dari blok Sanga-Sanga/Samboja ke pembangkit tenaga listrik PLN di Tanjung Batu tetap stabil pada tingkat 10 MMCFD, sementara rata-rata harian penjualan gas dari blok C/S Sumatra dan Tarakan kepada perusahaan milik pemerintah dan pabrik methanol kami sedikit berkurang menjadi masing-masing 38,3 MMCFD dan 20,5 MMCFD jika dibandingkan tahun lalu sebesar masing-masing 42,9 MMCFD dan 24,2 MMCFD.

Eksplorasi Minyak dan Gas Bumi. Pada tahun 2002, Medco Energi memusatkan perhatian pada eksplorasi wilayah kerja yang memiliki potensi terbesar dan yang antara lain berhasil meningkatkan cadangan gas kami di Senoro-Toilli meningkat. Sepanjang tahun 2002 kami membor 7 sumur *wildcat* dan 1 sumur delineasi, dari rencana semula 10 sumur eksplorasi dan 2 sumur delineasi di seluruh blok PSC. Lima (5) di antaranya menemukan

OPERATIONS

Oil and Gas Reserves. In order to become a world-class energy company, we have decided to satisfy the reserves reporting requirements under the Securities Exchange Commission (SEC) in USA for 1P (*Proved Reserves*) and Exchanges other than in the USA for 2Ps (*Proved and Probable Reserves*). For these purposes, we have assigned Gafney, Cline & Associates (GCA) to evaluate our reserves since year 2000.

Based on GCA's evaluation at the beginning of 2003, our proved reserves for our field in Sumatra and Kalimantan were 147.4 MMBO for oil and 126.6 BCF for gas. These numbers indicate a replacement of 18.0 MMBO of reserves in 2002, which mainly came from South and Central Sumatra, after taking into account production for both Sumatra and Kalimantan working areas of 31.2 MMBO during the year.

Oil Production and Sales. Our oil production's result was below our forecast at 35.2 MMBO, mostly due to the 'peaking' of crude oil production from Rimau PSC early in the year 2002. Nevertheless, we managed to increase our oil production to 31.2 MMBO compared to 30.1 MMBO in 2001. Our daily average production rose to 85,480 BOPD in 2002 from 82,200 BOPD in 2001.

As in previous year, the net entitlement of our crude oil production was partially exported as per long-term sales contract with Mitsui Co. Ltd (Mitsui) of Japan until February 2002, amounted 2.60 MMBO. Starting April 2002, crude oil export sales changed to Itochu Petroleum Co. Pte. Ltd. (Itochu) and PTT Public Company Limited (PTT), and BP Oil International Ltd. (BP), amounted 3.64 MMBO (to Itochu and PTT) and 0.84 MMBO, respectively. Up to now, export crude oil only originated from our Kaji Semoga field in the Rimau PSC.

The conflict in the Middle East and the labor strike in Venezuela in the 4th quarter of 2002 has brought the world oil price to increase. This exceptionally high oil prices benefited to our company as one of the largest oil producer in Indonesia. The Company's realized average crude oil price for the year 2002 is USD 25.30, an increase of 15% from previous year price.

Gas Production and Sales. The Company's gas sales in 2002 declined to 26.1 BCF compared to 30 BCF in 2001, below our forecasted figure of 29.8 BCF, due to frequent downtime of at the state-owned fertilizer plant, the PT Pupuk Sriwidjaja ("PUSRI"), in South Sumatra, in addition to the extended downtime of our methanol plant in Bunyu Island, East Kalimantan.

Daily average gas sales from our Sanga-Sanga/Samboja block to PLN power plant at Tanjung Batu have remained stable at 10 MMCFD, while the daily average gas sales from C/S Sumatra and Tarakan blocks to the state-owned company and our methanol plant slightly decreased to 38.3 MMCFD and 20.5 MMCFD, respectively, compared to 42.9 MMCFD and 24.2 MMCFD, respectively in the previous year.

Oil and Gas Exploration. In 2002, Medco Energi focused primarily on the exploration of areas with the greatest potential for significant discoveries, which among other things led to the 'proving-up' of our gas reserves in Senoro-Toilli. Throughout the year 2002, we drilled 7 wildcat and 1 delineation wells, out of the planned program of 10 exploration and 2 delineation wells in all of our PSC blocks. Five (5) of which are gas discoveries, situated at three separate locations in Sumatra, Sulawesi and

gas, yang terletak di tiga lokasi yang berbeda, yaitu Sumatra, Sulawesi dan Kalimantan. Sebagai tambahan, kami melakukan uji seismik 2D sepanjang 600 kilometer di PSC Sumatra.

Jasa Pemboran. Melanjutkan keberhasilan merger unit usaha jasa pemboran darat dan lepas pantai di tahun 2001, PT Apexindo Pratama Duta (Apexindo) berhasil melakukan penawaran saham perdana (IPO) yang didaftarkan di Bursa Efek Jakarta. IPO tersebut meningkatkan likuiditas Apexindo sebesar Rp 110,0 miliar, yang digunakan antara lain untuk membeli fasilitas anjungan pemboran baru.

Tingkat pengoperasian anjungan pemboran membuahkan hasil yang beragam, di mana anjungan lepas pantai meningkat dari 43% tahun 2001 menjadi 61% tahun 2002, sementara anjungan darat turun dari 100% menjadi 70% pada periode yang sama. Penurunan tersebut dikarenakan tidak beroperasinya salah satu anjungan lepas pantai milik Apexindo akibat kecelakaan yang terjadi yaitu anjungan *submersible swamp-barge* MAERA, untuk pertama kalinya dalam dua belas tahun terakhir.

Produksi dan Penjualan Methanol. Terhentinya operasi sampai 89 hari, lebih dari dua kali dari 44 hari yang diperkirakan untuk pekerjaan perbaikan dan perawatan, mengakibatkan penurunan penjualan Methanol sebesar 5% di tahun 2002, yaitu sebesar 233.000 metrik ton jika dibandingkan dengan tahun sebelumnya.

PERENCANAAN KORPORASI & PENGEMBANGAN USAHA

Perencanaan Korporasi. Tahun 2002, Divisi Perencanaan Korporasi menerapkan proses perencanaan perusahaan secara interaktif dan menyeluruh untuk program tahun 2003 – 2007. Tujuan utama dari perencanaan tersebut adalah mempersiapkan strategi korporasi dimasa depan, rencana taktis 2003, dan rencana korporasi yang realistis untuk 5 tahun ke depan. Untuk mensosialisasikan rencana ini, kami menyelenggarakan beberapa rapat, yang dihadiri oleh Komisaris dan Direksi serta Karyawan Kunci Perseroan.

Dalam Penentuan Prioritas Komisaris dan Direksi (*Board Priority Setting/ BPS*), dilaksanakan bulan Juni 2002, dengan tujuan menentukan arah kebijakan bagi perseroan serta target/landasan untuk 10 tahun ke depan. Pada bulan Agustus 2002, menindak lanjuti rapat BPS, rapat Perencanaan Strategi Manajemen (*Management Strategic Planning/MSP*) dilaksanakan dengan merinci strategi korporasi dan menentukan Indikator Keberhasilan Kinerja (*Key Performance Indicators/KPI*) untuk tahun 2003 dengan menggunakan konsep *Balance Score Card*.

Hasil rapat MSP telah dituangkan dalam Perencanaan Strategi dan Program Kerja serta Anggaran (*Tactical Plan and the Work Program and Budget/ TP&WP*), di mana setiap divisi dan departemen mempersiapkan serta mempresentasikan perencanaan taktis tahunan serta anggaran keuangan untuk tahun berikut kepada Komisaris dan Direksi untuk memperoleh persetujuan. Untuk TP&WP tahun 2003, rapat tersebut dilaksanakan pada triwulan terakhir tahun 2002.

Diterapkannya program tersebut meyakinkan kita bahwa Manajemen akan memperoleh arahan yang lebih baik dalam menentukan Strategi bagi Perseroan, yang pada akhirnya akan memberikan manfaat bagi para pemegang saham dan *stakeholder* perseroan.

Pengembangan Usaha. Naiknya tingkat produksi tahun-tahun terakhir membuat Medco Energi harus memprioritaskan peningkatan eksplorasi dan kegiatan pengembangan untuk menjaga serta menambah cadangan migas yang ada. Untuk tujuan itu pula, strategi eksplorasi jangka pendek

Kalimantan. In addition, we undertook 600 square kilometers of 2D seismic in Sumatra PSC.

Drilling Services. Following the successful merger of our onshore and offshore drilling services in 2001, PT Apexindo Pratama Duta (Apexindo) as the surviving entity undertook a successful initial public offering of shares through a listing on the Jakarta Stock Exchange. The IPO raised an equivalent of Rp 110.0 billion of cash for Apexindo, which was used among other things to acquire new rig facilities.

Rigs utilization had mixed results, with onshore rigs increasing from 43% in 2001 to 61% in 2002, while offshore rigs declined from 100% to 70% over the same period. This decline was attributed to an accident-related downtime which Apexindo had suffered on one of its offshore rigs, the submersible swamp-barge rig, MAERA, during the year, the first downtime ever in twelve years.

Methanol Production and Sales. The extended downtime of 89 days, which more than doubled the planned downtime for repair and maintenance works of 44 days, resulted a decrease in Methanol sales by 5 percent in 2002 to 233,000 metric tons compared to year 2001.

CORPORATE PLANNING & BUSINESS DEVELOPMENT

Corporate Planning. In 2002, our Corporate Planning Division has introduced a comprehensive and interactive company wide planning process for the 2003 – 2007 program. The main objective of the plan is to prepare future corporate strategies, 2003 tactical plan, and a realistic 5 years corporate plan timely. In order to introduce this plan, we have conducted several meetings, which was attended by the Boards and the Company's Key Personnel.

The first meeting, called as Board Priority Setting (BPS) meeting, was conducted in June 2002, with the purpose to set up the policy direction of the company as well as the target/ milestone during the next 10 years. In August 2002, following to the BPS meeting, the Management Strategic Planning (MSP) meeting was conducted to establish a more detail corporate strategy and set-up the Key Performance Indicators (KPI) for 2003 by using 'Balance Score Card' concept.

The results of the MSP meeting, then implemented into the Tactical Plan and the Work Program and Budget (TP&WP), where each divisional and department prepare and present their annual tactical plan and financial budget for the following year to the Boards for approval. For the TP&WP 2003, such meeting was conducted at the last quarter of 2002.

By implementing such program, we believe that the Management will have a better direction in setting the Strategies for the Company, which at the end will benefit our shareholders and stakeholders.

Business Development. As our rates of production have continued to increase over the years, Medco Energi has made it a priority to increase exploration and development activities in order to maintain and add new numbers to our reserve resources. To that end, our exploration strategy in the short to medium-term future will focus on acquiring highly-prospective blocks. In 2002 Medco Energi acquired five new blocks, which includes Tuban block in East Java, Asahan block in North Sumatra, Yapen and Rombeba blocks in Papua and Lematang block in South Sumatra, which cover roughly 27,000 square-kilometers of onshore and offshore areas.

A more significant aspect of our gas portfolio in 2002 was the development of new sales prospect pertaining to our gas discoveries in several existing

dan menengah kita akan fokus pada pengambilalihan blok yang mempunyai prospek tinggi. Tahun 2002 Medco Energi mengambil alih lima blok baru termasuk di antaranya blok Tuban di Jawa Timur, Asahan di Sumatra Utara, Yapen dan Rombebai di Papua dan Lematang di Sumatra Selatan, yang secara keseluruhan mencakup wilayah sebesar 27.000 kilometer persegi baik darat maupun lepas pantai.

Aspek terpenting dari portofolio gas kami di tahun 2002 adalah pengembangan prospek baru atas penemuan-penemuan gas di beberapa blok yang ada. Studi telah dilakukan bersama beberapa perusahaan energi dunia untuk mengevaluasi kemungkinan terwujudnya komersialisasi gas dalam bentuk *Natural Gas* (LNG), *Dymethyl Ethyl* (DME) dan *Gas-to-Liquid* (GTL) dari sumber daya di Senoro-Toili.

KEUANGAN & ADMINISTRASI

Hasil Keuangan. Laporan akuntansi dalam denominasi Dollar Amerika Serikat (Dollar AS) mulai dilakukan sejak awal tahun 2002. Untuk konsistensi, kami telah melakukan pengukuran ulang atas Laporan Keuangan untuk 10 tahun terakhir ke dalam pelaporan Dollar AS. Sejak saat ini, Laporan Keuangan Konsolidasi kami akan disiapkan dalam denominasi Dollar AS.

Kegiatan hulu masih tetap mendominasi perolehan pendapatan kami, yaitu sebesar 80,1% dari total pendapatan tahun 2002, 12,6% dari jasa pemboran dan 7,3% dari penjualan methanol. Peningkatan harga dan produksi minyak, utilisasi anjungan lepas pantai dan harga jual methanol, berdampak pada meningkatnya Penjualan Bersih Konsolidasi dan Pendapatan tahun 2002 sebesar 9,3% menjadi USD 420,7 juta dari USD 384,8 juta di tahun 2001.

Pada tahun 2002, kami mampu membukukan Laba Bersih sebesar USD 84,1 juta, meningkat 8,0% dibandingkan Laba Bersih tahun 2001 sebesar USD 78,2 juta. Laba per saham (termasuk pos luar biasa), meningkat 12,5% menjadi USD 0,027 dari USD 0,024 di tahun 2001.

Penyelesaian Program Pembelian Kembali Saham. Sebagaimana disebutkan dalam Laporan Tahunan 2001, pada Rapat Umum Pemegang Saham Luar Biasa (RUPSLB) tanggal 23 Juni 2001, kami telah memperoleh persetujuan dari pemegang saham untuk melakukan Program Pembelian Kembali Saham (Program II) untuk periode 18 bulan. Program tersebut selesai dilaksanakan pada tanggal 27 Desember 2002, dan sampai akhir tahun 2002, melalui Program I dan II, kami telah membeli 228.198.500 lembar saham, atau 6,8% dari seluruh saham yang beredar, dengan harga rata-rata per saham Rp 1.257,16.

Kebijakan Dividen. Sudah merupakan kebijakan Perseroan untuk membagikan 30% sampai dengan 50% dari Laba Bersih tahun berjalan sebagai dividen untuk para pemegang saham. Bersamaan dengan meningkatnya perolehan Laba Bersih dua tahun terakhir, Perseroan berhasil meningkatkan pembagian dividennya. Pada tahun 2002, Rapat Umum Pemegang Saham Tahunan (RUPST) telah menyetujui pembagian dividen sebesar Rp 110,00 per saham untuk tahun buku 2001, yang dibagikan pada 12 Juni 2002.

Untuk RUPST yang akan diadakan tanggal 29 April 2003 mendatang, kami telah memasukkan usulan rencana pembagian dividen sebagai salah satu agendanya.

Teknologi Informasi. Dalam rangka memadukan proses informasi yang menyeluruh dari mulai aplikasi keuangan, pembelian, pemeliharaan dan personalia di Medco Energi dan anak-anak perusahaannya, maka Medco Energi telah memilih untuk menerapkan SAP sebagai sistem perencanaan sumberdaya perusahaan (*Enterprise Resource Planning*).

blocks. Studies have been undertaken with world leading energy companies to assess the commercial viabilities, such as of producing Liquefied Natural Gas (LNG), Dymethyl Ethyl (DME) and Gas-to-Liquid (GTL) from our Senoro-Toili resources.

FINANCE & ADMINISTRATION

Financial Results. The US Dollar denomination accounting reporting was commenced since the beginning of 2002. For consistency purposes, we have re-measured our last ten years Financial Statements into US Dollar reporting. From now on, our Consolidated Financial Statements will be prepared in US Dollar denomination.

Upstream activities continue to account for the majority of our revenues, comprising up to 80.1% of total 2002 revenues, 12.6% from drilling services and 7.3% from sales of methanol. The increase in oil price and production, onshore rig utilizations, and the sales price of methanol, resulted an increase in our Consolidated Net Sales and Revenues in 2002 by 9.3% percent to USD 420.7 million, from USD 384.8 million in 2001.

In 2002, we managed to book the Net Income of 84.1 million USD, an increased of 8% compared to the 2001 Net Income of 78.2 million USD. Earning per-share (including extraordinary item) increased by 12.5% to USD 0.027 from USD 0.024 in 2001.

Completion of Shares Buyback Program. As mentioned in the 2001 Annual Report, during the Extraordinary General Meeting of shareholders in June 2001, we have obtained an approval from the shareholders to perform the Second Shares Buyback Program ("Program II") for the period of 18 months. The Program was completed on December 27, 2002, and by the end of 2002, with both Program I and II, we have acquired a total of 228,198,500 shares, or 6.8% of the outstanding shares, at the average price per share of Rp 1,257.16.

Dividend Policy. It is the Company's policy to distribute 30% to 50% of its Net Income during the year as a dividend to its shareholders. Along with the increasing in Net Income for the last 2 years, the Company also managed to increase its dividend distribution. In 2002, the Annual General Meeting of Shareholders (AGM) has approved the dividend distribution of Rp 110.00 per share for the financial year 2001, which was distributed in June 12, 2002.

For the upcoming AGM that will be held on April 29 2003, we have included the dividend distribution as one of the agenda.

Information Technology. In order to integrate information processing on a broad range of financial, procurement, maintenance and personnel applications across the Medco Energi and its subsidiaries, Medco Energi has chosen the implementation of SAP as the enterprise resource planning system.

SAP was chosen for its versatile and proven ERP platform that is used widely among oil and gas companies throughout the world. For Medco Energi, the use of SAP provides an integrated business and administrative processing capability on a scope and scale never before achieved.

By implementing SAP, we believe that the information can be shared more effectively and instantly. Nevertheless, with SAP we can improve the operating efficiency across the board.

Good Corporate Governance. It is our objective to exercise Good Corporate Governance (GCG) in our day to day activities. In order to achieve this

SAP dipilih karena kegunaannya yang beragam dan terbukti memiliki dasar ERP yang telah digunakan secara luas oleh para perusahaan minyak dan gas. Untuk Medco Energi, penggunaan SAP memberi kemampuan proses bisnis dan administratif secara terpadu di lingkup dan skala yang belum pernah dicapai sebelumnya.

Dengan menerapkan SAP, kami berkeyakinan pertukaran informasi dapat di lakukan lebih efektif dan cepat. Selain itu, SAP dapat meningkatkan efisiensi operasi secara menyeluruh.

Tata Kelola Perusahaan. Mempraktekkan Tata Kelola Perusahaan dalam kegiatan kami sehari-hari sudah menjadi tujuan kami. Demi tercapainya tujuan tersebut, kami berusaha sebaik mungkin untuk mematuhi semua peraturan dan hukum yang berlaku baik nasional maupun internasional. Penerapan prinsip-prinsip Tata Kelola Perusahaan yang baik telah menjadikan Perseroan sebagai salah satu perusahaan terbaik yang menerapkan Tata Kelola Perusahaan (GCG) di Indonesia pada tahun 2001 dan 2002. Komitmen tersebut kami harapkan segera dapat diwujudkan segera setelah selesainya penyusunan panduan Tata Kelola Perusahaan (GCG).

PENUTUP

Pada awal tahun 2002 kami telah menetapkan strategi korporasi untuk menjadi pemimpin dalam industri energi di Indonesia dengan menerapkan tujuh strategi yang memfokuskan pada aktifitas eksplorasi migas sebagaimana telah dijabarkan terdahulu.

Keberhasilan-keberhasilan yang dicapai tahun 2002 mencerminkan usaha Perseroan untuk menerapkan ketujuh strategi tersebut dalam menjalankan usahanya.

Rincian hasil kinerja kami sepanjang tahun 2002 di atas akan dibahas oleh masing-masing Direktur dalam Laporan berikut. Namun demikian, mudah-mudahan hasil yang memuaskan di tahun 2002 ini dapat berlanjut terus di tahun-tahun mendatang.

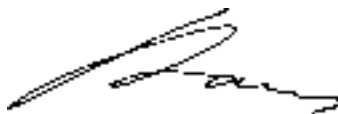
objective, we have put the best effort to comply with the related rules and regulations both domestically and international. The adoption of GCG principles has brought the Company to be one of the most committed company to the GCG in Indonesia in 2001 and 2002. Such commitment hopefully could be reflected soon in our GCG Guidelines which has been finalized.

CLOSING

At the beginning of 2002 we have set our corporate strategy to become the leader in the Indonesian energy industry through the implementation of the seven strategies, which primarily focus on the oil and gas exploration and production activities as has been outlined.

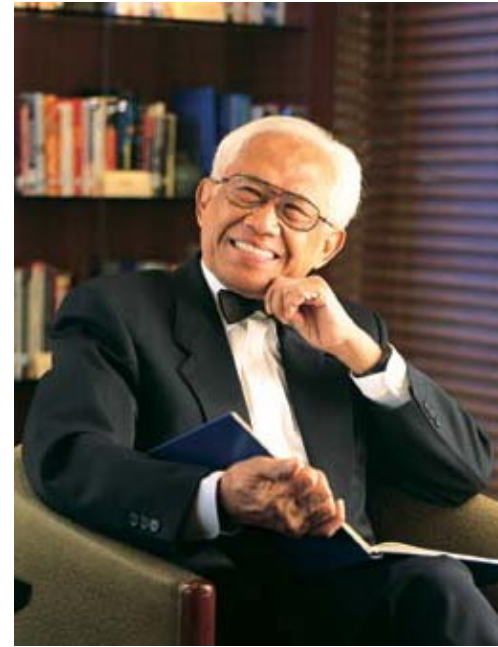
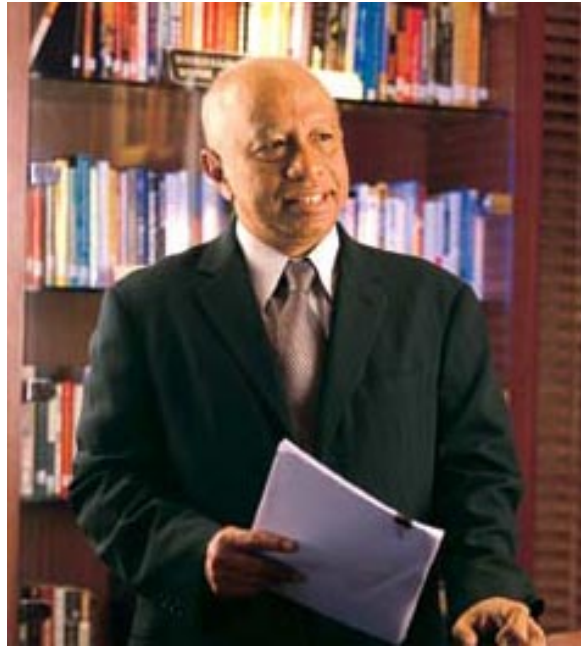
Our achievements in 2002 reflects the Company's effort in the implementation of the above seven strategies into our business conducts.

The details of all the above results that we have achieved during the year 2002 will be explained later by each of Directors in the following Reports. However, a good result that we have achieved during the year 2002 hopefully will be continued in the next years to come.



Ir. Hilmi Panigoro, MSc
Direktur Utama/President Director

PENASIHAT ADVISORS



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.

PESAN : "Medco Energi akan tetap bertahan untuk masa yang akan datang kendati pasar dan harga minyak dunia mengalami perubahan"

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.

QUOTES : "Medco Energi would do well to plan its future growth within years to come despite the instability in the world of oil and gas industry".

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.

PESAN : "MEDCO mendukung sepenuhnya peningkatan standar etika kerja, konsep profesionalisme dan kualitas sumber daya manusia untuk dijadikan landasan utama dalam keberhasilan jalannya operasi perusahaan. Keberhasilan dari keseluruhan upaya di atas akan menghasilkan dampak positif untuk investasi".

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.

QUOTES : "MEDCO fully supports enhancement of work-ethic standard, profesionalism and high quality of human resource as a primary platform in succeeding company's operation. The success of the above improvement above contributes positive impact for the investment".

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.

PESAN : "Memang benar ilmu pengetahuan, teknologi dan pengalaman merupakan tiang-tiang penopang kemajuan PT Medco Energi Internasional Tbk. Juga benar, bahwa minyak dan gas bumi merupakan kekayaan alam yang berlimpah di Indonesia. Namun demikian, aturan hukumlah yang menentukan bahwa ilmu pengetahuan, teknologi, pengalaman dan kekayaan alam tersebut digunakan untuk kesejahteraan serta kemakmuran bagi rakyat Indonesia. Karena itu dalam menjalankan perusahaan, manajemen PT Medco Energi Internasional Tbk. selalu berpijak pada ketentuan hukum 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.

QUOTES : "It is true that science, technology and experience constitute the main pillars of growth for PT Medco Energi Internasional Tbk. It also true that oil and gas represents natural resources abundantly available i Indonesia. However, the laws dictate that those science, technology, experience and natural resources are used toward the welfare and well-being of the people of Indonesia. Hence, in managing the business, the company's Management Board always complies with prevailing laws and regulations in Indonesia".

TATA KELOLA PERUSAHAAN GOOD CORPORATE GOVERNANCE

Sejak tahun 2001 Medco Energi terus menerapkan serta memperkuat prinsip-prinsip Tata Kelola Perusahaan sesuai standar internasional terbaik.

Since 2001 Medco Energi has continued to adopt and strengthen the principles of Good Corporate Governance in line with international best practices.

TINJAUAN PERUSAHAAN TENTANG TATA KELOLA PERUSAHAAN

Medco Energi menyadari pentingnya Tata Kelola Perusahaan (*Good Corporate Governance / GCG*) sebagai perangkat manajemen yang tak tergantikan untuk setiap perusahaan publik yang bertanggung jawab. Dengan penerapan yang penuh kepatuhan dan sistematis, Perseroan yakin bahwa tata kelola perusahaan akan menjamin terwujudnya praktek usaha yang adil dan layak, meningkatkan kewaspadaan dalam pengelolaan risiko, adanya transparansi serta akuntabilitas atas segala kegiatan perusahaan, melindungi hak pemegang saham termasuk pemegang saham minoritas, bertanggung jawab atas segala tindakan dengan memperhatikan kepentingan masyarakat dan lingkungan, dan yang terpenting adalah mempertahankan nilai pemegang saham.

Pada tahun 2001, Perseroan menjadi salah satu peserta sukarela program Tata Kelola Perusahaan (GCG) yang diadakan untuk perusahaan publik di Indonesia oleh *Indonesian Institute for Corporate Governance*. Sejak saat itu, Medco Energi terus menyerap serta memperkuat prinsip-prinsip tata kelola perusahaan sesuai standar praktek internasional terbaik.

Berikut adalah prinsip-prinsip serta praktek utama yang telah diterapkan Medco Energi sesuai anjuran Badan Pengawas Pasar Modal (BAPEPAM), persyaratan listing serta peraturan dari Bursa Efek Jakarta, serta praktek internasional terbaik.

PRINSIP-PRINSIP TATA KELOLA PERUSAHAAN (GCG)

Medco Energi menerapkan prinsip-prinsip utama tata kelola perusahaan sesuai ketentuan Hukum Tata Kelola Perusahaan Indonesia dan Hukum Etika Korporasi, yang telah dimasyarakatkan sejak tahun 2000. Pada intinya, hukum tersebut telah memuat kerangka kerja dasar bagi Perseroan untuk mengelola urusan usaha secara profesional dan penuh integritas. Lebih lagi, sebagai perusahaan publik, Medco Energi diharapkan untuk menjalankan usahanya secara transparan dan dapat dipercaya, memberikan informasi penting tentang Perseroan kepada para pemegang saham serta masyarakat umum secara teratur, mempraktekkan akuntabilitas kinerja dengan pembagian tugas dan tanggung jawab antara jalur operasional serta manajer yang berbeda, dan menjalankan kegiatan usaha baik dengan konsumen maupun pemasok Perseroan secara adil dan transparan. Akhirnya, Perseroan juga diharapkan bertindak secara bertanggung jawab dalam seluruh aspek operasionalnya mulai dari mematuhi semua hukum dan peraturan yang berlaku sampai melindungi aset perusahaan serta memenuhi semua kewajiban keuangan yang ada; serta memikul tanggung jawab sosial serta lingkungan untuk membangun nilai jangka panjang bagi pemegang saham serta *stakeholder* lainnya.

Dalam menerapkan tata kelola perusahaan, Medco Energi menetapkan lima prinsip utama yaitu profesionalisme, transparansi, akuntabilitas, tanggung jawab dan integritas. Sampai akhir tahun 2002, Perseroan sedang berada dalam tahap akhir penyusunan lima tahap pengembangan panduan Tata Kelola Perusahaan dan Kode Etik Perusahaan, yang diharapkan selesai tahun 2003.

COMPANY VIEWS ON CORPORATE GOVERNANCE

Medco Energi recognises the importance of Good Corporate Governance as an indispensable management tool of any responsible public company. Pursued committedly and systematically, the Company believes that good corporate governance will ensure proper and fair conduct of business, increase vigilance over risk management, employ transparency and accountability across company activities, protect shareholder's rights including those of minority shareholders, promote responsible action with respect to community and environmental interests, and ultimately build long-term shareholder value.

In 2001, the Company was part of the Good Corporate Governance Program instituted for public companies in Indonesia, selected on a voluntary basis by the Indonesian Institute for Corporate Governance. Since then, Medco Energi has continued to adopt and strengthen the principles of good corporate governance in line with international best practices.

The following sets forth the key principles and practices that have been adopted by Medco Energi pursuant to the recommendations of the Indonesian Capital Market Supervisory Board (BAPEPAM), the listing requirements and regulations of the Jakarta Stock Exchange, as well as international best practices.

PRINCIPLES OF GOOD CORPORATE GOVERNANCE

Medco Energi has adopted the key principles of good corporate governance as set out by the Indonesian Code of Good Corporate Governance and the Code of Corporate Ethics, both of which were formalised in 2000. Essentially, these codes provide the basic framework for the Company to manage its business affairs professionally and with integrity. Furthermore, as a public company, Medco Energi is expected to conduct its business transparently and accountably, providing shareholders and the general public with information of materiality to the Company on a timely basis, exercising accountability of conduct from adequate segregation of duties and responsibilities between different operating lines and managers, and engaging in business activities with both customers and suppliers of the Company in a fair and transparent manner. Finally, the Company is also expected to act responsibly in all aspects of operations from complying with all statutory laws and regulations to protecting company assets and meeting all financial obligations; from engaging fully in social and environmental responsibilities to building long-term value for shareholders and other stakeholders.

In the implementation of good corporate governance, Medco Energi ascribes to the five key principles of professionalism, transparency, accountability, responsibility and integrity. As at year-end 2002, the Company was in the final stages of developing the Manual of Good Corporate Governance and Company Code of Conduct, both of which are expected to be issued in 2003.

DEWAN PENGELOLA

Dewan Pengelola Medco Energi terdiri dari Dewan Komisaris dan Dewan Direksi, yang masing-masing mempunyai peran dan tanggung jawab berbeda dalam memberikan saran, pemantauan serta pengelolaan kebijakan serta strategi usaha Perseroan secara keseluruhan.

Dewan Komisaris. Komisaris mengawasi arah serta jalannya Perseroan. Para anggota Komisaris bertanggung jawab atas persetujuan laporan tahunan dan laporan keuangan lainnya yang disiapkan oleh Direksi; menyetujui semua transaksi utama serta tindakan penting perusahaan. Memastikan tersedianya kecukupan modal untuk menjalankan pengelolaan risiko yang layak; mengawasi implementasi tata kelola perusahaan; dan memberikan saran kepada Manajemen akan hal-hal yang perlu dicermati.

Sampai dengan Desember 2002, anggota Komisaris terdiri dari delapan orang, termasuk Komisaris Utama, yang juga menjabat sebagai Komisaris Independen dan dua Komisaris Independen lainnya. Para anggota Komisaris mengadakan rapat secara teratur, sedikitnya sekali sebulan, yang kemudian dilanjutkan dengan rapat dengan anggota Direksi, untuk memastikan kemajuan perusahaan. Dalam menjalankan tugasnya, Komisaris membentuk Komite Audit, untuk membantu Komisaris memantau Perseroan. Di samping itu, Komisaris memiliki akses ke seluruh jajaran manajemen senior dan komite manajemen untuk membahas masalah penting terkait Perseroan. Untuk jasa mereka terhadap Perseroan, para anggota Komisaris berhak atas remunerasi serta tunjangan lain yang ditentukan oleh Komite Remunerasi Perseroan dan disetujui oleh Rapat Umum Pemegang Saham. Untuk tahun 2002, tunjangan bersih yang diberikan kepada anggota komisaris secara kolektif adalah sebesar USD 1.441.000

Direksi. Direksi bertanggung jawab atas pengelolaan Perseroan sesuai dengan strategi serta tujuan usaha yang telah ditetapkan. Termasuk menjalankan tata kelola perusahaan, efektivitas pengendalian internal dan pengelolaan risiko secara ketat. Direksi menentukan rencana serta strategi usaha jangka panjang Perseroan, dan meninjau ulang satu per satu dalam rapat anggaran tahunan. Di samping itu, Direksi juga menentukan serta menerapkan kebijakan pengelolaan risiko Perseroan: memastikan perlindungan atas aset Perseroan; menentukan struktur organisasi Perseroan dan cakupan pekerjaan berbagai divisi yang ada dalam Perseroan, serta menentukan kebijakan tentang sumber daya manusia, teknologi, pembukuan, investasi dan lain-lain.

Direksi juga bertanggung jawab atas tersedianya laporan keuangan serta catatan administrasi yang sesuai dengan standar yang berlaku; serta menyiapkan laporan catatan tersebut secara teratur dan tepat waktu. Dalam menjalankan tugasnya, Direksi dapat mengandalkan bantuan dari komite manajemen serta Sekretaris Perusahaan, yang semuanya dipilih oleh Direksi. Sekretaris Perusahaan menjalankan tugasnya dalam memberikan informasi secara efektif, adil dan bertanggung jawab.

BOARDS OF GOVERNANCE

The governing boards of Medco Energi comprise of the Board of Commissioners and the Board of Directors, each of which are assigned different roles and responsibilities in the advisory, oversight and management of the Company's overall business policies and strategies.

Board of Commissioners. The Board of Commissioners supervises the course and direction of the Company. Board members are responsible for approving the company's annual reports and other financial statements that are prepared by the Directors; approving major transactions and corporate actions; ensuring that Management has adequate resources to undertake proper risk management; overseeing the implementation of good corporate governance; and advising Management on matters that require their attention.

Until the end of December 2002, the Board of Commissioners comprises eight Board members including a President Commissioner, who is also acting as an independent Commissioner, and another two independent Commissioners. The Board of Commissioners meets regularly at least once a month, which then followed by a meeting with the Board of Directors, to ascertain the progress of the Company. In discharging its duties, the Board of Commissioners has formed an Audit Committee to assist the Commissioners in the supervision of the Company. In addition, Commissioners have access to all senior management staff and management committees in discussing pertinent issues with regards to the Company. For their services to the Company, members of the Board of Commissioners are entitled to remuneration and other benefits, which are determined by the Remuneration Committee of the Company and approved by the General Meeting of Shareholders. In 2002, the net annual benefits provided to members of the Board of Commissioners collectively amounted to USD 1,441,000.

Board of Directors. The Board of Directors is responsible for the management of the Company in line with the agreed business strategy and objectives. This includes implementing good corporate governance, effective internal controlship, and sound risk management. The Board sets out the long-term business plan and strategy of the Company, and reviews them each year during annual budget exercises. Additionally, the Board formulates and implements the Company's risk management policy; ensures the protection and preservation of Company assets; sets up the organizational structure and the scope of work of various divisions within the Company; and establishes policies on human resources, technology, accounting, investments and others.

The Directors are also responsible for ensuring that the Company maintains adequate accounting and administrative records in line with generally accepted standards; and provides timely and accurate reporting on these records. In discharging its duties the Board of Directors may rely on the services of management committees and the Corporate Secretary, all of

Saat ini Direksi memiliki 4 anggota Direksi termasuk Direktur Utama. Untuk jasa mereka terhadap Perseroan, masing-masing anggota Direksi berhak atas remunerasi serta tunjangan lain yang ditentukan oleh Komisaris melalui Komite Remunerasi. Untuk tahun 2002, tunjangan bersih yang diberikan kepada anggota direksi adalah sebesar USD 2.746.000.

DEWAN PENGELOLA PENGOPERASIAN ANAK PERUSAHAAN

Dalam menjalankan usaha, Medco Energi bekerjasama dengan anak perusahaan baik yang dimiliki 100% maupun yang dimiliki dengan saham mayoritas, yang sampai akhir tahun 2002 terdiri dari PT. Exspan Nusantara, menjalankan eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi, PT. Medco Methanol Bunyu, memproduksi methanol, dan PT. Apexindo Pratama Duta, yang menyediakan jasa pemboran. Perusahaan-perusahaan ini memiliki dewan tata kelola mereka sendiri, yang terdiri dari Dewan Komisaris serta Direksi dengan tugas dan tanggung jawab serupa dengan yang telah dijabarkan di atas.

PROFIL ANGGOTA DEWAN

Aspek utama tata kelola perusahaan di setiap perusahaan adalah keahlian serta kapabilitas para anggota Dewan yang memberikan arahan serta kepemimpinan bagi perusahaan. Baik Medco Energi maupun anak perusahaan yang ada masing-masing dipimpin serta diarahkan oleh orang-orang yang memiliki pengalaman luas di bidang industri minyak dan gas bumi, serta berbagai macam pengetahuan seperti teknik, keuangan, hukum, ekonomi, teknologi informasi dan administrasi bisnis. Profil para Komisaris dan Direksi serta Direksi anak perusahaan dapat dilihat mulai halaman berikut Laporan Tahunan ini.

whom are appointed by the Board of Directors. The Corporate Secretary undertakes Company disclosures in an effective, fair and accountable manner.

The Board of Directors currently comprises four Board members including a President Director. For their services to the Company, members of the Board of Directors are entitled to remuneration and other benefits, which are determined by the Commissioners, through Remuneration Committee of the Company. In 2002, the net annual benefits provided to members of the Board of Directors collectively amounted to USD 2,746,000.

BOARD OF GOVERNANCE OF SUBSIDIARY OPERATIONS

In undertaking its business, Medco Energi employs several wholly-owned or majority-owned subsidiary operations which as at year-end 2002 comprised of PT Exspan Nusantara, which undertakes exploration and production of oil and gas, PT Medco Methanol Bunyu, which produces methanol, and PT Apexindo Pratama Duta, which provides drilling services. These companies have their own boards of governance comprising of a Board of Commissioners and a Board of Directors in each company with similar roles and responsibilities as described above.

PROFILES OF BOARD MEMBERS

A key aspect of good corporate governance in any company is the expertise and capability of its Board members who provide leadership and direction to the company. Both Medco Energi and its subsidiary companies are led and directed by dedicated individuals with extensive experience in the oil and gas industry, as well as a diverse range of knowledge in engineering, finance, law, economics, information technology and business administration. Profiles of the Commissioners and Directors of the Company as well as the Directors of subsidiary companies are presented starting from the following page.

RIWAYAT HIDUP DAN TUGAS DEWAN KOMISARIS **BACKGROUNDS AND THE ROLES OF BOARD OF COMMISSIONERS****Ir. JOHN S. KARAMOY**

Bergabung dengan Grup Medco tahun 1992. Menyelesaikan pendidikan terakhir dari Fakultas Teknik Kimia, Institut Teknologi Bandung tahun 1963. 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). Saat ini menjabat sebagai Komisaris Utama dan Komisaris Independen PT Medco Energi Internasional Tbk., dan juga Komisaris Utama di beberapa anak perusahaan yang bergerak di bidang eksplorasi dan produksi migas di antaranya PT Exspan Nusantara, PT Exspan Kalimantan dan PT Exspan Tarakan. Sebelumnya menjabat Direktur Utama Perseroan (1998-Oktober 2001) dan anggota Komisaris Perseroan (1994-1998).

TUGAS UTAMA:

- Bertanggungjawab untuk memimpin Rapat Komisaris dan Pemegang Saham.
- Menjadi Ketua Komite Audit, yang bertanggungjawab untuk memastikan bahwa Laporan Keuangan Perusahaan bisa diandalkan dan dipertanggungjawabkan, dan Ketua Komite Manajemen Risiko, yang bertanggungjawab untuk memastikan bahwa semua resiko telah dipertimbangkan dan dinilai sebagai usaha untuk meminimalkan dampak negatif bagi perusahaan.

Joined Medco Group in 1992. Graduated in Chemical Engineering, Bandung Institute of Technology in 1963. 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). Currently President Commissioner and Independent Commissioner of PT Medco Energi Internasional Tbk, and also President Commissioner of several subsidiaries in exploration and production such as PT Exspan Nusantara, PT Exspan Kalimantan, and PT Exspan Tarakan. Former President Director of the Company (1998-October 2001) and member of the Company's Board of Commissioners (1994-1998).

ROLES :

- Assumes responsibility to chair all Meetings of Commissioners and Shareholders.
- Serves as an Independent Commissioner, Chair of the Audit Committee, responsible for assuring the reliability and accountability of the Company's financial report, Chair of the Risk Management Committee, responsible for assuring that all risks have been considered and judged in order to minimize negative impact to the company well being.

**Ir. GUSTIAMAN DERU, MBA**

Bergabung dengan Medco Energi sebagai Komisaris sejak tahun 2000. Menyelesaikan pendidikan terakhir dari Fakultas Teknik Sipil, Universitas Katolik Parahyangan tahun 1985 dan memperoleh gelar Master in Business Administration (MBA) di bidang Perbankan dan Keuangan dari Rotterdam School of Management/Erasmus Universiteit Rotterdam, Belanda tahun 1990. Saat ini juga menjabat sebagai Direktur Matlin Patterson Advisers (Asia) Limited, Hong Kong. Sebelumnya pernah menjabat sebagai Direktur di Credit Suisse First Boston, Hong Kong (1998-2002), Direktur ING Barings, Hong Kong (1996-1998) dan Direktur Peregrine, Singapore/Hong Kong (1994-1996).

TUGAS UTAMA :

Sebagai Komisaris Independen dan anggota dari Komite Audit, dan bertanggungjawab untuk memonitor pasar dunia dan lembaga keuangan.

Joined Medco Energi as Commissioner in 2000. Graduated in Civil Engineering, Parahyangan Catholic University in 1985 and received MBA degree in Banking and Finance from Rotterdam School of Management/Erasmus Universiteit-Rotterdam, the Netherlands in 1990. Presently also serves as a Director of Matlin Patterson Advisers (Asia) Limited, Hong Kong. Previously Director of Credit Suisse First Boston (1998-2002), Director of ING Barings, Hong Kong (1996-1998) and Director of Peregrine, Singapore/Hong Kong (1994-1996).

ROLES :

Serves as an Independent Commissioner and Member of the Audit Committee, also responsible for monitoring the global market and financial institutions.

Alm. Ir. WIJARSO (1930 – 2002)

Bergabung dengan Grup Medco tahun 1993. Menyelesaikan pendidikan terakhir dari Fakultas Teknik Kimia, Universitas Gajah Mada tahun 1956. Pernah menjabat sebagai Komisaris Independen PT Medco Energi Internasional Tbk (2001–2002) dan Komisaris di anak perusahaan Perseroan: PT Exspan Nusantara, PT Exspan Kalimantan, PT Exspan Tarakan, dan PT Medco Methanol Bunyu. Sebelumnya menjabat sebagai Penasihat Perseroan (1993–1998) serta pernah menduduki beberapa jabatan penting di Departemen Pertambangan dan Energi.

Bapak Wijarso wafat dan meninggalkan kita semua pada tanggal 15 Desember 2002. Segenap keluarga besar MEDCO dan seluruh insan Pertambangan & Energi Indonesia menyampaikan apresiasi yang sebesar-besarnya atas jasa-jasa beliau di bidang Pertambangan dan Energi untuk Medco Energi pada khususnya dan untuk Indonesia pada umumnya.

TUGAS UTAMA :

Sebagai Anggota Komite Nominasi dan Remunenerasi. Secara aktif memberikan kontribusi yang berharga bagi Perseroan, mampu memberikan analisa yang tajam dalam bisnis minyak & gas, serta sangat berhati-hati dalam memeriksa laporan dan secara bijaksana ikut serta dalam menyetujui suatu kebijakan dan dalam melakukan proses pengambil keputusan.

The Late Ir. WIJARSO (1930 – 2002)

Joined Medco Group in 1993. Graduated in Chemical Engineering, Gajah Mada University in 1956. Former Independent Commissioner PT Medco Energi Internasional Tbk and Commissioner of the Company's subsidiaries, PT Exspan Nusantara, PT Exspan Kalimantan, PT Exspan Tarakan, and PT Medco Methanol Bunyu. Former Company's Advisor (1993–1998) and also held various key positions at the Ministry of Mines and Energy.

Mr. Wijarso passed away on December 15, 2002. We, the big family of MEDCO and the people of Mines & Energy in Indonesia, would like to express our tremendous appreciation towards his works in the field of Mines & Energy for Medco Energi and for the country of Indonesia.

ROLES :

Serves as the member of the Nomination and Remuneration Committee. Actively making remarkable contribution to the company, capable in providing sharp analysis in the oil & gas business, prudent in examining the report and wisely engaged in the policy endorsement and decision making process.

Ir. YANI YUHANI RODYAT, MM

Bergabung dengan Grup Medco tahun 1994. Menyelesaikan pendidikan terakhir dari Fakultas Teknik Elektro, Institut Teknologi Bandung tahun 1975 dan memperoleh gelar Magister Manajemen dari Sekolah Tinggi Manajemen Bandung tahun 1997. Saat ini menjabat sebagai Presiden Komisaris dan sebagai Direktur di beberapa perusahaan di lingkungan Grup Medco.

TUGAS UTAMA:

Menjadi Ketua Komite Nominasi dan Remunerasi, yang bertanggung jawab untuk membuat kriteria dan prosedur pemilihan anggota Komisaris, Direktur dan jabatan Eksekutif lainnya, serta membuat sistem remunerasi, termasuk kompensasi dan bonus untuk Komisaris dan Direksi. Selain itu juga bertanggung jawab untuk mengawasi kebijakan dan prosedur penerimaan pegawai.

Joined PT Medco Energi Internasional Tbk in 1994. Graduated in Electrical Engineering, Bandung Institute of Technology in 1975 and received Masters Degree in Management from The Bandung Graduate School of Management in 1997. Currently Commissioner and Director at several Medco Group subsidiaries.

ROLES :

Serves as the Chairman of the Nomination and Remuneration Committee, responsible for developing the criteria and procedures for selection of nominees for the member of Commissioners and Directors, as well as the appointment of other Executives, and also responsible to establish the Remuneration System, includes endorsement of the compensation and bonuses of Commissioners and Directors. She is also responsible to supervise the policy and procedure of personnel's recruitment.





Ir. DARMOYO DOYOATMOJO, MBA, MSc

Bergabung dengan Grup Medco tahun 1976. Menyelesaikan pendidikan terakhir dari Fakultas Teknik Elektro, Institut Teknologi Bandung tahun 1975, meraih gelar MBA (1990) dan MSc (1991) dari University of Southern California, USA. Direktur PT Medco Energi Internasional Tbk sejak 1994. Komisaris di anak perusahaan Perseroan yang bergerak di bidang jasa pemboran, PT Apexindo Pratama Duta dan juga di anak perusahaan yang bergerak di bidang eksplorasi dan produksi migas, PT Exspan Nusantara dan PT Exspan Tarakan.

TUGAS UTAMA :

Anggota Komite Audit, bertanggung jawab untuk memperbaiki kualitas transparansi, laporan keuangan dan mengawasi kepatuhan Perseroan terhadap Undang-Undang Pasar Modal.

Joined Medco Group in 1976. Graduated in Electrical Engineering, Bandung Institute of Technology in 1975, received his MBA (1990) and MSc (1991) degree from the University of Southern California, USA. Director of PT Medco Energi Internasional Tbk since 1994. Commissioner of the drilling services subsidiary, PT Apexindo Pratama Duta and at the exploration and production of oil and gas subsidiary, PT Exspan Nusantara and PT Exspan Tarakan.

ROLES:

Member of the Audit Committee, responsible for improvement of the quality of transparency, financial reporting and supervision of company compliances to the Capital Market Regulations.



CHITRAPONGSE KWANGSUKSTITH, BEng, MEng, DEng

Bergabung dengan Medco Energi tahun 2002. Saat ini juga menjabat sebagai Presiden Direktur PTT Exploration & Production (PTTEP) Plc. Thailand sejak Januari 2000. Menyelesaikan pendidikan terakhir dari Fakultas Teknik Mesin, Chulalongkorn University, Thailand tahun 1970 dan meraih gelar D.Eng. di di bidang Teknik Industri dari Lamar University, USA tahun 1977. Memulai karir sebagai Manajer Teknik Mesin di Petroleum Authority of Thailand (PTT) pada Desember 1983, dan menjadi Deputy Gubernur bidang Perencanaan dan Pembangunan PTT di kantor pusat PTT tahun 1999.

TUGAS UTAMA :

Bertanggung jawab mengawasi pelaksanaan perencanaan strategis perusahaan

Joined Medco Energi as Commissioner in 2002. Currently serves as The President of PTT Exploration & Production (PTTEP) Plc. Thailand since January 2000. Graduated in Mechanical Engineering, Chulalongkorn University, Thailand. in 1970 and earned D.Eng. in Industrial Engineering, Lamar University, U.S.A. in 1977. Started his career as a Manager of Mechanical Engineering at Petroleum Authority of Thailand (PTT) in December 1983 and became Deputy Governor on Corporate Planning Development at PTT Head Office in 1999.

ROLES :

Assumes responsibility to supervise the implementation of the company strategic planning.

MAROOT MRIGADAT, BSc, MSc

Bergabung dengan Grup Medco tahun 2002 sebagai Komisaris. Menyelesaikan pendidikan terakhir dari Fakultas Teknik Perminyakan, University of Texas, Austin, USA. tahun 1976. Meraih gelar M.S. di bidang Teknik Perminyakan dari University of Texas, Austin, USA di tahun 1979. Memulai karir di Petroleum Authority of Thailand (PTT) hingga menjadi Direktur Pemboran dan Produksi (1984-1989). Pindah ke PTT Exploration and Production Plc. (PTTEP) di tahun 1989 dan terakhir menjadi Senior Vice President, New Project Division, PTTEP Plc. Thailand sejak Juli 2002.

TUGAS UTAMA :

Sebagai anggota dari Komite Audit, juga bertanggungjawab mengawasi dan mengontrol akuisisi lapangan minyak dan gas, eksplorasi dan aktivitas produksi.

Joined Medco Group in 2002 as Commissioner. Graduated in Petroleum Engineering, University of Texas, Austin USA in 1976. Received M.S Degree in Petroleum Engineering at University of Texas in 1979. Started the career at Petroleum Authority of Thailand (PTT) until becoming Director at Drilling and Production Division (1984-1989). Moved to PTT Exploration and Production Plc. in 1989 and recently Senior Vice President, New Projects Division of PTTEP Plc. Thailand since July 2002.

ROLES :

Member of the Audit Committee, also responsible for supervising and controlling the acquisition of new oil and gas field, exploration and production activities.

**ANDREW GERARD PURCELL, BEng, MBA**

Bergabung dengan Grup Medco tahun 2002 sebagai Komisaris. Menyelesaikan pendidikan terakhir dari Fakultas Teknik (Elektronika dan Komunikasi), Queensland University of Technology tahun 1986 dan meraih gelar Master of Business Administration di bidang Keuangan dan Perbankan di University of Queensland/University of Sydney tahun 1993. Pernah menjabat sebagai Direktur beberapa divisi penting selama 3 tahun di Credit Suisse First Boston, Australia sebelum akhirnya menjadi 'Head of Distressed Asset Trading', Non-Japan di CSFB Hong Kong.

TUGAS UTAMA :

Bertanggungjawab mengawasi pelaksanaan perencanaan strategis perusahaan, serta sebagai anggota dari Komite Audit bertanggungjawab mengawasi Manajemen Resiko dan Penilaian.

Joined Medco Group as Commissioner in 2002. Graduated in Engineering (Electronics and Communications), Queensland University of Technology in 1986 and earned Master of Business Administration in Finance and Accounting from University of Queensland/University of Sydney in 1993. Head of several important positions for 3 years at Credit Suisse First Boston (CSFB) in Australia before finally became Head of Distressed Asset Trading, Non-Japan Asia at CSFB, Hong Kong.

ROLES :

Assumes responsibility to supervise the implementation of the company strategic planning. And as the member of the Audit Committee, responsible for supervising Risk Management and Assessment.



RIWAYAT HIDUP DAN TUGAS DIREKSI **BACKGROUNDS AND THE ROLES OF BOARD OF DIRECTORS**



Ir. HILMI PANIGORO, MSc

Bergabung dengan Grup Medco tahun 1997. Menyelesaikan pendidikan terakhir dari Fakultas Teknik Geologi, Institut Teknologi Bandung tahun 1981. Mengikuti MBA Core Program di Thunderbird University, USA tahun 1984 dan meraih gelar MSc dari Colorado School of Mine, USA tahun 1988. Memulai karirnya di industri minyak dan gas di perusahaan HUFFCO/VICO di tahun 1982, dan menjalani karir selama 10 tahun pertama sebagai 'explorator' minyak dan gas sebelum akhirnya menjadi Vice President & Director of Business Process Reengineering di tahun 1996. Bergabung dengan Medco Energi sebagai Vice President di tahun 1997 dan menjadi Direktur Medco Energi tahun 1998-2001. Ditunjuk sebagai Direktur Utama PT Medco Energi Internasional di tahun 2001. Saat ini juga menjabat sebagai Direktur dan Komisaris di beberapa anak Perusahaan Medco Grup.

TUGAS UTAMA :

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

Joined Medco Group in 1997. Graduated in Geological Engineering from Bandung Institute of Technology, Indonesia in 1981. Took MBA Core Program at Thunderbird University, Arizona, USA in 1984 and received MSc from Colorado School of Mines, USA in 1988. Started his career in the oil and gas industry with HUFFCO/VICO in 1982, spending the first 10 years as an oil and gas explorer and eventually serving as Vice President & Director of Business Process Reengineering in 1996. Joined Medco Energi as Vice President in 1997 and became a Director of the Company from 1998 - 2001. Appointed as President Director of PT Medco Energi Internasional in 2001 and presently he is also serving as Director and Commissioner in several of Medco's subsidiaries.

ROLES :

Presiding the Board of Directors in managing company resources, especially in exploration and production of oil and gas, and audit to create company's objectives and goals in achieving profit in a productive way and conducive working environment so employees can accomplish their duties and implement its social responsibilities along with impacts to business environment without conflicting company's policy and the existing law and regulations.



RASHID I. MANGUNKUSUMO, BSc, MEng

Bergabung dengan Grup Medco tahun 1995. Menyelesaikan pendidikan terakhir dari Institute of Technology, Delft pada tahun 1960. Menerima gelar BSc di bidang Teknik Perminyakan dari Oklahoma University tahun 1963 dan meraih gelar MEng dari Oklahoma University, USA tahun 1965. Saat ini menjabat sebagai salah satu Direktur PT Medco Energi Internasional Tbk dan Komisaris dari sebagian besar anak perusahaan yang bergerak di bidang eksplorasi dan produksi migas. Sebelumnya menjabat sebagai Presiden Direktur PT Exspan Nusantara, anak perusahaan PT Medco Energi Internasional Tbk (1995-Oktober 2001). Sebelum bergabung dengan Perseroan, memegang beberapa jabatan di PT Stanvac Indonesia (1966-1996).

TUGAS UTAMA :

Mengelola sumber daya perusahaan, terutama dalam bidang operasi pengelolaan lapangan minyak dan Drilling Methanol Plant untuk dapat mewujudkan maksud dan tujuan Perseroan dalam meraih laba usaha secara produktif, aman, baik bagi pekerja maupun lingkungan, menciptakan lingkungan kerja yang kondusif agar para pegawai berhasil dalam melakukan tugasnya dan melaksanakan tanggung jawab sosial serta mengelola dampak sosial Perseroan terhadap lingkungan usaha dengan mengindahkan AD Perseroan dan peraturan perundang-undangan yang berlaku.

Joined Medco Group in 1995. Graduated in Engineering, Delft Institute of Technology in 1960 and received his BSc in Petroleum Engineering from Oklahoma University in 1963 and Master's Degree in Engineering from Oklahoma University in 1965. Currently Director of PT Medco Energi Internasional Tbk and Commissioner of most of the exploration and production of oil and gas subsidiaries. Previously held the position of President Director of PT Exspan Nusantara, a subsidiary of PT Medco Energi Internasional Tbk (1995-October 2001). Prior joining the Company, held several positions at PT Stanvac Indonesia (1966-1996).

ROLES:

Managing company 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 way, safe and comfort to employees and environment, to create a conducive working environment so employees can accomplish their duties and do their social responsibilities along with social impacts of the company to business environment without conflicting company's policy and the existing law and regulations.

PEERACHAT PINPRAYONG, BSc, MA, MBA

Bergabung dengan Grup Medco tahun 2002. Menyelesaikan pendidikan terakhir di bidang Geologi Fakultas Teknik Chulalongkorn University, Bangkok-Thailand dengan gelar Bachelor tahun 1979 dan meraih gelar Master di bidang Business Management dari Sasin Graduate Institute of Business Administration, Chulalongkorn University tahun 1990. Memulai karirnya sebagai Ahli Geologi di Departemen Sumber Daya Mineral, Thailand (1980-1982), bergabung dengan Unocal Thailand, Ltd dengan posisi terakhir sebagai Log Analyst 1990. Bergabung dengan PTT Exploration & Production (PTTEP) Plc. Thailand sampai menjabat sebagai Senior Manager, Arthit Asset, Divisi Operasi (Juni 2000-2002).

TUGAS UTAMA :

Mengelola perencanaan strategis perusahaan dalam jangka pendek dan panjang termasuk pengembangan bisnis untuk mendukung daya tumbuh & berkembangnya perusahaan.

Joined Medco Group in 2002. Graduated in Geology from the Faculty of Geological Engineering, Chulalongkorn University, Bangkok-Thailand in 1979 and received Master Degree in Business Management from Sasin Graduate Institute of Business Administration, Chulalongkorn University in 1990. Started his career as a Geologist in Department of Mineral Resources, Thailand (1980-1982), worked for Unocal Thailand, Ltd with the last post as a Log Analyst 1990. Joined PTT Exploration & Production (PTTEP) Plc. Thailand until eventually positioned as Senior Manager, Arthit Asset, Operations Division (June 2000-2002).

ROLES :

Managing company's strategic planning in short and long term, including business development in supporting company's growth and development.

**Drs. SUGIHARTO, MBA**

Bergabung dengan Grup Medco tahun 1991. Menyelesaikan pendidikan terakhir dalam bidang Manajemen Keuangan dari Fakultas Ekonomi Universitas Indonesia tahun 1987, menyelesaikan program MBA dari Indonesian School of Management, Jakarta tahun 1993 dan Amsterdam School of Management, Belanda tahun 1997. Saat ini menjabat sebagai Komisaris di beberapa anak perusahaan Perseroan yang bergerak di bidang eksplorasi dan produksi migas diantaranya PT Exspan Nusantara dan PT Exspan Kalimantan. Sebelumnya bergabung dengan Medco Energi, pernah menduduki beberapa jabatan penting di SGV-Utomo, Bankers Trust Company and Chemical Bank di Jakarta.

TUGAS UTAMA :

Mengelola sumber daya perusahaan, terutama dalam mengelola keuangan korporat untuk meningkatkan nilai saham Perseroan terhadap para investor, pelaporan keuangan, serta mengelola bidang legal korporat dan bidang-bidang jasa korporat, secara produktif menciptakan lingkungan kerja yang kondusif untuk keberhasilan pegawai dalam melakukan tugasnya dan melaksanakan tanggung jawab hukum dan sosial serta mengelola dampak sosial Perseroan terhadap lingkungan usaha dengan mengindahkan AD Perseroan dan Peraturan perundang-undangan yang berlaku. Dia juga menjabat sebagai Sekretaris Perseroan guna menjamin dipatuhinya peraturan dan perundang-undangan yang berlaku dan mempromosikan dilaksanakannya standar tata kelola perusahaan yang tinggi.

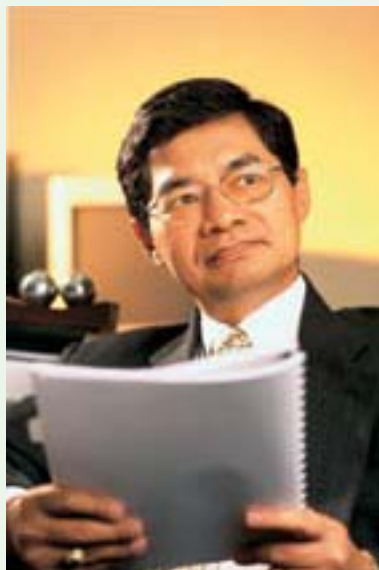
Joined Medco Group in 1991. Graduated in Financial Management from the Faculty of Economics, University of Indonesia in 1987. Received his MBA Degree from the Indonesian School of Management in Jakarta in 1993 and the Amsterdam School of Management, the Netherlands in 1997. Director of PT Medco Energi Internasional Tbk since 1994. Currently also holds position as Commissioner of exploration and production of oil and gas subsidiaries, PT Exspan Nusantara and PT Exspan Kalimantan. Before joining Medco Energi, held several key positions at SGV-Utomo, Bankers Trust Company and Chemical Bank in Jakarta.

ROLES :

Managing company's resources, especially in managing Corporate Finance to increase company's share value, proper financial reporting, also managing Corporate Legal and Corporate Services, creating a conducive working environment so employees can accomplish their duties and do their legal & social responsibilities along with social impacts of the company to business environment without conflicting company's policy and the existing law and regulations. He also serves as a Corporate Secretary of the Company, ensuring the high standard of compliances and promoting good corporate governance practices.



ANAK PERUSAHAAN SUBSIDIARIES



DIREKSI BOARD OF DIRECTORS PT. EXSPAN NUSANTARA

Ir. SUDONO N.S.

Direktur Utama PT Exspan Nusantara sejak 1997. Bergabung dengan PT Exspan Kalimantan sebagai VP/General Manager di tahun 1992. Pendidikan terakhir di bidang Teknik Pertambangan, Institut Teknologi Bandung, 1960. Pengalaman selama 40 tahun dalam industri gas & perminyakan. Sebelumnya adalah Manajer di bidang teknik perminyakan, proyek, dan logistik di PT. Stanvac Indonesia dan selanjutnya di Huffco Indonesia (Roy M. Huffington, Inc).

President Director of PT Exspan Nusantara since 1997. Joined PT Exspan Kalimantan as VP/General Manager in 1992. Graduated in Mining Engineering, Bandung Institute of Technology in 1960. 40 years experience in oil and gas industry and previously held several managerial positions in petroleum engineering, project, and logistic in PT Stanvac Indonesia and in Huffco Indonesia (Roy M. Huffington Inc.).

Ir. EDI BAMBANG SETYOBUDI

Direktur Operasional PT Exspan Nusantara. Pendidikan terakhir di bidang Teknik Geologi, Universitas Gadjah Mada, Yogyakarta, 1979. Bergabung dengan PT Exspan sejak tahun 1981. Memulai posisi dari Ahli Geologi, Ahli Senior Geologi, dan Vice President of Geoscience & Exploration sampai dengan 2001.

Operation Director PT Exspan Nusantara. Graduated in Geological Engineering, Gadjah Mada University, Yogyakarta, 1979. Joined PT Exspan since 1981. Started as Geologist, Senior Geologist, and eventually Vice President of Geoscience & Exploration up to 2001.

Ir. SYAMSURIZAL MUNAF, MM

Direktur Keuangan PT Exspan Nusantara. Bergabung dengan PT Exspan Nusantara tahun 1997. Pendidikan terakhir di Teknik Sipil, Institut Teknologi Bandung, 1989 dengan predikat Cum Laude. Meraih gelar Magister Manajemen dari Sekolah Tinggi Manajemen Prasetiya Mulya, 1995. Sebelum bergabung dengan PT Exspan, menempati posisi Senior Investment Analyst for Principle Investment di PT. Bahana Artha Ventura (1995-1997).

Finance Director PT Exspan Nusantara. Joined PT Exspan Nusantara in 1997. Graduated Cum Laude in Civil Engineering, Bandung Institute of Technology, 1989. Receiving Degree of Magister Management, Prasetiya Mulya School of Management, 1995. Prior to joining PT Exspan, was a Senior Investment Analyst for Principle Investment in PT. Bahana Artha Ventura (1995-1997).

Ir. M. NAHIR BASUNI

Direktur 'Technical Planning' PT Exspan Nusantara sejak 2000. Menyelesaikan pendidikan terakhir di Fakultas Matematika & Ilmu Pengetahuan Alam, Universitas Padjajaran, Bandung, 1969. Bergabung dengan PT Exspan Sumatra tahun 1996 menempati posisi Engineer Manager. Karir awal dengan PT Exxon sejak 1970. Section Head of Reservoir Engineer Section di PT Stanvac Indonesia (1995-1996).

Director of Technical Planning PT Exspan Nusantara since 2000. Graduated in Maths & Natural Science, Padjajaran University, Bandung, 1969. Joined PT Exspan Sumatra in 1996 as Engineer Manager. Started his career with PT Exxon since 1970. Section Head of Reservoir Engineer Section at PT Stanvac Indonesia (1995-1996).

DIREKSI BOARD OF DIRECTORS PT MEDCO METHANOL BUNYU

Ir. DJATNIKA

Direktur Utama PT Medco Methanol Bunyu sejak tahun 2001. Menyelesaikan pendidikan terakhir di Bidang Teknik Kimia, Institut Teknologi Bandung, 1976 dan memperoleh gelar S2 di Program Studi Pembangunan Bidang Manajemen dan Perencanaan ITB, 1998. Karir awal sejak tahun 1976 dalam bidang pupuk PT Pupuk Kujang hingga menjabat sebagai Staff Ahli Direktur Utama PT Pupuk Kujang (1999-2001), serta Ketua Pelaksana Harian Tim Restrukturisasi PT Pusri Holding dan Privatisasi PT Pupuk Kaltim di tahun 1999.

Director of PT Medco Methanol Bunyu since 2001. Graduated in Chemical Engineering, Bandung Institute of Technology in 1976, and received Master Degree on Development Study Program in the field of Management and Planning in 1998. Started the career since 1976 in the field of fertilizer ('pupuk') until eventually held the position of Staff of Expert for the President Director of PT Pupuk Kujang (1999-2001), and Head of Restructuring Team PT Pusri Holding, and Privatization of PT Pupuk Kaltim in 1999.

Ir. BAMBANG W. SOEGONDO

Direktur PT Medco Methanol Bunyu sejak tahun 1999. Menyelesaikan pendidikan terakhir di bidang Teknik Fisika, Institut Teknologi Bandung. Bertugas sebagai Project Manager PT Meta Epsi Engineering dan bertanggung jawab untuk NGL Plant Maintenance at Arun, North Sumatra di awal tahun 1990; Vice President of Corporate Services Department at PT Medco Energi Internasional (1997-1999).

Director of PT Medco Methanol Bunyu since 1999. Graduated from Physics Engineering, Bandung Institute of Technology. Assigned as Project Manager by PT Meta Epsi Engineering, responsible for NGL Plant Maintenance at Arun, North Sumatra in early 1990's; Vice President of Corporate Services Department at PT Medco Energi Internasional (1997-1999).





DIREKSI BOARD OF DIRECTORS PT APEXINDO PRATAMA DUTA

PIERRE RENE DUCASSE

Bergabung dengan PT Apexindo Duta Pratama sejak 1990 sebagai Manajer Operasional dan menjabat Chief Operating Officer sejak tahun 2002 sampai sekarang. Pendidikan terakhir di French Petroleum Institute. Ahli dalam bidang 'Oil Rig' sejak tahun 1972 di Belanda, Norwegia, Nigeria, wilayah Afrika Barat dan wilayah Timur Tengah.

Joined PT Apexindo Duta Pratama since 1990 as Operation Manager and is Chief Operating Officer since 2002. Graduated from French Petroleum Institute. Expert on 'Oil Rig' since 1972 in Holland, Norway, Nigeria, West Africa, and Middle East.

TERRENCE MICHAEL GOTT

Bergabung dengan Grup Medco sejak tahun 1981 dan menjabat Chief Business Development Officer PT Apexindo Duta Pratama sejak 2001 sampai sekarang. Menyelesaikan pendidikan terakhir di Nodree College Australia. Pernah menjabat sebagai Resident Manager untuk Parker Drilling Indonesia (1980-1981) dan General Manager/Technical Consultant PT Meta Epsi Antareja Drilling Company (1981-2001).

Joined Medco Group since 1981 and is Chief Business Development Officer PT Apexindo Duta Pratama since 2001 until now. Graduated from Nodree College Australia. Previous held positions were Resident Manager at Parker Drilling Indonesia (1980-1981) and General Manager/Technical Consultant PT Meta Epsi Antareja Drilling Company (1981-2001).

Ir. HERTRIONO KARTOWISASTRO

Bergabung dengan Grup Medco sejak tahun 1975 dan sekarang adalah Direktur Utama PT Apexindo Duta Pratama sejak tahun 2001 hingga sekarang. Menyelesaikan pendidikan terakhir dari Fakultas Teknik, Institut Teknologi Bandung. Pernah menjabat sebagai Komisaris Utama PT Medco Energi Internasional (1998-2001) dan Direktur Utama PT Medco Antareja (2000).

Joined Medco Group since 1975 as Project Manager of PT Meta Epsi Engineering and is now President Director of PT Apexindo Duta Pratama since 2001 until now. Graduated from Faculty of Engineering, Bandung Institute of Technology. Previous held position included President Commissioner PT Medco Energi Internasional (1998-2001) and President Director of PT Medco Antareja (2000).

Ir. AGUSTINUS B. LOMBOAN, NM

Bergabung dengan PT Apexindo Duta Pratama tahun 2001 sebagai Chief Finance Officer sejak 2001 sampai sekarang. Menyelesaikan pendidikan terakhir dari Fakultas Teknik Mesin, Universitas Trisakti, Jakarta dan memperoleh gelar Magister Manajemen Jurusan Keuangan dari Universitas Indonusa Esa Unggul. Karir awal di bidang perbankan sebagai Relationship Manager-Credit Division PT Bank Panin Tbk (1989-1994); Managing Director of Credit and Finance PT Bank PDFCI Tbk (1999); Managing Partner-Advisory Division PT PDFCI (2000-2001).

Joined PT Apexindo Duta Pratama in 2001. Graduated in Civil Engineering, Trisakti University, Jakarta and received Degree of Magister Management from Indonusa Esa Unggul University. Started his career as Relationship Manager-Credit Division PT Bank Panin Tbk (1989-1994); Managing Director of Credit and Finance PT Bank PDFCI Tbk (1999); Managing Partner-Advisory Division PT PDFCI (2000-2001).



VICE PRESIDENTS (VP's)

AWARDS & ACHIEVEMENTS

- Peringkat ke-3 untuk Perusahaan Publik dalam kategori 'EVA concept' dari Majalah SWASEMBADA dan 'MarkPlus&Co'
The 3rd Best Public Company on EVA concept from SWASEMBADA Magazine and 'MarkPlus&Co'
- 'Best Listed Company' dari Majalah INVESTOR
Best Listed Company' from INVESTOR Magazine
- Salah satu Perusahaan terbaik di Asia 2002 dari Majalah FinanceAsia
Asia's best companies 2002 from FinanceAsia Magazine
- Penghargaan 'Indonesia's best credit' dan meraih peringkat 25 di Asia dari Majalah THE Asset
'Indonesia's best credit' Award and 25th in Asia from THE Asset Magazine
- Penghargaan Tata Kelola Perusahaan yang baik dari THE INDONESIA INSTITUTE FOR CORPORATE GOVERNANCE
'Good Corporate Governance' from THE INDONESIA INSTITUTE FOR CORPORATE GOVERNANCE
- Peringkat 'Rated B+, stable outlook' dari STANDARD & POOR'S
'Rated B+, stable outlook' from STANDARD & POOR'S
- Peringkat AA-, stable outlook dari PT. PEFINDO Credit Rating Indonesia
Rated AA-, stable outlook from PT. PEFINDO Credit Rating Indonesia

KOMISARIS INDEPENDEN

Mematuhi regulasi Bursa Saham Jakarta No. I-A tentang Ketentuan Umum Pencatatan Efek Bersifat Ekuitas di Bursa, bagian C tentang Komisaris Independen, Perseroan melalui Rapat Umum Pemegang Saham Tahunan tanggal 25 Juni 2001 menunjuk 2 orang Komisaris Independen, Bapak John Sadrak Karamoy dan Bapak Wijarso untuk memenuhi proporsi anggota yang ditentukan dalam peraturan tersebut.

Mengingat meningkatnya jumlah anggota Komisaris, Perseroan diwajibkan untuk menambah satu orang anggota Komisaris Independen. Untuk mengisi posisi tersebut, para pemegang saham mengangkat Bapak Gustiawan Deru dalam RUPSLB tanggal 30 Agustus 2002.

Pada bulan Desember 2002, Bapak Wijarso yang saat itu masih menjabat sebagai Komisaris Independen Perseroan meninggal dunia. Perseroan akan mengajukan Komisaris Independen baru untuk mengisi jabatan yang ditinggalkan pada RUPST mendatang.

Komisaris Independen mempunyai tanggung jawab utama mewakili kepentingan pemegang saham minoritas atau pemegang saham independen. Dalam menjalankan tugas dan tanggung jawab memantau perusahaan, keterlibatan mereka, uji tuntas, keputusan dan tindakan juga dibutuhkan dalam rangka kepatuhan serta akuntabilitas legal setiap keputusan manajemen, informasi dan tindakan yang berhubungan dengan keuangan dan operasional manajemen Perseroan.

KOMITE AUDIT

Perseroan juga membentuk Komite Audit yang bertanggung jawab untuk membantu Komisaris dalam memastikan kualitas serta tingkat kepercayaan laporan keuangan Perseroan, serta memastikan adanya mekanisme kendali internal yang memadai dalam Perseroan sehingga dapat mendeteksi terjadinya kecurangan dan/atau kesalahan kelola. Komite Audit dibentuk tahun 1998. Para anggotanya terdiri dari seluruh anggota Dewan Komisaris, didampingi oleh Kepala Audit Internal sebagai Sekretaris Komite. Tugas dan tanggung jawab Komite Audit disusun berdasarkan ketentuan Bursa Efek Jakarta serta surat edaran Kepala Badan Pengawas Pasar Modal (BAPEPAM).

Dalam rangka memenuhi Peraturan Bursa Efek Jakarta No. I-A, Dewan Komisaris telah menunjuk dua anggota tambahan untuk Komite Audit

INDEPENDENT COMMISSIONERS

Pursuant to the Jakarta Stock Exchange (JSX) regulation No. I-A pertaining to the General Rules on the Listing of Stock Securities, in subsection C with regards to the Independent Commissioner, the Company through its Annual General Meeting of Shareholders of June 25, 2001, appointed two Independent Commissioners, Mr. John Sadrak Karamoy and Mr. Wijarso, in proportion to the requirement stated in the regulation.

Due to the increase in numbers of Commissioner's members, the Company required to appoint an additional member of the Independent Commissioner. To fill such position, the shareholders appointed Mr. Gustiawan Deru in the EGM on August 30 2002.

In December 2002, Mr. Wijarso passed away while still serving as an Independent Commissioner of the Company. The Company will propose the new independent commissioner to fill the vacant position in the forthcoming AGM.

The Independent Commissioners are primarily responsible for representing the interests of independent or minority shareholders. In discharging their company oversight duties and responsibilities, their involvement, due diligence, decision and action are also required in matters of compliance and the legal accountability of every management decision, information and action in connection with the financial and operational management of the Company.

THE AUDIT COMMITTEE

The Company has also formed an Audit Committee, with the responsibility to assist the Commissioners in ensuring the quality and reliability of the Company's financial statements, as well as ensuring that the Company has an adequate internal control mechanism in place to detect any possible fraud and/or mismanagement. The Audit Committee was formed in 1998, comprised all members of the Board of Commissioners, assisted by the Head of Internal Audit as Secretary of the committee. The roles and responsibilities of the Audit Committee have been set pursuant to the regulation of the Jakarta Stock Exchange and the circular letter of the Chairman of the Capital Market Supervisory Board (BAPEPAM).

In order to comply with the Jakarta Stock Exchange regulation No. I-A, the Board of Commissioners has appointed two additional members to

RAPAT DEWAN KOMISARIS & DIREKSI 2002 MEETINGS OF BOARD OF COMMISSIONERS & DIRECTORS 2002

BOC Meeting	BOD Meeting	BOC & BOD Meeting
10	30	10

yang berasal dari luar Perseroan, memiliki keahlian di bidang keuangan serta akuntansi serta memahami hukum dan perundang-undangan yang berhubungan dengan Perseroan.

Laporan Komite Audit akhir tahun tanggal 31 Desember 2002 terdapat mulai halaman 46.

KOMITE NOMINASI DAN REMUNERASI

Demi menjalankan tata kelola perusahaan secara utuh, pada Rapat Komisaris bulan Maret 2002 dibentuk Komite Nominasi dan Remunerasi. Komite Nominasi dan Remunerasi terdiri dari beberapa anggota Komisaris dan Direksi, memiliki tanggung jawab untuk mengevaluasi nominasi serta remunerasi para Komisaris dan Direksi Perseroan, sebelum diajukan kepada Rapat Umum Pemegang Saham.

KOMITE MANAJEMEN RISIKO

Seluruh aktifitas perusahaan memiliki risiko dalam pelaksanaannya. Adalah tanggung jawab utama dari pihak Manajemen Perseroan untuk memahami dan mengatasi risiko permasalahan, serta memformulasikan secara maksimal jalan keluar menghadapi risiko-risiko tersebut. Pada tahun 2002, Perseroan mendirikan departemen manajemen risiko yang secara khusus mengawasi kegiatan operasi perseroan yang rentan dengan risiko. Perseroan juga sedang dalam proses membentuk sebuah komite manajemen risiko di tingkat Dewan Komisaris sebagai bagian dari komitmen Perseroan dalam menerapkan prinsip tata kelola perusahaan secara baik. Ketua komite tersebut adalah salah satu anggota Komisaris Independen, John. S. Karamoy. Tugas-tugas komite mencakup untuk memastikan bahwa seluruh keputusan Direksi yang berkaitan dengan aktivitas risiko telah dijalankan dan dipantau di seluruh lingkup Group; merancang dan mengimplementasikan infrastruktur tata kelola kelompok perusahaan yang sesuai dan kuat dan memastikan terlaksananya batasan risiko yang ditetapkan Direksi; untuk memastikan bahwa kewajiban risiko telah dilakukan secara tepat; memberikan informasi dan usulan mengenai standar manajemen risiko yang diharapkan serta keputusan Direksi di seluruh aspek usaha; untuk memastikan bahwa perubahan-perubahan kondisi risiko yang terjadi di dalam kelompok perusahaan dan di luar telah dikomunikasikan kepada Direksi.

Implementasi manajemen risiko serta berfungsinya komite manajemen risiko akan meningkatkan praktek tata kelola perusahaan yang baik oleh Perseroan.

SEKRETARIS PERUSAHAAN

Bapak Sugiharto telah ditunjuk sebagai Sekretaris Perusahaan sejak tahun 1997. Tanggung jawab utamanya sebagai Sekretaris Perusahaan adalah memastikan ketepatan waktu distribusi informasi penting tentang Perseroan kepada masyarakat umum. Kantor Sekretaris Perusahaan juga berfungsi sebagai penghubung utama antara Perseroan dan pejabat modal serta investor. Selain itu Sekretaris Perusahaan juga bertugas menyiapkan

the Audit Committee. Both members, taken from outside of the Company, have expertise in finance and accountancy and are well versed in the laws and regulations related to the Company.

The report of the Audit Committee in the year ending 31 December 2002 appears on page 46.

COMMITTEE ON NOMINATION AND REMUNERATION

Being fully committed to good corporate governance, in a Meeting of Commissioners in March 2002 a Committee on Nomination and Remuneration was formed. The Committee on Nomination and Remuneration comprise several members of the Board of Commissioners and Board of Directors, have responsible for evaluating the nomination and remuneration of Commissioners and Directors of the Company, before proposed to the General Meeting of Shareholders

RISK MANAGEMENT COMMITTEE

Every activity in an organization is exposed to risks. Understanding these risks and treats which pose, devising and adopting counter-measure are key responsibilities of the management. In 2002, the Company established the risk management department in order to study the implementation of risk-based operation throughout the organization. The Company is in the process of forming a risk management committee at the Board of Commissioner level as part of the company's commitment in applying the principles of good corporate governance. The chairman of the committee is an independent member of the board of commissioners, Mr. John S. Karamoy. The duties of the committee include to ensure that all decisions relating to risk activities taken by the Board of Directors are implemented and monitored throughout the Group; to design and implement an appropriate and robust Group Governance infrastructure and ensure it reflects the risk appetite set by the Board; to ensure that risk responsibility is being correctly transacted; to communicate and advise on expected standards in risk management and decisions taken by the board of directors to all areas of the business; to ensure that changing risk circumstances within and outside the Group are communicated upwards to the board of directors.

The risk management implementation and the operational of the risk management committee would enhance the good corporate governance practices in the company.

CORPORATE SECRETARY

The Company has been appointed Mr. Sugiharto, who holds a position as Finance and Administration Director, as the Corporate Secretary since 1997. His role as a Corporate Secretary is primarily responsible for ensuring timely dissemination of material information on the Company to the interested public. The Office of the Corporate Secretary also serves as the main conduit between the Company and capital market authorities as well as

dan memberikan keterangan mengenai Perseroan kepada masyarakat, memberikan paparan publik melalui Bursa Efek Jakarta, mengadakan rapat/pertemuan dengan para analis, menyelenggarakan konferensi pers, keliling daerah, dan menyelenggarakan kegiatan lain yang berhubungan dengan investor untuk mengetahui lebih jauh tentang Perseroan.

Informasi khusus tentang kondisi keuangan Perseroan serta hasil operasional juga tersedia dalam bentuk presentasi dan laporan keuangan triwulan dan tahunan. Rapat Umum Pemegang Saham tahunan serta luar biasa juga berfungsi sebagai forum tukar pendapat antara Perseroan dan pemegang saham di mana keputusan-keputusan penting dimintakan persetujuan pemegang saham. Sebagai tambahan, masyarakat umum dapat memperoleh informasi tentang Perseroan lewat situs web: www.medcoenergi.com

PERUBAHAN MANAJEMEN

Masuknya PTT Exploration and Production Public Company Limited ("PTTEP"), perusahaan publik penghasil dan eksplorasi minyak bumi dan gas dari Thailand, melalui anak perusahaannya PTTEP Offshore Investment Company Ltd (PTTEPO), sebagai salah satu pemegang saham mayoritas tak langsung Perseroan melalui perusahaan tak langsung New Links Energy Resources Limited, mengakibatkan terjadinya perubahan struktur manajemen Perseroan. Dengan selesainya restrukturisasi hutang akhir tahun 1999, manajemen Perseroan dikendalikan bersama oleh keluarga Panigoro, sebagai pemegang saham pendiri, dan Credit Suisse First Boston (CSFB), sebagai wakil kreditur Perseroan. Dengan masuknya PTTEPO akhir tahun 2002, manajemen Perseroan dijalankan oleh tiga pihak, di mana 34,26% (keluarga Panigoro), 34,18% (PTTEPO) dan 17,00% (CSFB). Masing-masing pemegang saham mayoritas tersebut mempunyai hak untuk menunjuk satu atau lebih perwakilan untuk duduk sebagai Dewan Komisaris dan Direksi, sesuai proporsi saham yang dimiliki.

Oleh karena itu, Rapat Umum Pemegang Saham Luar Biasa tanggal 8 Februari 2002 menyetujui penunjukan dua komisaris dan satu direktur baru yang diusulkan PTTEPO untuk menggantikan dua anggota Dewan Komisaris yang mewakili CSFB dan seorang anggota Direksi yang mengundurkan diri sebagai Direktur untuk kemudian ditugaskan sebagai Komisaris Perseroan.

TRANSAKSI TERAFILIASI

Sesuai dengan tujuan Perseroan untuk selalu mengutamakan transparansi serta integritas, pada tanggal 29 Nopember 2001 Perseroan mengadakan Rapat Umum Pemegang Saham Luar Biasa (RUPSLB) untuk mengumumkan transaksi benturan kepentingan yang telah terjadi di masa lalu kepada pemegang saham independen, serta untuk mendapatkan persetujuan dari pemegang saham independen atas restrukturisasi piutang kepada pihak terafiliasi. Pengumuman dapat terlaksana, tetapi korum kehadiran para pemegang saham independen tidak dapat terkumpul. Untuk itu, persetujuan merestrukturisasi piutang harus diajukan kembali pada RUPSLB kedua pada

the investment community. It prepares and undertakes the Company's public exposes, mandatory public expose through the Jakarta Stock Exchange, analysts meetings and briefings, press conferences, roadshows, and a host of other investor relations activities that seek to shed as much light as possible on the Company.

Specific information on the Company's financial condition and results of operations are also provided through quarterly and annual financial statements and presentations. The annual or extraordinary general meeting of shareholders also constitutes a primary forum of dialogue between the Company and shareholders where important decisions are passed for approval by the shareholders. Additionally, the public has recourse to information on the Company through its website, www.medcoenergi.com.

CHANGES IN MANAGEMENT

The inclusion of PTT Exploration and Production Public Company Limited ("PTTEP") a publicly listed oil and gas exploration and production company of Thailand, through its subsidiary PTTEP Offshore Investment Company Ltd (PTTEPO), as one of the major shareholders of the Company through an indirect holding via New Links Energy Resources Limited, resulted in a change to the management structure of the Company. Following the completion of the Company's debt restructuring at year-end 1999, the management of the Company is controlled jointly by the Panigoro family, as founding shareholders, and Credit Suisse First Boston ("CSFB"), as proxy of the Company's creditors. With the entry of PTTEPO at the end of 2001, the management of the Company fell under the control of the three parties, whose indirect holdings in Medco Energi amounted to 34.26% (the Panigoro family), 34.18% (PTTEPO) and 17.00% (CSFB). Each of these three major shareholders has the right to appoint one or more representative(s) to the Company's Board of Commissioners and the Board of Directors, in proportion to their respective shareholdings.

As a result of this, the Extraordinary Shareholders Meeting of 8 February 2002 approved the appointment of two commissioners and one director who were forwarded by PTTEPO to replace two members of the Board of Commissioners who had represented CSFB and a member of the Board of Directors who had resigned as Director and had been reinstated as Commissioner of the Company.

AFFILIATED TRANSACTIONS

With the aim to uphold the principles of transparency and integrity, the Company on 29 November 2001 arranged for an Extraordinary General Meeting of Shareholders (EGM) to announce a transaction that contained a conflict-of-interest in the past to the independent shareholders, and to gain approval from the independent shareholders for the restructuring of receivables to the affiliated party. The announcement to the independent shareholders were carried out. However, the required quorum for the independent shareholders to give their approval was not met. As a result, approval of said transaction from the independent shareholders was again

tanggal 20 Desember 2001. Persetujuan dari para pemegang saham juga gagal diperoleh dalam RUPSLB kedua tersebut, oleh karenanya, Perseroan harus mengadakan RUPSLB ketiga. Setelah mendapatkan persetujuan dari BAPEPAM untuk mendapatkan korum kehadiran pemegang saham independen yang lebih sedikit, Perseroan kemudian mengadakan RUPSLB ketiga pada tanggal 30 Agustus 2002, dan mendapatkan persetujuan dari pemegang saham independen untuk merestrukturisasi piutang kepada pihak terafiliasi dan menjual piutang tersebut sesuai dengan harga pasar dan sesuai dengan peraturan perundang-undangan yang terkait.

Pada tahun 2002, Perseroan melakukan beberapa transaksi yang berdasarkan ketentuan Peraturan BAPEPAM No. IX.E.1 berpotensi mengandung benturan kepentingan. Untuk itu, Perseroan berencana meminta persetujuan atas transaksi tersebut dari pemegang saham independen pada RUPSLB yang akan datang.

AUDITOR INDEPENDEN

Laporan keuangan Perseroan sampai dengan akhir tahun 2002 telah diaudit oleh Kantor Akuntan Publik, Hans Tuanakotta dan Mustoffa, afiliasi dari Deloitte Touche and Tohmatsu. Sesuai dengan Anggaran Dasar Perseroan, penunjukkan akuntan publik diajukan kepada Komisaris dan disetujui oleh Rapat Umum Pemegang Saham Tahunan yang diselenggarakan tanggal 7 Mei 2002.

Kantor Akuntan Publik yang ditunjuk tidak memberikan layanan lain kepada Perseroan dan/atau kepada anak perusahaan Perseroan.

KASUS LITIGASI TERTUNDA

Baik Perseroan maupun anak perusahaannya tidak memiliki kasus litigasi yang tertunda sampai dengan akhir tahun 2002.

PERINGKAT KREDIT

Pada awal tahun 2002, Standard & Poor's (S&P's) dan PEFINDO telah memberikan peringkat masing-masing B+ dengan prospek stabil dan AA- dengan prospek stabil kepada Perseroan.

PENUTUP

Manajemen Perseroan akan terus berupaya memenuhi standar tata kelola perusahaan. Hasil dukungan terus menerus dari seluruh karyawan, pemegang saham, Badan Pengawas Pasar Modal (BAPEPAM), Bursa Efek Jakarta dan stakeholder lainnya, saat ini, Perseroan diakui sebagai salah satu perintis tata kelola perusahaan terkemuka di Indonesia.

proposed in the second EGM held on 20 December 2001. Again, the approval of independent shareholders failed to materialize during the second EGM, and as such, the Company had to arrange for a third EGM. After obtaining the approval of BAPEPAM to reduce the number of quorum required for such an approval from the independent shareholders, the Company arranged for a third EGM on 30 August 2002, in which approval was finally gained from the independent shareholders to restructure the Company's receivables to the affiliated party and to sell its restructured receivables at prevailing market price, in accordance with the prevailing rules and regulations on the matter.

In 2002, the Company entered into several transactions with the affiliated parties and subsidiaries, which consist potential conflict of interest based on the provision of the BAPEPAM's rule No. IX.E.1. To comply with such rule, the Company plans to gain approval for those transactions from the independent shareholders in the forthcoming EGM.

INDEPENDENT AUDITORS

The Company's financial statements for the year ending 31 December 2002 have been audited by the Public Accountant Office, Hans Tuanakotta and Mustoffa, and affiliated of Deloitte Touche and Tohmatsu. Pursuant to the Company's Articles of Association, the appointment of public accountant forwarded by the Board of Commissioner and approved by the Annual General Meeting of Shareholders on 7 May 2002.

The appointed Public Accountant Office does not provide any other services to the Company nor to any of the Company's subsidiaries.

PENDING LITIGATION CASES

Neither the Company nor its subsidiaries had pending litigation cases as at year-end 2002.

CREDIT RATINGS

On early 2002, Standard & Poor's and PEFINDO have awarded the Company a B+ rating with stable outlook and an AA- rating with stable outlook, respectively.

CLOSING

The management of the Company will constantly strive to meet the standards of good corporate governance. As a result of the support that it continues to receive from employees, shareholders, the Capital Market Supervisory Board (BAPEPAM), the Jakarta Stock Exchange and other stakeholders, the Company has been recognised as one of the leading proponents of good corporate governance in Indonesia, today.

PERISTIWA PENTING SETELAH TANGGAL NERACA SUBSEQUENT EVENTS

- Pada tanggal 28 Januari 2003, Apexindo, anak perusahaan, mengadakan perjanjian kerjasama dengan Smedvig Asia Ltd., dan Smedvig Office AS. Perjanjian tersebut dibuat dalam rangka penyediaan jasa pemboran lepas pantai bagi Unocal Indonesia sesuai dengan kontrak No. TS/000328.02/DRIL/APR untuk periode 3 tahun. Periode kontrak dimulai tanggal 15 Februari 2003 dan berakhir pada tanggal 14 Februari 2006. Smedvig akan menyediakan 'Tender Assisted Platform Drilling Rig West Alliance' untuk operasi Unocal di daerah lepas pantai Seno Barat, Selatan dan Utara di Kalimantan Timur, Indonesia.
- Pada tanggal 3 Februari 2003, Apexindo mengadakan Perjanjian Pembelian dengan Patterson-UTI Drilling Company LLLP sebesar USD 4.593.000 dalam rangka penjualan rig darat No. 6 yang berlokasi di Houston, Texas, Amerika Serikat.
- Pada tanggal 7 Februari 2003, berdasarkan amandemen kontrak No. 2 kontrak No. 401-026/KF/71, tertanggal 8 Juni 2001 dan setelah pembangunan kembali dan peningkatan Heavy Swamp Barge Drilling Unit Rig Maera yang mengalami kerusakan akibat ledakan gas pada tanggal 1 Maret 2002, Apexindo telah melanjutkan operasi komersial rig Maera dengan TotalFinaElf Indonesia untuk periode 526 hari. Rig tersebut beroperasi di area lepas pantai Mahakam, Kalimantan Timur, Indonesia.
- Pada tanggal 13 Februari 2003, Medco Lematang Ltd, anak Perusahaan, menandatangani perjanjian Working Interest Sale and Purchase Agreement dengan Novus Lematang Company (Novus) untuk membeli 10% kepemilikan wilayah kerja Novus di Lematang PSC. Perusahaan sedang dalam proses mendapatkan persetujuan dari BP Migas. Harga beli dari 10% bagian kerja tersebut adalah sebesar USD 929.425 sehingga meningkatkan kepemilikan anak perusahaan di Lematang Block meningkat menjadi 70%.
- Pada tanggal 14 Februari 2003, Perusahaan mendirikan PT. Exspan Lematang yang bergerak di bidang eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi di blok Lematang, Sumatra Selatan. Akta pendirian ini telah mendapat pengesahan dari Menteri Kehakiman dan Hak Asasi Manusia Republik Indonesia dengan Surat Keputusan No. C-03171.HT.01.01.TH.2003.
- Pada tanggal 17 Februari 2003, Perusahaan mendirikan PT Exspan Yapen dan PT. Exspan Rombebai yang bergerak dalam bidang eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi di blok Yapen dan Rombebai, Papua. Pendirian ini telah mendapat pengesahan dari Menteri Kehakiman dan Hak Asasi Manusia Republik Indonesia dengan Surat Keputusan No. C-03281 HT.01.01.TH.2003 untuk PT. Exspan Yapen dan Surat Keputusan No. C-03216 HT.01.01.TH.2003 untuk P.T. Exspan Rombebai.
- On January 28, 2003, Apexindo, a subsidiary, entered into a Co-operation Agreement with Smedvig Asia Ltd., and Smedvig Office AS. This agreement was made in order to fulfill the requirement of the Apexindo's drilling contract No. TS/000328.02/DRIL/APR with Unocal Indonesia, which has a period of the year from February 15, 2003 to February 14, 2006. Based on the agreement, Smedvig shall provide the Tender Assisted Platform Drilling Rig West Alliance for Unocal's North, South and West Seno operations offshore East Kalimantan, Indonesia.
- On February 3, 2003, Apexindo entered into an Asset Purchase Agreement with Patterson-UTI Drilling Company LP, LLLP amounting to USD 4,593,000 for the sale of the Company's rig No. 6 located at Houston, Texas in the United States of America.
- On February 7, 2003, after rebuilding and upgrading the Heavy Swamp Barge Drilling Unit Maera Rig which was damaged by an oil and gas explosion on March 1, 2002, and based on the latest amended contract No. 2-Contract No. 401-026/KF/71, dated June 8, 2001, Apexindo has resumed its commercial operation with TotalFinaElf Indonesia for a period of 526 days. The rig operates within the Mahakam Offshore Area, East Kalimantan, Indonesia.
- On February 13, 2003, Medco Lematang Ltd, a subsidiary, entered into a Working Interest Sale and Purchase Agreement with Novus Lematang Company (Novus), wherein Medco Lematang has acquired Novus' 10% working interest under the Lematang PSC. The Company is currently seeking an approval from BP Migas. The purchase price of such working interest 10% interest was USD 929,425, consequently, the subsidiary's ownership interest in Lematang block has increased to 70%.
- On February 14, 2003, the Company established P.T. Exspan Lematang which is involved in the exploration and production of oil and gas in the Lematang Block, South Sumatra. The deed of incorporation was approved by the Minister of Justice and Human Rights of the Republic of Indonesia with the Decision Letter No. C-03171.HT.01.01.TH.2003.
- On February 17, 2003, the Company established P.T. Exspan Yapen and P.T. Exspan Rombebai which are involved in the exploration and production of oil and gas in Yapen and Rombebai Block, Papua. The deed of the incorporation was approved by the Minister of Justice and Human Rights of the Republic of Indonesia with the Decision Letter No. C-03281 HT.01.01.TH.2003 for PT. Exspan Yapen and the Decision Letter No. C-03216 HT.01.01.TH.2003 untuk P.T. Exspan Rombebai.
- On February 20, 2003, the Company and P.T. Perusahaan Listrik Negara (PLN) signed a Memorandum of Understanding (MOU) to cooperate in developing gas fields in the Company's working area to supply gas to

- Pada tanggal 20 Februari 2003, Perusahaan dan P.T. Perusahaan Listrik Negara (PLN) menandatangani Memorandum of Understanding (MOU) untuk bekerjasama dalam pengembangan cadangan gas di wilayah kerja Perusahaan dengan tujuan memasok gas ke pembangkit listrik PLN dan kemungkinan kerjasama dalam pengembangan pembangkit listrik di seluruh wilayah pelayanan PLN.
 - Pada tanggal 25 Februari 2003, Apexindo, anak perusahaan, telah mendirikan Apexindo Asia-Pacific B.V. (AAP) yang sahamnya dimiliki seluruhnya oleh Apexindo, di Amsterdam, Belanda. Pendirian ini bertujuan untuk membantu Apexindo memperoleh fasilitas pinjaman untuk membiayai proyek pendanaan dari Bank Fortis S.A./N.V. (Fortis), cabang Singapura.
 - Pada tanggal 28 Februari 2003, Apexindo dan AAP mengadakan perjanjian jual-beli, dimana Apexindo menjual dan mentransfer semua hak dan kewajiban atas *rig* Raissa kepada AAP, dalam rangka untuk memudahkan pendaftaran *rig* tersebut atas nama AAP, dimana merupakan salah satu dari persyaratan yang diminta oleh Fortis.
 - Pada tanggal 6 Maret 2003, Apexindo, AAP dan Fortis Bank mengadakan perjanjian fasilitas pinjaman untuk pembiayaan kembali pengembangan, perancangan teknik, pengadaan, konstruksi dan biaya instalasi mesin atas *rig* Raissa (Perjanjian Pinjaman). Nilai pokok dari fasilitas yang tersedia untuk AAP adalah yang lebih rendah dari USD 39 juta dan 75% dari biaya proyek, seperti yang dijelaskan diperjanjian tersebut. Jangka waktu pinjaman adalah 4 (empat) tahun yang dicicil setiap kwartal selama 16 (enam belas) kali. Pinjaman ini dijamin dengan *Rig* Raissa beserta hasil yang diperoleh dari kontrak pemborannya. Suku bunga yang berlaku adalah persentase LIBOR selama 3 (tiga) bulan ditambah rata-rata 2.35% margin.
 - Pada tanggal 1 Maret 2003, pembangunan *rig* Raissa telah selesai di Keppel Fels, Singapura dan telah dimobilisasi pada tanggal 9 Maret 2003. Saat ini, *rig* tersebut telah dilakukan uji kelayakan oleh TotalFinaElf Indonesia. Periode kontrak selama 60 bulan terhitung efektif sejak 90 hari dari tanggal 28 Juni 2002.
 - Pada 28 Maret 2003, Apexindo bersama MEFO melakukan konfirmasi atas kesepakatan mereka mengenai penyertaan atau partisipasi dalam pembangunan *rig* Raissa dan Yani. Penyertaan Apexindo melalui Apexindo B.V., anak perusahaan yang sahamnya dimiliki sepenuhnya dan penyertaan MEFO dalam *rig* Raissa masing-masing adalah sebesar 42% dan 58% dan atas *rig* Yani masing-masing sebesar 24% dan 76%.
 - Pada tanggal 25 Maret 2003, Standard & Poor's memberikan peringkat "B+" dan prakiraan stabil bagi surat-surat hutang Perusahaan.
- power plants owned by PLN and the possibilities to cooperate in developing power plants nationwide covering all of the PLN's service region.
- On February 25, 2003, Apexindo, a subsidiary, established Apexindo Asia-Pacific B.V. (AAP) a wholly owned subsidiary, in Amsterdam, Netherlands. AAP was established to enable the Apexindo to comply with the requirements for obtaining a term loan facility for project financing from Fortis Bank S.A./N.V. (Fortis), in Singapore Branch.
 - On February 28, 2003, Apexindo and AAP entered into a Sale and Purchase Agreement, where Apexindo sold and transferred all its rights and obligations over *rig* Raissa to AAP in order to facilitate the registration of the *rig*, in AAP's name, which is one of the requirements of Fortis.
 - On March 6, 2003, Apexindo, AAP and Fortis Bank entered into the Term Loan Facility Agreement for refinancing the development, engineering, procurement, construction and commissioning cost of the Swamp Barge drilling *rig* Raissa (The Term Loan Agreement). The principal amount of the facility available to AAP is the lower of USD 39 million and 75% of the project costs, as defined in the Term Loan Agreement. Apexindo has obtained a tenor of this term loan for a 4 (four) years period with 16 (sixteen) quarterly installments. The *rig* Raissa and its proceeds from the drilling contract shall be pledged as main collateral. The interest rate is equivalent to certain percentage LIBOR for 3 (three) months plus an average step-up margin of 2.35%.
 - On March 1, 2003, the construction of *rig* Raissa has been completed by Keppel Fels, Singapore and was mobilized on March 9, 2003. Presently, the *rig* has already been tested and commissioned for proper acceptance by TotalFinaElf Indonesia. The contract operating period shall be for sixty (60) months from commencement date of (90) days from effective date on June 28, 2002.
 - On March 28, 2003, Apexindo and MEFO confirm their respective participation in the construction of the Raissa and Yani rigs. Apexindo's shares, through its wholly own subsidiary, and MEFO shares for Raissa *rig* are 42% and 58%, respectively and Yani *rig* are 24% and 76%, respectively.
 - The Company was rated a single "B+" corporate rating with stable outlook by the Standard & Poor's on March 25, 2003.
 - In 2003, Apexindo renewed its drilling services contract with TotalFinaElf Indonesia (TOTAL) in relation to the contract No. 401-602/KF/943, using *rig* Rasis, which expired in 2003, subsequently, Apexindo entered into

- Pada tahun 2003, Apexindo memperbaharui kontrak jasa pemboran dengan TotalFinaElf Indonesia (TOTAL) sehubungan dengan kontrak No. 401-602/KF/943, dengan menggunakan rig Rasis, yang telah habis masa kontraknya di tahun 2003, untuk itu, Apexindo mengadakan kontrak baru No. 401-288/KF/285 dengan TOTAL untuk periode 36 bulan dimulai sejak 1 April 2003 dengan nilai kontrak sebesar USD 40.243.110.
- Pada tanggal 4 April 2003, Apexindo mengadakan Perubahan kedua atas Perjanjian Jual Beli Klaim Asuransi (SPA) dengan MEFO, dimana kedua belah pihak menyetujui untuk meningkatkan harga pembelian kembali menjadi USD 20.193.186 dan transaksi tersebut berlaku hingga 30 Juni 2003, dimana Apexindo menjamin bahwa penerimaan klaim asuransi tersebut diperkirakan akan mencapai USD 23.775.188.

INFORMASI PENTING LAINNYA

MEFO, anak perusahaan yang sahamnya dimiliki sepenuhnya oleh Perusahaan, dan Apexindo, anak perusahaan yang sahamnya 77.5% dimiliki Perusahaan, menandatangani perjanjian yang mempunyai potensi transaksi benturan kepentingan berdasarkan peraturan Bapepam No.IX.E.1. Berdasarkan peraturan tersebut, jika terdapat benturan kepentingan maka transaksi tersebut harus mendapat persetujuan dari pemegang saham independen. Sehubungan dengan hal ini, Perusahaan telah mengirim surat ke Bapepam untuk menjelaskan karakteristik perjanjian yang ditandatangani oleh anak perusahaan. Selanjutnya, pada tanggal 21 Februari 2003, Perusahaan menginformasikan kepada Bapepam bahwa persetujuan dari pemegang saham independen atas perjanjian tersebut rencananya akan dilakukan dalam rapat pemegang saham luar biasa yang diadakan bersamaan dengan Rapat Umum Pemegang Saham Tahunan. Bapepam membalas dengan surat bertanggal 5 Maret 2003 yang menyatakan bahwa apabila perjanjian tersebut memiliki potensi benturan kepentingan, maka Perusahaan dan anak perusahaan harus mematuhi peraturan Bapepam. Rapat pemegang saham independen maupun Rapat Umum Pemegang Saham Tahunan akan diselenggarakan pada tanggal 29 April 2003.

Selain transaksi di atas, rapat tersebut juga memiliki agenda untuk memperoleh persetujuan dari pemegang saham independen untuk transaksi-transaksi yang memiliki potensi benturan kepentingan sebagai berikut:

1. Pemberian fasilitas pinjaman untuk membiayai operasional Apexindo.
2. Jual-beli *crude oil* (minyak mentah) dengan PTT Public Company Ltd., pemegang saham tidak langsung dari Perusahaan.

a new contract No. 401-288/KF/285 with TOTAL for the period of 36 months starting on April 1, 2003 with total contract value of USD 40,243,110.

- On April 4, 2003, Apexindo entered into a Second Amendment of Sale and Purchase MEFO, wherein both parties have agreed to increase the buyback price to USD 20,193,186 and the right is exercisable up to June 30, 2003, and Apexindo warrants that the insurance claim proceeds will be approximately USD 23,775,188.

OTHER SIGNIFICANT INFORMATION

MEFO, a wholly owned subsidiary, and Apexindo, a 77.5% owned subsidiary, entered into certain agreements which present a potential conflict of interest transaction based on the provision of Bapepam No. IX.E.1. Based on the said regulation in cases of conflict of interest translations, the approval of the transaction by the independent shareholders is required. In relation to this, on February 21, 2003, the Company sent a letter to Bapepam informing the letter of the nature of the agreements entered into by the abovementioned subsidiaries. Furthermore, the Company has informed Bapepam that a proposal for the approval by the independent shareholder of those agreements will be made during the Extraordinary General Meeting (EGM) which will be held simultaneous with the Annual General Stockholder's Meeting. Bapepam replied on its letter dated March 5, 2003 that if the said agreements present a potential conflict, the Company and its subsidiary should comply with all the requirements of Bapepam. The Company's independent shareholders meeting and the Annual General Meeting of Shareholders will be held on April 29, 2003.

In addition to the above-mentioned, transactions, the Company has notify Bapepam for the incoming Independent Shareholder Meeting with agenda to approve the following transactions:

1. Loan facility to Apexindo for working capital of drilling operation.
2. Crude oil sale and purchase agreement with PTT Public Company Ltd., the indirect shareholder's of the Company.
3. The secondment agreement with PTTEPO, the indirect shareholder's of the Company. The secondment agreement will be signed after the approval from the EGM has been obtained.
4. The appointment of CSFB, the indirect shareholder's the Company as the sole lead manager in 2002 and as the joint lead manager in 2003 in the issuance of bond by MEFL, a subsidiary.

3. Perjanjian penempatan pegawai dengan PTTEPO, pemegang saham tidak langsung dari Perusahaan. Perjanjian atas penempatan pegawai ini baru akan ditandatangani setelah mendapat persetujuan dari rapat umum luar biasa tersebut.

4. Penunjukkan Credit Suisse First Boston (Hongkong) Ltd (CSFB), perusahaan afiliasi dari Cumin Ltd, salah satu pemegang saham pengendali Perusahaan sebagai *Sole Lead Manager* tahun 2002 dan *Joint Lead Manager* tahun 2003 dalam penerbitan obligasi oleh MEFL, anak perusahaan.

Saat ini, Perusahaan sedang melakukan klarifikasi dengan Bapepam sehubungan dengan transaksi benturan kepentingan di atas, di mana Perusahaan mengharapkan dengan pengungkapan secara penuh dan armslength, transaksi di atas baik secara keseluruhan maupun parsial, dapat dikecualikan oleh Bapepam dan atau disetujui dalam Rapat Umum Pemegang Saham Luar Biasa.

The Company is currently seeking clarification with Bapepam on the above potential conflict of interest transaction which Company is hopeful that based on full disclosure and armslength, the above transaction, wholly or partially, maybe exempted and/or approved in the EGM.

LAPORAN KOMITE AUDIT AUDIT COMMITTEE REPORT

Kepada Yth. Pemegang Saham
PT Medco Energi Internasional Tbk

1. DEWAN KOMISARIS PT MEDCO ENERGI INTERNASIONAL TBK TELAH MENGENAL LAPORAN KOMITE AUDIT PADA TANGGAL 22 APRIL 2003 DAN SETUJU UNTUK MEMPERBOLEHKAN LAPORAN KOMITE AUDIT DIMAKSUD DIMASUKKAN DALAM LAPORAN TAHUNAN 2002.

LAPORAN KOMITE AUDIT

Laporan ini dibuat oleh Komite Audit PT Medco Energi Internasional Tbk ("Medco Energi") sesuai dengan ketentuan Peraturan Pendaftaran Efek No. 1-A mengenai Persyaratan Umum bagi Pendaftaran Saham di Bursa Efek Jakarta melalui surat Keputusan Direktur No. Kep-315/BEJ/062000.

Dalam mempersiapkan Laporan ini, Komite Audit mengadakan rapat pada tanggal 21 April 2003 di Jakarta. Rapat tersebut dihadiri oleh:

- John S. Karamoy - Ketua Komite Audit (Komisaris Independen)
- Zulfikri Aboebakar - Anggota Ekstern
- Djoko Sutardjo - Anggota Ekstern
- Yani Y. Rodyat - Ketua Komite Remunerasi dan Nominasi (Komisaris)
- Pornthip Uyakul - Sekretaris Komite Audit
- Poltak Sitingjak - Auditor Intern Korporat

Pada rapat tersebut, Komite Audit melakukan pengkajian atas beberapa hal berikut, yang pada dasarnya bertujuan untuk memperoleh gambaran mengenai sistem yang digunakan dalam persiapan laporan keuangan dan kendali internal, melakukan analisa terhadap data keuangan, serta berhubungan dengan personil yang bertanggung jawab atas keuangan dan hal terkait lainnya.

DALAM HAL INI, KOMITE AUDIT BERPENDAPAT BAHWA:

- Laporan keuangan konsolidasi mencakup laporan keuangan Medco Energi dan anak perusahaan dengan kepemilikan saham langsung maupun 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 entitas bisnis tunggal.
- Medco Energi telah menerapkan Pernyataan Standar Akuntansi Keuangan No. 52 ("PSAK 52") mengenai Mata Uang Pelaporan, efektif sejak tanggal 1 Januari 2002. PSAK 52 mengatur tentang perlakuan akuntansi bagi perusahaan di Indonesia yang menggunakan mata uang selain Rupiah dalam pelaporan dan pembukuannya.
- Perubahan mata uang fungsional dari Rupiah ke US Dolar telah memperoleh persetujuan Menteri Keuangan Republik Indonesia melalui surat keputusan No. MEI-641/PJ.42/2001 tertanggal 19 Oktober 2001.

To the Shareholders
PT Medco Energi Internasional Tbk

1. THE BOARD OF COMMISSIONERS OF P.T. MEDCO ENERGI INTERNASIONAL TBK HAS REVIEWED THE AUDIT COMMITTEE REPORT ON 22 APRIL 2003 AND AGREED TO RELEASE THE FOLLOWING AUDIT COMMITTEE REPORT TO BE INCLUDED IN THE 2002 ANNUAL REPORT.

AUDIT COMMITTEE REPORT

This Report has been made by the Audit Committee of PT Medco Energi Internasional Tbk ("Medco Energi") to comply with the Security Listing Regulation No. 1-A ("SLR No. 1-A"), concerning The General Requirement for Stock Listing at the Jakarta Stock Exchange, Directors' Decree No. Kep-315/BEJ/062000.

Accordingly, the Audit Committee conducted a meeting in Jakarta on April 21, 2003 and attended by:

- Mr. John S. Karamoy - Chairman of Audit Committee (Independent Commissioner)
- Mr. Zulfikri Aboebakar - External Member
- Mr. Djoko Sutardjo - External Member
- Mrs. Yani Y. Rodyat - Chair of Remuneration Committee (Commissioner)
- Miss Pornthip Uyakul - Secretary to Audit Committee
- Mr. Poltak Sitingjak - Corporate Internal Auditor

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 person responsible for financial and other related matters.

THE COMMITTEE IS IN THE OPINION THAT:

- 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.
- Medco Energi has adopted Pernyataan Standar Akuntansi Keuangan No. 52 ("PSAK 52") concerning The Reporting Currency, effective 1 January 2002. The PSAK 52 establishes the accounting standard for Indonesian Companies that use a currency other than Rupiah as its reporting and recording currency.
- The change in functional currency from Indonesia Rupiah to US Dollar has been approved by the Minister Finance of the Republic of Indonesia in his decree No. MEI-641/PJ.42/2001 dated 19 October 2001.

- Mulai tahun 2002, pembukuan Medco Energi dan anak perusahaan, kecuali Medco Energi Finance Overseas BV ("MEFO"), PT Apexindo Pratama Duta Tbk ("Apexindo"), PT Medco Methanol Bunyu ("MMB") dan PT Exspan Petrogas Intranusa ("EPI") telah diselenggarakan dalam mata uang US Dolar. Untuk keperluan konsolidasi, aktiva dan kewajiban MEFO dinyatakan dalam US Dolar menggunakan nilai tukar yang berlaku pada tanggal neraca, sedangkan ekuitasnya dinyatakan dalam US Dolar menggunakan nilai tukar rata-rata. Sementara itu, akun-akun Apexindo, MMB dan EPI dihitung-kembali dalam US Dolar.
- Untuk kepentingan perbandingan, laporan keuangan untuk periode tahun yang berakhir 31 Desember 2001 dan 2000 telah dihitung- ulang dan disajikan kembali dalam US Dolar untuk mencerminkan mata uang fungsional Medco Energi dan anak perusahaan.
- Komite Audit melihat bahwa laporan keuangan 2002 menggunakan perkiraan cadangan terbukti dari Gaffney, Cline & Associate Pte. Ltd. ("GCA"), konsultan energi independen di Singapura; sedangkan laporan keuangan 2001 menggunakan perkiraan in-house. Perkiraan cadangan terbukti dari GCA tahun 2002 adalah angka terakhir dan merupakan penyempurnaan atas angka perkiraan 2001. Umumnya, perkiraan cadangan yang disertifikasi oleh konsultan lebih rendah dari perkiraan in-house dan dengan demikian merupakan angka 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 antara angka perkiraan in-house dan GCA adalah 45 juta barrel, atau 23% dari total perkiraan in-house.

- Seluruh informasi dalam laporan keuangan konsolidasi Medco Energi untuk tahun-tahun yang berakhir 31 Desember 2002, 2001 dan 2000. telah diungkapkan sepenuhnya, termasuk informasi mengenai transaksi dengan pihak terkait dan pengaturan penyelenggaraan Rapat Umum Pemegang Saham Luar Biasa untuk mengesahkan transaksi tersebut.

2. INDEPENDENSI DAN OBYEKTIFITAS KANTOR AKUNTAN PUBLIK HANS TUANAKOTTA & MUSTOFFA, AFILIASI DELOITTE TOUCHE TOHMATSU, DAN HASIL-HASIL AUDIT YANG DILAKUKAN, UNTUK MEMASTIKAN BAHWA SELURUH FAKTOR RISIKO TELAH DIPERTIMBANGKAN

Dalam melakukan audit pada laporan keuangan konsolidasi Medco Energi untuk tahun-tahun yang berakhir 31 Desember 2002, 2001 dan 2000 Akuntan Publik telah melakukan korespondensi dengan Manajemen, dengan tembusan kepada Komite Audit, untuk meminta klarifikasi mengenai beberapa masalah yang berkaitan dengan pos-pos yang dilaporkan.

Akuntan Publik juga 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.

- Beginning 2002, the books of accounts of Medco Energi and its subsidiaries, except Medco Energi Finance Overseas BV ("MEFO"), PT Apexindo Pratama Duta Tbk ("Apexindo"), PT Medco Methanol Bunyu ("MMB") and PT Exspan Petrogas Intranusa ("EPI"), are to be maintained in US Dollar. For consolidation purposes, assets and liabilities of MEFO were translated into US Dollar using the rates of exchange prevailing at balance sheet date, and its equity were translated using the average rates of exchange. Whilst, the accounts for Apexindo, MMB and EPI were re-measured into US Dollar.
- For comparison purposes, the financial statements for the year ended December 2001 and 2000 have been re-measured and re-stated to US Dollar to reflect the functional currency of Medco Energi and its subsidiaries.
- 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 2002 statement whereas in 2001 an in-house estimate was applied. This 2002 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 31 December 2002, 2001 and 2000 have 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. THE INDEPENDENCY AND OBJECTIVITY OF THE PUBLIC ACCOUNTING FIRM, HANS TUANAKOTTA & MUSTOFA, MEMBER FIRM OF DELOITTE TOUCHE TOHMATSU, AND THE RESULTS OF AUDIT PERFORMED ARE TO ENSURE THAT ALL RISKS HAVE BEEN TAKEN INTO CONSIDERATION

In performing the audit of Medco Energi's consolidated financial statements for the years ended 31 December 2002, 2001 dan 2000 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 Checklist of Consideration of Fraud in The Audited Financial Statement 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. EFEKTIVITAS KENDALI INTERN PERSEROAN

Komite Audit telah mengkaji dan menyetujui dokumen Charter Audit Intern, dan melakukan pengamatan atas implementasi rencana, program dan laporan audit untuk tahun 2002, dan berpendapat bahwa keseluruhannya telah mencerminkan pelaksanaan fungsi kendali intern yang efektif di lingkungan organisasi Medco Energi.

Audit Intern melaporkan bahwa:

- Hampir di sepanjang tahun 2002, Audit Intern berkonsentrasi pada pengembangan konsep audit yang baru yaitu audit manajemen berbasis-risiko yang menggantikan audit transaksi yang konvensional.
- Konsep audit yang baru tersebut pertama kali digunakan sebagai proyek percontohan di ladang Kaji Semoga pada awal tahun 2003.
- Jumlah staf Audit Intern bertambah menjadi 7 (tujuh) orang dalam upaya untuk meningkatkan kemampuan, kualitas dan memperluas cakupan fungsi internal audit.

4. KEPATUHAN TERHADAP PERATURAN DAN KETENTUAN PASAR MODAL DAN PEMERINTAH INDONESIA

- Pihak Manajemen Medco Energi terus berupaya menerapkan kebijakan dan program tata kelola perusahaan yang baik serta kepatuhan terhadap seluruh ketentuan pasar modal (Bursa Efek Jakarta dan Bapepam) dan peraturan lain dari Pemerintah Indonesia.
- Pada tahun 2002, Manajemen mengidentifikasi beberapa transaksi yang memiliki kemungkinan perbenturan kepentingan. Untuk itu, Manajemen telah melakukan pembahasan bersama Bapepam dan merencanakan meminta persetujuan pemegang saham independen melalui rapat umum pemegang saham sebagaimana diatur dalam ketentuan yang berlaku.

5. KEMUNGKINAN ADANYA KESALAHAN DALAM MENERAPKAN ATAU MENGINTERPRETASIKAN KEPUTUSAN DIREKSI

Komite Audit telah mengkaji seluruh keputusan Direksi Perseroan pada tahun 2002 dan berpendapat bahwa sejauh yang diketahui, tidak terdapat implementasi yang tidak semestinya atas keputusan-keputusan tersebut oleh Manajemen Perseroan.

6. PEMBAGIAN KOMPENSASI KOMISARIS DAN DIREKSI

Ketua Komite Remunerasi melaporkan bahwa paket kompensasi bagi Komisaris dan Direksi Perseroan untuk tahun 2002 telah diusulkan dan disetujui dalam Rapat Umum Pemegang Saham RUPS.

Total jumlah kompensasi kepada Komisaris adalah sebesar USD 3.655.873 (termasuk pajak penghasilan), dibandingkan anggaran sebesar USD 3.166.290

Implementasi paket kompensasi Direksi, yang oleh RUPS telah didelegasikan kepada Dewan Komisaris, adalah sebesar USD 1.799.082 (termasuk pajak penghasilan), dibandingkan anggaran sebesar USD 2.236.950

3. THE EFFECTIVENESS OF THE COMPANY'S INTERNAL CONTROL

The Committee has reviewed the new the Corporate Internal Audit Charter and assessed the implementation of internal audit plan, program and reports for the year of 2002 and found them satisfactory and should to reflect an improved effective internal control within the Medco Energi's organization.

The internal auditor reported that:

- most of times in the year of 2002, the Internal Audit concentrated in development of a new audit concept – risk based management audit to replace the conventional transactions audit,
- this new internal audit concept was introduced at the Kaji Semoga oilfield as a pilot project in the beginning 2003,
- the number of audit staffs has increased to seven (7) in an effort to strengthen the ability, quality and to enlarge the coverage of the internal audit functions.

4. THE COMPLIANCE TO THE CAPITAL MARKET AND GOVERNMENT OF INDONESIA'S RULES AND REGULATIONS

- The Management of Medco Energi is continuing its effort to implement good corporate governance policy and program and compliance to the Capital Market (Jakarta Stock Exchange/BEJ and BAPEPAM) and other Government of Indonesia's rules and regulations.
- However, during 2002 the Management identified several accounts that have the appearance to be conflict of interest transactions. For this purpose, the Management has discussed with the BAPEPAM and planned to obtain approval from the Independent Shareholders in a general meeting of shareholders as required by the relevant rulings.

5. THE POSSIBILITIES OF MISCONDUCT OR MISREPRESENTATION OF THE BOARDS' RESOLUTIONS

The Committee has reviewed all of the 2002 Board of Directors resolutions and concluded that to the best of the Committee members' knowledge, the Management has not improperly implemented the resolutions.

6. THE DISBURSEMENT OF BOARDS' COMPENSATION PACKAGES

The Chair of the Remuneration Committee reported that the Boards' compensation packages for the year of 2002 were proposed and approved in the General Meeting of Shareholders.

The total amount of the Commissioners' compensation packages was USD 3,655,873 (income tax inclusive), compared to the budget of USD 3,166,290.

The implementation of the compensation packages for the Directors, which have been delegated by the General Meeting of Shareholders to the Commissioners, amounted to USD1,799,082 (income tax inclusive), compared to the budget of USD 2,236,950

Total kompensasi untuk Komisaris dan Direksi untuk tahun 2002 adalah sebesar US\$ 5.454.955 dibandingkan anggaran sebesar US\$ 5.403.240.

BERDASARKAN HASIL KAJIAN DI ATAS, KOMITE AUDIT BERPENDAPAT BAHWA TIDAK ADA INDIKASI:

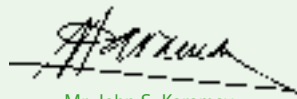
- 1) Bahwa Direksi Medco Energi tidak mempersiapkan Laporan Keuangan Konsolidasi untuk tahun-tahun yang berakhir 31 Desember 2002, 2001 dan 2000 sesuai dengan prinsip akuntansi yang berlaku umum di Indonesia, dan sesuai dengan persyaratan kontrak PSC, PSC-JOB dan TAC yang berlaku bagi anak perusahaan yang bergerak di sektor migas;
- 2) Bahwa KAP Hans Tuanakotta & Mustoffa sebagai Akuntan Publik tidak bersikap independen dan obyektif dalam melakukan audit atas Laporan Keuangan Konsolidasi Perseroan untuk tahun-tahun yang berakhir 31 Desember 2002, 2001 dan 2000;
- 3) Bahwa Medco Energi tidak menerapkan mekanisme kendali intern yang efektif;
- 4) Bahwa tidak ada penerapan kebijakan tata kelola perusahaan yang baik oleh Direksi yang tidak mematuhi seluruh ketentuan dan peraturan Pasar Modal dan pemerintah Indonesia;
- 5) Bahwa seluruh keputusan Direksi tidak dijalankan dan diterapkan sebagaimana mestinya;
- 6) Bahwa paket kompensasi Komisaris dan Direksi tidak dibagikan sebagaimana mestinya.

In aggregate, for the year 2002, the compensation packages for Commissioners and Directors totaled US\$5,454,955 compared to US\$5,403,240 budget.

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 31 December 2002, 2001 and 2000 have been prepared by the Directors of Medco Energi that 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 31 December 2002, 2001 dan 2000 by the 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 Directors that does not comply with the capital market and other government of Indonesia's rules and regulations;
- 5) The implementations of all the Boards' 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 :



Mr. John S. Karamoy
Komisaris/Chairman



Ms. Pornthip Uyakul
Sekretaris/Secretary



Mr. Zulfikri Aboebakar
Anggota/Member



Mr. Djoko Sutardjo
Anggota/Member

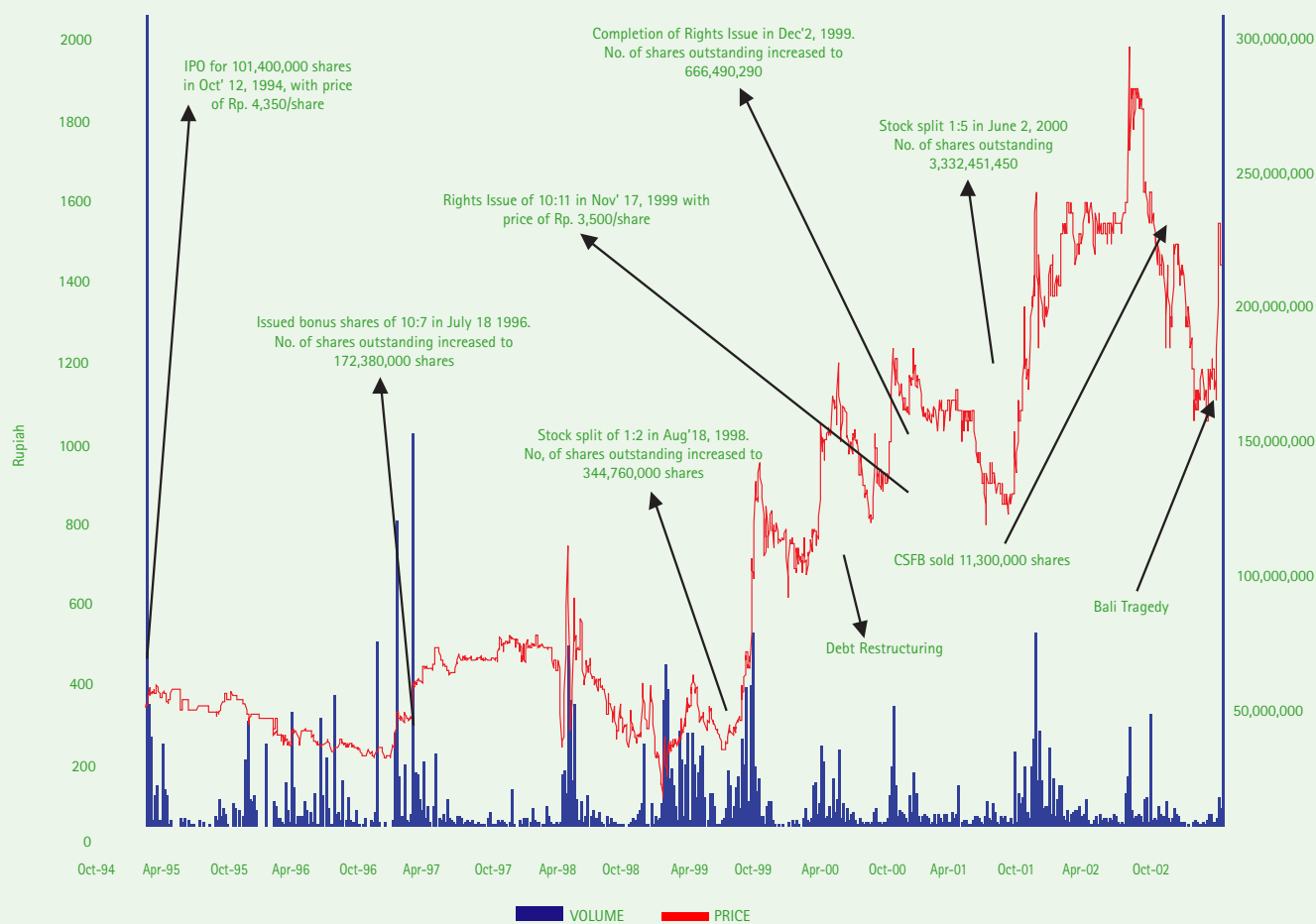
Anggota Komite Audit lainnya yang tidak hadir pada Rapat Komite Audit pada tanggal 21 April 2003 telah mengkaji dan memberikan persetujuannya (melalui surat elektronik) untuk laporan di atas:

- Mr. Gustiawan Deru (Komisaris),
- Mr. Maroot Mrigadat (Komisaris),
- Mr. Andrew Purcell (Komisaris).

The other Audit Committee members who could not attend the April 21, 2003 Audit Committee Meeting have reviewed and given their agreements (through electronic mails) to the above report:

- Mr. Gustiawan Deru (Commissioner),
- Mr. Maroot Mrigadat (Commissioner),
- Mr. Andrew Purcell (Commissioner).

INFORMASI UNTUK INVESTOR INFORMATION FOR INVESTORS



Jumlah saham beredar					Number of Outstanding Shares
2002				3.332.451,450	
2001				3.332.451,450	
2000				3.332.451,450	
1999	666,490,290				
1998	344,760,000				

■ Nilai Nominal Rp 100,-/ saham Par Value of Rp 100,-/ share
■ Nilai Nominal Rp 500,-/ saham Par Value of Rp 500,-/ share

* Pemecahan nominal saham 1:2 dimulai pada bulan Agustus 1998
 ** Hak memesan efek terlebih dahulu 10:11 selesai dilakukan bulan Desember 1999
 *** Pemecahan nominal saham 1:5 dimulai pada bulan Juni 2000

* Stock split 1:2 was begun in August 1998
 ** Right issue 10:11 was completed in December 1999
 *** Stock split 1:5 was begun in June 2000

PERIODE PEREDARAN DAN HARGA SAHAM	TERTINGGI HIGHEST	TERENDAH LOWEST (Rupiah)	PENUTUPAN CLOSING	VOLUME	PERIOD OF TURNOVER AND PRICE OF SHARES
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

Dividen per saham [rupiah] Dividend per share [rupiah]					Tanggal pembayaran Date of Payment
2001				Rp 110,-	12 Juni / June 2002
2000				Rp 85,-	20 Agustus / August 2001
1999	Rp 12,-				02 Agustus / August 2000
1998					none
1997					none
0	30	60	90	120	150

PROGRAM PENGEMBANGAN MASYARAKAT **COMMUNITY DEVELOPMENT PROGRAM**



Sampai dengan akhir tahun 2002, Medco Energi mengelola lahan pemboran yang tersebar di 15 wilayah di 6 propinsi di Indonesia. Hubungan antara Medco Energi dan masyarakat yang tinggal di sekitar lahan kerja Perseroan sangat menentukan kelangsungan kegiatan operasi Perseroan. Selama bertahun-tahun Medco Energi selalu berkeyakinan bahwa pengembangan masyarakat serta pelestarian lingkungan merupakan hal yang sangat penting bagi keberlangsungan kegiatan operasionalnya. Saat ini pun, keduanya masih tetap menjadi perhatian Perseroan.

Pada tahun-tahun terakhir, pentingnya hubungan masyarakat meningkat secara drastis terutama saat Indonesia berjuang memperbaiki perekonomiannya serta pada saat yang bersamaan terjadi transformasi secara besar-besaran di bidang politik. Dengan diresmikannya undang-undang otonomi daerah Indonesia sejak tahun 2001, misalnya, telah memberikan kekuasaan yang lebih besar kepada pemerintah daerah dibanding sebelumnya. Akibatnya, pemerintah daerah saat ini ingin lebih didengar pendapatnya tentang pengembangan dan eksploitasi sumber daya alam baik yang menyangkut kepentingan daerah maupun nasional. Masyarakat setempat juga ingin lebih banyak berpartisipasi, mereka menaruh harapan kepada perusahaan-perusahaan besar seperti Medco Energi untuk memberikan kesempatan kerja, menjadi bapak angkat, pendidikan, layanan kesehatan, infrastruktur untuk masyarakat umum dan fasilitas sosial.

Sementara itu, perusahaan yang bertanggung jawab memang memiliki kewajiban secara moral dan ekonomi untuk membawa kebaikan bagi orang-orang serta masyarakat di sekitarnya. Pada tahun 2002 Medco Energi menyisihkan anggaran yang cukup besar untuk berbagai program pelestarian lingkungan serta pengembangan masyarakat. Tujuan utama program-program tersebut di antaranya untuk:

- Meningkatkan kesejahteraan masyarakat,
- Memperbaiki fasilitas perawatan kesehatan dan kebersihan masyarakat,

As at year-end 2002, Medco Energi maintained working sites in 15 regencies across 6 provinces in Indonesia. The relationship between Medco Energi and the immediate communities surrounding the Company's working sites are crucial to sustainable operations. Over the years, Medco Energi has regarded community development and environmental preservation as key to its continuing operations. Today, they continue to be a primary concern of the Company.

In recent years, the importance of community relations has increased considerably as Indonesia struggles with its economic recovery while at the same time undergoing a major transformation of its political system. The enactment of Indonesia's regional autonomy law since 2001, for instance, has vested greater power on regional governments than ever before. As a result, provincial governments today demand more roles on the development and exploitation of natural resources for regional as well as national benefits. Local communities are seeking greater participation as well, pinning their hopes on major companies such as Medco Energi to provide them with job opportunities, business patronage, education, healthcare services, public infrastructures and social facilities.

At the same time, responsible companies do have a moral and economical obligation to do good by the people and communities in which they operate. In 2002, Medco Energi allocated significant amount budget to community development and environmental programs. The main objectives of these programs among other things are to:

- Improve public welfare,
- Improve community sanitary and healthcare facilities,
- Create an economically self-sustained community,
- Encourage local government to undertake greening and reforestation programs, and
- Aids in religious, educational and social activities.

- Menciptakan swadaya masyarakat secara ekonomi,
- Mendorong pemerintah daerah untuk melakukan gerakan penghijauan serta penghutanan kembali, dan
- Bantuan keagamaan, pendidikan dan kegiatan-kegiatan sosial.

Sejak tahun 2000, program pengembangan masyarakat Medco Energi dilaksanakan berdasarkan kajian yang teliti serta tinjauan akan kebutuhan masyarakat. Sedapat mungkin semua program dirancang dengan dukungan serta keterlibatan secara penuh dari pejabat setempat, pejabat tingkat propinsi, lembaga-lembaga non pemerintahan, dan yang terpenting adalah masyarakat setempat yang menjadi sasaran program tersebut. Di samping itu, Medco Energi memastikan apapun program pelestarian lingkungan dan pengembangan masyarakat yang dilaksanakan, semuanya harus dijalankan sesuai usulan dari bawah atau komunikasi dua arah antara masyarakat dan Perseroan, dan program tersebut harus bersifat jangka panjang yang dipantau serta di audit secara teratur.

Dengan menggunakan patokan tersebut, Medco Energi membuat daftar kegiatan yang dikategorikan sebagai pengembangan masyarakat, yaitu:

- Pendidikan: bea siswa, perpustakaan sekolah, pelatihan dan kesejahteraan guru.
- Perawatan Kesehatan: air bersih, pusat kesehatan masyarakat, sunat massal.
- Ekonomi: agribisnis, peternakan ayam petelur, koperasi, pelatihan, pemberdayaan.
- Infrastruktur: jalan umum, jalan setapak, jalan tembus, balai pertemuan masyarakat.
- Keagamaan: memberikan sumbangan untuk rumah-rumah ibadah dan kegiatan keagamaan.
- Lingkungan: pusat pembibitan, pengelolaan limbah, sistem pengairan.
- Sumbangan: kebakaran, banjir, bencana alam, amal, program-program kebudayaan.



Since 2000, Medco Energi's community programs have been based on careful research and assessment on community needs. As much as possible, these programs are also designed with the full involvement and support of the local authorities, provincial governments, non-governmental organizations and above all the local communities at which the program is intended for. Beyond that, Medco Energi makes sure that whatever community development or environmental preservation programs that it decides to undertake, they should involve a bottom-up process or two-way communications between the people and the Company, and constitute sustainable programs that are monitored and audited regularly.

With these parameters in place, Medco Energi draws a list of activities that classify as community development, as follows:

- Education: scholarship, school library, teacher welfare and training.
- Healthcare: clean water, community health clinics, mass circumcisions.
- Economics: agribusiness, poultry, cooperatives, training, empowerment.
- Infrastructure: public roads, footpath, access roads, public halls.
- Religion: contribution to houses of worships and religious events.
- Environment: greenhouse nursery, waste management, drainage system.
- Donation: fire, flood, disaster relief, social charities, cultural programs.



EKSPLORASI & PRODUKSI EXPLORATION & PRODUCTION



RASHID I. MANGUNKUSUMO, BSc, MEng
(Director of Operation)

Medco Energi mengelola tiga macam bidang usaha melalui beberapa anak perusahaannya. Exspan Nusantara mengoperasikan eksplorasi dan produksi migas; Apexindo mengoperasikan jasa pemboran darat dan lepas pantai; dan Medco Methanol Bunyu mengoperasikan produksi dan penjualan methanol.

SERTIFIKASI CADANGAN

SISA CADANGAN TERBUKTI

	Cadangan Bruto Terbukti		Cadangan Netto Terbukti	
	Tahun 2002		Tahun 2002	
	MMBO	BCF	MMBO	BCF
Rimau	106,1	-	30,5	-
Sumatra Sel. & Tengah	25,8	60,9	10,8	41,1
Kalimantan Timur	14,4	21,3	5,9	16,5
Tarakan	1,1	44,4	0,4	26,3
Total	147,4	126,6	47,6	83,9

Gaffney, Cline & Associates (GCA) telah menerbitkan sertifikat per akhir tahun 2001 mencakup kategori Cadangan Terbukti (1P) dan Cadangan Terduga (2P) untuk wilayah produksi Medco Energi di Sumatra dan Kalimantan.

HASIL 2002. Cadangan Terbukti (1P) merupakan perkiraan jumlah cadangan minyak mentah dan gas alam yang dapat diperoleh di masa depan berdasarkan data geologis dan teknis, maupun kondisi ekonomi dan operasional yang berlaku. Cadangan Terbukti tidak memperhitungkan potensi produksi setelah kontrak berakhir, baik kontrak (PSC atau TAC) maupun jangka waktu kontrak penjualan (untuk gas). Cadangan yang dapat diproduksi setelah perpanjangan kontrak dianggap sebagai Cadangan Terduga (2P). Cadangan gas yang belum memiliki pasar penjualan dimasukkan sebagai kategori *Possible* (3P).

Perusahaan publik di Amerika Serikat diharuskan oleh otoritas pasar modal setempat (SEC) untuk melaporkan cadangan migas berdasarkan 1P, sedangkan di luar Amerika Serikat cukup berdasarkan 2P. Perseroan memilih untuk melaporkan cadangan migas berdasarkan 1P maupun 2P sesuai dengan peraturan yang berlaku.

PENGUNAAN ANGKA GCA. Pada akhir tahun 2002, Medco Energi memutuskan untuk mempergunakan perkiraan cadangan terbukti dari Gaffney, Cline and Associates (GCA) sebagai data resmi dalam Laporan Tahunan 2002, sekalipun perkiraan sesuai perhitungan internal adalah lebih tinggi dengan selisih cukup besar. Perubahan tersebut mencerminkan kebijakan Perseroan untuk melaporkan besaran perkiraan cadangan terbukti secara konservatif pada Laporan Tahunan 2002. Sekalipun terlalu rendah menurut pandangan staf teknik Perseroan, angka cadangan GCA yang lebih rendah tersebut berdampak pada peningkatan deplesi UOP dan menurunkan laba bersih tahun 2002.

Meskipun terdapat perubahan Medco Energi tetap berkeyakinan dengan perhitungan cadangan Perseroan yang dimilikinya dan telah dilaporkan kepada Pemerintah secara rutin, dan berharap bahwa perhitungan cadangan Perseroan internal ini akan dapat dibuktikan pada tahun 2003

Medco Energi manages three types of businesses through several subsidiaries. Exspan Nusantara operates the oil and gas exploration and production; Apexindo operates the onshore and offshore drilling services; and Medco Methanol Bunyu operates the methanol production and sales.

RESERVE CERTIFICATION

REMAINING PROVED RESERVES

	Gross Proved Reserves		Net Proved Reserves	
	Year 2002		Year 2002	
	MMBO	BCF	MMBO	BCF
Rimau	106.1	-	30.5	-
S. & Central Sumatra	25.8	60.9	10.8	41.1
E. Kalimantan	14.4	21.3	5.9	16.5
Tarakan	1.1	44.4	0.4	26.3
Total	147.4	126.6	47.6	83.9

Gaffney, Cline & Associates (GCA) have issued certificates as of year-end 2001 covering Proved (1P) and Proved plus Probable (2P) reserves categories for Medco Energi's producing properties in Sumatra and Kalimantan.

2002 RESULTS. Proved reserves (1P) are defined as the estimated quantities of crude oil and natural gas which geological and engineering data demonstrate with reasonable certainty to be recoverable in future years from known reservoirs under existing economic and operating conditions. Proved reserves thus exclude potential production after contract expiry, both for license (PSC or TAC) and sales contract 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 the Securities and Exchange Commission (SEC) to report oil and gas reserves on a 1P basis, whereas reporting to exchanges other than in the USA is typically on a 2P basis. Medco Energi reports its reserves on both 1P and 2P basis to satisfy reporting requirements for each of these regulatory authorities.

USING GCA NUMBERS. At the end of 2002, Medco Energi made the decision to adopt proved reserves estimates by Gaffney, Cline & Associates (GCA) as the official numbers for 2002 Annual Report purposes, even though Company in-house indicated higher numbers by a sizeable margin. The change was motivated by the desire to report only the most conservative value of proved reserves in the 2002 Annual Report. Although considerably understated in the eyes of the Company's technical staff, the lower reserves by GCA had the effect of increasing UOP depletion and lowering 2002 net income.

Notwithstanding the change, Medco Energi continues to have full confidence in the Company's own reserve estimates which have been reported to the Government as usual and expects to see these in-house estimates validated in 2003 by better oil production of key oil fields such as the Kaji Semoga, Matra and Soka fields and to make a significant shift of reserves from probable to the proved category at yearend.

melalui produksi ladang-ladang minyak utama seperti Kaji Semoga, Matra dan Soka yang ditingkatkan. Perseroan pun berharap dapat mengubah cadangan yang semula terduga menjadi terbukti dalam jumlah yang signifikan pada akhir tahun.

Cadangan Terbukti (1P) untuk keseluruhan operasi Medco Energi di Sumatra dan Kalimantan, yang telah disertifikasi oleh GCA pada akhir tahun 2002, sebesar 147,4 MMBO dan 126,6 BCF gas. Pada tahun 2001, cadangan tersebut sebesar 160,5 MMBO dan 104 BCF gas. Jumlah tahun 2002 mencakup cadangan pengganti sebesar 18,0 MMBO, setelah memperhitungkan produksi tahun 2002 sebesar 31,2 MMBO. Pada tahun 2001, cadangan pengganti berjumlah 11 MBO, setelah memperhitungkan produksi sebesar 30,1 MMBO.

Secara umum, perkiraan GCA tentang cadangan migas Medco Energi selalu lebih rendah dibandingkan perkiraan Perseroan. Pada tahun 2001, perbandingannya adalah 160,5 MMBO dan 214,1 MMBO, sementara pada tahun 2002 perbandingannya adalah 147,4 MMBO dan 191,5 MMBO.

Sementara itu, GCA memperkirakan Cadangan Terduga dan Terbukti (2P) Perseroan mencapai 264,2 MMBO dan 2,9 TCF gas pada akhir tahun 2002. Perbedaan yang signifikan antara cadangan 1P dan 2P ini disebabkan terutama oleh produksi tambahan minyak bumi Kaji Semoga, berkat keberhasilan penerapan program pemeliharaan tekanan dan daya angkat artifisial; penemuan Nova-1 yang meningkatkan Cadangan Terduga di ladang Matra; serta penemuan cadangan gas yang berarti di blok PSC JOB Senoro Toili.

PRAKIRAAN 2003. Tambahan Cadangan Terbukti untuk tahun 2003 diperkirakan mencapai 26 MMBO. Lebih dari setengahnya akan diperoleh dari penilaian ulang cadangan yang telah ada, termasuk pergeseran status cadangan dari terduga menjadi terbukti, sementara sisanya akan dihasilkan oleh penemuan eksplorasi yang baru.

EKSPLORASI

HASIL 2002. Untuk tahun 2002, Medco Energi merencanakan pemboran 10 sumur eksplorasi dan dua sumur delineasi di dalam blok-blok PSC yang menjadi haknya. Dari rencana tersebut, Medco Energi mengebor 7 sumur eksplorasi dan 1 sumur delineasi. Di samping itu, Perseroan juga melakukan survei seismik 2D sesuai rencana, seluas sekitar 600 kilometer, di blok-blok PSC Sumatra. Di antara blok-blok PSC-JOB, Senoro-3 memastikan adanya tambahan cadangan gas alam, yang diperkirakan mencapai satu TCF.

Secara keseluruhan, program eksplorasi Medco Energi tahun 2002 menghasilkan lima penemuan gas, di tiga lokasi terpisah di Sumatra, dan masing-masing satu di Sulawesi dan Kalimantan, di samping sebuah penemuan minyak yang kecil di Sumatra.

OPERASI SUMATRA

PSC RIMAU. Penemuan minyak satu-satunya pada tahun 2002 adalah Kalabau Wildcat di Blok Rimau, Sumatra, yang menunjukkan 125 BOPD

Aggregate Proved (1P) reserves for Medco Energi's licenses in Sumatra and Kalimantan combined, certified by GCA as of year-end 2002, were 147.4 MMBO and 126.6 BCF of gas, versus 160.5 MMBO and 104 BCF of gas in 2001. These numbers indicate a replacement of 18.0 MMBO of reserves in 2002 after taking into account production of 31.2 MMBO during the year. Crude oil reserves replacement in 2001 was 11 MMBO after taking into account roughly similar output of 30.1 MMBO.

GCA's estimates of Medco Energi's crude oil reserves are consistently lower than the company's own estimates. In 2001, those estimates were 160.5 MMBO against 214.1 MMBO. Whereas in 2002, they were 147.4 MMBO versus 191.5 MMBO.

Nevertheless, Proven plus Probable (2P) reserves as of year-end 2002 were estimated by GCA to be 264.2 MMBO and 2.9 TCF of gas. The significant difference between Medco Energi's 1P and 2P reserves stemmed primarily from the additional recovery of Kaji Semoga oil from the successful application of artificial lift and pressure maintenance, the probable reserves of the Matra field which increased significantly as a result of the Nova-1 discovery, as well as substantial gas reserves discovery in the Senoro Toili PSC JOB block.

OUTLOOK FOR 2003. An additional proved reserves of 26 MMBO is forecasted for 2003. Roughly more than half of additional proved reserves will be derived from a revaluation of existing reserves, including the migration of probable to proved reserves while the rest will come from new exploration discoveries.

EXPLORATION

2002 RESULTS. In 2002, Medco Energi drilled 7 wildcats and 1 delineation wells out of the planned program of 10 exploration and two delineation wells in all of its PSC blocks. Medco Energi also undertook approximately 600 kilometers of 2D seismic in its Sumatra PSC blocks as planned. In the PSC-JOB blocks, the Senoro-3 well confirmed additional recoverable natural gas estimated at one TCF.

Overall, Medco Energi's exploration program in 2002 yielded five gas discoveries in three separate locations in Sumatra and one each in Sulawesi and Kalimantan with a single small oil discovery in Sumatra.

SUMATRA OPERATIONS

RIMAU Psc. The single oil discovery during the year was the Kalabau wildcat well in the Rimau block in Sumatra which tested 125 BOPD and 13 % water cut. Two wildcat wells started in 2001, Rambutan Deep-1 and Kembar-1 in Sumatra, which were still in progress by early 2002, discovered gas in the amounts of 0.3 TCF and 22 BCF, respectively.

SOUTH SUMATRA – Psc EXTENSION. A small gas accumulation was also found in the Jata-1 exploration well in the South Sumatra Extension block. An offset well, Jata-3, was spudded to test the presence of an oil leg.

dan 13% akumulasi air. Dua sumur eksplorasi yang mulai dikelola pada tahun 2001, yaitu Rambutan Deep-1 dan Kembar-1 di Sumatra, yang tetap dikembangkan pada awal tahun 2002, berhasil menemukan gas dalam jumlah 0,3 TCF di Rambutan Deep-1 dan 22 BCF di Kembar-1.

PSC EXTENSION – SUMATRA SELATAN. Akumulasi gas kecil telah ditemukan di sumur eksplorasi Jata-1 di blok South Sumatra Extension. Sebuah sumur *offset*, Jata-3, telah di-*spudded* untuk menguji adanya kandungan minyak.

Pada tahun 2002, dua sumur eksplorasi, Tiha-1 dan East Jata-1 ditutup sebagai sumur kering. Dua sumur eksplorasi lainnya, Sika-1 dan Jata-3 dimulai pada tahun 2002, namun tidak dapat diselesaikan sebelum akhir tahun.

PSC PASEMAH. Akibat kecil kemungkinan menemukan migas, Perseroan memutuskan untuk melepas seluruh blok Pasemah. Sebuah surat permintaan telah dikirim ke Pertamina, namun Pertamina masih mengevaluasinya.

OPERASI KALIMANTAN

PSC SIMENGGARIS. Sebuah akumulasi gas kecil telah ditemukan di sumur eksplorasi Pidawan di blok Simenggaris, Kalimantan. Cadangan gas di sumur ini diperkirakan mencapai 25 BCF.

PSC BENGARA. Sementara itu, proses kaji ulang data survei seismik di Bengara masih berlangsung.

OPERASI JAWA TIMUR

JOB –PSC MADURA. Di dalam blok Medco Energi yang paling baru, yaitu blok Madura di Jawa Timur, sumur eksplorasi Karasan ditutup sebagai sumur kering. Meskipun demikian, sebuah sumur eksplorasi lainnya menemukan akumulasi migas ketika melakukan pemboran, dan diperlukan pengujian lebih lanjut pada tahun 2003 untuk memastikan adanya minyak.

OPERASI SULAWESI

JOB – PSC SENORO-TOILI. Tambahan cadangan gas yang berarti ditemukan di blok Senoro-Toili, Sulawesi, pada sumur appraisal Senoro-3, dan diperkirakan mencapai 1 TCF. Sumur Senoro-3 meningkatkan total cadangan terbukti lapangan gas Senoro hingga mencapai 2,3 TCF, menyusul penemuan gas pada tahun 2001 di Senoro-2, yang telah disertifikasi mencapai 1,3 TCF.

OPERASI CUMI-CUMI

Medco Energi menjadi operator blok PSC Cumi-Cumi setelah operator sebelumnya, LASMO, mengundurkan diri pada tahun 2000. Akuisisi ini dilakukan untuk mengantisipasi pasar gas yang potensial di Malaysia. Namun, di triwulan keempat tahun 2000, kontrak pengadaan gas tersebut telah dimenangkan oleh perusahaan lain di kawasan ini. Oleh karenanya, di akhir tahun 2000 Medco Energi memutuskan untuk melepaskan kontrak PSC tersebut, yang mana persetujuan dari pemerintah Indonesia telah diperoleh pada bulan Agustus 2002.

Two wildcat wells in 2002, Tiha-1 and East Jata-1 were completed as dry holes. Two other exploration wells Sika-1 and Jata-3 were started in 2002 but could not be completed before year end.

PASEMAH PSC. Due to low chance of success to find hydrocarbon in Pasemah PSC, the company decided to relinquish the entire block. A letter of intent was sent to Pertamina, but their evaluation is still ongoing.

KALIMANTAN OPERATIONS

SIMENGGARIS PSC. A small gas accumulation was also found in the Pidawan exploration well in the Simenggaris block, Kalimantan. Recoverable gas found in this well are estimated at 25 BCF.

BENGARA PSC. The seismic reprocessing is still underway in Bengara.

EAST JAVA OPERATIONS

MADURA PSC-JOB. In Medco Energi's most recently acquired Madura block in East Java, the Karasan wildcat well was completed as a dry hole. However, another wildcat required further testing in 2003 to confirm the presence of hydrocarbons encountered during drilling.

SULAWESI OPERATIONS

SENORO-TOILI PSC-JOB. Substantial additional gas reserves in the Senoro-Toili block, Sulawesi were found in the Senoro-3 appraisal well estimated at 1 TCF. The Senoro-3 well brought the total proved reserves of the Senoro gas field to 2.3 TCF, following the previous gas 2001 discovery in Senoro-2 which has been certified at 1.3 TCF.

CUMI-CUMI OPERATIONS

Following the withdrawal of the previous operator, LASMO in 2000, Medco Energi became the operator of Cumi Cumi PSC. The acquisition was as an anticipation of a potential gas market in Malaysia. However, in fourth-quarter of 2000, the gas sales contract was awarded to other player in the region. Therefore, at the end of 2000 Medco Energi decided to relinquish the PSC. The approval from the Government of Indonesia came out in August 2002.

MYANMAR OPERATIONS

Medco Energi currently owns two PSC areas in onshore Myanmar. Two exploration wells were drilled in 2000. Both wells are dry holes. There are no further exploration activities in the block and currently is being re-evaluated.

OUTLOOK FOR 2003. The general outlook for Medco Energi's exploration program in 2003 remains bright as the Company acquired several blocks with considerable oil and gas potential in 2002. Exploration has become an increasingly key focus of Medco Energi in recent years as new findings have lagged behind production. In 2002, net addition of certified oil reserves amounted to 18.0 MMBO, roughly replacing 58% of production during

OPERASI MYANMAR

Medco Energi memiliki dua blok PSC di daratan Myanmar. Pemboran dua sumur eksplorasi dilakukan pada tahun 2002, keduanya adalah sumur kering. Saat ini tidak ada rencana untuk kegiatan eksplorasi lebih lanjut, sementara menjalani proses evaluasi kembali.

OUTLOOK FOR 2003. Program eksplorasi Medco Energi secara keseluruhan tetap memberikan harapan besar untuk tahun 2003, sehubungan dengan pengambilan berbagai blok yang memiliki potensi migas cukup besar oleh Perseroan pada tahun 2002. Dalam tahun-tahun terakhir, eksplorasi menjadi bidang usaha yang semakin diperhatikan oleh Medco Energi, agar temuan baru dapat mengimbangi produksi. Pada tahun 2002, cadangan terbukti bersih baru yang berhasil ditambahkan mencapai 18,0 MMBO, atau sekitar 58% dari produksi pada tahun yang sama. Jumlah yang tidak sebanding ini memperlihatkan adanya kebutuhan untuk mengintensifkan kegiatan eksplorasi baik di blok yang lama maupun yang baru. Medco Energi mengambil alih lima blok baru (Tuban, Asahan, Lematang, Rombebai dan Yapen) dengan luas keseluruhan 25.000 kilometer persegi pada tahun 2002, sebagai bagian dari program intensifikasi pencarian migas. Di dalam program tersebut, Perseroan merencanakan pemboran 15 sumur eksplorasi, ditambah survei seismik 2D seluas 1.035 kilometer persegi dan survei seismik 3D seluas 185 kilometer persegi, pada tahun 2003, meningkat jauh dibandingkan aktivitas pada tahun 2002.

PRODUKSI DI TAHUN 2002

PRODUKSI / PENJUALAN MINYAK & GAS

	Produksi Kotor *		Produksi Bersih **	
	Tahun 2002		Tahun 2002	
	MMBO	BCF	MMBO	BCF
PSC Rimau	26,3	-	7,8	-
PSC Sumatra Sel. & Tengah	2,2	14,6	1,5	8,7
TAC Kalimantan Timur	2,3	4,4	1,3	2,7
PSC Tarakan	0,3	5,8	0,1	5,5
Total	31,2	24,7	10,7	16,9

* Produksi kotor dihitung atas dasar produksi aktual

** Produksi bersih dihitung atas dasar hak kepemilikan saham [(keuntungan saham + pemulihan harga sebelum pajak) / harga tetap USD]

HASIL 2002. Di Indonesia, Exspan mengelola tiga PSC di Sumatra Tengah dan Selatan, dengan luas total 16.591 kilometer persegi; serta satu PSC dan satu TAC di Kalimantan Timur dengan luas total 316 kilometer persegi. Pada Juni 2002, Exspan mengambil alih 25% kepemilikan blok JOB Tuban di Jawa Timur, yang saat ini memproduksi sekitar 10,0 MBOPD. Bagian Exspan dalam produksi Tuban 2002 mencapai sekitar 1,4 MBOPD.

Secara keseluruhan, Exspan menghasilkan 31,2 MMBO dan 24,7 BCF gas pada tahun 2002 (tidak memperhitungkan 0,5 MMBO bersih yang dihasilkan pada blok Tuban yang disebutkan sebelumnya), yang dapat diperbandingkan dengan produksi 2001, yaitu 30,1 MMBO dan 29,5 BCF gas.

the year. The shortfall underscores the need for intensified exploration activities in existing and new blocks. The acquisition of interests in five new blocks (Tuban, Asahan, Lematang, Rombebai and Yapen) in 2002 comprising a total area of more than 25,000 square kilometers is part of the Company's intensified search for hydrocarbons. Consequently, Medco Energi plans to drill 15 wildcats wells, in addition to 1,035 kilometers of 2D and 185 square kilometers of 3D seismic in 2003, a significant increase over 2002.

PRODUCTION IN 2002

PRODUCTION / SALES OIL & GAS

	Gross Production *		Net Production **	
	Year 2002		Year 2002	
	MMBO	BCF	MMBO	BCF
Rimau PSC	26.3	-	7.8	-
S. & Central Sumatra PSC	2.2	14.6	1.5	8.7
E. Kalimantan TAC	2.3	4.4	1.3	2.7
Tarakan PSC	0.3	5.8	0.1	5.5
Total	31.2	24.7	10.7	16.9

* Gross production calculated on the basis of actual production

** Net production calculated based on Medco Energi share entitlement [(profit share + cost recovery before tax) / current price US\$]

2002 RESULTS. In Indonesia, Medco Energi operates three PSCs in Central and South Sumatra with a total area of 16,591 square kilometers; as well as one PSC and one TAC in East Kalimantan with a total area of 316 square kilometers. In June 2002, Medco Energi also acquired a 25 % interest in the Tuban JOB block in East Java which currently produces about 10.0 MBOPD. Medco Energi's share of Tuban Production in 2002 amounted to about 1.4 MBOPD.

Altogether, Medco Energi produced a total of 31.2 MMBO and 24.7 BCF of gas in 2002 (excluding the 0.5 MMBO net produced from the aforementioned Tuban block) compared with 30.1 MMBO and 29.5 BCF of gas in 2001.

OUTLOOK FOR 2003. Total production for 2003 is forecasted to be approximately 72.5 MBOPD plus 4.0 MBOPD from Tuban. The total 76.5 MBOPD forecast for 2003 represents a 12 % overall drop from 2002 and reflects the ongoing production decline in the Company's largest field, Kaji Semoga. We expect 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 Telisa sands, improved pressured maintenance by water and gas injection as well as water shutoff in peripheral wells. To date, the Rimau block remains by far the largest producer accounting for 85 % of total oil production.

PRAKIRAAN 2003. Produksi total 2003 diperkirakan sekitar 72,5 MBPOD, ditambah 4,0 MBPOD dari Tuban. Keseluruhan perkiraan 76,5 MBPOD ini menurun 12% dibandingkan tahun 2002, dan mencerminkan penurunan produksi yang berlanjut di lahan terbesar milik Perseroan, Kaji Semoga. Kami berusaha mengimbangi tingkat hasil blok Rimau PSC yang lebih rendah dengan serangkaian optimalisasi sumur, membor sumur horizontal untuk meminimalkan hambatan tekanan, menstimulasi dengan Telisa sands, meningkatkan pemeliharaan tekanan dengan injeksi air dan gas, serta menutup jalan air di sumur sumur perifer. Saat ini, blok Rimau tetap menjadi penghasil terbesar dengan 80% dari keseluruhan produksi minyak.

OPERASI SUMATRA

Wilayah Kerja Sumatera

NAMA WILAYAH	LUAS WILAYAH KMS2	MASA BERLAKU KONTRAK
PSC Kampar & Ext.	6.493	11/2013
PSC Rimau	1.577	03/2023
PSC Pasemah	5.130	02/2023
PSC Lematang	409	04/2017

HASIL 2002. Medco Energi mengoperasikan dua PSC yang menghasilkan di Sumatra Tengah dan Sumatra Selatan dengan luas area total 8.479 kilometer persegi.

Produksi rata-rata harian minyak bumi dari ladang produksi Sumatra mencapai 78.346 BOPD pada tahun 2002, lebih tinggi daripada rata-rata 5.100 BOPD pada tahun sebelumnya. Produksi total pada tahun 2002 mencapai lebih dari 28,6 MMBO, dibandingkan dengan 27,5 MMBO pada tahun 2001. Harga minyak rata-rata 2002 adalah USD 25,3/barrel, dibandingkan dengan USD 23,9/barrel pada tahun 2001.

Gaffney & Cline mensertifikasi cadangan terbukti untuk semua wilayah kerja Medco Energi di Sumatra, kecuali Lematang PSC, sebesar 131,9 MMBO dan 61,0 BCF gas; sementara cadangan terduga dan terbukti (2P) disertifikasi sebesar 186,2 MMBO dan 268,0 BCF gas.

PSC Rimau

Ladang Kaji Semoga, yang terletak di blok Rimau PSC, ditemukan tahun 1996. Dengan kandungan awal 400 MMBO, penemuan ini tetap merupakan salah satu temuan darat Indonesia terpenting akhir-akhir ini. Sisa cadangan terbukti (1P) dan cadangan terduga dan terbukti (2P) pada akhir 2002, sesuai sertifikasi GCA, berturut-turut adalah 106,2 MMBO dan 138,3 MMBO, dengan memperhitungkan produksi kumulatif total 92,0 MMBO. Produksi ladang ini pada tahun 2002 mencapai 26,2 MMBO, meningkat 3,5% dibandingkan tahun 2001.

Kendati pada tahun 2002, merupakan produksi tertinggi Kaji Semoga dalam sejarahnya, produksi sudah mulai berkurang dengan mulainya perembesan air di sepanjang batas-batas ladang. Akibatnya, tekanan cadangan berkurang dan aliran alamiah pun terhenti; *artificial lift* pun perlu diterapkan. Berdasarkan studi lapangan reservoir pada tahun 2002, program pemeliharaan tekanan dengan injeksi air ke dalam sumur perifer yang

SUMATRA OPERATIONS

Sumatra Working Areas

NAME OF AREAS	ACREAGE IN KMS2	CONTRACT EXPIRY
Kampar & Ext. PSC	6,493	11/2013
Rimau PSC	1,577	03/2023
Pasemah PSC	5,130	02/2023
Lematang PSC	409	04/2017

2002 RESULTS. Medco Energi operates two producing PSC's in Central and South Sumatra with a combined total area of 8,479 square kilometers.

Average daily crude oil production from the Sumatra producing fields reached 78,346 BOPD in 2002, higher than 75,100 BOPD average of the previous year. Total production for 2002 amounted to over 28.6 MMBO compared with 27.4 MMBO in 2001. The average realized price of oil in 2002 was USD 25.3/barrel against USD 23.9/barrel in 2001.

Gaffney & Cline certified Proved reserves for all of Medco Energi's Sumatra licenses, except Lematang PSC, currently stand at 131.9 MMBO and 61.0 BCF for gas, while Proved and Probable (2P) reserves are 186.2 MMBO and 268.0 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 onshore finds in Indonesia in recent years. Remaining Proved reserves (1P) and Proved & Probable reserves (2P) at year end 2002 as certified by GCA stood at 106.2 MMBO and 138.3 MMBO, respectively, after accounting for total cumulative oil production from the field of 92.0 MMBO. Production from this field in 2002 amounted to 26.2 MMBO, an increase of 3.5 % from 2001.

Although the past year witnessed the highest production in the field's 6-year history, Kaji Semoga output inevitably has started to decline with the onset of water breakthrough along the field's periphery. The accompanying cessation of natural flow due to declining reservoir pressures also necessitated the installation of artificial lift. On the basis of a reservoir field study conducted in 2002, the ongoing pressure maintenance program through water injection into peripheral wells will be increased and expanded, as well as augmented by gas injection into the gas cap in order to maximize oil recovery.

Export of crude oil from the Kaji Semoga field rose 38 % to approximately 9.4 million barrels in 2002, exceeding our entitlement of 9.3 MMBO from the field. Medco Energi began exporting crude oil in December 1999 with a purchase contract from Mitsui Co., Ltd. and starting April 2002 with Itochu, both of Japan. The initial export operation involved small shuttle tankers carrying Kaji crude oil from the Pertamina Plaju refinery to a floating storage vessel shared with Pertamina and anchored at Sambu island near Singapore. Since late 2001, the Company acquired the rights to the use of dedicated floating storage vessel anchored near the island of Bangka, cutting sea distances in half, while major infrastructure improvements

sudah berlangsung akan ditingkatkan dan diperluas, serta ditambah lagi dengan injeksi gas ke dalam gas cap, guna memaksimalkan perolehan minyak.

Ekspor minyak bumi dari ladang Kaji Semoga meningkat 38%, menjadi sekitar 9,4 juta barel pada tahun 2002, yang melebihi kuota kami di ladang tersebut yang berjumlah 9,3 MMBO. Medco Energi mulai mengekspor minyak bumi pada Desember 1999, dengan kontrak pembelian dari Mitsui Co., Ltd., Jepang, dan mulai April 2002, juga dengan Itochu, Jepang. Operasi ekspor awal mencakup *small shuttle tanker* yang membawa minyak bumi Kaji dari pengilangan Pertamina Plaju ke tangki terapung yang dimiliki bersama Pertamina, ditambatkan dekat pulau Sambu, dekat Singapura. Sejak akhir tahun 2001, Perseroan memperoleh hak penggunaan tangki terapung yang ditambatkan dekat pulau Bangka, sehingga memotong jarak tempuh hingga setengahnya. Di samping itu, perbaikan infrastruktur yang penting, seperti konstruksi terminal sungai di sungai Tengguleng, serta pipa untuk Kaji-Semoga, telah meningkatkan transportasi secara berarti.

Seperti yang telah kami laporkan pada tahun 2001, upaya memanfaatkan flared gas di ladang Kaji-Semoga, mencakup rencana pembangunan pabrik LPG berkapasitas 72.000 ton/tahun, guna memisahkan komponen berat dari gas, sesuai perjanjian pemrosesan. Karena pertimbangan teknis, konstruksi pabrik tersebut ditunda ke tahun 2003. Walaupun demikian Medco Energi tetap mengharapkan tambahan pendapatan dari penjualan LPG, sementara sebagian hasil pabrik berupa *lean gas* akan dijual kepada PLN setempat.

PSC Kampar/SSE

Minyak bumi dari PSC ini meningkat 5% menjadi 6.200 BOPD pada tahun 2002, dengan meningkatnya produksi ladang Soka. Penjualan gas PSC ini mencapai rata-rata 39,1 MMCFD, dibandingkan dengan 42,9 MMCFD pada tahun 2001. Penurunan sekitar 9% ini terjadi meskipun ada suplai ke pembangkit listrik PLN di Indralaya, Sumatra Selatan, sejak November 2002, sejumlah 11 MMCFD. Secara umum, penurunan penjualan gas di Sumatra mencerminkan masalah yang ditimbulkan persoalan pabrik pupuk PUSRI milik Pemerintah di Palembang, yang biasanya mengambil 45 MMCFD gas dari Exspan.

Sumur eksplorasi Matra-1, di blok South Sumatra Extension, menemukan minyak di formasi karbonat Baturaja pada November 2000. Lokasi struktur Matra berjarak sekitar 26 kilometer dari ladang migas Kaji-Semoga. GCA telah mensertifikasi cadangan terbuktinya sebesar 14 MMBO dan cadangan terduga sebesar 18,7 MMBO. Exspan berencana akan mengelola ladang ini pada tahun 2003, begitu izin lingkungan diperoleh.

PSC Lematang

Perseroan mengambil alih 60% kepemilikan *Petroleum Development Associates* (PDA), yang memiliki 70% kepemilikan blok Lematang, pada Oktober 2002. Blok Lematang berlokasi di Sumatra Selatan dan memiliki luas 409 kilometer persegi.

Dari tahun 1987 hingga 1999, empat sumur eksplorasi telah dibor; dua di antaranya telah ditutup, karena tidak menunjukkan adanya hasil komersial.

including the construction of a river terminal on the Tengguleng river and connecting pipelines to Kaji-Semoga, have greatly enhanced transportation.

As we reported a year ago, in the effort to monetize flared gas at Kaji-Semoga field, a 72,000 tons/year LPG plant has been considered to extract the heavy component of the gas on a processing fee agreement. Because of technical considerations, construction of the proposed plant has had to be rescheduled and, therefore, its commissioning date has also been moved to 2003. However, Medco Energi still expects to earn additional revenue from the sale of LPG, while some of the lean gas as an output of the plant will also be sold to the State Power Company operating in the region.

Kampar/SSE PSC

Crude oil from this PSC increased 5% to 6,200 BOPD in 2002, with increasing production from the Soka field. Gas sales from this PSC averaged 39.1 MMCFD compared with 42.9 MMCFD in 2001, a decrease of 9% in spite of the 11 MMCFD new deliveries to the PLN power utility in Indralaya, South Sumatra starting November 2002. The overall decrease in Sumatra gas sales reflects continuing problems experienced by the Government's Pusri fertilizer plant in Palembang which offtakes 45 MMCFD of Medco Energi gas under normal conditions.

The Matra-1 exploration well, located in South Sumatra Extension block, encountered oil in the Baturaja carbonate formation in November 2000. The location of the Matra structure is about 26 kilometers from the Kaji-Semoga oil and gas field. GCA has certified proven oil reserves at 14 MMBO with another 18.7 MMBO of probable reserves. Plans are to develop the field in 2003 as soon as the environmental conservation permits have been obtained.

Lematang PSC

The Company acquired Lematang block in October 2002, 60% of the shares of *Petroleum Development Associates* (PDA) which had a 70% working interest in the. The Lematang Block located in South Sumatra and it covers 409 sq.km.

From 1987 to 1999, four exploration wells were drilled, of which two wells were plugged and abandoned due to non commercial discovery. Total of 1546 km of 2D seismic and 188 sq.km 3D seismic were acquired and processed during that period. Drilling of Harimau-1 well resulted in the discovery of the Harimau oil and gas-condensate field in 1989. As of the end of 1991 a total of 12 delineation/development wells were drilled on the Harimau field. Other discovery Singa-1 well which drilled in 1997 resulted in an economic gas field discovery. Further Singa-2 delineation well was drilled in 1999. Due to an uncertain economy and lack of interest in gas sales, the well was not tested but left completed and ready to perforation and testing/production. The estimated gross probable reserves for Singa field is 362 BCF of gas.

Currently the block produced gas 3 MMCFD with 100 BOPD condensate from Harimau field. The gas was delivered by way of 20" pipeline in Prabumulih to PUSRI fertilizer plant. For future gas demand, two gas wells in Singa field are planned to be completed and tested in 2003.

Survei seismik 2D sepanjang 1.546 kilometer dan 3D seluas 188 kilometer persegi telah dilakukan pada periode yang sama. Pemboran sumur Harimau-1 telah menghasilkan penemuan ladang migas Harimau pada tahun 1989. Pada akhir tahun 1991, sejumlah 12 sumur pengembangan telah dibor di ladang Harimau. Adapun sumur yang menghasilkan penemuan ladang gas komersial, Singa-1, dibor pada tahun 1997. Tahun 1999, sumur delineasi Singa-2 pun dibor. Akibat ketidakpastian ekonomi dan tidak adanya pasar gas, sumur ini tidak diuji, meskipun tetap diselesaikan, dan siap untuk diperforasi dan cadangan pengujian/produksi. Cadangan ladang Singa diperkirakan 362 BCF gas.

Saat ini, blok Lematang PSC menghasilkan 3 MMCFD, termasuk kondensat 100 BOPD dari ladang Harimau. Gas dialirkan melalui pipa 20" ke pabrik pupuk PUSRI di Prabumulih. Menghadapi permintaan gas masa depan, dua sumur gas di ladang Singa telah direncanakan untuk diselesaikan dan diuji pada tahun 2003.

PRAKIRAAN 2003. Perpanjangan kontrak sepanjang 20 tahun dari April 2003 telah ditandatangani Pemerintah Indonesia. Pada tahun 2003, kita akan mengalami penurunan produksi minyak di Rimau PSC, yang dapat diimbangi sebagian dengan hasil produksi baru di blok South Sumatra Extension dari ladang Soka dan Matra. Lebih jauh, cadangan baru dapat diperoleh dari eksplorasi pada tahun 2003, yang belum dapat diproduksi hingga tahun 2004.

Pada Februari 2003, Perseroan meningkatkan kepemilikannya di Lematang PSC, dengan mengambil alih kepemilikan Novus 10% di blok tersebut. Komposisi kepemilikan saat ini: Perseroan 70%, PDA dan Coparex masing-masing 15%.

Sementara itu, penjualan gas diperkirakan akan meningkat dengan penjualan setahun penuh kepada pembangkit PLN di Indralaya, Sumatra Selatan (11 MMCFD) yang berawal pada November 2002, serta tambahan penjualan pun diharapkan dapat dimulai pada pertengahan tahun 2003.

OPERASI JAWA TIMUR

WILAYAH KERJA JAWA TIMUR

NAMA AREA	LUAS WILAYAH (KM2)	AKHIR KONTRAK
Tuban JOB-PSC	1.478	2018

HASIL 2002. Medco Energi mengambil alih 100% kepemilikan EEX Int'l Inc., yang memiliki 25% kepemilikan blok Tuban JOB, yang dioperasikan oleh PetroChina, yang mengambil alih 25% kepemilikan Devon pada tahun yang sama. Blok Tuban berada di Jawa Timur dan mencakup luas 1.478 kilometer persegi.

Sejak 1990 hingga 1993, enam sumur eksplorasi telah dibor dan semuanya kering, kecuali Gondang-1 yang menghasilkan penemuan migas kecil. Pada tahun 1994, *sidetrack* sumur eksplorasi Mudi-1 menemukan ladang Mudi.

OUTLOOK FOR 2003. A contract renewal extension for the Rimau block has been signed by the Government of Indonesia for a period of 20 years from April 2003. The year 2003 will see a decline of oil production in the Rimau PSC which will be partially offset by new production gains in the South Sumatra Extension block from the Soka and Matra fields. Moreover, new reserves anticipated from exploration activities in 2003 will not be produced until 2004.

In February 2003 the company increase the working interest in Lematang PSC by taking over 10% Novus share in the block. The current compositions are the company owns 70%, PDA and Coparex both own 15%.

On the positive side, gas sales are expected to increase with full year sales to the PLN facility at Indralaya, South Sumatra (11 MMCFD) started in November 2002 as well as additional sales expected to commence in mid-2003.

EAST JAVA OPERATIONS

EAST JAVA WORKING AREAS

NAME OF AREAS	ACREAGE IN KMS2	CONTRACT EXPIRY
Tuban JOB-PSC	1,478	2018

2002 RESULTS. Medco Energi took over 100% EEX Int'l Inc.' shares which had a 25% working interest in Tuban block JOB, 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 it covers 1,478 sq.km.

From 1990 to 1993, six exploration wells were drilled, all of which were dry except for Gondang-1, a small oil and gas discovery. In 1994, the sidetrack of exploration well Mudi-1 discovered the Mudi field. Oil production from the Tuban block began in December 1997 after made discovery of Mudi field in 1994. Total of 16 producing wells has been drilled and the cumulative oil production is 21 MMBbls. Other exploration success on the Tuban block includes the Sukowati-1 wildcat drilled in 2001. In 2003 there is a plan to produce oil from Sukowati field by drilling two delineation wells. As of January 1, 2003, the estimated gross proved reserves for the Tuban block area was 19.7 MMBO. The oil production reach peak at 22,000 BOPD in 1998. Currently the block produces oil at 10,000 BOPD from Mudi field. The Mudi oil is exported by way of a 36.5 kilometer onshore pipeline and an 18.6 kilometer offshore pipeline to a FSO unit located offshore

OUTLOOK 2003. Total net production from Tuban for 2003 is forecasted 4.0 MBOPD. Two development wells plan to be drilled during the year.



Produksi minyak blok Tuban berawal Desember 1997. Sejumlah 16 sumur produksi telah dibor dan memberikan produksi minyak kumulatif sebesar 21 MMBbls. Keberhasilan eksplorasi blok Tuban yang lain mencakup sumur eksplorasi Sukowati-1 yang dibor tahun 2001. Pada tahun 2003, direncanakan dua sumur delineasi akan dibor untuk menghasilkan minyak dari ladang Sukowati. Pada 1 Januari 2003, cadangan terbukti kotor blok Tuban diperkirakan mencapai 19,7 MMBO. Produksi minyak mencapai puncaknya pada 22.000 BOPD pada tahun 1998. Saat ini, produksi blok ini mencakup 10.000 BOPD minyak dari ladang Mudi, yang ditemukan pada tahun 1994. Minyak Mudi diekspor melalui pipa daratan sepanjang 36,5 kilometer dan pipa laut sepanjang 18,6 kilometer, menuju unit FSO lepas pantai.

PRAKIRAAN 2003. Produksi bersih total dari Tuban untuk tahun 2003 diperkirakan mencapai 4,0 MBOPD. Dua sumur pengembangan akan dibor pada tahun ini.

OPERASI KALIMANTAN

Wilayah Kerja Kalimantan		
NAMA WILAYAH	LUAS WILAYAH KMS2	MASA BERLAKU KONTRAK
PSC Tarakan	180	2022
Sanga-sanga/Samboja/Tarakan TAC	136	2008

HASIL 2002. Medco Energi mengoperasikan satu PSC dan satu TAC di Kalimantan dengan total wilayah seluas 316 kilometer persegi. Tinjauan cadangan GCA pada akhir tahun 2002 menghasilkan sertifikasi cadangan terbukti (1P) untuk wilayah kerja Kalimantan Timur sebesar 16 MMBO dan 55 BCF gas. GCA juga memperkirakan cadangan terduga dan terbukti (2P) mencapai 21 MMBO dan 83 BCF gas, termasuk cadangan 2P gas yang pada dasarnya cukup untuk memenuhi semua kontrak pemasokan.

Produksi minyak bumi rata-rata Kalimantan Timur hampir tidak berubah

KALIMANTAN OPERATIONS

Kalimantan Working Areas

NAME OF AREAS	ACREAGE IN KMS2	CONTRACT EXPIRY
Tarakan PSC	180	2022
Sanga-sanga/Samboja/Tarakan TAC	136	2008

2002 RESULTS. Medco Energi operates one PSC and one TAC in East Kalimantan with a total area of 316 sq. km. Reserves reviewed by GCA at year-end 2002 resulted in certification for East Kalimantan operating areas on a Proved (1P) basis of 16 MMBO and 55 BCF of gas. The GCA reserves estimate on a Proved and Probable (2P) basis is 21 MMBO and 83 BCF of gas, with the 2P gas reserves estimate essentially sufficient to meet all existing contractual supply agreements.

East Kalimantan daily crude oil production averaged 7,134 BOPD in 2002, almost identical to the previous year. This was achieved primarily due to development drilling in the NKL field in the Sanga-Sanga Block, production optimization of existing wells through well-service, work-over, as well as the reactivation of old wells.

Sanga-Sanga/Samboja/Tarakan TAC

Average daily crude oil production in the TAC increased 23 % to 6,230 BOPD in 2002, as successful developmental drilling of six oil wells in 2001 began to come fully on-stream by 2002. These were newly producing wells in the North Kutai Lama (NKL) fields of the Sanga-Sanga block, which accounted for most of the crude oil output from this TAC.

Medco Energi's delivery of natural gas to the Tanjung Batu power plant of the State Power Company, PT PLN (Persero), continued in 2002 with a total of 9,2 MMCFD supplied throughout the year from five producing gas wells. Since year-end 2000, pricing for this gas contract has been linked to the domestic of diesel fuels which resulted in an average price of USD 2.50/MMBTU for the whole of 2002. Based on current prices and demands for industrial gas and oil in the region, Medco Energi still sees long-term growth opportunities in gas sales for its Sanga-Sanga, Samboja and Tarakan fields, especially with the recent change in public energy policy in Indonesia that is slowly shifting towards gas over the long term.

Tarakan PSC

Elsewhere in the Mamburungan field of the Tarakan PSC block, oil production averaged 900 BOPD in 2002, or 200 BOPD above forecast. Gas from the same field is also used to supply the Bunyu Methanol Plant gas requirement, with average daily production of 19.1 MMCFD in 2002, compared with 24.2 MMCFD in 2001. The decline was mainly due to lengthy unscheduled downtime at the Bunyu Methanol Plant totaling almost 3 months.

The Tarakan PSC contract has been extended for another 20 years.

OUTLOOK FOR 2003. Despite small working areas and shallow depth rights in the TAC areas, Medco Energi continues to develop and maintain a high production level in all of its TAC areas in Kalimantan, evidenced from the

dari tahun 2001, yaitu 7.134 BOPD pada tahun 2002. Jumlah ini dicapai dengan membor sumur pengembangan di ladang NKL di blok Sanga-Sanga, optimalisasi produksi sumur yang telah ada melalui perawatan sumur dan pengerjaan ulang, serta reaktivasi sumur-sumur tua.

TAC Sanga-Sanga/Samboja/Tarakan

Produksi minyak bumi rata-rata harian di TAC meningkat 23% menjadi 6.230 BOPD pada tahun 2002, setelah suksesnya pemboran pengembangan dari enam sumur pengembangan yang dibor pada tahun 2001 dan mulai berproduksi penuh pada tahun 2002. Sumur-sumur produksi baru ini terletak di ladang-ladang North Kutai Lama (NKL), blok Sanga-Sanga, yang merupakan penghasil minyak bumi terbesar dari TAC ini.

Pasokan gas alam Medco Energi ke pabrik pembangkit listrik Tanjung Batu milik PLN, berlanjut sepanjang tahun 2002 dengan total 9,2 MMCFD dari lima sumur gas. Sejak akhir tahun 2000, harga gas dalam kontrak ini dikaitkan dengan harga domestik minyak solar, mencapai rata-rata USD 2,50 MMBTU untuk tahun 2002. Berdasarkan harga dan permintaan migas industri di kawasan saat ini, Medco Energi yakin adanya kesempatan pertumbuhan jangka-panjang dalam penjualan gas Sanga-Sanga, Samboja dan Tarakan, terutama setelah melihat perubahan kebijakan energi Indonesia yang perlahan-lahan beralih ke energi gas.

PSC Tarakan

Produksi minyak rata-rata mencapai 900 BOPD pada tahun 2002 di ladang Mamburungan, blok Tarakan PSC, 200 BOPD di atas perkiraan. Sementara itu, gas dari ladang yang sama dipasok ke Pabrik Methanol Bunyu, dengan produksi rata-rata harian sebesar 19,1 MMCFD pada tahun 2002, dibandingkan 24,2 MMCFD pada tahun 2001. Penurunan ini disebabkan terutama oleh penghentian kegiatan pabrik metanol Bunyu selama hampir tiga bulan.

Kontrak PSC Tarakan telah diperpanjang selama 20 tahun.

Hasil 2003. Meskipun hanya memiliki wilayah kerja yang sempit dan kedalaman pemboran yang terbatas di seluruh daerah TAC Kalimantan, Medco Energi mampu memproduksi pada tingkat yang tinggi, seperti yang diperlihatkan oleh peningkatan hasil minyak bumi yang terus berlanjut, yaitu dari 6.000 BOPD pada tahun 2000 menjadi lebih dari 7.000 BOPD pada tahun 2001 dan 2002. Lebih jauh, setelah mengambil alih blok PSC baru di Bengara, Kalimantan, dekat dengan operasi yang tengah berlangsung di pulau Tarakan, kami berharap dapat memperoleh penemuan baru, dan pada gilirannya akan memanfaatkan infrastruktur yang telah ada di wilayah tersebut.

Dalam produksi gas, kami tetap memiliki peluang jangka pendek dan jangka panjang yang baik, dengan berlanjutnya permintaan, terutama dari pabrik pembangkit listrik Tanjung Batu dan pabrik metanol Bunyu, dengan catatan, kedua pabrik ini tidak mengalami gangguan produksi yang berarti lagi. Sementara Medco Energi tetap mencari pembeli gas yang lain, kami tetap berharap pada pemantapan pendapatan berkelanjutan, yang dapat diperoleh dari pemasokan gas baru, termasuk kontrak penjualan gas 20 tahun dengan PLN yang akan berlangsung hingga tahun 2018.

continuing increase of its crude oil outputs from 6,000 BOPD in 2000 to above 7,000 BOPD in 2001 and 2002. Our recent acquisition of a prospective new PSC block in East Kalimantan (Bengara), just adjacent to our existing operations on Tarakan island, may lead to promising new discoveries as well as shared infrastructure with well-running operations nearby.

Turning to gas production, there remains a viable gas opportunity in both short and long-term future, with continuing demands essentially coming from the Tanjung Batu Power Plant and Bunyu Methanol Plant, provided that these two takers continue to operate with minimal downtime. While gas purchases from other consumers are sought, Medco Energi is optimistic for securing long-term revenue from new gas deliveries, including a 20-year gas sales contract with the State Power Company lasting up to the year 2018.



JASA PENGEBORAN DRILLING SERVICES



Tahun 2002 adalah tonggak sejarah bagi Medco dalam bidang jasa pelayanan pemboran. Kami tidak hanya berhasil menyatukan operasi daratan dan lepas pantai ke dalam PT Apexindo Pratama Duta, unit usaha yang dipertahankan setelah kami menggabungkan kedua anak perusahaan jasa pemboran milik Perseroan pada tahun 2001, namun Apexindo juga berhasil melakukan penawaran saham perdana pada Juli 2002, sehingga lebih mantap dalam menjalankan program ekspansi jasa pemboran Perseroan.

2002 was a milestone year for Medco Energi in drilling services. Not only did we manage to integrate our onshore and offshore drilling operations into PT Apexindo Pratama Duta, the surviving entity in the merger of our two wholly-owned drilling subsidiaries in 2001, but Apexindo also undertook a successful initial public offering (IPO) of shares in July 2002 to firmly set its drilling services expansion program in motion.

ONSHORE

No. Rig	Penyewa/Lessee	Masa Kontrak/Contract Period	Lokasi/Location
2	JOB Pertamina - Medco Madura	26/10/02 - 26/10/03	Madura, East Java
3	Stack		Bojonegara, Banten
4	Unocal Geothermal Indonesia	15/10/02 - 15/10/04	Gunung Salak, West Java
5	ConocoPhilips	09/02 - 03/03	Ramba, South Sumatera
6	Mesa Drilling	15/06/01 - 15/06/04	Texas, USA
8	TotalFinaElf E&P Indonesia	04/02 - 07/02	Badak, East Kalimantan
9	Vico Indonesia	01/04/02 - 01/04/04	Badak, East Kalimantan
10	Bidding		Bojonegara, Banten
12	JOB Pertamina - Petro China	12/11/01 - 21/01/03	Tuban, East Java
14	Exspan Nusantara	08/02 - 12/02	Pendopo, South Sumatera
15	Stack		Bojonegara, Banten

OFFSHORE

No. Rig	Penyewa/Lessee	Masa Kontrak/Contract Period	Lokasi/Location
Maera	TotalFinaElf E&P Indonesia	01/10/00 - 01/10/03	Tunu, East Kalimantan
Raniworo	Total Abu Al Bukhoosh	01/12/01 - 28/02/03	United Arab Emirates
Raisis	TotalFinaElf E&P Indonesia	01/04/01 - 01/04/03	Tunu, East Kalimantan

Penawaran saham itu menghasilkan dana segar sebesar Rp 110 milyar setelah dikurangi biaya-biaya, dari penerbitan 200 juta saham baru dengan harga bagus Rp 550 per lembar. Penawaran ini mengalami permintaan yang luar biasa, yang dapat dijadikan indikasi tingkat kepercayaan terhadap prospek bisnis Apexindo.

Di samping penawaran saham perdana yang berhasil, Apexindo kini memasuki tahap negosiasi akhir dengan Fortis Bank Singapore, guna memperoleh skema pembiayaan proyek. Pinjaman yang baru ditujukan untuk membiayai konstruksi dua "submersible swamp barges" dengan jumlah maksimum sekitar USD 65 juta. Pinjaman ini mempunyai tenggang waktu empat tahun dan tingkat suku bunga LIBOR 3-bulan ditambah margin.

Upaya pendanaan ini dilaksanakan bersamaan waktunya dengan pemasaran yang agresif. Pada tahun 2002, Apexindo memperoleh satu perpanjangan kontrak dan 7 (tujuh) kontrak pemboran baru.

Pencapaian kontrak baru dan perpanjangan pada tahun 2002 adalah sebagai berikut:

- Memperoleh kontrak baru dan memperpanjang kontrak senilai sekitar USD 181,7 juta, termasuk:
 - Kontrak baru lima tahun dari TotalFinaElf senilai USD 93,8 juta
 - Kontrak baru tiga tahun dari TotalFinaElf senilai USD 47,7 juta, dan
 - Perpanjangan kontrak tiga tahun dari TotalFinaElf senilai USD 40,2 juta
- Memperoleh kontrak daratan baru senilai total USD 51,9 juta, termasuk:
 - Kontrak tiga bulan dari TotalFinaElf Indonesia, senilai USD 1,8 juta
 - Kontrak enam bulan dari Conoco Phillips, senilai USD 4,9 juta
 - Kontrak dua tahun dari VICO, senilai USD 31,3 juta
 - Kontrak dua tahun dari UNOCAL, senilai USD 9,6 juta
 - Kontrak satu tahun dari JOB-Medco Madura, senilai USD 4,3 juta

Tingkat pemakaian anjungan daratan telah meningkat pesat, dari 43% pada tahun 2001 menjadi 61% pada tahun 2002. Namun, pada tahun yang sama terjadi penurunan pemakaian anjungan lepas pantai, dari 100% menjadi 70%. Penurunan ini disebabkan oleh adanya perbaikan karena sebuah kecelakaan yang terjadi Maret 2002. Beruntung Apexindo, Maera telah diasuransikan secara baik pada waktu kecelakaan terjadi. Berkat berhasilnya negosiasi ulang untuk penggunaan Maera, kecelakaan tersebut menyebabkan Apexindo harus menerima penundaan dan bukan penghentian kontrak. Bahkan, ada kemungkinan bahwa kontrak ini akan diperpanjang tiga tahun lagi pada tingkat harian yang lebih tinggi.

Kecelakaan Maera memang merugikan, namun memberikan kesempatan untuk memperlihatkan respon penanganan keadaan darurat Apexindo yang efektif, sehingga semua pekerja dapat dievakuasi dengan selamat. Kecelakaan ini pun merupakan penghentian operasi yang pertama dialami oleh ketiga anjungan lepas pantai Apexindo dalam lima tahun operasinya.

The IPO raised additional fresh capital of Rp 110 billion after expenses, from the issuance of 200 million new shares at a price of Rp 550 per share. More importantly, the offering was significantly oversubscribed which indicated a measure of confidence for Apexindo's business prospects. Aside from a successful IPO, Apexindo is currently in the final stage of negotiation with Fortis Bank Singapore to secure a project financing scheme. The new loan is intended to finance the construction of two submersible swamp barges with a maximum amount around USD 65 million. The loan will have a period of four years with an interest rate based on 3-months LIBOR plus spread.

All of this financing coincided with the aggressive marketing campaign carried out by Apexindo in 2002, which saw the successful renegotiation for 1 (one) contract extension as well as the attainment of 7 (seven) new drilling contracts. Apexindo's contract achievements and extensions during the year were as follows:

- Acquired new and extended offshore contracts worth approximately USD 181.7 million comprising:
 - New five-year contract from TotalFinaElf E&P Indonesia for USD 93.8 million
 - New three-year contract from TotalFinaElf E&P Indonesia for USD 47.7 million
 - Three-year extension contract from TotalFinaElf E&P Indonesia for USD 40.2 million
- Acquired new onshore contracts totalling some USD 51.9 million comprising:
 - Three-month contract from TotalFinaElf Indonesia for USD 1.8 million
 - Six-month contract from Conoco Philips for USD 4.9 million
 - Two-year contract from VICO for USD 31.3 million
 - Two-year contract from Unocal for USD 9.6 million
 - One year contract from JOB-Medco Madura for USD 4.3 million

Utilization rates have increased significantly for onshore rigs from 43% in 2001 to 61% in 2002. However, they have decreased for offshore rigs from 100% to 70% over the same period. The decrease was due to a 10 - month downtime experienced by Rig Maera as the result of rehabilitation and upgrade works. These were due to an accident that happened on March 2002 to Rig Maera. Rig Maera was fully insured during the time of the accident. Following a successful renegotiation for the use of Maera, the accident did not lead to the termination of the contract, but merely a suspension. In fact, there is possibility that the contract will be extended for another three years and at a higher daily rate.

While the accident involving Maera was an unfortunate turn of event, it showed how effective Apexindo's emergency response plan was, all of the crews were safely evacuated. The accident was also the first downtime ever experienced by any of Apexindo's three offshore rigs in over 5 years of operation. Indeed, the safety records of our other rigs remained intact

Catatan keselamatan kerja anjungan lepas pantai yang lain tidak terpengaruh pada tahun 2002, bahkan tiga di antaranya memperoleh penghargaan keselamatan kerja atas pencapaian zero loss time accident (LTA). Rani Woro memperoleh Zero LTA Award untuk dua tahun, Rasis untuk lebih dari tiga tahun, sementara Rig 9 untuk satu tahun. Apexindo akan menjaga tingkat keselamatan kerja yang tinggi ini sebagai bagian dari standar operasi kelas dunianya.

HASIL 2002. Sebagai bagian dari program integrasi dan konsolidasi operasi pemboran Medco Energi pasca merger, Apexindo memusatkan perhatian pada pembangunan infrastruktur dan landasan keuangan untuk pertumbuhan, bukan pengejaran keuntungan semata, pada tahun 2002.

Dalam bidang keuangan, sebagian dana diperoleh dari penawaran saham perdana dan restrukturisasi pada tahun 2002. Sementara itu, secara operasional, Apexindo berhasil melanjutkan perbaikan sistem dan prosedur, serta pengembangan sumber daya manusia.

Di antara langkah-langkah yang telah diambil terdapat program pelatihan untuk pengoperasian anjungan baru; penggunaan konsultan internasional untuk meninjau struktur organisasi dan proses kerja perusahaan; menerapkan sistem perawatan preventif (PMS) untuk kontrol persediaan; serta penyelesaian manual pemantauan kinerja karyawan sebagai bagian dari perencanaan karir di dalam perusahaan yang lebih komprehensif. Langkah-langkah ini, di samping persiapan implementasi sistem informasi dan pelaporan manajemen online, yang dilaksanakan oleh Apexindo sebagai bagian dari sistem perencanaan sumber daya SAP untuk seluruh grup Medco Energi.

PRAKIRAAN 2003. Untuk tahun 2003, Apexindo merencanakan peningkatan daya saing dengan: mempertahankan kualitas jasa pemboran darat dan lepas-pantai; memperbaiki efisiensi melalui mekanisme pengendalian biaya yang ketat dan menerapkan standar keselamatan kerja yang tinggi. Ini diharapkan dapat meningkatkan kepercayaan pemakai jasa, membuka peluang bagi kontrak-kontrak selanjutnya di masa mendatang.

Apexindo meyakini bahwa jasa pemboran darat akan tetap prospektif di tahun 2003. Oleh karenanya, Apexindo akan lebih fokus mengupayakan kontrak pemboran darat jangka lebih panjang, selain pemboran dalam. Selain itu, Apexindo berharap akan lebih terlibat dalam pemboran geotermal darat. Untuk aktivitas lepas-pantai, adanya anjungan Raissa, Yani dan kembali beroperasinya Maera akan meningkatkan utilisasi anjungan maupun tarif rata-rata harian. Ketiga anjungan tersebut diharapkan dapat mulai operasional masing-masing pada bulan April, Juli dan Maret 2003.

in 2002 with three in particular, earning safety performance awards in recognition for zero loss time accident (LTA). Rani Woro received zero LTA award for two years, Rasis for over three years and Rig 9 for one year. Apexindo will continue to maintain a high level of safety performance as part of its world-class operating standards.

2002 RESULTS. As part of the post-merger integration and consolidation of Medco Energi's drilling operations, Apexindo focused more on establishing the infrastructure and financial foundation for future growth rather than pursuing bottom line results in 2002.

Financial wise, this was partially met by the successful IPO and structured finance undertaken during the year. While in operating terms, Apexindo continued to make improvements in both systems and procedures as well as in human resources development.

Among the initiatives were training programs for new deployment of rigs; engaging an international consultant to review the company's organizational structure and assess its work processes; implementing a Preventive Maintenance System (PMS) for inventory control; and completing an employee performance review manual as part of a comprehensive career development plan within the company. This is in addition to the preparation for the implementation of an on-line management reporting and information system which Apexindo is undertaking as part of the groupwide deployment of the SAP resource planning system currently in progress at Medco Energi.

2003 Outlook. In 2003, Apexindo plans to enhance its competitiveness by maintaining the quality of its services for both onshore and offshore drilling operations, improving efficiencies by implementing a strict cost control mechanism and adhering to a high level of safety standards. By doing so, Apexindo is hoping to gain more trust from the customers, which will ultimately lead to more contract in the future.

Apexindo believes that onshore drilling will remain a lucrative venture in 2003. Therefore, Apexindo will focus more on trying to secure longer onshore contract as well as deep well drilling. In addition, Apexindo is also hoping to participate more in onshore geothermal drilling services. While for offshore operations, utilization and average daily contract rate will especially benefit from the coming of Raissa and Yani, as well as the return of Maera. The three rigs are expected to commence operation on April, July and March 2003, respectively.



"RANI WORO"
the Jack Up Rig

METHANOL METHANOL

Medco Energi mulai memasuki industri hilir dengan mendirikan PT Medco Methanol Bunyu (MMB) pada tahun 1997, sebuah perusahaan yang berfungsi untuk mengoperasikan pabrik methanol di bawah perjanjian manajemen bersama (JMA) 20 tahun dengan Pertamina. MMB memulai operasi pada April 1997, yang tidak hanya memperluas kiprah industri hilir Medco Energi, melainkan juga menciptakan peluang penjualan bagi produksi gas alam Tarakan PSC, yang berdekatan dengan pulau Bunyu, lokasi pabrik methanol tersebut.

HASIL 2002. Pada tahun 2002, MMB menghasilkan 223.000 ton metrik methanol dalam 276 hari kerja, dibandingkan dengan 257.000 ton metrik dalam 306 hari kerja pada tahun 2001. Penurunan ini disebabkan terutama oleh penghentian produksi selama 89 hari, yang dua kali lebih panjang daripada 44 hari yang direncanakan untuk kegiatan perbaikan dan pemeliharaan. Penyebab utama penghentian produksi yang lebih panjang ini adalah kegagalan pabrik yang tidak terduga, terutama pada bagian *reformer tube*, *catalyst* dan *superheater*, serta kekurangan pasokan gas.

Meskipun demikian, pendapatan bersih dari penjualan methanol meningkat menjadi USD 30,8 juta pada tahun 2002 dari USD 28,4 juta pada tahun 2001. Keberhasilan ini dicapai berkat peningkatan harga rata-rata per ton methanol, sebesar USD 132,3 pada tahun 2002, dibandingkan USD 116 ton pada tahun 2001.

Peningkatan pendapatan dan perbaikan efisiensi biaya, secara bersama-sama, menghasilkan pertumbuhan laba kotor sekitar 25% dan peningkatan 142% untuk pendapatan sebelum pos luar biasa untuk tahun 2002 dibandingkan tahun 2001. Kemajuan ini mendorong laba bersih MMB mencapai USD 1 juta pada tahun 2002, dibandingkan dengan kerugian USD 0,1 juta pada tahun sebelumnya.

Adapun ikhtisar operasional MMB pada tahun 2002 terdiri atas penghargaan *Zero Accident* (diperoleh untuk ketiga kalinya, berturut-turut) dan sertifikasi SMK3 (*Safety, Health and Environment Management System*); EBITDA yang meningkat 242%; penyelesaian studi kelayakan untuk meningkatkan kapasitas produksi menjadi 1.200 ton per hari; penyelesaian rencana induk untuk memanfaatkan gas dari ladang-ladang gas Medco Energi yang berdekatan.

PRAKIRAAN 2003. Dengan harga methanol pada pasaran dunia berkisar USD 132,00 per metrik ton pada tahun 2002, jauh lebih tinggi dibandingkan perkiraan 2001 kami yang berkisar USD 115,00, MMB memiliki peluang yang baik untuk menjalankan program pertumbuhannya, sehingga menaikkan produksi hingga mendekati tingkat kapasitas 1.000 MT per hari.

Salah satu faktor pendukung kunci bagi MMB di masa depan adalah peningkatan pasokan gas yang mungkin diperoleh dari sumber gas baru di Tarakan, serta juga dari ladang 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 Medco Energi, 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.

2002 RESULTS. In 2002, MMB produced 223,000 metric tons of methanol over 276 operating days, compared to 257,000 metric tons over 306 operating days in 2001. The decline was primarily attributed to an extended downtime of 89 days which more than doubled the planned downtime for repair and maintenance works of 44 days. The main causes for this extended downtime were the unexpected failures of the plants; reformer tube, catalyst and superheater as well as insufficient gas supply.

Nevertheless, net revenues from methanol sales increased to USD 30.8 million in 2002 from USD 28.4 million in 2001. This resulted primarily from an improvement in the average realized price per metric ton of methanol which amounted to USD 132.3 in 2002 compared with USD 116 ton in 2001.

Increased revenues and improved cost efficiency combined to produce approximately 25% higher gross profit and 142% higher earnings before special items in 2002 compared to 2001. This led to a net profit of USD one million for MMB in 2002 compared to a loss of USD 0.1 million the previous year.

The highlights of Medco Methanol Bunyu in 2002 included a Zero Accident Award (conferred for the third consecutive times) and SMK3 (Safety, Health and environment Management System) Certification; EBITDA increased by 242 %; completion of a feasibility study for increasing production capacity to 1,200 metric tons per day; completion of a masterplan to increase gas utilization of Medco Energi's other nearby gas fields.

OUTLOOK FOR 2003. With world market prices for methanol ranging at or around of USD 132.00 per metric ton in 2002, exceeding well over our previous estimates of US\$ 115.00 in 2001, MMB remains well positioned to undertake its turnaround program in bringing production to near design capacity level of 1,000 MT per day.

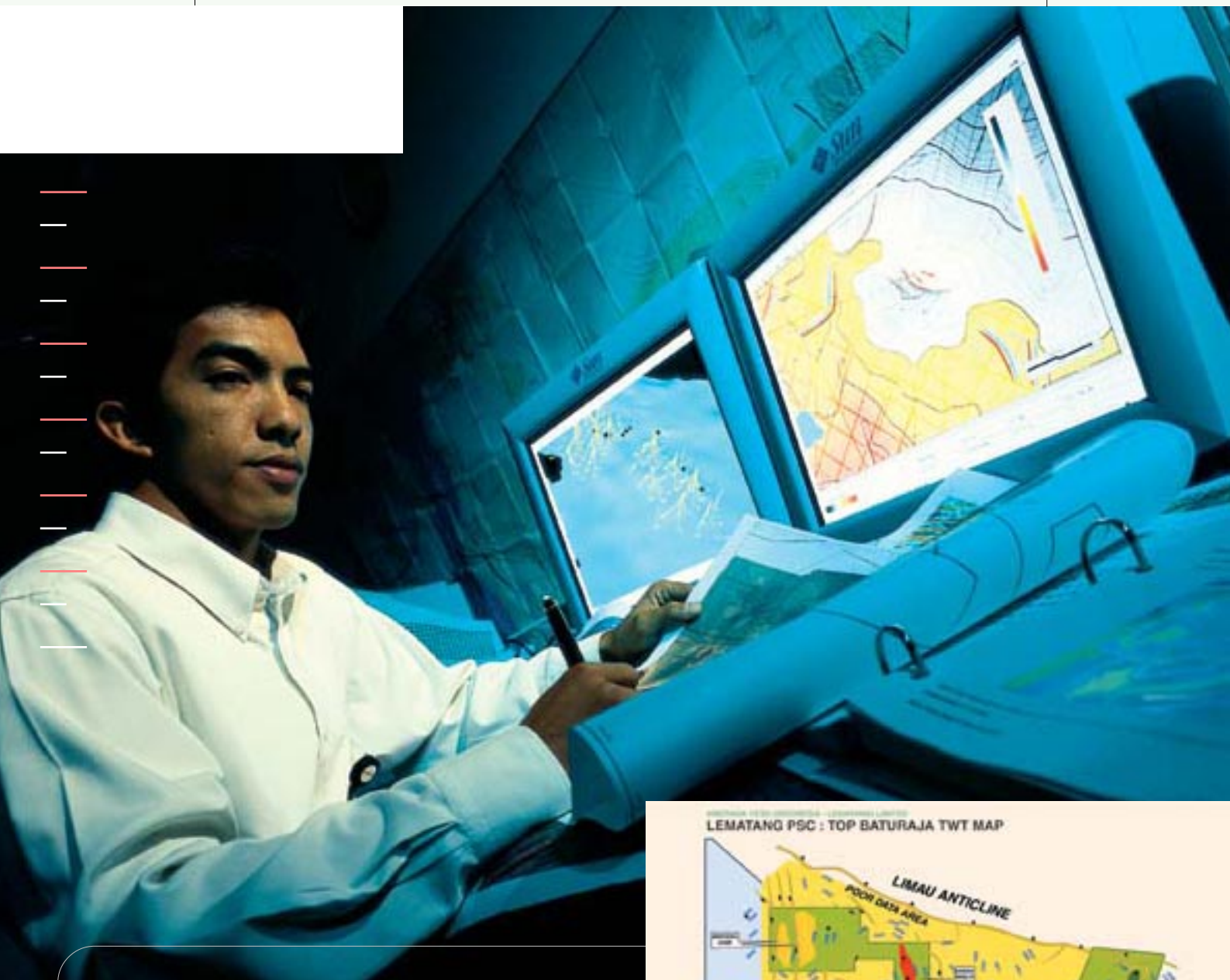
A key aspect that may work in favor of MMB in the future will be the increase availability of gas supply which has been bolstered by a new gas source in Tarakan, as well as in Sesayap, Simenggaris, and Sembakung field.



Pabrik Methanol di Pulau Bunyu, Kalimantan Timur
Methanol Plant in Bunyu Island, East Kalimantan



PERENCANAAN & PENGEMBANGAN PLANNING & DEVELOPMENT



PEERACHAT PINPRAYONG,
BSc, MA, MBA
(Director of Planning &
Development)



PERENCANAAN PERSEROAN DAN PENGEMBANGAN BISNIS

Hasil 2002

Perencanaan Perusahaan. Proses Perencanaan Perusahaan Medco Energi menjadi lebih menyeluruh dan interaktif menyangkut seluruh sistem perencanaan yang ada di perusahaan untuk program tahun 2003 – 2007. Tujuan utama perencanaan tersebut adalah mempersiapkan arahan serta prioritas di masa mendatang termasuk di antaranya tujuan-tujuan strategis atau patokan serta menentukan Indikator Kinerja Utama (*Key Performance Indicator/KPI*).

Kami mengadakan pertemuan Dewan Penentu Prioritas (*Board Priority Setting/BPS*) pada bulan Juni 2002, Perencanaan Strategis Manajemen (*Management Strategic Planning/MSP*) pada bulan Agustus 2002, Rencana Taktis (*Tactical Plan*) dan Program Kerja dan Anggaran Tahunan (*Work Annual Program and Budget*) pada triwulan keempat tahun 2002. Kami juga berencana untuk menjadwalkan kegiatan untuk tahun 2003, tinjauan kinerja per triwulan untuk semua unit usaha yang bertujuan untuk memantau kemajuan rencana taktis Medco Energi.

Tujuan rapat BPS adalah sebagai ajang diskusi strategis antar anggota Direksi dalam menentukan arah kebijakan dan prioritas perusahaan serta menentukan target/pencapaian untuk periode 5 sampai 10 tahun mendatang. Dalam rapat BPS, Direksi mengusulkan arah strategis Perseroan 5 tahun ke depan adalah sebagai berikut:

- Usaha Eksplorasi & Produksi (E&P) akan dikonsentrasikan di Indonesia, dengan tetap mengembangkan kemampuan operasi di luar Indonesia
- Mengupayakan peluang perluasan usaha di industri E&P hulu dan industri terkait lainnya seperti tenaga listrik
- Menjalankan program monetisasi gas secara agresif

Tujuan rapat MSP adalah membuat strategi utama perusahaan secara lebih detail dengan mengikuti arahan yang telah disetujui pada pertemuan BPS sebelumnya. Strategi utama dibagi menjadi tiga (3) kategori: (i) Usaha & Keuangan, (ii) Strategi Operasional, (iii) Organisasi dan Sumber Daya Manusia.

Dalam rapat MSP, masing-masing bagian serta departemen menyiapkan rencana taktis tahunan serta anggaran tahunan untuk tahun 2003 dan memastikan semuanya sejalan dengan tujuan strategis perusahaan. Direksi menyetujui program kerja serta anggaran pada bulan Desember 2002.

Sepanjang tahun 2002, kami berhasil mengambil alih lima (5) wilayah kerja E&P baru, menandatangani kontrak pemboran jangka panjang, dan mengoptimalkan produksi methanol, dan saat ini, salah satu tujuan utama kami adalah mengubah peluang-peluang tersebut menjadi nilai tambah, dan itu pula alasan di balik kuatnya komitmen kami untuk mengimplementasikan proses perencanaan yang lebih terkoordinasi dan terpadu bagi perusahaan.

Manajemen serta karyawan perusahaan telah menyatakan komitmen mereka untuk menjalankan rencana strategis Perseroan secara konsisten, demi tercapainya tujuan-tujuan pengembangan usaha kami.

CORPORATE PLANNING AND BUSINESS DEVELOPMENT

2002 Results

Corporate-Planning. The Medco Energi's Corporate-Planning process improved to a more comprehensive and interactive company wide planning systems for the 2003 – 2007 program. The main objectives of the plan are to prepare future direction and priorities including strategic targets or milestone and set-up the Key Performance Indicators (KPIs).

We conducted the Board Priority Setting (BPS) in June 2002, the Management Strategic Planning (MSP) in August 2002, the Tactical Plan and the Annual Work Program and Budget for 2003 during the 4th quarter of 2002. We also plan to schedule in 2003, the quarterly performance review among all business units to monitor the progress of Medco Energi's tactical plan.

The BPS meeting objective was a strategic discussion among the Board members to set-up the policy direction and priorities of the company as well as setting-up the target/milestone during the next 5 to 10 years. In this BPS meeting, the Board advised that company's business direction in the next 5 years are the following :

- E&P business will focus in Indonesia but develop capabilities outside Indonesia
- Pursue business growth in upstream E&P and related E&P business such as power sector
- Aggressive gas monetization programs

The MSP meeting objective was to establish a more detail corporate grand strategy to follow the direction that was agreed at the previous BPS meeting. The grand strategy was set-up into three (3) categories: (i) Business & Finance, (ii) Operational Strategy, and (iii) Organizational & People.

Based on the MSP meeting, each divisional and department prepared their annual tactical plan and annual budget for 2003 and ensure alignment with the corporate's strategic intent. The company's board approved the 2003 work program and budget in December 2002.

During the year, we have successfully acquired five new E&P working areas, secured long term drilling contracts, and optimized the methanol production, and today, one of our main objective is to transform those opportunities into added values, and this is the main reason for our strong commitment to implement a more coordinative and unified planning process for the company.

The Management and employees of the company had made the commitment to implement the Company's strategic plan consistently in order to reach our goals.

Pengembangan Bisnis. Kegiatan Pengembangan bisnis Medco Energi tahun 2002 mencakup pemasaran cadangan gas yang ada dari blok yang dimiliki perusahaan, dan mengakuisisi wilayah kerja baru yang memiliki potensi minyak dan gas bumi tinggi.

Monetisasi Gas. Laporan GCA akhir tahun 2002, menunjukkan bahwa Medco Energi memiliki sejumlah besar cadangan terbukti dan terduga yang berada di blok Senoro-Toili. Untuk memonetisasi cadangan yang ada, Medco Energi menandatangani Nota Kesepakatan (MOU) bersama Pertamina dan Marathon untuk mengembangkan cadangan gas yang ada di wilayah Sulawesi untuk disalurkan pada proyek regasifikasi Baja LNG tidak jauh dari Tijuana, di Meksiko - Baja California. Komplek tersebut yang akan berfungsi penuh tahun 2006 akan memiliki kapasitas untuk melakukan regasifikasi sampai 750 juta kaki kubik LNG per hari untuk memenuhi kebutuhan setempat serta untuk kebutuhan ekspor ke California Selatan.

Para pihak yang menandatangani nota kesepakatan (MOU) tersebut mengharapkan adanya pemboran delineasi tahun ini dan survey seismik untuk membuktikan keberadaan gas tambahan, jika terjadi kelebihan volume di luar permintaan ekspor LNG, kelebihan tersebut dapat dijual ke pabrik petrokimia sebagai GTL (*Gas to Liquid*), DME (*Di-Methyl Ether*), methanol, ammonia, pabrik pupuk dan pasar lokal. Kegiatan penelitian kulit bumi akan dilengkapi dengan rencana pembangunan pabrik LNG dan terminal tidak jauh dari ladang gas Senoro untuk menunjang kegiatan ekspor gas ke Meksiko dan pasar lain di wilayah tersebut.

Akuisisi Minyak dan Gas Bumi. Aset Medco Energi sangat bergantung pada kegiatan eksplorasi yang dilakukan secara agresif serta akuisisi strategis untuk meningkatkan baik cadangan maupun produksi. Eksplorasi yang kami lakukan sampai saat ini terpusat pada daerah-daerah yang memiliki potensi yang sangat tinggi akan ditemukannya minyak dan gas bumi. Di samping itu, Medco Energi juga memperluas wilayah dengan mengadakan akuisisi baru di tahun 2002.

Sepanjang tahun tersebut, Medco Energi melakukan uji kelayakan 20 blok potensial serta mengevaluasi secara teliti 20 blok prospektif lain, yang akhirnya terpilih lima blok dan mengakuisisi blok-blok tersebut dengan biaya sebesar USD 34 juta. Blok-blok tersebut mencakup wilayah yang mengandung minyak dan gas bumi terbaik yang ada di Indonesia seluas 27.000 km persegi. Dua di antaranya merupakan blok yang sudah berproduksi yang berpotensi tinggi untuk meningkatkan produksi yang ada; tiga lainnya berupa blok eksplorasi, dua di antaranya terdapat di darat.

Blok Tuban. Medco Energi menguasai 25% kepemilikan blok Tuban yang sebelumnya dimiliki oleh Ensearch Far East Limited, anak perusahaan Ensearch Exploration Corporation yang berpusat di Amerika Serikat, bulan April tahun 2002. Blok Tuban terletak di darat di propinsi Jawa Timur, mencakup wilayah berprospek tinggi seluas 1.478 km persegi. Pada saat kami melakukan akuisisi, blok tersebut mengandung cadangan terbukti bersih serta terduga sejumlah 17.5 MMBO. Pada akhir tahun 2002, produksi rata-rata blok tersebut mencapai 11.000 BOPD. Di samping cadangan yang

Business Development. Medco Energi's Business Development activities in 2002 included marketing the existing gas reserves from the existing blocks, and acquisitions of new working areas with high potential of oil and gas reserves.

Monetizing Gas. Based on the GCA Report at the end of year 2002, Medco Energi was identified to have a large amount of proved and probable reserves at its Senoro-Toili block. In order to monetize its reserves, Medco Energi signed a Memorandum of Understanding with Pertamina and Marathon to develop its gas resources in Sulawesi area for feed to the Baja LNG regasification project located near Tijuana, in the Mexican State of Baja California. This complex with a potential start-up in 2006 would have a capacity to re-gasify up to 750 million cubic feet per day of LNG for local use as well as for export to Southern California.

The parties to the MOU anticipate further delineation drilling this year and seismic surveys to prove up additional gas, which if in excess of LNG export requirements may be delivered to petrochemical plants such as GTL (Gas to Liquid), DME (Di-Methyl Ether), methanol, ammonia, fertilizer plants and to local markets. The subsurface activities will be complemented by plans to build an LNG plant and terminal near the Senoro gas field in order to export the gas to Mexico and other markets in the region.

Acquisitions of Oil & Gas Assets. Medco Energi continues to rely on aggressive exploration and strategic acquisition to increase both reserves and production. Our exploration to date focuses on areas with the highest potential for significant discoveries. At the same time, Medco Energi is expanding the size of its acreages with new acquisitions in 2002.

During the year, Medco Energi considered the viability of 20 potential blocks and fully evaluated 20 other more prospective blocks, out of which five blocks were finally chosen and acquired for approximately USD 34 million. These blocks cover approximately 27,000 square kilometers of prime oil and gas acreages in Indonesia. Two are producing blocks with high potential to increase production; three are exploratory blocks, two of which are offshore areas.

Tuban Block. Medco Energi acquired a 25% working interest on the Tuban Block which had previously been owned by Ensearch Far East Limited, a subsidiary of the US-based Ensearch Exploration Corporation in April 2002. The Tuban Block is situated onshore in the East Java province, covering a 1,478 square kilometer of highly prospective area. At the time of our acquisition, this block held net proven and probable reserves of some 17.5 MMBO. By year-end 2002, the average production from this block had reached 11,000 BOPD. Aside from existing reserves, we have identified several sites that are potential for exploration drilling.

Asahan Block. In October 2002 Medco Energi acquired a 15% working interest on the Asahan Block from another subsidiary of Ensearch Exploration Corporation, Ensearch Asahan Limited. The block is located offshore of North Sumatra covering an area of some 4,200 square

telah ada, kami mengidentifikasi terdapat sejumlah lokasi yang berpotensi untuk eksplorasi pemboran.

Blok Asahan. Bulan Oktober 2002, Medco Energi menguasai 15% kepemilikan atas blok Asahan dari anak perusahaan lain dari Ensearch Exploration Corporation, yaitu Ensearch Asahan Limited. Blok tersebut terletak di lepas pantai di Sumatra Utara, berdekatan dengan blok milik perusahaan minyak lainnya yang masih memproduksi minyak. Meskipun Blok Asahan saat ini tidak berproduksi, beberapa prospek berkualitas tinggi dapat teridentifikasi dengan jelas, hal itulah yang mendasari keputusan kami untuk melakukan akuisisi.

Blok Rombebai. Pada bulan Oktober 2002, Medco Energi menanamkan modalnya untuk menguasai 80% kepemilikan atas blok yang sangat prospektif dari perusahaan lain yang juga berpusat di Amerika Serikat, Ramu International Company LLC. Blok tersebut terdiri dari wilayah darat seluas 11.590 km persegi di Timur Laut Papua. Pada tahun limapuluhan, pemilik sebelumnya, Dutch Shell Company, telah menggali beberapa sumur gas tanpa melakukan pengujian lanjutan dikarenakan keterbatasan peralatan untuk menangani gas bertekanan tinggi pada saat itu. Satu-satunya sumur yang telah diuji sampai saat ini adalah Niengo-1, menyemburkan gas murni.

Blok Yapen. Blok keempat yang diperoleh oleh Medco Energi tahun 2002 adalah blok Yapen, yang terletak di lepas pantai dengan kedalaman air kurang dari 200 meter, mencakup wilayah seluas hampir 9.500 km persegi, letaknya di sebelah selatan pulau Yapen di bagian timur laut Papua. Mirip dengan Rombebai, blok ini juga memiliki beberapa sumur yang telah dibor yang setelah beberapa pengujian dipastikan membawa kita kepada penemuan baru. Salah satu sumur yang sejauh ini telah kami uji menunjukkan hasil positif keberadaan gas. Dengan melakukan survey seismik 2D yang modern, kami mengidentifikasi beberapa area karang potensial serta beberapa kantong potensial lain.

Blok Lematang. Blok terakhir yang diperoleh tahun 2002 adalah blok Lematang yang sebelumnya dikuasai Amerada Hess dari Inggris. Medco Energi menanamkan modal untuk menguasai 60% saham blok tersebut. Blok Lematang terletak di wilayah darat di Sumatra Selatan, berdekatan dengan Blok South Sumatra Extension milik Perseroan. Blok Lematang memiliki prospek menarik dan telah ada satu sumur kecil yang telah berproduksi, dan terdapat sedikitnya 246 BCF cadangan gas terbukti dan siap untuk dikomersialisasikan. Di samping itu, di dalam blok tersebut terdapat beberapa wilayah yang menarik untuk eksplorasi pemboran.

PRAKIRAAN 2003. Perusahaan akan terus berupaya menghadapi tantangan serta menyambut peluang, dengan melakukan antara lain: memusatkan perhatian pada bisnis inti E&P, mempercepat pengembangan wilayah baru yang berproduksi, meningkatkan rasio penggantian cadangan, memonetisasi cadangan gas, meningkatkan dana tambahan sesuai kebutuhan arus kas, dan meningkatkan kapabilitas organisasi kami. Dan kami melakukan semua hal itu dalam situasi yang sedang berubah. Namun dengan adanya perencanaan yang teliti, panduan yang baik, kami akan mampu menyiapkan organisasi kami secara lebih baik untuk menghadapi tantangan di masa depan.

kilometers, adjacent to an oil producing block of another oil company. Although the Asahan Block is not currently producing, several high quality prospects have been identified which led to our acquisition of the block.

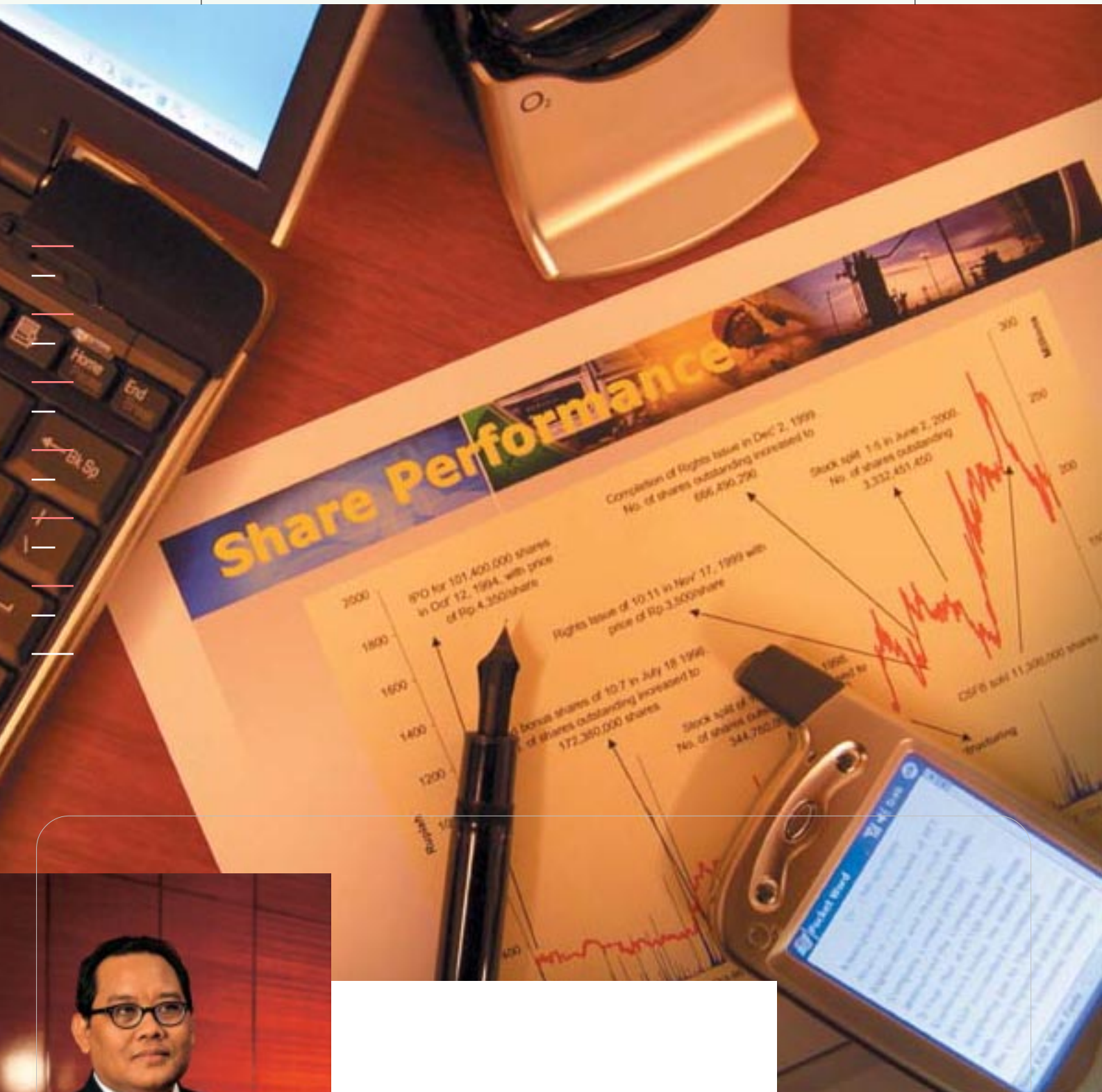
Rombebai Block. In October 2002 Medco Energi farmed in the 80% working interest on a very prospective block from another US-based company, Ramu International Company LLC. The block covers an onshore area of 11,590 sq-km in Northeast Papua. During the fifties, the previous operator, the Dutch Shell Company, had drilled several gas wells without further testing due to limited equipment to handle high-pressure gas at the time. The only well to have been tested to date, the Niengo-1, flowed pure methane gas.

Yapen Block. The fourth block to have been acquired by Medco Energi in 2002 was the Yapen block, an offshore location with water depth of less than 200 meters, covering an area of approximately 9,500 sq-km situated just south of Yapen Island northeast of Papua. Similar to Rombebai, this block has several drilled wells which could lead to discovery upon further testing. One of the wells has so far tested positive for gas. With modern 2D seismic surveys, we have identified a number of potential reef complexes and other entrapments.

Lematang Block. The last block acquired in 2002 was the Lematang Block, previously held by Amerada Hess of the United Kingdom. Medco Energi farmed in a 60% working interest on this block from another UK company. Situated onshore in South Sumatra, adjacent to our own South Sumatra Extension Block, the Lematang Block holds interesting prospects with a small oil well already producing, and at least 246 BCF of certified proven and probable gas reserves ready for commercialization. In addition, the block holds several other prospective sites for exploration drilling.

OUTLOOK FOR 2003. The company will continue to meet serious challenges and opportunities, to note a few; to focus on core business, to accelerate the development of new production areas, to improve our reserves replacement ratio, to monetize our gas reserves, to raise additional fund to meet our cash flow requirements, and also to improve our organizational capabilities. And we have to do all this in a changing environment. By having a sound plan, a good roadmap, we can prepare our organization better in facing future challenges.

KEUANGAN & ADMINISTRASI FINANCE & ADMINISTRATION



Drs. SUGIHARTO, MBA
(Director of Finance and Administration)

PERENCANAAN SUMBER DAYA PERSEROAN

HASIL 2002. Pencapaian yang terpenting di tahun 2002 di bidang Administrasi dan Keuangan tak diragukan lagi adalah penerapan SAP sebagai sistem perencanaan sumber daya yang dipilih oleh Medco Energi untuk mengintegrasikan seluruh pemrosesan informasi yang terdiri dari berbagai macam aplikasi untuk bidang keuangan, pengadaan, perawatan, dan sumber daya manusia yang dipergunakan di dalam kelompok usaha Medco Energi.

Dengan biaya investasi mendekati USD 6 juta, proyek SAP Medco Energi dimulai tahun 2001 dengan dukungan konsultan internasional Ernst & Young, yang bertindak sebagai rekanan dalam proses implementasi sistem tersebut. SAP dipilih atas dasar platform ERP-nya yang luwes dan sudah terbukti, serta digunakan oleh sebagian besar perusahaan minyak dan gas bumi di seluruh dunia. Bagi Medco Energi, penerapan SAP memungkinkan terjadinya pemrosesan bisnis dan administrasi secara luas yang tidak dimungkinkan di masa lalu. Informasi dapat dibagikan secara lebih efektif dan segera bukan hanya secara vertikal di dalam perusahaan namun juga secara horizontal diantara anggota kelompok usaha Medco Energi. Kendali pengadaan serta stok menjadi jauh lebih baik, dan efisiensi operasional diseluruh bagian meningkat.

Mulai tahun 2002, implementasi SAP dilaksanakan secara bertahap yang terbagi dalam beberapa modul. Ada 4 modul utama dalam sistem aplikasi inti, yaitu Konsolidasi Keuangan (*Financial Consolidation/FI/CO*), Pengelolaan Material (*Material Management/MM*), Perawatan Pabrik (*Plant Maintenance/PM*) dan Sumber Daya Manusia (*Human Resource/HR*). PT Exspan Nusantara merupakan perusahaan pertama yang menerapkan sistem SAP secara penuh, dimulai dengan menerapkan FI/CO yang hanya memerlukan waktu lima bulan, kemudian diikuti dengan ketiga modul yang lain sepanjang tahun tersebut.

PRAKIRAAN 2003. Medco Energi adalah perusahaan berikutnya yang menerapkan FI/CO yang dituntaskan menjelang akhir tahun 2002, siap untuk digunakan pada tahun 2003. Begitu secara bertahap platform SAP "live" dalam operasional Medco secara keseluruhan, Perseroan berharap dapat memetik manfaat sistem perencanaan sumber daya terpadu tersebut begitu memasuki tahun 2003.



ENTERPRISE RESOURCE PLANNING

2002 RESULTS. The highlight event of 2002 for Finance and Administration was undoubtedly the implementation of SAP as the enterprise resource planning system chosen by Medco Energi to integrate information processing on a broad range of financial, procurement, maintenance and personnel applications across the Medco Group.

Acquired at an investment cost of approximately USD 6 million, the SAP project of Medco Energi began in 2001 with the help of the international consultant, Ernst & Young, acting as partner in the implementation process. SAP was chosen for its versatile and proven ERP platform that is used widely among oil and gas companies throughout the world. For Medco Energi, the use of SAP provides an integrated business and administrative processing capability on a scope and scale never before achieved. Information can be shared more effectively and instantly not only vertically within a company but horizontally as well across the Group. Procurement and inventory controls are greatly enhanced, and operating efficiency improved across the board.

Starting in 2002, the implementation of SAP is being phased in with modules and companies following one another. There are altogether four modules in the full core application system, namely Financial Consolidation/ (FI/CO), Materials Management (MM), Plant Maintenance (PM) and Human Resources (HR). PT Exspan Nusantara was the first to implement the SAP system in full, starting with the roll-out of FI/CO just five months into the project, followed by the other three modules during the year.

OUTLOOK FOR 2003. Medco Energi was next with the implementation of FI/CO completed just before the close of year, ready for service in 2003. As the entire SAP platform gradually becomes 'live' throughout the Medco Group, the Company expects to be able to reap the benefits of an integrated enterprise resource planning system as early as 2003.

SUMBER DAYA MANUSIA

Pada akhir tahun 2002, Kelompok Usaha Medco Energi mempekerjakan seluruhnya 2.274 orang, yang terdiri dari 1.640 karyawan tetap, 559 karyawan kontrak, 75 tenaga asing. Tenaga keseluruhan termasuk perusahaan induk Medco Energi mempekerjakan 56 orang karyawan, Exspan Nusantara 1.455 orang, Apexindo 384 orang, Medco Methanol Bunyu 332 orang dan Exspan Petrogas Internusa 56 orang.

Tahun 2002, Kelompok Usaha Medco Energi memberikan pensiun kepada 54 orang karyawan serta merekrut 101 karyawan baru. Meningkatnya jumlah karyawan baru yang direkrut sesuai dengan kebutuhan yang timbul akibat perkembangan bisnis perseroan beberapa tahun terakhir, terutama di bidang eksplorasi dan produksi. Tingkat perekrutan karyawan baru masih akan lebih tinggi dibanding karyawan yang di pensiun sampai dengan tahun 2003, baru sesudah melewati tahun 2003 akan terjadi hal yang sebaliknya karyawan yang dipensiunkan akan lebih banyak dibandingkan karyawan baru dengan perbandingan rata-rata 4:1 dalam periode 2003 - 2007.

Kebijakan Medco Energi di bidang sumber daya manusia berfokus pada 4 bidang pengembangan khusus di tahun 2002, yang terdiri dari pengembangan kebijakan umum dan panduan sumber daya manusia, memperkuat aset manusia, peningkatan kemampuan organisasi, dan menanamkan budaya perusahaan Medco Energi.

Memasuki tahun 2003, Perseroan menetapkan kunci indikator kinerja bagi pengembangan sumber daya manusia sepanjang tahun tersebut, yang diharapkan melibatkan beberapa hal berikut:

- Melanjutkan pengembangan kebijakan umum dan panduan sumber daya manusia Perseroan di tujuh bidang pokok
- Profil kompetensi dan jalur pengembangan karir
- Program pendidikan manajemen tingkat lanjut
- Sistem Pengelolaan Manajemen
- Survey tentang Kepuasan Karyawan, pendorong produktivitas, efisiensi proses utama dan audit sumber daya manusia
- Penyelarasan budaya perusahaan dengan visi, misi dan nilai-nilai yang dianut Perseroan

HUMAN RESOURCES DEVELOPMENT

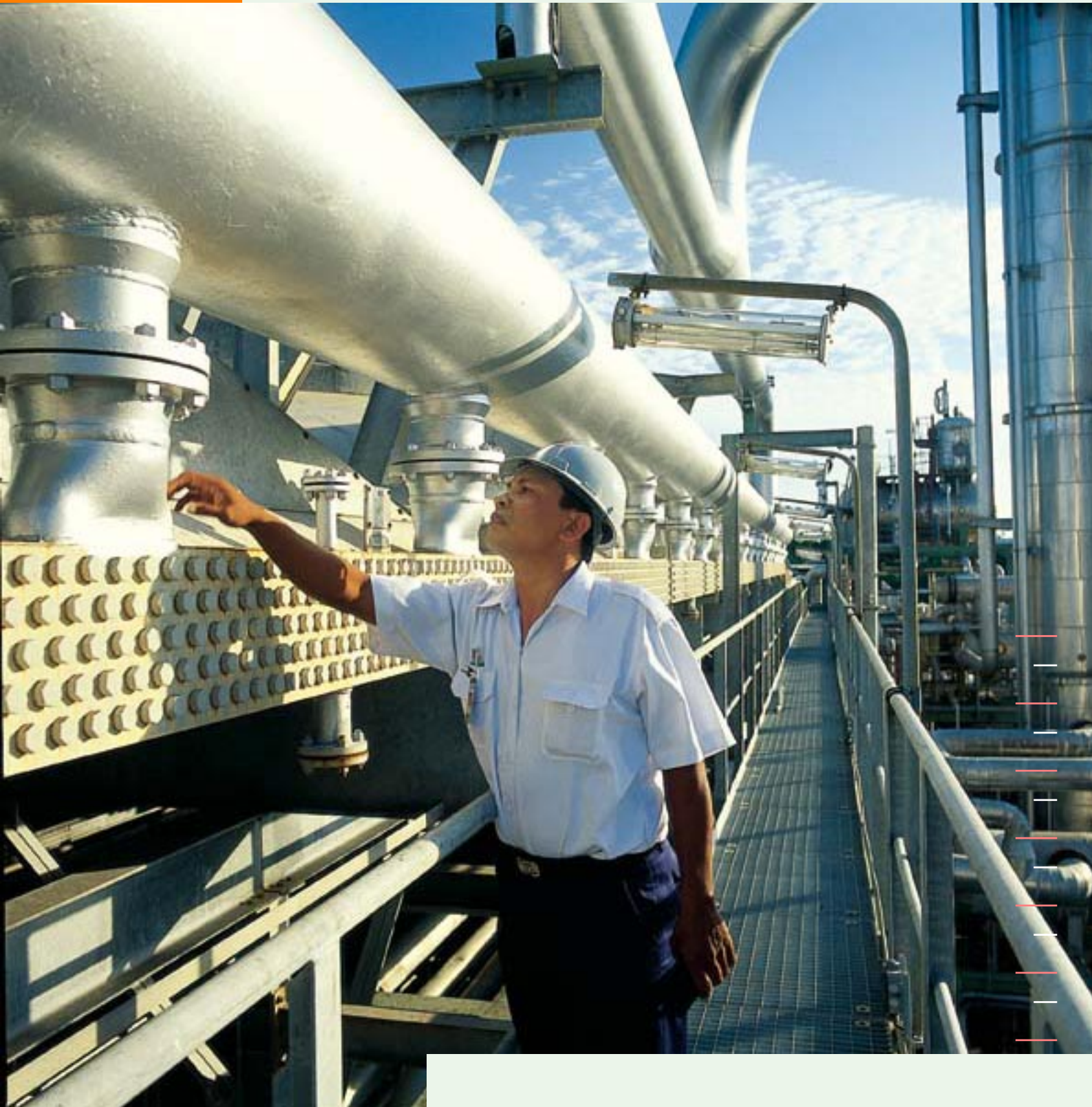
As at year-end 2002, the Medco Energi Group employed a total of 2,274 workers comprising of 1,640 regular employees, 559 direct contract employees, and 75 expatriates. The workforce include 47 personnel of Medco Energi, 1,455 personnel of Exspan Nusantara, 384 personnel of Apexindo, 332 personnel of Medco Methanol Bunyu, and 56 personnel of personnel of Exspan Petrogas Internusa

In 2002, the Medco Energi Group retired 54 personnel and recruited a total of 101 personnel. The higher number of recruitment is consistent with the continuing expansion of the Group's businesses over the past several years, especially exploration and production. The Company expects to hire more people than it retires until the year 2003, after which the trend will reverse itself as retirees will outnumber recruits by an average factor of 4-to-1 between 2003 and 2007.

In terms of human resources policy, Medco Energi focused on four key areas of development in 2002. They comprised the development of the Group's common policies and guidelines on human resources, strengthening of the human capital assets, improvement of organizational capabilities, and cultivation of the Medco Energi corporate culture.

Entering 2003, the Company has set the key performance indicators for human resources development during the year, which are expected to involve the followings:

- Continuation of the development of common policies and guidelines for the Group's human resources in seven key areas
- Competency profiles and career development path
- Advanced management education program
- Performance management system
- Employee satisfaction surveys, productivity benchmarks, key process efficiency and human resources audits
- Alignment of corporate culture with Group vision, mission and values



PEMBAHASAN DAN ANALISA KONDISI KEUANGAN MANAJEMEN MANAGEMENT'S DISCUSSION & ANALYSIS ON FINANCIAL CONDITION

HASIL 2002. Mulai tanggal 1 Januari 2002, Perseroan mengadopsi Pernyataan Standar Akuntansi Keuangan (*Statement of Financial Accounting Standards/PSAK No. 52*) "Mata Uang Pelaporan", yang mengatur perusahaan Indonesia yang menggunakan mata uang selain Rupiah sebagai mata uang pelaporan dan pembukuan. Perseroan telah menentukan US dollar sebagai mata uang fungsional berdasarkan pada indikator harga penjualan, arus kas, dan biaya, sebagaimana diwajibkan oleh PSAK No. 52. Oleh karena itu, sejak tanggal 1 Januari 2002, pembukuan dan penyajian laporan keuangan Perseroan telah dilakukan dalam US Dollar. Sebelum penerapan PSAK 52, pembukuan dan penyajian laporan keuangan Perseroan dilakukan dalam Rupiah. Perubahan tersebut telah disetujui oleh Menteri Keuangan Republik Indonesia dengan SK No. MEI-641/PJ.42/2001 tertanggal 19 Oktober 2001.

Karena sebagian besar pendapatan Perseroan diperoleh dalam mata uang US Dollar, maka setelah perubahan tersebut, posisi mata uang asing dan hasil operasional Perseroan dari tahun ke tahun akan dapat disajikan secara lebih akurat.

Untuk tahun yang berakhir 31 Desember 2002, Medco Energi membukukan pendapatan sebesar USD 420,7 juta dan EBITDA sebesar USD 218,6 juta.

Medco Energi memperoleh sebagian besar pendapatannya dalam U.S Dollar dari penjualan minyak dan gas bumi, jasa kontrak pemboran dan penjualan methanol. Total pendapatan operasional untuk tahun yang berakhir 31 Desember 2002 dan 2001 masing-masing sebesar USD 420,7 juta dan USD 384,8 juta, atau meningkat sebesar 9%. Peningkatan tersebut terutama disebabkan oleh peningkatan pendapatan dari ketiga aktivitas utama yaitu eksplorasi dan produksi, kontrak pemboran dan penjualan methanol.

Untuk tahun yang berakhir tanggal 31 Desember 2002, pendapatan operasional dari penjualan minyak dan gas bumi, kontrak pemboran serta penjualan methanol masing-masing sebesar USD 336,8 juta, USD 52,9 juta dan USD 30,8 juta, yang masing-masing mewakili 80,1%, 12,6% dan 7,3% dari total pendapatan operasional. Sebesar 62,4% dari total pendapatan operasional diperoleh dari produksi minyak di PSC Rimau.

Profitabilitas Medco Energi terutama ditentukan oleh selisih antara harga yang diperoleh untuk minyak mentah dan gas alam yang diproduksi, dan biaya untuk eksplorasi, pengembangan dan produksi hidrokarbon tersebut. Kinerja keuangan Perseroan juga dipengaruhi oleh beberapa variabel eksternal di luar perusahaan dan industri perminyakan, termasuk kondisi politik, ekonomi dan sosial Indonesia.

PENJUALAN DAN PENDAPATAN USAHA BERSIH

MINYAK DAN GAS BUMI. Pendapatan Medco Energi dari penjualan minyak mentah dan gas bumi terutama dipengaruhi oleh volume hak bersih minyak dan gas serta harga jualnya. Menurut ketentuan PSC, hak bersih Medco

2002 RESULTS. 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. Dollars as its functional currency based on sales price, cash flows and expense indicators required by PSAK No. 52. Accordingly, effective January 1, 2002, the Company maintains its books of accounts and presents its financial statements in U.S. Dollars. Prior to the adoption of this PSAK, the Company maintained its books of accounts and presented its financial statements in Rupiah. This change has been approved by 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.

For the year ended December 31, 2002, Medco Energi booked revenues of approximately USD 420.7 million and EBITDA of USD 218.6 million.

Medco Energi derives substantially all of its revenues in U.S. Dollars from sales of crude oil and natural gas, services provided under drilling contracts and sales of methanol. The total operating revenue for the years ended December 31, 2002 and 2001 were USD 420.7 million and USD 384.8 million, respectively. This represents an increase of 9%. Such increase was mainly due to increased revenue from all three of the principal activities of exploration and production, contract drilling and methanol sales.

For the year ended December 31, 2002, operating revenue from oil and gas sales, contract drilling and methanol sales were USD 336.8 million, USD 52.9 million and USD 30.8 million, representing 80.1%, 12.6% and 7.3% of the total operating revenue, respectively. 62.4% of the total operating revenue was generated from oil production from the Rimau PSC.

Medco Energi's profitability is primarily determined by the difference between prices received for crude oil and natural gas produced by it and its costs of finding, developing and producing these hydrocarbons. Its financial performance is also affected by a number of other variables external to it and the petroleum industry, including political, economic and social conditions in Indonesia.

NET SALES AND OPERATING REVENUE

OIL AND GAS. Primarily the net entitlement volume of oil and gas and the prices at which they are sold affects Medco Energi's revenues from sales of crude oil and natural gas. Under the terms of the PSCs, Medco Energi's net entitlement consists of (i) cost recovery and (ii) profit share, net of domestic market obligations.

Energi terdiri dari (i) biaya pemulihan dan (ii) pembagian laba, setelah dikurangi kewajiban untuk pasar domestik.

Seluruh produksi minyak mentah Medco Energi tahun 2002 dijual kepada Pertamina, Mitsui Co. Ltd. (Mitsui), Itochu Petroleum Co. Pte. Ltd. (Itochu), PTT Public Company Limited (PTT), dan BP Oil International Ltd. (BP) dengan harga berdasarkan Indonesian Crude Price-Sumatra Light Crude/Minas (ICP-SLC), dengan penyesuaian tergantung dari kualitas minyak mentah. ICP-SLC adalah nilai tengah rata-rata bulanan dari tiga sumber: (i) dua kali seminggu dari APPI, panel yang terdiri dari produsen, pedagang dan pengilangan internasional, (ii) harian dari RIM, penerbit khusus industri perminyakan dengan fokus 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.

Di bawah Perjanjian PSC, hak bersih minyak mentah Medco Energi dapat dijual kepada pihak ketiga lewat proses lelang. Setelah berakhirnya kontrak penjualan kepada Mitsui pada bulan Maret 2002, hak bersih minyak mentah Medco Energi dijual kepada Itochu di bawah kontrak satu-tahun, di mana Itochu mempunyai hak pertama untuk menolak untuk membeli minyak mentah yang tersedia untuk diekspor yang melebihi kapasitas yang tercantum di dalam kontrak.

Setelah kemenangan Itochu dalam tender yang dilakukan bulan Juli tahun 2002, Medco Energi menandatangani Perjanjian Jual Beli Minyak Mentah (SPA) dengan PTT. Di bawah perjanjian tersebut, PTT mempunyai hak pertama untuk menolak sisa 50% hak bersih Medco Energi dalam satu periode kontrak, dengan harga setara harga tender tertinggi.

Hak bersih minyak mentah Medco Energi meningkat sebesar 20% dari 9,7 MMBbls tahun 2001 menjadi 11,2 MMBbls tahun 2002. Realisasi harga rata-rata minyak per Bbl pada tahun yang berakhir 31 Desember 2002 dan 2001 adalah masing-masing sebesar USD 25.3 dan USD 23.9.

Melalui Exspan, anak perusahaan di bidang eksplorasi dan produksi migas, Medco Energi memiliki kontrak penjualan gas berikut dengan Pertamina: (i) kontrak yang berakhir tahun 2004 untuk memasok 45,0 MMCFD gas bumi (85% diambil atau bayar) dari Extension/Kampar PSC kepada pabrik pupuk milik pemerintah, PT. Pupuk Sriwijaya di Palembang, Sumatra Utara; (ii) kontak yang berakhir tahun 2018 untuk memasok 9.1 MMCFD gas bumi dari Sanga-sanga TAC kepada pembangkit tenaga listrik PLN Tanjung Batu di Kalimantan Timur; dan (iii) kontrak yang berakhir tahun 2007 untuk memasok 30 MMCFD gas bumi (70% diambil atau bayar) dari Tarakan PSC ke pabrik methanol Perseroan di pulau Bunyu, Kalimantan Timur. Kontrak penjualan gas biasanya berjangka panjang dengan harga tetap.

All of Medco Energi's crude oil production in 2002 was sold to Pertamina, Mitsui Co. Ltd. (Mitsui), Itochu Petroleum Co. Pte. Ltd. (Itochu), PTT Public Company Limited (PTT), and BP Oil International Ltd. (BP) at prices based on the Indonesian Crude Price-Sumatra Light Crude/Minas (the "ICP-SLC"), with adjustment depending on the quality of the crude oil. The ICP-SLC is the monthly average of the mean 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 every month.

Under the PSC Arrangement, Medco Energi's net crude entitlement could be sold to a third party through a competitive tender process. Subsequent to the expiration of crude oil sales contract to Mitsui in March 2002, Medco Energi's crude oil entitlement has been sold to Itochu under a one-year contract, under which Itochu has a right of first refusal to purchase crude oil available for export exceeding the contractual volume.

Following the winning of the tender by Itochu, commencing July 2002, Medco Energi entered into a Sales and Purchase Crude Oil Agreement (SPA) with PTT. Under such agreement, PTT also has the right of first refusal to purchase the remaining 50% of Medco Energi's net crude entitlement for a contract period, at a price equal to the highest tender price.

Medco Energi's net oil entitlement increased by 20.2%, from 9.7 MMBbls in 2001 to 11.2 MMBbls in 2002. The average realized price for oil per Bbl for the years ended December 31, 2002 and 2001 were USD 25.3 and USD 23.9, respectively.

Medco Energi through its subsidiary in oil and gas exploration and production, Exspan, has the following gas sales contracts with Pertamina: (i) a contract which expires in 2004 to supply 45.0 MMCFD of gas (85% take or pay) from the Extension/Kampar PSC to the state owned fertilizer plant, PT Pupuk Sriwijaya at Palembang, South Sumatra; (ii) a contract which expires in 2018 to supply 9.1 MMCFD of gas from the Sanga-Sanga TAC to the PLN Tanjung Batu power plant in East Kalimantan; and (iii) a contract which expires in 2007 to supply up to 30 MMCFD of gas (with 70% take or pay) from the Tarakan PSC to the Company's methanol plant in Bunyu island, East Kalimantan. Gas sales contracts are typically long term fixed price contracts.

The realized gas prices per MMBTU for the years ended December 31, 2002 were USD 1.42 for gas sales to Pusri, USD 2.50 to PLN and USD 1.33 to MMB. As most of the natural gas produced by the Company is from gas fields that were discovered while developing oil fields, the costs of developing and operating the gas fields are low.

Harga realisasi gas bumi per MMBTU untuk tahun yang berakhir 31 Desember 2002 adalah USD 1,42 untuk penjualan ke Pusri, USD 2,50 untuk PLN dan USD 1,32 untuk MMB. Karena sebagian besar produksi gas alam Perseroan berasal dari ladang gas yang ditemukan saat mengembangkan ladang minyak, biaya pengembangan serta operasionalnya cukup rendah.

Akibat dari naiknya harga minyak dan peningkatan volume hak bersih, pendapatan Medco Energi dari minyak dan gas bumi meningkat sebesar 12,5% dari USD 299,6 juta tahun 2001 menjadi USD 336,8 juta tahun 2002.

KONTRAK PEMBORAN. Pendapatan Medco Energi dari kontrak pemboran bervariasi sesuai permintaan pemboran dan jasa terkait, yang berpengaruh pada jumlah utilisasi dan sewa harian yang diterima. Permintaan akan anjungan dipengaruhi oleh beberapa faktor di antaranya aktivitas eksplorasi dan produksi migas.

Pendapatan kontrak pemboran diakui pada saat pekerjaan dilakukan. Pada saat diperlukan mobilisasi atau peningkatan anjungan sesuai kontrak, Medco Energi dapat menerima pembayaran kontan untuk mengkompensasi seluruh atau sebagian dari biayanya. Saat sebuah anjungan lepas-pantai dipindahkan ke lokasi lain yang tercantum di dalam kontrak, pendapatan dan biaya mobilisasi yang terjadi diakui sepanjang masa kontrak yang berkaitan. Jika sebuah anjungan dipindahkan di luar kontrak, semua biaya yang timbul akan langsung dipotongkan dari pendapatan. Pembayaran yang diperoleh untuk peningkatan 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 setiap triwulannya tergantung dari jangka waktu pemenuhan kontrak, mobilisasi, jadwal perawatan dan cuaca.

Untuk anjungan darat, pendapatan rata-rata harian untuk tahun yang berakhir 31 Desember 2002 dan 2001 masing-masing sebesar USD 7.469 dan USD 6.185. Sedangkan untuk anjungan lepas pantai, pendapatan rata-rata harian pada tahun yang berakhir 31 Desember 2002 dan 2001 masing-masing sebesar USD 26.321 dan USD 28.181.

Pendapatan Medco Energi dari kontrak pemboran menurun sebesar 7% dari USD 56,9 juta tahun 2001 menjadi USD 52,9 juta tahun 2002, karena menurunnya utilisasi anjungan lepas pantai menjadi 70% di tahun 2002 dibandingkan 100% di tahun 2001, serta menurunnya pendapatan rata-rata harian karena terbakarnya Maera. Penurunan ini dikompensasi oleh peningkatan pendapatan rata-rata harian anjungan darat maupun utilisasi nya, yang naik dari 43% di tahun 2001 menjadi 61% di tahun 2002.

METHANOL. Sejak bulan April 1997, Medco Energi memperoleh pendapatan dari operasional pabrik methanol Bunyu dan penjualan

As a result of increase in oil price and net entitlements, Medco Energi's revenue from oil and gas increased by 12.5% from USD 299.6 million in 2001 to USD 336.8 million in 2002.

CONTRACT DRILLING. Medco Energi's contract drilling revenues vary based upon demand for drilling and related services, which affects the number of days that the rig fleet is utilized and the dayrates received. Demand for drilling rigs is affected by a number of factors including the level of oil and natural gas exploration and production activities.

Revenues from drilling contracts are recognized as work is performed. When mobilization or rig enhancement is required for a contract, Medco Energi may receive a lump-sum payment to offset all or a portion of the cost. When an offshore rig is moved from one market 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. In addition to the impact of dayrates, which increase and decrease with demand, revenues from contract drilling may fluctuate from quarter to quarter due to the timing of contract completions, mobilizations, scheduled maintenance and the weather.

In respect of onshore rigs, the average revenue per day for the years ended December 31, 2002 and 2001 were USD 7,469 and USD 6,185, respectively. In respect of offshore rigs, the average revenue per day for the years ended December 31, 2002 and 2001 were USD 26,321 and USD 28,181, respectively.

Medco Energi's revenue from contract drilling decreased by 7% from USD 56.9 million in 2001 to USD 52.9 million in 2002, due to lower offshore rig utilization rates of 70% in 2002 compared to 100% in 2001 as well as a decline in average offshore daily revenue due to the blowout at Maera. These declines were offset by increase in both utilization rate from 43% in 2001 to 61% in 2002 and average daily revenues of onshore rigs.

METHANOL. Since April 1997, Medco Energi has derived revenues from the operation of the Bunyu methanol plant and sales of methanol. Revenues from sales of methanol are affected by production volume and the prices at which the Company can sell its methanol.

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 realized price per MT for the years 2002 and 2001 were and USD 132.3, and USD 116, respectively.

methanol. Pendapatan dari penjualan methanol dipengaruhi oleh volume produksi dan harga penjualan methanol.

Harga methanol sangat labil dan selama lima 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 untuk tahun 2002 dan 2001 masing-masing sebesar USD 132,3, dan USD 116.

Sekalipun produksi dan penjualan menurun oleh karena penghentian produksi untuk pemeliharaan dan perbaikan pabrik yang lebih lama di tahun 2002, pendapatan methanol meningkat sebesar 8,5% dari USD 28,4 juta tahun 2001 menjadi USD 30,8 juta tahun 2002. Peningkatan penjualan methanol terutama dikarenakan meningkatnya harga rata-rata methanol (f.o.b) sebesar 14%.

BIAYA PENJUALAN & BEBAN LANGSUNG

Jumlah beban langsung Medco Energi meningkat 33,5% dari USD 158,7 juta tahun 2001 menjadi USD 211,8 juta tahun 2002. Peningkatan tersebut disebabkan terutama oleh meningkatnya biaya eksplorasi dan produksi serta biaya penjualan methanol, yang diimbangi sebagian dari berkurangnya biaya kontrak jasa pemboran.

MINYAK DAN GAS. Beban langsung Eksplorasi dan Produksi (E&P) terutama terdiri dari biaya produksi (*lifting expense*), biaya eksplorasi, biaya depresiasi dan amortisasi. Biaya produksi sangat dipengaruhi oleh tingkat produksi, gaji dan upah, serta tunjangan karyawan, kebutuhan dan pasokan, biaya kontrak, biaya perjalanan bisnis, dan biaya jaringan pipa.

Biaya eksplorasi bervariasi tergantung tingkat kegiatan eksplorasi dan tingkat kesuksesan kegiatan yang dijalankan. Biaya depresiasi dan amortisasi timbul dari deplesi biaya pengembangan minyak dan gas yang dikapitalisasi dengan metode unit produksi.

Pada tahun 2002, Perseroan mulai menggunakan perkiraan cadangan dari GCA untuk menghitung depresiasi dan amortisasi, kecuali untuk penghitungan cadangan di Tuban dan Lematang. Pemakaian data cadangan GCA yang berdampak pada menurunnya cadangan terbukti Perseroan, telah mengakibatkan meningkatnya biaya depresiasi dan amortisasi Perseroan.

Antara tahun 1997 dan 2001, menurut data terakhir dari Pertamina, Medco Energi memiliki biaya rata-rata pengembangan dan eksplorasi yang terendah, dan salah satu perusahaan dengan biaya operasional dan produksi terendah diantara operator minyak dan gas bumi di Indonesia.

Untuk tahun 2002, jumlah biaya produksi rata-rata sebesar USD 2,89 per BOE. Biaya rata-rata penemuan dan pengembangan adalah

Despite the decrease in production and sales due to a longer shutdown of the plant for maintenance and repairs in 2002, revenue from methanol sales increased by 8.5% from USD 28.4 million in 2001 to USD 30.8 million in 2002. The increase in the sales of methanol was primarily attributable from increase of the average methanol price (f.o.b) by 14%.

COST OF SALES & DIRECT EXPENSES

Medco Energi's total direct expenses increased by 33.5% from USD 158.7 million in 2001 to USD 211.8 million in 2002. Such increase was primarily due to increases in exploration and production expenses and cost of sales of methanol, which were partially offset by decreases in contract drilling expenses.

OIL AND GAS. Exploration and production ("E&P") direct costs mainly comprise of lifting expenses, exploration expenses, depreciation and amortization expenses. The level of production, salaries and wages, employee benefits, materials and supplies, contract charges, business travel expenses and pipeline fees affects lifting expenses.

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 exploration and development costs are calculated using the unit of production method.

In 2002, the Company began calculating depreciation and amortization using GCA's reserve estimates, except that the Company also counted the Tuban and Lematang reserves excluded from the GCA Report. The adoption of GCA's reserve data and the resulting decrease in the Company's proven reserves has caused an increase in the Company's depreciation and amortization expense.

Between 1997 and 2001, the most recent period for which industry data provided by Pertamina is available, Medco Energi had on average the lowest exploration and development costs, and one of the lowest operation and production costs of any oil and gas operator in Indonesia.

For the year 2002, Medco Energi's average total lifting cost was USD 2.89 per BOE. Its average finding and development cost was USD 2.69 per BOE. Such low costs are achieved through employment of local professionals, the existing infrastructure in place near its producing blocks and the geographic concentration of its oil fields. For the past three years, an average of approximately 12.7% of Medco Energi's total cash direct and operating expenses were denominated in Rupiah. The Company believes that its cost structure allows it to compete effectively even in a low crude oil price environment.

Oil and gas direct expenses increased by 64.1%, from USD 81.1 million in 2001 to USD 133.1 million in 2002. The increase was primarily due to increases in depreciation and amortization expenses, lifting expenses and

sebesar USD 2,69 per BOE. Rendahnya biaya ini dicapai berkat dipekerjakannya tenaga profesional dari dalam negeri, infrastruktur yang dibangun dekat dengan blok produksi dan konsentrasi geografis ladang minyak yang ada. Selama tiga tahun terakhir, sekitar 12,7% jumlah beban langsung dan biaya operasi Medco Energi dicatat dalam denominasi Rupiah. Perseroan yakin struktur biaya yang ada akan memungkinkan Perseroan untuk bersaing secara efektif, bahkan dalam situasi harga minyak yang rendah sekalipun.

Beban langsung minyak dan gas meningkat sebesar 64,1% dari USD 81,1 juta tahun 2001 menjadi USD 133,1 juta tahun 2002. Kenaikan tersebut terutama disebabkan karena meningkatnya biaya depresiasi dan amortisasi, biaya produksi dan biaya eksplorasi. Meningkatnya biaya depresiasi dan amortisasi dari USD 18,8 juta di tahun 2001 menjadi USD 38,3 di tahun 2002 terutama disebabkan karena meningkatnya unit biaya produksi akibat dari diadopsinya data cadangan GCA. Biaya produksi meningkat dari USD 49,9 juta di tahun 2001 menjadi USD 64,9 juta di tahun 2002, terutama disebabkan meningkatnya biaya di blok Tuban (yang saat ini dioperasikan oleh Perseroan) dan meningkatnya biaya ekspor dan biaya sewa jalur perpipaan akibat meningkatnya produksi. Biaya eksplorasi meningkat dari USD 12,3 juta tahun 2001 menjadi USD 29,9 juta tahun 2002, terutama disebabkan adanya biaya atas sumur kering yang dihapuskan, termasuk sumur-sumur di Myanmar.

KONTRAK PEMBORAN. Beban langsung tidak dipengaruhi oleh perubahan biaya sewa harian, maupun fluktuasi utilitasnya. Misalnya, jika sebuah anjungan tidak digunakan untuk satu periode tertentu, Perseroan hanya akan mencatat sedikit penurunan biaya operasional, karena anjungan tersebut umumnya berada dalam kondisi siap pakai dengan awak lengkap. Namun demikian, jika sebuah anjungan memang sudah diperkirakan akan kosong untuk periode yang lebih lama, Medco Energi dapat mengurangi jumlah awak anjungan dan mengambil langkah-langkah lain, sehingga akan menurunkan biaya serta mengurangi dampak negatif terhadap pendapatan operasional akibat berkurangnya pendapatan. Beban langsung juga dapat terpengaruh oleh kemampuan Perseroan untuk dapat merekrut serta melatih karyawan secara memadai untuk mengoperasikan peralatan pemboran. Medco Energi mengelompokkan biaya perbaikan serta perawatan, untuk menjaga, bukannya meningkatkan anjungan sebagai beban langsung.

Biaya langsung pemboran turun sebesar 0,6% dari USD 52,8 juta tahun 2001 menjadi USD 52,5 juta tahun 2002 terutama disebabkan adanya penurunan dalam perbaikan dan perawatan, depresiasi peralatan pemboran, dan biaya sewa, yang diimbangi oleh peningkatan biaya tenaga kerja, *catering* dan asuransi serta biaya lainnya. Biaya perbaikan dan pemeliharaan turun dari USD 10,1 juta di tahun 2001 menjadi USD 7,4 juta di tahun 2002, terutama disebabkan rendahnya utilisasi akibat terbakarnya Maera pada bulan Pebruari 2002. Penurunan biaya depresiasi

exploration expenses. The increase in depreciation and amortization expenses from USD 18.8 million in 2001 to USD 38.3 million in 2002 was primarily due to higher unit of production costs resulting from the decrease of certified reserves following the Company's adoption of GCA's reserve data. Lifting expense increased from USD 49.9 million in 2001 to USD 64.9 million in 2002, primarily due to increased expenses from the Tuban block (which is not operated by the Company) and higher export expenses and pipeline fees from increased production. Exploration expenses increased from USD 12.3 million in 2001 to USD 29.9 million in 2002, primarily as a result of dry hole expenses resulting from the writedown of wells, including those in Myanmar.

CONTRACT DRILLING. Direct expenses are not affected by changes in dayrates, nor are they necessarily significantly affected by fluctuations in utilization. For instance, if a rig is idle for a short period of time, the Company realizes few decreases in expenses since the rig typically is maintained in a ready-to-operate state with a full crew. However, if a rig were expected to be idle for more than a brief period of time, Medco Energi 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. Direct expenses may also be impacted by the Company's ability to successfully hire and train sufficient numbers of employees to operate the Company's drilling equipment. Medco Energi recognizes repair and maintenance expenditures that maintain rather than upgrade rigs as direct expenses.

Direct expenses of drilling operations decreased by 0.6%, from USD 52.8 million in 2001 to USD 52.5 million in 2002 mainly due to decreases in repairs and maintenance, depreciation of property and equipment, and rental costs, partially offset by an increase in expenses from labor, catering and insurance and other expenses. Expenses from repairs and maintenance decreased from USD 10.1 million in 2001 to USD 7.4 million in 2002, primarily as a result of low utilization of Maera following the blowout in February 2002. The decrease in depreciation of property and equipment, from USD 15.0 million in 2001 to USD 13.8 million in 2002, was due to the suspension of Maera's depreciation cost during the period of its repair. The increase in labor cost, from USD 10.6 million in 2001 to USD 12.0 million in 2002, was due to increased recruitment and higher employee related costs in 2002 compared to 2001, primarily as a result of higher onshore rig utilization. Other expenses increased from USD 2.4 million in 2001 to USD 4.6 million in 2002, primarily due to increased expense from services provided by EPI to Exspan Nusantara in addition to basic rig services.

METHANOL. Costs of sales of methanol increased by 5.6%, from USD 24.9 million in 2001 to USD 26.3 million in 2002, primarily as a result of a decrease in methanol inventory, by USD 0.6 million in 2002, as

peralatan pemboran dari USD 15,0 juta tahun 2001 menjadi USD 13,8 juta tahun 2002, dikarenakan penundaan biaya depresiasi Maera pada masa perbaikannya. Peningkatan biaya tenaga kerja dari USD 10,6 juta tahun 2001 menjadi USD 12,0 juta tahun 2002, dikarenakan meningkatnya penerimaan tenaga kerja baru serta meningkatnya biaya yang berhubungan dengan karyawan, terutama akibat lebih tingginya utilisasi anjungan darat. Beban lain-lain meningkat dari USD 2,4 juta tahun 2001 menjadi USD 4,6 juta tahun 2002, terutama disebabkan meningkatnya biaya dari jasa yang disediakan oleh EPI untuk Exspan Nusantara disamping jasa sewa dasar anjungan.

METHANOL. Biaya penjualan methanol meningkat sebesar 5,6% dari USD 24,8 juta tahun 2001 menjadi USD 26,3 juta tahun 2002, terutama akibat penurunan persediaan methanol sebesar USD 0,6 juta tahun 2002 dibandingkan peningkatan persediaan sebesar USD 0,9 juta tahun 2001, sementara biaya langsung adalah USD 25,7 juta tahun 2001 dan 2002.

BIAYA OPERASIONAL

Biaya operasional meningkat sebesar 46,9% dari USD 32,4 juta tahun 2001 menjadi USD 47,6 juta tahun 2002. Peningkatan biaya operasional terutama disebabkan adanya peningkatan tunjangan karyawan, biaya professional, donasi dan biaya lain-lain, yang diimbangi oleh penurunan biaya penjualan. Tunjangan karyawan naik dari USD 2,2 juta tahun 2001 menjadi USD 8,4 juta tahun 2002 akibat meningkatnya pembayaran pensiun. Biaya professional meningkat dari USD 1,6 juta tahun 2001 menjadi USD 7,5 juta tahun 2002 sebagai akibat penawaran perdana (IPO) Apexindo, akuisisi aktiva migas baru dan biaya konsultan sehubungan dengan sistem informasi manajemen baru. Donasi meningkat dari USD 0,2 juta tahun 2001 menjadi USD 1,7 juta tahun 2002 sebagai akibat dari adanya program hubungan masyarakat di wilayah eksplorasi dan produksi. Biaya lain-lain meningkat dari USD 4,1 juta tahun 2001 menjadi USD 6,4 juta tahun 2002, terutama disebabkan adanya diskonto amortisasi *Eurobond* dan biaya lainnya yang terkait, kenaikan biaya transportasi dan pajak. Biaya penjualan menurun dari USD 3,1 juta tahun 2001 menjadi USD 1,1 juta tahun 2002, terutama disebabkan menurunnya perjalanan dinas.

PENDAPATAN (BEBAN) LAIN-LAIN

Beban lain-lain menurun sebesar 105,4%, dari beban sebesar USD 27,9 juta tahun 2001 menjadi pendapatan sebesar USD 1,5 juta di tahun 2002, terutama disebabkan oleh tidak adanya penyisihan piutang ragu-ragu pada pihak yang mempunyai hubungan istimewa di tahun 2002, yang diimbangi oleh meningkatnya biaya bunga dan menurunnya laba selisih kurs. Penyisihan piutang ragu-ragu pada pihak yang mempunyai hubungan istimewa menurun dari sebesar USD 34,5 juta tahun 2001 karena piutang tersebut telah disisihkan secara penuh pada tahun 2001.

compared to an increase of USD 0.9 million in 2001, while direct expense was USD 25.7 million in both 2001 and 2002.

OPERATING EXPENSES

Operating expenses increased by 46.9%, from USD 32.4 million in 2001 to USD 47.6 million in 2002. The increase in operating expenses was mainly attributable to increases in employee benefits, professional fees, donations and other expenses, partially offset by a decrease in selling expenses. Employee benefits increased from USD 2.2 million in 2001 to USD 8.4 million in 2002, as a result of higher pension payments. Professional fees increased from USD 1.6 million in 2001 to USD 7.5 million in 2002 as a result of the initial public offering of Apexindo, the Company's acquisitions of new oil and gas properties and consulting fees relating to new management information systems. Donations increased from USD 0.2 million in 2001 to USD 1.7 million in 2002 as a result of community relations programs relating to exploration and production properties. Other expenses increased from USD 4.1 million in 2001 to USD 6.4 million in 2002, primarily as a result of amortized discount of the Eurobond and other fees and expenses relating to the Eurobond, increased transportation costs and taxes. Selling expenses decreased from USD 3.1 million in 2001 to USD 1.1 million in 2002, mainly due to decreased business travel.

OTHER INCOME (CHARGES)

Other charges decreased by 105.4%, from a charge of USD 27.9 million in 2001 to a gain of USD 1.5 million in 2002, primarily as a result of the absence of an additional provision in 2002 for the doubtful accounts receivable from related parties, which was partially offset by increased interest expense and decreased gain on foreign exchange in 2002. The provision for doubtful accounts receivable from related parties decreased by USD 34.5 million in 2001 because the provision of these accounts receivable was completed in 2001.

INTEREST EXPENSES

Interest expense increased from USD 1.6 million in 2001 to USD 8.1 million in 2002, which was mainly attributable to the interest expense relating to the Existing Notes issued on March 19, 2002. Net foreign exchange gain decreased from a gain of USD 3.3 million in 2001 to a gain of USD 1.7 million in 2002, primarily due to differences arising upon translation of monetary assets and liabilities.

INCOME BEFORE TAX

As a result of the foregoing, income before tax decreased by 1.8%, from USD 165.8 million in 2001 to USD 162.8 million in 2002.

BEBAN BUNGA

Beban bunga meningkat dari USD 1,6 juta tahun 2001 menjadi USD 8,1 juta tahun 2002, yang terutama disebabkan adanya beban bunga atas Obligasi yang dikeluarkan tanggal 19 Maret 2002. Laba selisih kurs bersih turun dari USD 3,3 juta tahun 2002 menjadi USD 1,7 juta tahun 2002, terutama disebabkan adanya selisih yang timbul dari penjabaran aktiva dan kewajiban moneter.

LABA SEBELUM PAJAK

Akibatnya, laba sebelum pajak menurun sebesar 1,8% dari USD 165,8 juta di tahun 2001 menjadi USD 162,8 juta di tahun 2002.

BEBAN PAJAK

Beban pajak turun sebesar 8,7%, dari USD 87,0 juta tahun 2001 menjadi USD 79,4 juta tahun 2002. Penurunan ini terutama disebabkan adanya penurunan laba dari penjualan minyak dan gas karena meningkatnya biaya, sehingga menyebabkan turunnya pendapatan kena pajak.

LABA BERSIH

Berdasarkan hasil di atas, laba bersih meningkat sebesar 7,5% dari USD 78,19 juta pada tahun 2001 menjadi USD 84,14 juta pada tahun 2002.

JUMLAH AKTIVA

Jumlah aktiva meningkat sebesar 37% dari USD 548,7 juta pada tahun 2001 menjadi USD 753,0 juta pada tahun 2002 terutama karena adanya penambahan *swamp barge rig* Raisa dan *upgrade* dari *swamp barge* Maera, ditambah dengan aset migas dari hasil migas 2002 terutama dari Blok Tuban yang sudah berproduksi.

JUMLAH KEWAJIBAN

Jumlah kewajiban meningkat sebesar 187% dari USD 81,7 juta pada tahun 2001 menjadi USD 234,9 juta pada tahun 2002 terutama karena adanya penerbitan *Eurobond* sebesar USD 100 juta.

EKUITAS

Ekuitas meningkat sebesar 9% dari USD 444,0 juta pada tahun 2001 menjadi USD 484,5 juta pada tahun 2002 karena menguatnya nilai Rupiah.

LIKUIDITAS DAN CADANGAN MODAL

Secara historis, kebutuhan dana untuk operasional, belanja modal serta modal kerja diperoleh dari arus kas yang berasal dari operasi serta dari pinjaman jangka pendek dan jangka panjang yang diperoleh. Pada tahun 2002, kas dari aktivitas operasional meningkat sebesar 34,5% dibandingkan tahun 2001. Peningkatan ini disebabkan oleh meningkatnya pendapatan perseroan biaya depresiasi non-kas yang lebih tinggi serta peningkatan pos hutang usaha dan biaya yang masih harus dibayar pada tahun 2002.

TAX EXPENSE

Tax expense decreased by 8.7%, from USD 87.0 million in 2001 to USD 79.4 million in 2002. Such decrease was mainly attributable to decreased profit share in oil and gas sales due to higher costs, resulting in lower taxable income.

NET INCOME

As a result of the foregoing, net income increased by 7.5% from USD 78.2 million in 2001 to USD 81.1 million in 2002.

TOTAL ASSETS

Total assets increased by 37% from USD 548.7 million in 2001 to USD 735.0 million in 2002 was due to additional construction of swamp barge rig Raisa and upgrade of swamp barge Maera, as well as from oil and gas results in 2002 particularly from Tuban Block which has started producing.

TOTAL LIABILITIES

As a result of the foregoing, total liabilities increased by 187% from USD 81.7 million in 2001 to USD 234.9 million in 2002 due to the issue of USD 100 million 'Eurobond'.

EQUITIES

As a result of the foregoing, equities increased by 9% from USD 444.0 million in 2001 to USD 484.5 million in 2002 due to the firm stability of Rupiah value.

LIQUIDITY AND CAPITAL RESOURCES

Historically, the Company's operations, capital expenditures and working capital requirements have been funded from cash generated from operations and from borrowings, both short-term and long-term. During 2002, the Company's cash generated from operations increased by 34.5% as compared to 2001. The increase in cash generated from operations in 2002 compared to 2001, was due to higher net sales and operating revenue, non-cash depreciation expenses and an increase in accounts payables and accrued expenses in 2002.

Capital expenditure in 2002 was USD 165.9 million. Such expenditure primarily related to development expenditure within the production blocks, particularly in relation to the Rimau block, as well as expenditures for the construction of two new rigs (Yani and Raissa) and refurbishment of the Maera rig by Apexindo. In addition, the Company spent USD 33.3 million to acquire interests in new oil and gas fields. Capital expenditures and acquisitions in 2002 were funded from cash from operations and proceeds from the Eurobond.

Belanja modal pada tahun 2002 mencapai USD 165,9 juta. Pengeluaran tersebut terutama berkaitan dengan biaya pengembangan pada blok produksi, terutama pada blok Rimau, serta biaya pembangunan dua anjungan baru (Yani dan Raissa) dan perbaikan anjungan Maera oleh Apexindo. Selain itu, Perseroan membelanjakan USD 33,3 juta untuk akuisisi wilayah kerja di ladang migas baru. Belanja modal dan akuisisi di tahun 2002 dibiayai dari kas yang berasal dari operasi serta hasil dari penerbitan *Eurobond*.

PRAKIRAAN 2003. Perseroan telah menganggarkan pengeluaran belanja modal untuk ketiga unit usaha yang ada.

Di samping pengeluaran untuk pengembangan dan eksplorasi yang telah dianggarkan sehubungan dengan aktiva minyak dan gas Perseroan seperti dijelaskan di atas, Perseroan dapat melakukan belanja modal serta investasi tambahan sesuai dengan strategi bisnis yang ditetapkan. Misalnya, jumlah yang telah dianggarkan di atas belum mencakup investasi untuk usaha-usaha hilir ataupun akuisisi aktiva minyak dan gas bumi.

Kemampuan Perseroan untuk mempertahankan dan meningkatkan pendapatan, laba bersih serta arus kas bergantung kepada pengeluaran pembelanjaan barang modal. Perseroan menyesuaikan anggaran belanja modal dan investasinya secara berkala berdasarkan kondisi pasar. Rencana belanja modal dipengaruhi oleh berbagai risiko, kontinjensi dan faktor-faktor lain, yang sebagian berada di luar kendali Perseroan. Oleh karena itu, aktivitas belanja modal serta investasi Perseroan di masa mendatang dapat menyimpang dari jumlah-jumlah yang telah direncanakan saat ini dengan perbedaan yang besar.

FAKTOR RISIKO

KETIDAKPASTIAN HARGA MINYAK. Pendapatan Perseroan sangat terpengaruh oleh gejolak harga minyak. Pada tahun 2002, sekitar 80% penjualan bersih Perseroan diperoleh dari produksi minyak dan gas bumi. Perseroan menjual produksi minyak mentahnya berdasarkan *Indonesian Crude Price - Sumatra Light Crude/Minas (ICP-SLC)* dengan premium atau potongan harga tertentu bergantung pada kualitas minyak mentah. 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, dipengaruhi oleh kondisi ekonomi dan politik global, serta oleh kegiatan Organisasi Negara Pengekspor Minyak (OPEC). Nilai dari cadangan migas, pendapatan, arus kas dan ketersediaan sumber pendanaan sangat dipengaruhi oleh pergerakan harga minyak.

KEBUTUHAN MODAL. Minyak dan gas bumi merupakan sumber daya yang tidak dapat diperbaharui. Untuk memastikan operasional yang

Outlook 2003. The Company has budgeted capital expenditures for the three business units.

In addition to the budgeted development and exploration expenditures relating to the Company's oil and gas properties described above, the Company may make additional capital expenditures and investments in these periods consistent with its business strategy. For example, 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 market conditions. Its capital expenditure plans are subject to a number of risks, contingencies and other factors, some of which are beyond the Company's control. Therefore the Company's actual future capital expenditures and investments are likely to be different from its current planned amounts, and such differences may be significant.

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.

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

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 modal dalam jumlah signifikan. Perseroan mengharapkan proyek minyak dan gas bumi yang saat ini sedang dikembangkan dapat meningkatkan arus kas Perseroan. Jika proyek-proyek tersebut 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 arus kas dari operasional akan selalu tersedia atau memadai untuk memenuhi kebutuhan tersebut. Ketidakmampuan Perseroan untuk mendapatkan modal yang cukup untuk mendanai operasional serta pengembangan masa depan dapat berdampak pada kondisi keuangan, hasil operasional maupun prospek Perseroan.

RISIKO EKSPLORASI. Eksplorasi merupakan kegiatan berisiko tinggi. Ketidakberhasilan eksplorasi mengakibatkan Perseroan tidak memiliki cadangan tambahan serta harus membebankan seluruh biaya eksplorasi pada periode berlangsungnya eksplorasi, yang akan sangat mempengaruhi laba. Pada tahun 2002, Perseroan membukukan biaya eksplorasi sebesar USD 29,9 juta, naik dari tahun 2001 sebesar USD 12,3 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 diperbaharui 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, bagi keperluan pelaporan mulai tahun 2002. Angka cadangan yang diberikan digunakan untuk menghitung depresiasi aset minyak dan gas bumi. Karena angka tersebut lebih rendah dari perkiraan internal Perseroan, maka terjadi peningkatan tajam pada pos biaya depresiasi dan amortisasi. Biaya depresiasi dan amortisasi meningkat menjadi USD 38,3 juta tahun 2002, dari USD 18,8 juta di tahun 2001.

KONSENTRASI ASET. Pada bulan Januari 2003, sekitar 63% dari cadangan minyak terbukti Perseroan terletak di wilayah kontrak Rimau PSC, yang menyumbangkan hampir 85% dari total produksi minyak Perseroan tahun 2002. Konsentrasi cadangan minyak mentah Perseroan di wilayah kontrak Rimau PSC memberikan risiko terhadap Perseroan dari berbagai perkembangan yang dapat mempengaruhi pengembangan dan produksi minyak mentah di wilayah geografis terbatas, seperti kerusakan pada pipa saluran atau tangki penyimpanan.

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 2002, the Company recorded USD 29.9 million of exploration expenses, up from USD 12.3 million in 2001.

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 rose to USD 38.3 million in 2002, up from USD 18.8 million in 2001.

CONCENTRATION OF ASSETS. As of January 2003, approximately 63% of the Company's total proved crude oil reserves were located in the Rimau PSC contract area. This area contributed approximately 85% of the Company's total oil production in 2002. The concentration of the Company's crude oil 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. 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

RISIKO KONTRAK PENGEBORAN. Usaha kontrak pemboran secara historis memiliki ketidakpastian khususnya pemboran darat, karena kontrak yang terjadi hanya untuk jangka pendek. Kontrak pemboran lepas pantai biasanya jangka panjang. Permintaan dan pasokan di sektor 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 tarif sewa akan meningkat. Hal sebaliknya terjadi jika harga minyak rendah. Kontrak pemboran biasanya diberikan setelah melewati proses tender yang sangat ketat di mana harga menjadi faktor utama. Kontrak tersebut dapat diperpanjang tanpa ada jaminan bahwa persyaratan dalam kontrak perpanjangan akan tetap sama atau sesuai dengan harapan Perseroan. Bisnis kontrak pemboran memberikan kontribusi sebesar 10% dari total penjualan bersih Perseroan tahun 2002.

RISIKO POLITIS 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 hukum 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 berpengaruh terhadap Perseroan.

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 10% of the Company's net sales in 2002.

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.

TANGGUNG JAWAB PELAPORAN KEUANGAN RESPONSIBILITY FOR FINANCIAL REPORTING

Laporan keuangan konsolidasi PT Medco Energi Internasional Tbk untuk tahun-tahun yang berakhir pada 31 Desember 2002, 2001 dan 2000 telah dibuat dan merupakan tanggung jawab Manajemen. Laporan keuangan disusun sesuai dengan prinsip-prinsip akuntansi yang berlaku umum 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.

Auditor internal melaporkan temuannya kepada Komite Audit sebagai bahan pertimbangan dalam memberikan persetujuan laporan konsolidasi untuk dilaporkan kepada para pemegang saham.

Laporan Keuangan Konsolidasi Medco Energi telah diaudit oleh Hans Tuanakotta & Mustofa (afiliasi Deloitte Touche Tohmatsu), sebuah kantor akuntan independen yang diusulkan Komisaris dan Direksi dan telah disetujui para pemegang saham dalam Rapat Umum Pemegang Saham Tahunan tanggal 7 Mei 2002.

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 telah dilakukan dan dibukukan dengan benar.

The consolidated financial statements of PT Medco Energi Internasional Tbk for the years ended on December 31, 2002, 2001 and 2000 were prepared by and under the responsibility of management. These financial statements conform to the Indonesian Generally Accepted Accounting Principles (Indonesian 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.

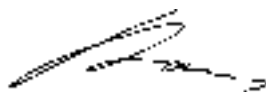
The Internal Auditor reports and its findings to the Audit Committee, notably for consideration in approving the consolidated financial statements for issuance to shareholders.

Medco Energi's consolidated financial statements have been audited by Hans Tuanakotta & Mustofa, independent auditors as proposed by the Board of Commissioners and the Board of Directors and approved by the shareholders at the Annual Shareholders' Meeting on May 7, 2002.

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 transactions were executed and recorded correctly.

Jakarta, 24 April 2003

DIREKSI BOARD OF DIRECTORS

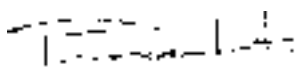


Ir. Hilmi Panigoro, MSc

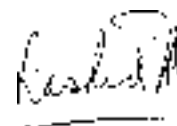
Direktur Utama/President Director



Drs. Sugiharto, MBA
Direktur/Director



Peerachatt Pinprayong, BSc, MA, MBA
Direktur/Director



Rashid I. Mangunkusumo, BSc, MEng
Direktur/Director

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 2002,
2001 DAN 2000/
*FOR THE YEARS ENDED DECEMBER 31, 2002, 2001 AND 2000***

**DAN LAPORAN AUDITOR INDEPENDEN /
*AND INDEPENDENT AUDITORS' REPORT***

Laporan Auditor Independen

No. 220403 MEI LSW 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 2002, 2001 dan 2000, 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 Exspan Myanmar (L) Inc., Exspan Cumi-Cumi (L) Inc., Medco Lematang Ltd. dan Medco International Venture Ltd., untuk tahun-tahun yang berakhir 31 Desember 2002, 2001 dan 2000, yang laporan keuangannya menyajikan jumlah aktiva masing-masing sebesar 1,5%, 2,7%, dan 2,5% dari jumlah aktiva konsolidasi pada tanggal 31 Desember 2002, 2001 dan 2000. Kami juga tidak mengaudit laporan keuangan perusahaan asosiasi, Mesa Drilling Inc., untuk tahun yang berakhir 31 Desember 2002 dan periode tujuh bulan yang berakhir 31 Desember 2001, serta Probe Technology Services, Inc. (Probe), untuk tahun-tahun yang berakhir 31 Desember 2002, 2001 dan 2000, yang dipertanggungjawabkan dengan metode ekuitas. Jumlah investasi saham pada perusahaan-perusahaan asosiasi tersebut mencerminkan masing-masing 0,4%, 0,6% dan 0,2% dari jumlah aktiva konsolidasi Perusahaan pada tanggal 31 Desember 2002, 2001 dan 2000, dan jumlah bagian Perusahaan atas rugi bersih perusahaan asosiasi mencerminkan masing-masing 1,3%, 0,3% dan 0,2% dari jumlah laba bersih konsolidasi. 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.

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 memberikan dasar memadai untuk menyatakan pendapat.

Independent Auditors' Report

No. 220403 MEI LSW 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, 2002, 2001 and 2000, 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 Exspan Myanmar (L), Inc., Exspan Cumi-Cumi (L) Inc., Medco Lematang Ltd. and Medco International Venture Ltd., for the years ended December 31, 2002, 2001 and 2000, which statements reflect total assets constituting 1.5%, 2.7% and 2.5%, respectively, of the consolidated total assets as of December 31, 2002, 2001 and 2000. We also did not audit the financial statements of associated companies, Mesa Drilling Inc. for the year ended December 31, 2002 and seven months ended December 31, 2001, and Probe Technology Services, Inc. (Probe) for the years ended December 31, 2002, 2001 and 2000, 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 constitutes 0.4%, 0.6% and 0.2% of the consolidated total assets as of December 31, 2002, 2001 and 2000, respectively, and the Company's equity in the net loss of such associated companies for the respective periods constituted 1.3%, 0.3% and 0.2%, respectively, of the consolidated total net income. 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 included for those subsidiaries and associated companies, is based solely on the reports of such other auditors.

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.

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 2002, 2001 dan 2000, 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 3 atas laporan keuangan konsolidasi, pada tahun 2002, Perusahaan dan anak perusahaan mengubah mata uang pelaporannya dari Rupiah menjadi U.S. Dollar dan menyajikan kembali laporan keuangan konsolidasi untuk tahun-tahun yang berakhir 31 Desember 2001 dan 2000.

Sebagaimana dijelaskan dalam Catatan 14 atas laporan keuangan konsolidasi, kuantitas cadangan minyak dan gas bumi anak perusahaan dihitung berdasarkan estimasi dengan menggunakan informasi yang tersedia saat evaluasi dilakukan. Estimasi tersebut dapat berubah jika tersedia informasi baru dimasa yang akan datang. Terdapat berbagai ketidakpastian yang melekat dalam mengestimasi cadangan minyak dan gas bumi, termasuk faktor-faktor yang berada di luar kendali anak perusahaan.

Sebagaimana dijelaskan dalam Catatan 35 dan 43 atas laporan keuangan konsolidasi, Perusahaan dan anak perusahaan melakukan transaksi-transaksi yang mengandung benturan kepentingan dengan pihak yang mempunyai hubungan istimewa sebagaimana dimaksud dalam Peraturan Badan Pengawas Pasar Modal (Bapepam) No. IX.E.1 tentang Benturan Kepentingan Transaksi Tertentu, dan merupakan transaksi material sebagaimana dimaksud dalam Peraturan Bapepam No. IX.E.2 tentang Transaksi Material dan Perubahan Kegiatan Usaha Utama. Transaksi-transaksi ini sedang dalam proses persetujuan dari pemegang saham independen sebagaimana disyaratkan oleh Peraturan Bapepam.

Catatan 41 atas laporan keuangan konsolidasi berisi pengungkapan dampak kondisi ekonomi Indonesia terhadap kegiatan usaha Perusahaan dan anak perusahaan. Laporan keuangan konsolidasi terlampir mencakup dampak kondisi ekonomi tersebut sepanjang hal itu dapat ditentukan dan diperkirakan.

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, 2002, 2001 and 2000 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.

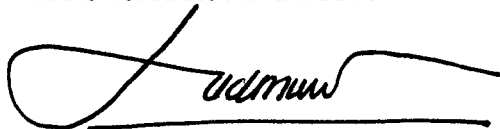
As discussed in Note 3 to the consolidated financial statements, in 2002, the Company changed its reporting currency from Rupiah to US Dollar and restated the consolidated financial statements for the years ended December 31, 2001 and 2000.

As discussed in Note 14 to the consolidated financial statements, the subsidiaries' oil and gas reserve quantities were calculated based on estimates using currently available information at the time of such evaluation. Such estimates are subject to change as future information becomes available. There are numerous uncertainties inherent in estimating natural oil and gas reserves, including many factors beyond the control of the Company's subsidiaries.

As discussed in Notes 35 and 43 to the consolidated financial statements, the Company and its subsidiaries had certain transactions which maybe construed as a conflict of interest between the Company and related parties based on Capital Market Supervisory Agency (Bapepam) regulation No. IX.E.1 concerning Certain Conflict of Interest Transaction, and represent material transactions based on Bapepam regulation No. IX.E.2 concerning Material Transaction and Change of Main Business Activity. These transactions are pending approval from the independent shareholders as required by Bapepam Regulations.

Note 41 to the consolidated financial statements includes a summary of the effects the economic condition in Indonesia has had on the Company and its subsidiaries' operations. The accompanying consolidated financial statements include the effects of the economic condition to the extent they can be determined and estimated.

HANS TUANAKOTTA & MUSTOFA



Ludovicus Sensi W. SE, MM, BAP
Izin/License No. 99.1.0705

22 April/April 22, 2003

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.

		2002	2001	2000	
	Catatan/ Notes	US\$	(Setelah disajikan kembali / As restated Catatan/ Note 3) US\$	(Setelah disajikan kembali / As restated Catatan/ Note 3) US\$	
AKTIVA					ASSETS
AKTIVA LANCAR					CURRENT ASSETS
Kas dan setara kas	2f,4	74,969,006	55,324,026	66,825,567	Cash and cash equivalents
Investasi sementara	2g,5	3,042,200	1,448,315	1,849,784	Temporary investments
Piutang usaha pada pihak ketiga - setelah dikurangi penyisihan piutang ragu-ragu sebesar US\$ 1.359.799 tahun 2002, US\$ 1.629.766 tahun 2001 dan US\$ 1.075.415 tahun 2000	2h,6	74,413,937	65,682,474	65,074,423	Trade accounts receivable from third parties - net of allowance for doubtful accounts of US\$ 1,359,799 in 2002, US\$ 1,629,766 in 2001 and US\$ 1,075,415 in 2000
Piutang lain-lain	7	38,134,308	17,605,083	14,026,415	Other accounts receivable
Persediaan	2i,8	34,064,683	26,182,368	19,308,236	Inventories
Pajak dibayar di muka	2s,9,31	16,501,292	8,756,938	4,364,335	Prepaid taxes
Biaya dibayar di muka	2j	3,081,166	831,645	756,378	Prepaid expenses
Jumlah Aktiva Lancar		<u>244,206,592</u>	<u>175,830,849</u>	<u>172,205,138</u>	Total Current Assets
AKTIVA TIDAK LANCAR					NONCURRENT ASSETS
Rekening bank yang dibatasi penggunaannya	10,20	3,966,256	1,089,258	333,370	Restricted cash in banks
Piutang pada pihak yang mempunyai hubungan istimewa - setelah dikurangi penyisihan piutang ragu-ragu sebesar US\$ 87.087.109 tahun 2002 dan 2001 US\$ 52.578.310 tahun 2000	2h,11	1,969,972	1,514,652	35,608,403	Accounts receivable from related parties - net of allowance for doubtful accounts of US\$ 87,087,109 in 2002 and 2001 and US\$ 52,578,310 in 2000
Aktiva pajak tangguhan - bersih	2s,31	128,590	120,133	678,839	Deferred tax assets - net
Investasi saham	2g,12	3,015,803	3,544,313	784,524	Investments in shares of stock
Aktiva tetap - setelah dikurangi akumulasi penyusutan sebesar US\$ 158.815.210 tahun 2002, US\$ 146.712.934 tahun 2001 dan US\$ 138.251.553 tahun 2000	2k,13,30	205,596,778	122,755,364	90,023,230	Property and equipment - net of accumulated depreciation of US\$ 158,815,210 in 2002, US\$ 146,712,934 in 2001 and US\$ 138,251,553 in 2000
Aktiva minyak dan gas bumi - setelah dikurangi akumulasi penyusutan dan amortisasi sebesar US\$ 164.969.111 tahun 2002, US\$ 112.880.308 tahun 2001 dan US\$ 92.245.372 tahun 2000	2l,14	286,028,109	241,029,425	206,688,253	Oil and gas properties - net of accumulated depreciation and amortization of US\$ 164,969,111 in 2002, US\$ 112,880,308 in 2001 and US\$ 92,245,372 in 2000
Aktiva lain-lain	2m,15	8,139,794	2,904,007	2,391,599	Other assets
Jumlah Aktiva Tidak Lancar		<u>508,845,302</u>	<u>372,957,152</u>	<u>336,508,218</u>	Total Noncurrent Assets
JUMLAH AKTIVA		<u><u>753,051,894</u></u>	<u><u>548,788,001</u></u>	<u><u>508,713,356</u></u>	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.

		2002	2001	2000	
	Catatan/ Notes	US\$	(Setelah disajikan kembali / As restated Catatan/ Note 3) US\$	(Setelah disajikan kembali / As restated Catatan/ Note 3) US\$	
KEWAJIBAN DAN EKUITAS					LIABILITIES AND EQUITY
KEWAJIBAN LANCAR					CURRENT LIABILITIES
Hutang usaha	16,35				Trade accounts payable
Pihak yang mempunyai hubungan istimewa		334,712	273,204	1,964,999	Related parties
Pihak ketiga		49,726,626	27,354,210	29,509,875	Third parties
Hutang lain-lain	17	9,869,367	10,151,496	10,850,197	Other accounts payable
Hutang pajak	2s,18	16,398,314	12,550,713	10,587,444	Taxes payable
Biaya yang masih harus dibayar	2r,19	39,841,083	4,743,868	2,805,993	Accrued expenses
Hutang jangka panjang yang jatuh tempo dalam waktu satu tahun	20	2,499,920	5,032,439	4,616,400	Current maturities of long-term loans
Jumlah Kewajiban Lancar		118,670,022	60,105,930	60,334,908	Total Current Liabilities
KEWAJIBAN TIDAK LANCAR					NONCURRENT LIABILITIES
Kewajiban pajak tangguhan - bersih	2s,31	15,223,495	9,567,902	5,340,469	Deferred tax liabilities - net
Hutang pajak jangka panjang - setelah dikurangi bagian yang jatuh tempo dalam waktu satu tahun	18	3,578,430	4,616,020	-	Long-term tax payable - net of current maturity
Hutang jangka panjang - setelah dikurangi bagian yang jatuh tempo dalam waktu satu tahun	20	-	5,922,440	10,955,440	Long-term loans - net of current maturity
Wesel bayar jangka panjang	2n,21	96,227,644	-	21,719,873	Long-term notes payable
Keuntungan yang ditangguhkan atas pertukaran aktiva bukan moneter	2o	1,252,215	1,541,188	-	Deferred gain on exchange of nonmonetary assets
Jumlah Kewajiban Tidak Lancar		116,281,784	21,647,550	38,015,782	Total Noncurrent Liabilities
GOODWILL NEGATIF	2c,22	6,415,668	5,547,251	5,949,384	NEGATIVE GOODWILL
HAK MINORITAS ATAS AKTIVA BERSIH ANAK PERUSAHAAN	23	27,126,294	17,415,655	12,428,378	MINORITY INTERESTS IN NET ASSETS OF SUBSIDIARIES
EKUITAS					EQUITY
Modal saham - Nilai nominal per saham sebesar Rp 100 tahun 2002, 2001 dan 2000					Capital stock - par value per share of Rp 100 in 2002, 2001 and 2000
Modal dasar - sebesar 4.000.000.000 saham tahun 2002, 2001 dan 2000					Authorized - 4,000,000,000 shares in 2002, 2001 and 2000
Modal ditempatkan dan disetor 3.104.252.950 saham tahun 2002 (setelah dikurangi 228.198.500 saham treasury), 3.143.968.450 saham tahun 2001 (setelah dikurangi 188.483.000 saham treasury) dan 3.319.089.950 saham tahun 2000 (setelah dikurangi 13.361.500 saham treasury)	2p,24	94,227,642	95,433,180	100,748,884	Subscribed and paid up - 3,104,252,950 shares in 2002 (net of 228,198,500 treasury stock), 3,143,968,450 shares in 2001 (net of 188,483,000 treasury stock) and 3,319,089,950 shares in 2000 (net of 13,361,500 treasury stock)
Tambahan modal disetor	25	113,068,224	115,773,248	131,387,654	Additional paid-in capital
Selisih penilaian kembali aktiva tetap	2k,13	99,597	99,597	99,597	Revaluation increment in property and equipment
Selisih transaksi perubahan ekuitas anak perusahaan	2g, 26	29,673,178	29,164,203	1,880,325	Difference due to change in equity of subsidiaries
Selisih kurs karena penjabaran laporan keuangan	2d	8,592	(32,057)	(38,884)	Translation adjustments
Saldo laba					Retained earnings
Ditentukan penggunaannya		6,492,210	6,492,210	-	Appropriated
Tidak ditentukan penggunaannya		240,988,683	197,141,234	157,907,328	Unappropriated
Jumlah Ekuitas		484,558,126	444,071,615	391,984,904	Total Equity
JUMLAH KEWAJIBAN DAN EKUITAS		753,051,894	548,788,001	508,713,356	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.

		2002	2001	2000	
	Catatan/ Notes	US\$	(Setelah disajikan kembali / As restated Catatan/ Note 3) US\$	(Setelah disajikan kembali / As restated Catatan/ Note 3) US\$	
PENJUALAN DAN PENDAPATAN USAHA BERSIH	2q,27	420,717,522	384,848,921	349,841,844	NET SALES AND OPERATING REVENUES
BEBAN PENJUALAN DAN BEBAN LANGSUNG	2q,28	211,839,526	158,775,644	151,534,937	COST OF SALES AND DIRECT EXPENSES
LABA KOTOR		208,877,996	226,073,277	198,306,907	GROSS PROFIT
BEBAN USAHA	2q,29				OPERATING EXPENSES
Umum dan administrasi		46,431,940	29,310,598	33,117,236	General and administrative
Pemasaran		1,128,454	3,111,343	1,617,275	Selling
Jumlah Beban Usaha		47,560,394	32,421,941	34,734,511	Total Operating Expenses
LABA USAHA		161,317,602	193,651,336	163,572,396	INCOME FROM OPERATIONS
PENGHASILAN (BEBAN) LAIN-LAIN					OTHER INCOME (CHARGES)
Keuntungan atas klaim asuransi	30	5,573,634	-	-	Gain on insurance claim
Pendapatan bunga	4,5,10,11	1,572,178	2,455,235	1,428,638	Interest income
Keuntungan penjualan aktiva tetap	2k	78,888	1,601,771	50,149	Gain on sale of property and equipment
Penyisihan piutang ragu-ragu untuk piutang pada pihak yang mempunyai hubungan istimewa	2h,11	-	(34,508,799)	(32,210,844)	Provision for doubtful accounts receivable from related parties
Laba (rugi) kurs mata uang asing - bersih	2d	1,688,147	3,347,319	(1,806,351)	Gain (loss) on foreign exchange - net
Beban bunga	20,21	(8,093,958)	(1,612,295)	(5,361,474)	Interest expense
Bagian rugi bersih perusahaan asosiasi	2g,12	(1,061,548)	(240,211)	(90,476)	Equity in net loss of associated companies
Rugi penjualan kembali wesel bayar	21	(141,167)	-	-	Loss on resale of notes payable
Lain-lain - bersih		1,856,665	1,055,959	1,154,747	Others - net
Penghasilan (beban) lain-lain bersih		1,472,839	(27,901,021)	(36,835,611)	Other income (charges)-net
LABA SEBELUM PAJAK		162,790,441	165,750,315	126,736,785	INCOME BEFORE TAX
PENGHASILAN (BEBAN) PAJAK	2s,31				TAX BENEFIT (EXPENSE)
Pajak kini		(73,712,151)	(82,258,538)	(80,288,993)	Current tax
Pajak tangguhan		(5,647,136)	(4,786,139)	4,360,044	Deferred tax
Beban Pajak		(79,359,287)	(87,044,677)	(75,928,949)	Tax Expense
POS LUAR BIASA - bersih setelah pajak	21	-	218,726	9,938,315	EXTRAORDINARY ITEM - net of tax
LABA SEBELUM HAK MINORITAS ATAS (LABA) RUGI BERSIH ANAK PERUSAHAAN		83,431,154	78,924,364	60,746,151	INCOME BEFORE MINORITY INTERESTS IN NET LOSS (INCOME) OF SUBSIDIARIES
HAK MINORITAS ATAS (LABA) RUGI BERSIH ANAK PERUSAHAAN	23	707,128	(732,746)	227,718	MINORITY INTERESTS IN NET LOSS (INCOME) OF SUBSIDIARIES
LABA BERSIH		84,138,282	78,191,618	60,973,869	NET INCOME
LABA PER SAHAM DASAR	2t,32				BASIC EARNINGS PER SHARE
Termasuk pos luar biasa		0.0269	0.0242	0.0183	Including extraordinary item
Tidak termasuk pos luar biasa		0.0269	0.0241	0.0153	Excluding extraordinary item

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.

		2002	2001	2000	
	Catatan/ Notes	US\$	(Setelah disajikan kembali / As restated Catatan/ Note 3)	(Setelah disajikan kembali / As restated Catatan/ Note 3)	
MODAL SAHAM	2p,24				CAPITAL STOCK
Saldo awal		95,433,180	100,748,884	101,154,464	Beginning balance
Pembelian kembali saham tahun berjalan		(1,205,538)	(5,315,704)	(405,580)	Additional treasury stock for current year
Saldo akhir		94,227,642	95,433,180	100,748,884	Ending balance
TAMBAHAN MODAL DISETOR	25				ADDITIONAL PAID-IN CAPITAL
Saldo awal		115,773,248	131,387,654	132,229,015	Beginning balance
Pengurangan		(2,705,024)	(15,614,406)	(841,361)	Deduction
Saldo akhir		113,068,224	115,773,248	131,387,654	Ending balance
SELISIH PENILAIAN KEMBALI AKTIVA TETAP	2k,13	99,597	99,597	99,597	REVALUATION INCREMENT IN PROPERTY AND EQUIPMENT
SELISIH TRANSAKSI PERUBAHAN EKUITAS ANAK PERUSAHAAN	2g, 26				DIFFERENCE DUE TO CHANGE IN EQUITY OF SUBSIDIARIES
Saldo awal		29,164,203	1,880,325	1,772,455	Beginning balance
Penambahan		508,975	27,456,869	107,870	Addition
Pengurangan		-	(172,991)	-	Deduction
Saldo akhir		29,673,178	29,164,203	1,880,325	Ending balance
SELISIH KURS KARENA PENJABARAN LAPORAN KEUANGAN	2d				TRANSLATION ADJUSTMENTS
Saldo awal		(32,057)	(38,884)	(33,285)	Beginning balance
Penambahan		40,649	17,539	-	Addition
Pengurangan		-	(10,712)	(5,599)	Deduction
Saldo akhir		8,592	(32,057)	(38,884)	Ending balance
SALDO LABA					RETAINED EARNINGS
Ditentukan penggunaannya					Appropriated
Saldo awal		6,492,210	-	-	Beginning balance
Penambahan (cadangan umum)		-	6,492,210	-	Addition (general reserve)
Saldo akhir		6,492,210	6,492,210	-	Ending balance
Tidak ditentukan penggunaannya					Unappropriated
Saldo Awal		197,141,234	157,907,328	103,772,126	Beginning balance
Laba bersih		84,138,282	78,191,618	60,973,869	Net income for the year
Selisih pengukuran kembali	2d,3	(6,420)	4,361,373	(1,828,028)	Difference due to remeasurement
Cadangan umum		-	(6,492,210)	-	Appropriation for general reserve
Selisih lebih harga pembelian kembali saham treasury diatas nilai pembelian awal	2p	(3,856,813)	(8,272,086)	(509,861)	Excess of reacquisition cost over original issuance price of treasury stock
Dividen tunai	33	(36,427,600)	(28,554,789)	(4,500,778)	Cash dividends
Saldo Akhir		240,988,683	197,141,234	157,907,328	Ending balance
JUMLAH EKUITAS		484,558,126	444,071,615	391,984,904	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.

	2002	2001	2000	
		(Setelah disajikan kembali / As restated)	(Setelah disajikan kembali / As restated)	
	US\$	Catatan/ Note 3)	Catatan/ Note 3)	
ARUS KAS DARI AKTIVITAS OPERASI				CASH FLOWS FROM OPERATING ACTIVITIES
Penerimaan kas dari pelanggan	411,443,089	383,686,519	358,500,528	Cash receipts from customers
Pembayaran kas kepada pemasok dan karyawan	(144,435,598)	(157,512,716)	(143,861,399)	Cash paid to suppliers and employees
Kas dihasilkan dari operasi	267,007,491	226,173,803	214,639,129	Cash generated from operations
Pembayaran bunga dan beban keuangan	(5,121,736)	(4,953,581)	(3,526,759)	Interest and financing charges paid
Pembayaran pajak penghasilan	(78,949,996)	(86,337,914)	(79,074,982)	Income tax paid
Kas Bersih Diperoleh Dari Aktivitas Operasi	182,935,759	134,882,308	132,037,388	Net Cash Provided by Operating Activities
ARUS KAS DARI AKTIVITAS INVESTASI				CASH FLOWS FROM INVESTING ACTIVITIES
Pencairan (penempatan) investasi sementara	(1,593,885)	401,469	(401,008)	Proceeds of (placements in) temporary investments
Penempatan investasi saham	(260,035)	-	(875,000)	Placements in investment in shares of stock
Penerimaan bunga	1,572,178	3,573,534	455,581	Proceeds of interest received
Penambahan (penurunan) setoran jaminan	36,040	-	(81,710)	Additions (distribution) to security deposits
Perolehan aktiva tetap	(81,694,606)	(5,180,398)	(11,520,363)	Acquisitions of property and equipment
Hasil pelepasan aktiva tetap	1,215,139	142,959	116,230	Proceeds from disposal of property and equipment
Penambahan aktiva minyak dan gas bumi	(84,239,926)	(57,343,675)	(21,642,229)	Additions to oil and gas properties
Penerimaan (pembayaran) dari piutang kepada pihak yang mempunyai hubungan istimewa	(455,320)	(415,048)	11,735,000	Proceeds (payments) of accounts receivable from related parties
Penambahan aktiva lain-lain	(5,271,757)	(1,331,709)	-	Additions to other assets
Akuisisi anak perusahaan	(33,299,318)	(1,600,000)	(1,037,498)	Acquisitions of new subsidiaries
Kas Bersih Digunakan Untuk Aktivitas Investasi	(203,991,490)	(61,752,868)	(23,250,997)	Net Cash Used in Investing Activities
ARUS KAS DARI AKTIVITAS PENDANAAN				CASH FLOWS FROM FINANCING ACTIVITIES
Pembayaran hutang bank	(2,166,119)	(1,583,961)	-	Payments of bank loans
Penambahan (pembayaran) wesel bayar jangka panjang	96,227,644	(21,501,147)	(44,514,127)	Proceeds (payments) of long-term notes payable
Pembelian kembali saham (Treasury stock)	(7,767,376)	(29,202,196)	(1,756,802)	Acquisition of treasury stock
Pembayaran dividen	(36,427,600)	(28,554,789)	(4,500,778)	Dividends paid
Pembayaran hutang sindikasi	(6,288,840)	(3,033,000)	(1,684,680)	Payment of syndication loan
Pembayaran hutang pembelian aktiva tetap	-	-	(611,142)	Payment of property and equipment contract payables
Pembayaran hutang lembaga keuangan bukan bank	-	-	(12,322,364)	Payments of loans from non-bank financial institutions
Pembayaran hutang sewa guna usaha	-	-	(29,521)	Payments of lease liabilities
Rekening bank yang dibatasi penggunaannya	(2,876,998)	(755,888)	(160,903)	Restricted cash in banks
Kas Bersih Diperoleh dari (Digunakan Untuk) Aktivitas Pendanaan	40,700,711	(84,630,981)	(65,580,317)	Net Cash Provided by (Used in) Financing Activities
KENAIKAN (PENURUNAN) BERSIH KAS DAN SETARA KAS	19,644,980	(11,501,541)	43,206,074	NET INCREASE (DECREASE) IN CASH AND CASH EQUIVALENTS
KAS DAN SETARA KAS AWAL TAHUN	55,324,026	66,825,567	23,619,493	CASH AND CASH EQUIVALENTS AT BEGINNING OF YEAR
KAS DAN SETARA KAS AKHIR TAHUN	74,969,006	55,324,026	66,825,567	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.

	2002	2001	2000	
		(Setelah dinyatakan kembali / As restated Catatan/ Note 3)	(Setelah dinyatakan kembali / As restated Catatan/ Note 3)	
	US\$	US\$	US\$	
PENGUNGKAPAN TAMBAHAN				SUPPLEMENTAL DISCLOSURES
Aktivitas investasi dan pendanaan yang tidak mempengaruhi kas:				Non cash investing and financing activities:
Penambahan aktiva tetap dari penilaian kembali aktiva tetap	-	44,829,279	-	Increase in property and equipment due to revaluation
Investasi saham pada perusahaan asosiasi melalui konversi piutang	273,000	3,000,000	-	Investment in associated company through receivable conversion
Diskonto atas pembelian kembali surat pengakuan hutang	3,760,377	218,726	9,938,315	Discount on redemption of notes
Penambahan aktiva tetap melalui hutang kepada pihak yang mempunyai hubungan istimewa	29,966,932	126,671	-	Addition in property and equipment through payables to a related party
Penghapusan aktiva tetap - sumbangan	-	-	4,224	Donation of property and equipment
Perolehan aktiva tetap melalui sumbangan	-	-	107,870	Acquisition of property and equipment through donation
Pengalihan aktiva minyak dan gas bumi dari akuisisi wilayah kerja	-	-	7,952,193	Transfer of oil and gas property from acquisition of working acreage
Pengalihan hutang usaha dari akuisisi wilayah kerja	-	-	5,660,487	Transfer of payable from acquisition of working acreage
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 Notaris Ny. Poerbaningsih Adi Warsito, S.H., di Jakarta mengenai tugas dan wewenang dari Direksi dan Komisaris, modal dan tata cara rapat umum pemegang saham dan rapat umum pemegang saham luar biasa.

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 2.274 karyawan tahun 2002, 2.059 karyawan tahun 2001 dan 1.958 karyawan tahun 2000.

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 comply with 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 in the Company's articles of association was made through deed No. 43 dated July 23, 2002 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 annual and extraordinary stockholders' meeting.

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 employees of 2,274 in 2002, 2,059 in 2001 and 1,958 in 2000.

Susunan pengurus Perusahaan pada tanggal 31 Desember 2002, 2001 dan 2000 adalah sebagai berikut:

At December 31, 2002, 2001 and 2000, the Company's management consisted of the following:

	2002	2001	2000
Komisaris Utama/ President Commissioner	Ir. John Sadrak Karamoy	Ir. John Sadrak Karamoy	Ir. Hertriono Kartowisastro
Komisaris/ Commissioners	Ir. Yani Yuhani Rodyat Gustiaman Deru Chitrapongse Kwangsukstith Maroot Mrigadat Andrew Purcell	Ir. Wijarso Ir. Yani Yuhani Rodyat Gustiaman Deru Michael Watzky Lap Wai Chan	Ir. Wijarso Ir. Yani Yuhani Rodyat Gustiaman Deru Michael Watzky Lap Wai Chan
Direktur Utama/ President Director	Ir. Hilmi Panigoro, MSc	Ir. Hilmi Panigoro, MSc	Ir. John Sadrak Karamoy
Direktur/ Directors	Sugiharto, SE, MBA Peerachat Pinprayong Rashid Irawan Mangunkusumo, BSc, MEng	Sugiharto, SE, MBA Ir. Darmoyo Doyoatmojo, MBA, MSc Rashid Irawan Mangunkusumo, BSc, MEng	Sugiharto, SE, MBA Ir. Darmoyo Doyoatmojo, MBA, MSc Ir. Hilmi Panigoro, MSc

Tuan Ir. Hertriono Kartowisastro, Komisaris Utama Perusahaan, mengundurkan diri terhitung sejak tanggal 9 April 2001, dan digantikan oleh Tuan Ir. John Sadrak Karamoy pada tanggal 1 Oktober 2001. Tuan Hilmi Panigoro, MSc dan Tuan Rashid Irawan Mangunkusumo, BSc, MEng juga ditunjuk masing-masing sebagai Direktur Utama dan Direktur yang baru, pada tanggal yang sama, berdasarkan persetujuan dari Rapat Umum Pemegang Saham Luar Biasa tanggal 25 Juni 2001.

Mr. Ir. Hertriono Kartowisastro, President Commissioner, resigned effective on April 9, 2001 and was replaced by Mr. Ir. John Sadrak Karamoy on October 1, 2001. Mr. Hilmi Panigoro, MSc., and Mr. Rashid Irawan Mangunkusumo, BSc, MEng, were also appointed on the same date as the new President Director and Director, respectively, whose appointments were approved at the Extraordinary Shareholders' Meeting dated on June 25, 2001.

Selanjutnya sehubungan dengan adanya perubahan kepemilikan pada New Links Energy Resources Limited (New Links), pemegang saham pengendali Perusahaan, sebagaimana dijelaskan pada Catatan 24, maka pada tanggal 8 Pebruari 2002 telah diadakan Rapat Umum Pemegang Saham (RUPS) untuk menambah dan merubah susunan anggota komisaris dan direksi Perusahaan terhitung tanggal RUPS tersebut. Tuan Michael Watzky dan Tuan Lap Wai Chan digantikan masing-masing oleh Tuan Chitrapongse Kwangsukstith dan Tuan Tevin Vongvanich sebagai anggota komisaris sedangkan Tuan Ir. Darmoyo Doyoatmojo, MBA, MSc. diganti oleh Tuan Peerachat Pinprayong sebagai anggota direksi, selanjutnya, RUPS juga mengangkat Tuan Ir. Darmoyo Doyoatmojo MBA, MSc. sebagai anggota komisaris yang baru dan Tuan Ir. John Sadrak Karamoy dan Tuan Ir. Wijarso dikukuhkan masing-masing sebagai komisaris independen.

In relation to the change in ownership of New Links Energy Resources Limited (New Links), the Company's controlling shareholder as discussed in Note 24, on February 8, 2002, a General Meeting of Shareholders was held to increase the number and change the composition of the members of the board of directors and commissioners effective on the date of the meeting. Mr. Michael Watzky and Mr. Lap Wai Chan were replaced by Mr. Chitrapongse Kwangsukstith and Mr. Tevin Vongvanich as commissioners, while Mr. Ir. Darmoyo Doyoatmojo, MBA, MSc., was replaced by Mr. Peerachat Pinprayong as director. Moreover, Mr. Ir. Darmoyo Doyoatmojo, MBA, MSc., was named as a new member of the board of commissioners and Mr. Ir. John Sadrak Karamoy and Mr. Ir. Wijarso were appointed as independent commissioners.

Pada tanggal 30 Agustus 2002, Perusahaan mengadakan rapat umum pemegang saham luar biasa (RUPSLB) yang menyetujui pengunduran diri Tuan Tevin Vongvanich sebagai komisaris Perusahaan dan pengangkatan Tuan Maroot Mrigadat dan Tuan Andrew Purcell sebagai komisaris yang baru serta pengangkatan Tuan Gustiaman Deru sebagai komisaris independen terhitung sejak tanggal RUPSLB tersebut. Pada tanggal 1 Desember 2002, Ir. Darmoyo Doyoatmojo MBA, MSc telah mengundurkan diri sebagai komisaris. Pada tanggal 13 Desember 2002, Ir. Wijarso, salah satu komisaris Perusahaan telah meninggal dunia.

On August 30, 2002, the Company held an Extraordinary Shareholders' Meeting during which the resignation of Mr. Tevin Vongvanich as commissioner and the appointment of Mr. Maroot Mrigadat and Mr. Andrew Purcell as new commissioners and Mr. Gustiaman Deru as an independent commissioner effective on the date of the meeting were approved. On December 1, 2002, Ir. Darmoyo Doyoatmojo MBA, MSc has resigned as commissioner. On December 13, 2002, Ir. Wijarso, one of the Company's commissioners, passed away.

P.T. MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
DAN ANAK PERUSAHAAN
CATATAN ATAS LAPORAN KEUANGAN KONSOLIDASI
31 DESEMBER 2002, 2001 DAN 2000 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, 2002, 2001 AND 2000
AND FOR THE YEARS THEN ENDED
(Continued)

Gaji dan tunjangan lainnya termasuk pajak penghasilan yang dibayarkan kepada Komisaris dan Direksi Perusahaan adalah kurang lebih sebesar US\$ 5.655.253 di tahun 2002, US\$ 4.555.853 di tahun 2001 dan US\$ 3.414.305 tahun 2000.

Salaries and other fringe benefits paid to the Commissioners and Directors, including personal income tax approximately amounted to US\$ 5,655,253 in 2002, US\$ 4,555,853 in 2001 and US\$ 3,414,305 in 2000.

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 and 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 2002/ Total Assets as of December 31, 2002 US\$
<u>1. Eksplorasi dan produksi minyak dan gas/ Exploration and production of oil and gas</u>				
P.T. Exspan Tarakan (ET) Indonesia	Kontrak Bagi Hasil dengan PERTAMINA hingga tahun 2022/ Production Sharing Contract (PSC) with PERTAMINA until 2022.	95,93%	1 Mei / May 1, 1992	49.639.027
P.T. Exspan Kalimantan (EK) Indonesia	Kontrak Bantuan Teknis dengan PERTAMINA hingga tahun 2008/ Technical Assistance Contract (TAC) with PERTAMINA until 2008.	95,93%	1 Mei / May 1, 1992	84.554.505
P.T. Exspan Nusantara (EN) Indonesia	Kontrak Bagi Hasil dengan PERTAMINA hingga tahun 2013/ PSC with PERTAMINA until 2013	99,99%	3 Nopember / November 3, 1995	78.931.015
Exspan Airstenda, Inc. (EAS) Delaware AS/USA	Kontrak Bagi Hasil dengan PERTAMINA hingga tahun 2023/ PSC with PERTAMINA until 2023	100,00%	3 Nopember / November 3, 1995	182.321.761
Exspan Airlimau, Inc. (EAL) Delaware AS/USA	Kontrak Bagi Hasil dengan PERTAMINA hingga tahun 2023/ PSC with PERTAMINA until 2023.	100,00%	3 Nopember / November 3, 1995	182.321.761
Exspan Exploration and Production Pasemah, Ltd. (EEP) Bahamas	Kontrak Bagi Hasil dengan PERTAMINA hingga tahun 2003. Perusahaan sudah mengajukan pelepasan kontrak tersebut, sampai dengan tanggal laporan keuangan, pelepasan tersebut masih dalam proses/ PSC with PERTAMINA 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	82.210
Exspan Pasemah, Inc. (EP) Delaware AS/USA	Kontrak Bagi Hasil dengan PERTAMINA hingga tahun 2003. Perusahaan sudah mengajukan pelepasan kontrak tersebut, sampai dengan tanggal laporan keuangan, pelepasan tersebut masih dalam proses/ PSC with PERTAMINA 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	82.210

P.T. MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
DAN ANAK PERUSAHAAN
CATATAN ATAS LAPORAN KEUANGAN KONSOLIDASI
31 DESEMBER 2002, 2001 DAN 2000 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, 2002, 2001 AND 2000
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 2002/ Total Assets as of December 31, 2002 US\$
Enserch Far East Limited Cayman Island	Kontrak Bagi Hasil - Badan Operasi Bersama (BOB) dengan PERTAMINA hingga tahun 2018/ PSC - Joint Operating Body (JOB) with PERTAMINA until 2018	100,00%	29 Februari / February 29, 1988	35.513.907
Exspan Cumi-Cumi (L) Inc. Malaysia	Kontrak Bagi Hasil dengan PERTAMINA hingga tahun 2010. Perusahaan sudah mengajukan pelepasan kontrak tersebut. PERTAMINA melalui BPMigas menyetujui usul pengakhiran kontrak tersebut tanggal 20 Agustus 2002 melalui suratnya No. 445/BP00000/2002- SI/ PSC with PERTAMINA until 2010. The Company has already proposed to relinquish the PSC. PERTAMINA through BPMigas has approved the relinquishment with its letter No. 445/BP00000/2002-SI dated August 20, 2002.	95,93%	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	94,97%	Belum beroperasi secara komersial/ Has not started commercial operations	33.598
Senoro Toili (Indonesia) 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. Exspan Tomori Sulawesi Indonesia	Kontrak Kerja Bagi Hasil - BOB dengan PERTAMINA hingga tahun 2027/ PSC - JOB with PERTAMINA until 2027	99,99%	Belum beroperasi secara komersial/ Has not started commercial operations	23.018.410
Medco Simenggaris Pty. Ltd. Australia	Kontrak Kerja Bagi Hasil - BOB dengan PERTAMINA hingga tahun 2028/ PSC - JOB with PERTAMINA until 2028	2002: 60,00% 2001: 75,00% 2000: 75,00%	Belum beroperasi secara komersial/ Has not started commercial operations	8.826.837
Medco Madura Pty. Ltd. Australia	Kontrak Bagi Hasil - BOB dengan PERTAMINA hingga tahun 2027/ PSC - JOB with PERTAMINA until 2027	2002: 51,00% 2001: 75,00% 2000: 75,00%	Belum beroperasi secara komersial/ Has not started commercial operations	8.764.968
Exspan Myanmar (L), Inc. Malaysia	Kontrak Bagi Hasil dengan Myanmar Oil and Gas Enterprise. Perusahaan sudah mengajukan pelepasan kontrak tersebut, sampai dengan tanggal laporan keuangan, pelepasan tersebut masih dalam proses/ PSC with Myanmar Oil and Gas Enterprise. The Company has already proposed to relinquish the PSC. Until the date of the financial statements, the relinquishment is still in process.	100,00%	Belum beroperasi secara komersial/ Has not started commercial operations	1.011

P.T. MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
DAN ANAK PERUSAHAAN
CATATAN ATAS LAPORAN KEUANGAN KONSOLIDASI
31 DESEMBER 2002, 2001 DAN 2000 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, 2002, 2001 AND 2000
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 2002/ Total Assets as of December 31, 2002 US\$
EEX Asahan Limited Cayman Island	Kontrak Bagi Hasil - BOB dengan PERTAMINA hingga tahun 2026/ PSC - JOB with PERTAMINA until 2026	100,00%	Belum beroperasi secara komersial/ Has not started commercial operations	-
Medco Lematang Limited Malaysia	Kontrak Bagi Hasil dengan PERTAMINA hingga tahun 2017/ PSC with PERTAMINA until 2017	100,00%	Belum beroperasi secara komersial/ Has not started commercial operations	2.354.239
P.T. Petroner Bengara Energi Indonesia	Kontrak Bagi Hasil dengan PERTAMINA hingga tahun 2023/ PSC with PERTAMINA until 2023	95,00%	Belum beroperasi secara komersial/ Has not started commercial operations	492.915
PT. Musi Banyuasin Energi Indonesia	Pemrosesan dan pendistribusian hasil minyak dan gas bumi/ Processing and distribution of oil and gas proceed	99,90%	Belum beroperasi secara komersial/ Has not started commercial operations	727.660
2. <u>Jasa pengeboran/ Drilling services</u>				
P.T. Apexindo Pratama Duta Tbk (Apexindo) Indonesia	Jasa pengeboran minyak dan gas bumi di 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.	2002: 77,53% 2001: 86,16% 2000: 85,00%	1992	216.358.317
P.T. Antareja Jasatama Indonesia	Membuka lahan untuk aktivitas pertambangan dan jasa penunjang yang berkaitan dengan kegiatan pengeboran/ Open fields for mining activities and services related to drilling operations	77,20%	18 Juni / June 18, 1999	1.393.193
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/ Conducting activities and/or rendering services to companies involved in oil and natural gas exploration and production	99,99%	1999	22.556.172
3. <u>Produksi gas methanol/ Methanol gas production</u>				
P.T. Medco Methanol Bunyu (MMB) Indonesia	Produksi methanol dan turunannya dalam rangka pelaksanaan Perjanjian Pengelolaan Kilang Methanol Bunyu dengan PERTAMINA hingga tahun 2017/ Production of methanol and its derivatives under the Refinery Agreement with PERTAMINA until 2017	99,99%	3 Nopember / November 3, 1995	22.378.142

P.T. MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
DAN ANAK PERUSAHAAN
CATATAN ATAS LAPORAN KEUANGAN KONSOLIDASI
31 DESEMBER 2002, 2001 DAN 2000 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, 2002, 2001 AND 2000
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 2002/ Total Assets as of December 31, 2002 US\$
4. <u>Lain-lain/Others</u>				
Medco Energi Finance Overseas, B.V. (MEFO) The Netherlands	Menghimpun dana dengan cara mengeluarkan surat hutang dan surat berharga/ Raising funds by issuing debt securities and marketable securities	100,00%	14 Oktober / October 14, 1999	57.365.120
MEI Euro Finance Limited (MEFL) Mauritius	Menghimpun dana dengan cara mengeluarkan surat hutang/ Raising funds through debt securities	100,00%	19 Maret / March 19, 2002	90.513.237
Medco International Venture Ltd. (MIV) Malaysia	Eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi/ Exploration and production of oil and natural gas	100%	Belum beroperasi secara komersial/ Has not started commercial operations	8.865.763

Pada tanggal 27 Desember 2001, Apexindo dan P.T. Medco Antareja (MEA), anak perusahaan, melakukan penggabungan usaha dimana Apexindo adalah entitas yang akan tetap melanjutkan usahanya. Penggabungan usaha ini telah disetujui oleh Menteri Hukum dan Perundang-undangan Republik Indonesia pada tanggal 27 Desember 2001.

On December 27, 2001, Apexindo and P.T. Medco Antareja (MEA), subsidiaries, entered into a merger in which Apexindo is the surviving entity. The merger was approved by the Minister of Law and Legislation on December 27, 2001.

Lihat Catatan 37 untuk penjelasan lebih lanjut mengenai karakteristik dari PSC, PSC-JOB dan TAC.

Please refer to Note 37 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.

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.

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

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.

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 stockholders. 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 stockholders 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.

Based on the Extraordinary Stockholders' Meeting as stated in deed No. 32 dated January 25, 2000 of Notary Mrs. Poerbaningsih Adi Warsito, S.H., the stockholders approved, among other things, the

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 2002, seluruh saham Perusahaan sejumlah 3.332.451.450 saham yang telah dikeluarkan dicatatkan pada Bursa Efek Jakarta.

Company's stock split from Rp 500 to Rp 100 par value per share.

On May 31, 2000, the Jakarta Stock Exchange announced a Rp 500 to Rp 100 par value per share stock split.

As of December 31, 2002, all 3,332,451,450 of the Company's shares were listed on the Jakarta Stock Exchange.

2. KEBIJAKAN AKUNTANSI

a. Penyajian Laporan Keuangan Konsolidasi

Laporan keuangan konsolidasi disusun dengan menggunakan prinsip dan praktek akuntansi yang berlaku umum di Indonesia. Laporan keuangan konsolidasi tidak ditujukan untuk menyajikan posisi keuangan dan hasil usaha, perubahan ekuitas serta arus kas berdasarkan prinsip dan praktek akuntansi yang berlaku umum di negara dan yurisdiksi lain.

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.

Mata uang pelaporan yang digunakan untuk penyusunan laporan keuangan konsolidasi adalah mata uang Dollar Amerika Serikat (U.S. Dollar) (Catatan 3).

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.

2. 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.

The reporting currency used in the preparation of the consolidated financial statements is the United States Dollar (U.S. Dollar) (Note 3).

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 dipertanggungjawabkan 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 diakui sebagai goodwill negatif dan diperlakukan sebagai pendapatan yang ditangguhkan yang diamortisasi dengan metode garis lurus selama 20 tahun.

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) pada tahun 2002 dan Rupiah pada tahun 2001 dan 2000 (Catatan 3). Transaksi-transaksi selama tahun berjalan dalam mata uang asing 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.

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 3).

c. Business Acquisitions

Business acquisitions are accounted for using 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 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. Foreign Currency Transactions and Translations

The books of accounts of the Company and its non oil and gas subsidiaries, except MEFO, Apexindo, MMB and EPI, are maintained in U.S. Dollars in 2002, and in Rupiah in 2001 and 2000 (Note 3). The books of accounts of the Company's oil and gas subsidiaries are maintained in U.S. Dollars. Transactions during the year involving foreign currencies are recorded at the rates of exchange prevailing at the time the transactions are made. At the 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.

The books of accounts of MEFO are maintained in Euros. For consolidation purposes, assets and liabilities of MEFO has been translated into U.S. Dollars using the rates of exchange prevailing at balance sheet date, equity has been translated using historical rates of exchange, while revenues and expenses and cash flows were 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 3).

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
- 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.

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 35 laporan keuangan konsolidasi.

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 dijaminkan serta tidak dibatasi penggunaannya.

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) 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 include companies owned by commissioners, directors or major stockholders of the Company and companies which have a common key member of management as the Company.

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 35 to the consolidated financial statements.

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 dijaminkan dan deposito berjangka yang jatuh temponya lebih dari tiga bulan disajikan sebagai investasi sementara dan dinyatakan sebesar nilai nominal.

Investasi pada perusahaan asosiasi

Investasi dengan pemilikan 20% sampai dengan 50%, baik langsung maupun tidak langsung dinyatakan sebesar biaya perolehan, ditambah atau dikurangi dengan bagian laba atau rugi perusahaan asosiasi sejak perolehan sebesar persentase pemilikan dan dikurangi dengan dividen yang diterima (metode ekuitas). 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.

g. Investments

Time deposits

Time deposits with maturities of three months or less which are pledged as securities for loans and time deposits with maturities of more than three months are presented as temporary investments and are stated at nominal value.

Investments in associated companies

Investments in shares of stock with an ownership interest of 20% to 50%, directly or indirectly owned, are accounted for using the equity method whereby 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. Equity in the net income or loss of associated companies, presented in the consolidated statement of income, is adjusted for the straight-line amortization over five years of goodwill. The carrying amount of those 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 based on a review of the status of the individual receivable accounts at the 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. Biaya Dibayar Dimuka

Biaya dibayar dimuka diamortisasi selama manfaat masing-masing biaya dengan menggunakan metode garis lurus.

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.

j. Prepaid Expenses

Prepaid expenses are amortized over their beneficial periods using the straight-line method.

k. Property and Equipment - Direct Acquisitions

Property and equipment directly acquired 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:

Building and improvements
Offshore drilling rigs
Onshore drilling rigs
Offshore drilling pipes
Mud equipment
Offshore rig equipment
Onshore rig equipment
Vehicles
Leasehold improvements
Office and other equipment

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 the 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, termasuk biaya sumur kering, 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. Penilaian atas aktiva area yang belum dioperasikan ini dilakukan secara periodik dan penurunan nilai yang terjadi diakui sebagai kerugian tahun berjalan.

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 PERTAMINA ditangguhkan dan diamortisasi selama tiga tahun dengan menggunakan metode garis lurus.

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 has been found to have proved reserves, the capitalized costs of drilling the well shall become part of 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, including costs of dry holes, 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 recoverable reserves.

Costs to acquire the rights to explore for and produce oil and gas are recorded as unoperated acreage or operated acreage. Unoperated acreage is periodically assessed for impairment in value, and a loss is recognized at the time of impairment.

m. Intangible Assets

Costs to acquire and prepare the software for use are recorded as an intangible asset and are being 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 PERTAMINA's Bunyu Methanol Refinery were deferred and are being amortized over three years using the straight-line method.

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 non-moneter yang menunjukkan kepentingan ekonomi yang ditangguhkan dan akan diamortisasi berdasarkan sisa umur ekonomis dari aktiva yang dipertukarkan.

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.

Pendapatan dari penjualan methanol diakui pada saat barang diserahkan kepada pelanggan.

Beban diakui sesuai dengan manfaatnya pada periode yang bersangkutan.

r. Program Pensiun dan Manfaat Karyawan

1. Program Pensiun

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.

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 will be amortized based on the remaining economic life of the asset transferred.

p. Treasury Stock

Reacquisition of capital stock (treasury stock) which will be reissued in the future is accounted for under the par value method. Par value of treasury stock is presented as a reduction from 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.

Revenue from sales of methanol is recognized when the goods are delivered to the customer.

Expenses are recognized when incurred.

r. Pension and Other Employee Benefit Plans

1. Pension Plan

Subsidiaries involved in the oil and gas industry 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

Perusahaan dan anak perusahaan mengakui kewajiban manfaat karyawan berkaitan dengan kematian, pemutusan hubungan kerja (PHK) oleh Perusahaan maupun pengunduran diri sesuai dengan Keputusan Menteri Tenaga Kerja No. Kep-150/Men/2000 tanggal 20 Juni 2000 dan masa kontrak kerja karyawan.

Biaya jasa kini dibebankan pada periode terjadinya. Biaya jasa lalu diperlakukan sebagai kewajiban transisi yang diamortisasi selama 5 tahun dengan menggunakan metode garis lurus.

Metode perhitungan aktuarial yang digunakan adalah Projected Unit Credit.

s. Pajak Penghasilan

Perusahaan dan anak perusahaan menghitung pajak penghasilan berdasarkan Pernyataan Standar Akuntansi Keuangan (PSAK) No. 46 tentang "Akuntansi Pajak Penghasilan", kecuali untuk anak perusahaan yang bergerak di dalam industri minyak dan gas bumi yang diperhitungkan dengan tarif pajak final.

Pajak Penghasilan Badan dan Pajak Dividen

Pajak penghasilan badan anak-anak perusahaan yang bergerak dalam bidang eksplorasi produksi minyak dan gas bumi, dihitung berdasarkan Kontrak Kerja Bagi Hasil sebesar 35%, kecuali untuk EAS serta EAL sebesar 30%, dan ET sebesar 45% 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 yang bergerak di luar bidang minyak dan gas bumi ditentukan berdasarkan laba kena pajak dalam periode yang bersangkutan yang dihitung berdasarkan tarif pajak yang berlaku.

2. Other Employee Benefit Plans

The Company and its subsidiaries recognize the employee benefit obligations relating to employee's death, retirement or resignation, among others, based on Decree No. Kep-150/Men/2000 dated June 20, 2000, issued by the Minister of Manpower and the terms of the employment contract of the employees.

Current service cost is charged to operations in the current period. Past service cost determined on the year of adoption of the abovementioned decree is treated as a transitional liability, which is amortized over 5 years using the straight-line method.

The actuarial calculation method used is the Projected Unit Credit.

s. Income Tax

The Company and its subsidiaries determine their income taxes in accordance with Statement of Financial Accounting Standards (PSAK) No. 46, "Accounting for Income Taxes", except for subsidiaries involved in oil and gas industry which are subject to a final tax rate.

Final Income Tax and Dividend Tax

Subsidiaries involved in the oil and gas industry are subject to a final tax rate of 35% as stated in the PSC, except for EAS and EAL which use 30% and ET at 45%, 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 differences 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 were recognized.

Non-final Income Tax

Current tax expense of the Company and non-oil and gas subsidiaries is determined based on the taxable income for the year computed using prevailing tax rates.

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.

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, atas dasar kompensasi 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 dilusi 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. 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 dialokasi atas dasar kegiatan usaha.

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.

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 the 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 dilutive potential ordinary shares.

u. 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 is allocated on the basis of line of business.

v. 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 (Catatan 14).

3. PERUBAHAN MATA UANG PELAPORAN

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 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;
- 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 yang diukur kembali dengan menggunakan kurs historis; dan

v. Use of Estimate

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 the management use 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 (Note 14).

3. CHANGE IN REPORTING CURRENCY

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 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 this PSAK, 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 functional currency but which use the Indonesian Rupiah as their reporting currency, were remeasured into U.S. Dollars using the following bases:

- Monetary assets and liabilities were remeasured using the exchange rate at balance sheet date;
- Nonmonetary assets, liabilities and capital stock were remeasured using historical exchange rates;
- Cash dividends were remeasured using rates when dividends were recorded;
- Income and expenses were remeasured using the weighted average exchange rate for the year except for income and expenses relating to assets and liabilities which were remeasured using historical exchange rates; and

P.T. MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
DAN ANAK PERUSAHAAN
CATATAN ATAS LAPORAN KEUANGAN KONSOLIDASI
31 DESEMBER 2002, 2001 DAN 2000 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, 2002, 2001 AND 2000
AND FOR THE YEARS THEN ENDED
(Continued)

Kurs digunakan dalam pengukuran kembali kembali
adalah sebagai berikut:

The exchange rates used in remeasuring the accounts
are as follows:

31 Desember/December 31,		Kurs historis/Historical rate		Kurs rata-rata/Average rate	
2001	2000	2001	2000	2001	2000
Rp/US\$ 1	Rp/US\$ 1	Rp/US\$ 1	Rp/US\$ 1	Rp/US\$ 1	Rp/US\$ 1
10.400	9.595	977 - 14.900	977 - 14.900	8.956 - 11.294	7.244 - 10.269

4. KAS DAN SETARA KAS

4. CASH AND CASH EQUIVALENTS

	2002	2001	2000	
	US\$	(Setelah disajikan kembali / As restated Catatan/ Note 3) US\$	(Setelah disajikan kembali / As restated Catatan/ Note 3) US\$	
Kas	16.406	15.748	32.421	Cash on hand
Bank				Cash in banks
Pihak yang mempunyai hubungan istimewa				Related party
Rupiah				Rupiah
Bank Himpunan Saudara 1906	2.873.316	876.737	602.040	Bank Himpunan Saudara 1906
Pihak ketiga				Third parties
Rupiah				Rupiah
P.T. Bank Mandiri (Persero)	1.424.618	929.830	740.201	P.T. Bank Mandiri (Persero)
Bank Niaga	972.980	58.164	34.543	Bank Niaga
Bank Internasional Indonesia	104.748	80.506	8.312	Bank Internasional Indonesia
Bank Rakyat Indonesia	64.503	14.648	390.409	Bank Rakyat Indonesia
Citibank	63.343	4.922.462	75.924	Citibank
Bank Lippo	23.956	22.961	28.656	Bank Lippo
Bank Danamon	1.033	871	922	Bank Danamon
Chase Manhattan Bank	-	573	184	Chase Manhattan Bank
U.S. Dollar				U.S. Dollar
Citibank	66.760.585	44.888.727	27.910.794	Citibank
Standard Chartered Bank	512.319	560.491	276.371	Standard Chartered Bank
Bank Niaga	458.017	543.530	88.987	Bank Niaga
P.T. Bank Mandiri (Persero)	168.437	102.678	68.708	P.T. Bank Mandiri (Persero)
Myanmar Foreign Trade Bank	27.513	15.530	23.508	Myanmar Foreign Trade Bank
Chase Manhattan Bank	18.212	17.628	18.050	Chase Manhattan Bank
Mizuho Corporate Bank, Ltd. (dahulu The Fuji Bank Ltd., Singapura)	13.942	13.795	13.307	Mizuho Corporate Bank, Ltd. (formerly The Fuji Bank Ltd., Singapore)
Hong Kong Shanghai Banking Corporation	10.729	6.657	1.010	Hong Kong Shanghai Banking Corporation
Bank BNI 1946	2.536	-	-	Bank BNI 1946
Bank Internasional Indonesia	2.445	2.403	1.902.308	Bank Internasional Indonesia
Bank Danamon	1.156	1.190	992	Bank Danamon
Bank IFI	374	366	348	Bank IFI
The Dai-ichi Kangyo Bank	-	398.296	332.877	The Dai-ichi Kangyo Bank
ABN Amro	2.366	-	-	ABN Amro
AED Dirham				AED Dirham
Citibank	55.317	100.978	52.033	Citibank
Sub-jumlah	73.578.851	53.574.769	32.602.905	Subtotal

P.T. MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
DAN ANAK PERUSAHAAN
CATATAN ATAS LAPORAN KEUANGAN KONSOLIDASI
31 DESEMBER 2002, 2001 DAN 2000 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, 2002, 2001 AND 2000
AND FOR THE YEARS THEN ENDED
(Continued)

	2002	2001	2000	
	US\$	(Setelah disajikan kembali / As restated Catatan/ Note 3) US\$	(Setelah disajikan kembali / As restated Catatan/ Note 3) US\$	
Deposito berjangka				Time deposits
Pihak yang mempunyai hubungan istimewa				Related party
Rupiah				Rupiah
Bank Himpunan Saudara 1906	1.110.513	939.493	490.287	Bank Himpunan Saudara 1906
Pihak ketiga				Third parties
Rupiah				Rupiah
P.T. Bank Mandiri (Persero)	279.642	29.327	83.898	P.T. Bank Mandiri (Persero)
Bank Niaga	-	184.712	1.148.402	Bank Niaga
Citibank	-	-	468.995	Citibank
U.S. Dollar				U.S. Dollar
Citibank	-	500.725	4.940.000	Citibank
Standard Chartered Bank	-	-	5.000.000	Standard Chartered Bank
Bank Niaga	-	95.000	1.653.080	Bank Niaga
Deutsche Bank	-	-	20.000.000	Deutsche Bank
The Dai-ichi Kangyo Bank	-	-	438.000	The Dai-ichi Kangyo Bank
Sub-jumlah	1.390.155	1.749.257	34.222.662	Subtotal
Jumlah	74.969.006	55.324.026	66.825.567	Total
Tingkat bunga deposito berjangka per tahun				Interest rates on time deposits per annum
Rupiah	6,92% - 13%	11% - 17%	6% - 13,22%	Rupiah
U.S. Dollar	-	1% - 5%	3,5% - 6,65%	U.S. Dollar

5. INVESTASI SEMENTARA

5. TEMPORARY INVESTMENTS

	2002	2001	2000	
	US\$	(Setelah disajikan kembali / As restated Catatan/ Note 3) US\$	(Setelah disajikan kembali / As restated Catatan/ Note 3) US\$	
Deposito berjangka lebih dari 3 bulan				Time deposits with maturity of more than 3 months
U.S. Dollar				U.S. Dollar
Bank Bumiputera	2.500.000	-	-	Bank Bumiputera
The Dai-ichi Kangyo Bank	-	-	220.000	The Dai-ichi Kangyo Bank
Deposito berjangka yang dijaminkan				Time deposits used as collateral
Rupiah				Rupiah
Standard Chartered Bank	-	-	925.169	Standard Chartered Bank
U.S. Dollar				U.S. Dollar
The Dai-ichi Kangyo Bank	-	785.000	-	The Dai-ichi Kangyo Bank
Hong Kong Shanghai Banking Corporation	474.500	474.500	474.500	Hong Kong Shanghai Banking Corporation
P.T. Bank Mandiri (Persero)	-	100.750	96.350	P.T. Bank Mandiri (Persero)
Bank Niaga	67.700	88.065	133.765	Bank Niaga
Jumlah	3.042.200	1.448.315	1.849.784	Total
Tingkat bunga per tahun				Interest rates per annum
Rupiah	-	-	7,5%	Rupiah
U.S. Dollar	2% - 3%	2% - 5%	5% - 7%	U.S. Dollar

Beberapa deposito berjangka tersebut di atas dijaminkan sehubungan penerbitan sertifikat bank garansi, performance bonds dan bid bond untuk keperluan bisnis normal Perusahaan.

Certain time deposits are used as collateral for the issuance of bank guarantee certificates, letters of credit and performance bond and bid bond in normal course of business.

6. PIUTANG USAHA PADA PIHAK KETIGA

6. TRADE ACCOUNTS RECEIVABLE FROM THIRD PARTIES

a. Berdasarkan langganan:

a. By debtor:

	2002	2001 (Setelah disajikan kembali / As restated Catatan/ Note 3)	2000 (Setelah disajikan kembali / As restated Catatan/ Note 3)	
	US\$	US\$	US\$	
Pihak ketiga				Third parties
Pelanggan dalam negeri	37.732.448	54.916.430	49.141.432	Local debtors
Pelanggan luar negeri	38.041.288	12.395.810	17.008.406	Foreign debtors
Jumlah	75.773.736	67.312.240	66.149.838	Total
Penyisihan piutang ragu-ragu	(1.359.799)	(1.629.766)	(1.075.415)	Allowance for doubtful accounts
Bersih	74.413.937	65.682.474	65.074.423	Net

b. Berdasarkan umur:

b. By age category:

	2002	2001 (Setelah disajikan kembali / As restated Catatan/ Note 3)	2000 (Setelah disajikan kembali / As restated Catatan/ Note 3)	
	US\$	US\$	US\$	
Belum jatuh tempo	46.716.170	35.229.873	32.865.463	Not yet due
Jatuh tempo 1 - 30 hari	18.744.585	19.106.992	23.011.560	1 - 30 days past due
Jatuh tempo 31 - 60 hari	5.804.081	7.620.537	4.250.565	31- 60 days past due
Jatuh tempo 61 - 90 hari	2.371.345	1.295.073	2.558.596	61- 90 days past due
Jatuh tempo 91 - 120 hari	307.556	1.251.205	2.111.539	91- 120 days past due
Jatuh tempo lebih dari 120 hari	1.829.999	2.808.560	1.352.115	More than 120 days past due
Jumlah	75.773.736	67.312.240	66.149.838	Total
Penyisihan piutang ragu-ragu	(1.359.799)	(1.629.766)	(1.075.415)	Allowance for doubtful accounts
Bersih	74.413.937	65.682.474	65.074.423	Net

c. Berdasarkan mata uang:

c. By currency:

	2002	2001 (Setelah disajikan kembali / As restated Catatan/ Note 3)	2000 (Setelah disajikan kembali / As restated Catatan/ Note 3)	
	US\$	US\$	US\$	
Rupiah	662.231	393.442	2.595.776	Rupiah
U.S. Dollar	75.104.960	66.899.272	63.543.699	U.S. Dollar
Singapore Dollar	4.690	5.156	10.363	Singapore Dollar
AED Dirham	1.855	14.370	-	AED Dirham
Jumlah	75.773.736	67.312.240	66.149.838	Total
Penyisihan piutang ragu-ragu	(1.359.799)	(1.629.766)	(1.075.415)	Allowance for doubtful accounts
Bersih	74.413.937	65.682.474	65.074.423	Net
Mutasi penyisihan piutang ragu-ragu:				Changes in allowance for doubtful accounts:
Saldo awal	1.629.766	1.075.415	202.474	Beginning balance
Penambahan	473.405	554.351	1.075.415	Additions
Penghapusan	(743.372)	-	(202.474)	Write-offs
Saldo akhir	1.359.799	1.629.766	1.075.415	Ending balance

Manajemen berkeyakinan bahwa penyisihan piutang ragu-ragu atas piutang kepada pihak ketiga adalah cukup untuk menutup 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.

Piutang usaha yang berasal dari Apexindo atas pengoperasian peralatan pemboran darat No. 2,5,6 dan 9 dijaminan sehubungan dengan pinjaman sindikasi yang diperoleh Perusahaan (Catatan 20).

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.

Accounts receivable generated from Apexindo's onshore drilling rigs No. 2,5,6 and 9 were used as collateral for the Company's syndicated loan (Note 20).

7. PIUTANG LAIN-LAIN

7. OTHER ACCOUNTS RECEIVABLE

	2002	2001	2000	
	US\$	(Setelah disajikan kembali / As restated Catatan/ Note 3) US\$	(Setelah disajikan kembali / As restated Catatan/ Note 3) US\$	
P.T. Tugu Pratama Indonesia	16.679.129	-	-	P.T. Tugu Pratama Indonesia
PERTAMINA	11.657.327	11.004.212	9.671.883	PERTAMINA
Pinjaman karyawan	5.482.684	3.060.014	1.746.732	Loans to employees
Lain-lain	4.315.168	3.540.857	2.607.800	Others
Jumlah	<u>38.134.308</u>	<u>17.605.083</u>	<u>14.026.415</u>	Total

Piutang dari P.T. Tugu Pratama Indonesia (TPI) merupakan bagian klaim asuransi yang telah disetujui pembayarannya oleh TPI atas ganti kerugian sehubungan dengan kerusakan yang dialami oleh Rig Apexindo Maera akibat ledakan gas pada tanggal 1 Maret 2002 (Catatan 30).

Accounts receivable from P.T. Tugu Pratama Indonesia (TPI) represents the insurance claim that has already been approved for payment by TPI as compensation for the damage to Apexindo's rig Maera due to a gas explosion accident on March 1, 2002 (Note 30).

Piutang dari PERTAMINA berasal dari Pajak Pertambahan Nilai (PPN) yang telah dibayarkan oleh anak perusahaan yang bergerak di bidang minyak dan gas bumi yang dapat direimburse dari PERTAMINA, dan biaya operasional PERTAMINA di lapangan yang dibayar oleh anak perusahaan.

Accounts receivable from PERTAMINA represent Value Added Tax (VAT) that has been paid by subsidiaries involved in the oil and gas industry which are reimbursable from PERTAMINA, as well as PERTAMINA's field operational expenses advanced by subsidiaries.

8. PERSEDIAAN

8. INVENTORIES

	2002	2001	2000	
	US\$	(Setelah disajikan kembali / As restated Catatan/ Note 3) US\$	(Setelah disajikan kembali / As restated Catatan/ Note 3) US\$	
Suku cadang, perlengkapan sumur dan lainnya	31.261.874	23.254.836	18.516.233	Spare parts, well supplies and others
Barang dalam perjalanan	2.905.118	2.439.883	329.324	Materials in transit
Methanol	812.619	1.421.647	528.398	Methanol
Jumlah	<u>34.979.611</u>	<u>27.116.366</u>	<u>19.373.955</u>	Total
Penyisihan penurunan nilai persediaan	<u>(914.928)</u>	<u>(933.998)</u>	<u>(65.719)</u>	Allowance for decline in value
Jumlah - Bersih	<u>34.064.683</u>	<u>26.182.368</u>	<u>19.308.236</u>	Net
Mutasi penyisihan penurunan nilai persediaan:				Changes in the allowance for decline in value of inventories:
Saldo awal	933.998	65.719	-	Beginning balance
Penambahan	-	868.279	65.719	Additions
Penghapusan	19.070	-	-	Write-offs
Saldo akhir	<u>914.928</u>	<u>933.998</u>	<u>65.719</u>	Ending balance

Pada tanggal 31 Desember 2002, persediaan dan aktiva tetap kecuali tanah telah diasuransikan dengan nilai pertanggungan sebesar US\$ 174.649.005 dan Rp 19.965.182 ribu (Catatan 13).

At December 31, 2002, all inventories and property and equipment, except land were insured for US\$ 174,649,005 and Rp 19,965,182 thousand (Note 13).

9. PAJAK DIBAYAR DI MUKA

9. PREPAID TAXES

	2002	2001	2000	
	US\$	(Setelah disajikan kembali / As restated Catatan/ Note 3) US\$	(Setelah disajikan kembali / As restated Catatan/ Note 3) US\$	
Perusahaan				The Company
Pajak penghasilan badan lebih bayar	1.210.952	599.169	687.478	Corporate income tax overpayments
Pajak pertambahan nilai	122.091	33.794	-	Value added tax
Jumlah	1.333.043	632.963	687.478	Subtotal
Anak Perusahaan				Subsidiaries
Pajak penghasilan badan lebih bayar	7.111.306	4.754.131	1.700.522	Corporate income tax overpayments
Pajak pertambahan nilai	8.056.943	3.369.844	1.976.335	Value added tax
Jumlah	15.168.249	8.123.975	3.676.857	Subtotal
Jumlah	16.501.292	8.756.938	4.364.335	Total

10. REKENING BANK YANG DIBATASI PENGGUNAANNYA

10. RESTRICTED CASH IN BANKS

	2002	2001	2000	
	US\$	(Setelah disajikan kembali / As restated Catatan/ Note 3) US\$	(Setelah disajikan kembali / As restated Catatan/ Note 3) US\$	
Standard Chartered Bank	2.012.506	1.089.258	-	Standard Chartered Bank
Morgan Stanley	1.250.000	-	-	Morgan Stanley
Bank BNI 1946	703.750	-	-	Bank BNI 1946
P.T. Bank Mandiri (Persero)	-	-	333.370	P.T. Bank Mandiri (Persero)
Jumlah	3.966.256	1.089.258	333.370	Total

Rekening giro pada Standard Chartered Bank merupakan dana sehubungan dengan fasilitas bank garansi yang diperoleh Apexindo dari bank yang bersangkutan (Catatan 38).

The current account in Standard Chartered Bank represents refundable deposits in connection with the guarantee facilities obtained by Apexindo from the same bank (Note 38).

Rekening deposit 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 transaksi (Catatan 38).

The current account in Morgan Stanley represents eligible collateral in connection with the interest rate swap transaction between MEFL with Morgan Stanley. This collateral shall be held by Morgan Stanley until the termination date of the transaction (Note 38).

Rekening giro pada Bank BNI 1946 merupakan dana yang ditempatkan oleh Apexindo sehubungan dengan penerbitan garansi bank dari bank tersebut untuk TotalFinaElf Indonesia (TOTAL).

The current account placed in Bank BNI 1946 represents fund placement by Apexindo in connection with issuance of bank guarantee certificate by the said bank to TotalFinaElf Indonesia (TOTAL).

Rekening giro pada P.T. Bank Mandiri (Persero) merupakan rekening escrow yang wajib dipertahankan oleh anak perusahaan sehubungan dengan fasilitas kredit yang diperoleh anak perusahaan dari P.T. Bank Mandiri (Persero). Rekening escrow harus mempertahankan saldo minimum sebesar satu bulan angsuran pokok ditambah bunga bulan berikutnya (Catatan 20). Meskipun demikian, anak perusahaan menandatangani dana yang diwajibkan pada rekening tersebut mendekati tanggal pembayaran pokok dan bunga.

The current account in P.T. Bank Mandiri (Persero) represents an escrow account required under a credit facility obtained by a subsidiary from the same bank. The required minimum balance of the escrow account is equivalent to one month of principal installment plus interest due the following month (Note 20). The subsidiary, however, deposits the required funding in this account close to the principal and interest payment dates.

11. PIUTANG PADA PIHAK YANG MEMPUNYAI HUBUNGAN ISTIMEWA

11. ACCOUNTS RECEIVABLE FROM RELATED PARTIES

	2002	2001 (Setelah disajikan kembali / As restated Catatan/ Note 3)	2000 (Setelah disajikan kembali / As restated Catatan/ Note 3)	
	US\$	US\$	US\$	
Medco Central Asia Ltd. (MCA)	53.068.518	53.068.518	53.077.500	Medco Central Asia Ltd. (MCA)
P.T. Medco Duta (DUTA)	29.395.496	29.395.496	29.681.901	P.T. Medco Duta (DUTA)
P.T. Medco Inti Dinamika (INTI)	4.623.095	5.103.206	5.417.611	P.T. Medco Inti Dinamika (INTI)
Mesa Drilling Inc.	1.952.148	775.591	-	Mesa Drilling Inc.
Probe Technology Service Inc.	17.824	250.000	-	Probe Technology Service Inc.
Lain-lain	-	8.950	9.701	Others
Jumlah	89.057.081	88.601.761	88.186.713	Total
Penyisihan piutang ragu-ragu	(87.087.109)	(87.087.109)	(52.578.310)	Allowance for doubtful accounts
Jumlah	1.969.972	1.514.652	35.608.403	Total

Mutasi penyisihan piutang ragu-ragu:

Changes in allowance for doubtful accounts:

	2002	2001 (Setelah disajikan kembali / As restated Catatan/ Note 3)	2000 (Setelah disajikan kembali / As restated Catatan/ Note 3)	
	US\$	US\$	US\$	
Saldo awal	87.087.109	52.578.310	20.367.466	Beginning balance
Penambahan	-	34.508.799	32.210.844	Additions
Saldo akhir	87.087.109	87.087.109	52.578.310	Ending balance

Piutang dari MCA semula dicatat sebagai uang muka jaminan dalam rangka perolehan hak pengoperasian JSC-Mangistaumunaigaz (JSC-M) dengan penjelasan sebagai berikut:

Receivables from MCA were originally recorded as a security deposit paid to MCA to secure the rights to operate JSC-Mangistaumunaigaz (JSC-M) described as follows:

- JSC-M adalah perusahaan yang memproduksi dan mengeksplorasi minyak dan gas yang didirikan di Kazakhstan. Pemegang saham mayoritas JSC-M adalah Central Asia Petroleum yang merupakan anak perusahaan MCA.
- Perusahaan dan MCA, telah menandatangani Memorandum of Understanding (MOU) pada tanggal 12 Mei 1997 dimana Perusahaan akan bertindak sebagai operator atas kegiatan JSC-M tersebut.

- JSC-M is an oil and gas production and exploration company established in Kazakhstan. JSC-M's major stockholder is Central Asia Petroleum, a subsidiary of MCA.
- The Company and MCA signed a Memorandum of Understanding (MOU) on May 12, 1997, whereby the Company would be nominated as the operator of JSC-M's operations.

MOU tersebut berlaku sampai dengan 12 Nopember 1999 dan tidak diperpanjang. Sejak saat itu setoran jaminan tersebut disajikan sebagai piutang pada pihak yang mempunyai hubungan istimewa.

Piutang kepada DUTA dan INTI merupakan pinjaman rekening koran yang diberikan oleh Perusahaan dan tagihan bunga.

Sejalan dengan restrukturisasi hutang DUTA dan INTI dengan para krediturnya, pada tanggal 15 September 2000 ditandatangani Perjanjian Pengakuan Hutang antara Perusahaan dengan DUTA dan INTI. Perjanjian ini mengubah tingkat suku bunga Rupiah dari 12% menjadi 7% per tahun dan tingkat suku bunga U.S. Dollar dari 8% menjadi 5% per tahun. Disamping itu jangka waktu pembayaran diubah menjadi 8 tahun dari tanggal perjanjian dengan tenggang waktu 3 tahun.

Berdasarkan evaluasi manajemen atas kondisi keuangan MCA, DUTA dan INTI, kemampuan untuk membayar hutangnya pada Perusahaan masih diragukan, dan karenanya manajemen menyisihkan piutang ragu-ragu masing-masing US\$ 87.087.109 pada tahun 2002 dan 2001 serta US\$ 52.578.310 pada tahun 2000.

Terhitung sejak tahun 2000, Perusahaan tidak mengakui pendapatan bunga atas piutang kepada MCA, DUTA dan INTI. Oleh karena pendapatan bunga tersebut, secara hukum, tetap merupakan tagihan yang sah kepada perusahaan-perusahaan yang mempunyai hubungan istimewa tersebut maka, Perusahaan mencatat pendapatan bunga pada saat penerimaan.

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 pada pihak yang mempunyai hubungan istimewa ini bisa ditafsirkan sebagai transaksi yang mempunyai benturan kepentingan antara Perusahaan dan anak perusahaan yang harus memperoleh persetujuan dari Pemegang Saham Independen.

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 sebagaimana diatur dalam ketentuan yang berlaku. Sampai dengan tanggal laporan keuangan, penjualan piutang yang direstrukturisasi masih dalam proses.

The MOU was in effect until November 12, 1999 and was not extended. Since that date, the security deposit was presented under accounts receivable from related parties.

Receivables from DUTA and INTI represent unsecured intercompany accounts and the related accrued interest.

In connection with the restructuring of loans of DUTA and INTI with its creditors, a Debt Acknowledgement Agreement was signed by the Company, DUTA and INTI on September 15, 2000. In accordance with the agreement, the interest rates per annum were changed from 12% to 7% for the Rupiah loan and 8% to 5% for the U.S. Dollar loan. In addition, the repayment terms of the loans were also changed to 8 years from the date of the agreement with 3 years grace period.

Based on management's evaluation of the financial condition of MCA, DUTA and INTI, the ability of these companies to repay their debts to the Company in the future is doubtful, hence management has provided an allowance for doubtful accounts of US\$ 87,087,109 in 2002 and 2001 and US\$ 52,578,310 in 2000.

Starting in 2000, the Company did not accrue the interest income on the receivables from MCA, DUTA and INTI. Legally, the interest income is still a valid receivable from these affiliates. The Company records the interest as interest income when received.

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 above receivables from related parties require approval from independent stockholders as these transactions maybe construed as a conflict of interest between the Company and its related parties.

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. At the date of this financial statements, the sale of the restructured receivables is still in process.

12. INVESTASI SAHAM

	2002	2001 (Setelah disajikan kembali / As restated Catatan/ Note 3)	2000 (Setelah disajikan kembali / As restated Catatan/ Note 3)
	US\$	US\$	US\$
Mesa Drilling Inc.	2.139.167	2.827.973	-
Probe Technology Service Inc.	876.636	716.340	784.524
Jumlah	<u>3.015.803</u>	<u>3.544.313</u>	<u>784.524</u>

Mesa Drilling Inc.

Akun ini merupakan 50% kepemilikan Apexindo atas saham Mesa Drilling Inc. (MESA), sebuah perusahaan yang berkedudukan di Houston, Texas, Amerika Serikat, yang bergerak di bidang jasa pengeboran. Investasi saham ini dibayar 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. tanggal 10 April 2001.

Pada tanggal 31 Desember 2002 dan 2001, jumlah tercatat investasi ini berdasarkan metode ekuitas adalah sebagai berikut:

12. INVESTMENTS IN SHARES OF STOCK

Mesa Drilling Inc.

This account represents Apexindo's 50% ownership interest in Mesa Drilling, Inc. (MESA), a company located in Houston, Texas in the United States of America, which is engaged in onshore drilling operations. The investment was paid by transferring one onshore rig at an agreed amount of US\$ 3,000,000 as stated in the Agreement for the Sale and Purchase of and Subscription for Shares in Mesa Drilling Inc. dated April 10, 2001.

At December 31, 2002 and 2001, the carrying amount of such investment accounted for under the equity method is as follows:

	2002	2001 (Setelah disajikan kembali / As restated Catatan/ Note 3)	
	US\$	US\$	
Jumlah investasi awal	2.827.973	3.000.000	Initial investment
Bagian rugi bersih	(688.806)	(172.027)	Equity in net loss
Jumlah tercatat	<u>2.139.167</u>	<u>2.827.973</u>	Carrying amount

Probe Technology Service Inc.

Investasi saham ini merupakan penyertaan saham EPI, anak perusahaan, sebesar 36,6% 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.

Pada tanggal 31 Desember 2002, 2001 dan 2000, jumlah tercatat investasi ini berdasarkan metode ekuitas adalah sebagai berikut:

Probe Technology Service Inc.

This account represents the 36.6% 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.

At December 31, 2002, 2001 and 2000, the carrying amount of this investment, which is accounted for under the equity method, is as follows:

	2002	2001 (Setelah disajikan kembali / As restated Catatan/ Note 3)	2000 (Setelah disajikan kembali / As restated Catatan/ Note 3)	
	US\$	US\$	US\$	
Saldo awal	716.340	784.524	875.000	Beginning balance
Penambahan investasi	533.038	-	-	Additional investment
Bagian rugi bersih	(372.742)	(68.184)	(90.476)	Equity in net loss
Jumlah tercatat	<u>876.636</u>	<u>716.340</u>	<u>784.524</u>	Carrying amount

13. AKTIVA TETAP

13. PROPERTY AND EQUIPMENT

	1 Januari / January 1, 2002 US\$	Penambahan/ Additions US\$	Pengurangan/ Deductions US\$	Reklasifikasi/ Reclassifications US\$	31 Desember/ December 31, 2002 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

Setelah disajikan kembali/ As restated - Catatan/ Note 3

	1 Januari / January 1, 2001 US\$	Penambahan/ Additions US\$	Pengurangan/ Deductions US\$	Reklasifikasi/ Reclassifications US\$	31 Desember/ December 31, 2001 US\$	
Biaya perolehan atau penilaian kembali:						At cost or revalued amounts:
Tanah	651.277	59.640	-	-	710.917	Land
Bangunan dan perbaikan	733.841	17.539	-	-	751.380	Buildings and improvements
Peralatan dan perlengkapan pemboran	207.653.449	45.306.834	7.963.489	4.978.058	249.974.852	Onshore and offshore drilling rigs and equipment
Kendaraan bermotor	9.500.716	452.192	654.190	-	9.298.718	Vehicles
Peralatan kantor dan lainnya	1.911.711	168.205	71.812	-	2.008.104	Office and other equipment
Leasehold improvement	4.834.181	85.685	-	609.200	5.529.066	Leasehold improvements
Aktiva dalam penyelesaian	2.989.608	3.792.911	-	(5.587.258)	1.195.261	Construction in progress
Jumlah	228.274.783	49.883.006	8.689.491	-	269.468.298	Total
Akumulasi penyusutan:						Accumulated depreciation:
Bangunan dan perbaikan	77.635	34.885	-	-	112.520	Buildings and improvements
Peralatan dan perlengkapan pemboran	127.469.388	15.004.297	7.669.565	-	134.804.120	Onshore and offshore drilling rigs and equipment
Kendaraan bermotor	8.419.018	543.503	589.682	-	8.372.839	Vehicles
Peralatan kantor dan lainnya	1.536.026	170.163	71.812	-	1.634.377	Office and other equipment
Leasehold improvement	749.486	1.039.592	-	-	1.789.078	Leasehold improvements
Jumlah	138.251.553	16.792.440	8.331.059	-	146.712.934	Total
Nilai Buku Bersih	90.023.230				122.755.364	Net Book Value

P.T. MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
DAN ANAK PERUSAHAAN
CATATAN ATAS LAPORAN KEUANGAN KONSOLIDASI
31 DESEMBER 2002, 2001 DAN 2000 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, 2002, 2001 AND 2000
AND FOR THE YEARS THEN ENDED
(Continued)

Setelah disajikan kembali/ As restated - Catatan/ Note 3					
1 Januari / January 1, 2000 US\$	Penambahan/ Additions US\$	Pengurangan/ Deductions US\$	Reklasifikasi/ Reclassifications US\$	31 Desember/ December 31, 2000 US\$	
Biaya perolehan atau penilaian kembali:					At cost or revalued amounts:
Tanah	651.277	-	-	651.277	Land
Bangunan dan perbaikan	733.841	-	-	733.841	Buildings and improvements
Peralatan dan perlengkapan pemboran	203.011.236	2.714.882	-	1.927.331	207.653.449 Onshore and offshore drilling rigs and equipment
Kendaraan bermotor	9.516.320	92.513	108.117	-	9.500.716 Vehicles
Peralatan kantor dan lainnya	1.755.140	206.198	49.627	-	1.911.711 Office and other equipment
Leasehold improvement	607.376	4.226.805	-	-	4.834.181 Leasehold improvements
Aktiva dalam penyelesaian	529.104	4.387.835	-	(1.927.331)	2.989.608 Construction in progress
Jumlah	216.804.294	11.628.233	157.744	-	228.274.783 Total
Akumulasi penyusutan:					Accumulated depreciation:
Bangunan dan perbaikan	41.235	36.400	-	-	77.635 Buildings and improvements
Peralatan dan perlengkapan pemboran	113.108.735	14.360.653	-	-	127.469.388 Onshore and offshore drilling rigs and equipment
Kendaraan bermotor	7.576.628	923.732	81.342	-	8.419.018 Vehicles
Peralatan kantor dan lainnya	1.304.495	241.852	10.321	-	1.536.026 Office and other equipment
Leasehold improvement	333.386	416.100	-	-	749.486 Leasehold improvements
Jumlah	122.364.479	15.978.737	91.663	-	138.251.553 Total
Nilai Buku Bersih	94.439.815			90.023.230	Net Book Value

Pada tahun 2001, sebelum melakukan merger, MEA dan Apexindo melakukan penilaian kembali aktiva tetapnya berdasarkan Keputusan Menteri Keuangan Republik Indonesia No. 384 /KMK.04/1998 tanggal 14 Agustus 1998. Aktiva tetap yang telah dinilai kembali adalah seluruh aktiva tetap milik Apexindo dan sebagian peralatan pengeboran milik MEA dan perlengkapannya pada tanggal 1 Januari 2001. Berdasarkan Laporan Penilaian Harta Kekayaan Perusahaan dari P.T. Graha Karya Reksatama tanggal 8 Mei 2001, aktiva tetap tersebut dinilai kembali berdasarkan metode perbandingan data pasar (Market Data Approach). Pada tanggal 27 Agustus 2001, MEA dan Apexindo telah memperoleh persetujuan dari Kantor Pelayanan Pajak dalam Surat Keputusan No. KEP-02/WPJ.04/KP.1205/2001. Selisih penilaian kembali aktiva tetap, setelah dikurangi hak minoritas dan pajak penghasilan, sebesar US\$ 27.456.869 dicatat sebagai bagian dari ekuitas pada akun "selisih transaksi perubahan ekuitas anak perusahaan" (Catatan 26).

Prior to their merger in 2001, MEA and Apexindo revalued their property and equipment in accordance with the Decree of the Minister of Finance of the Republic of Indonesia No.384/KMK.04/1998 dated August 14, 1998. The assets that have been revalued were all of the property and equipment owned by Apexindo and part of the drilling rigs and equipment owned by MEA as of January 1, 2001. Based on the appraisal report of P.T. Graha Karya Reksatama dated May 8, 2001, the revaluation was made using the Market Data Approach. On August 27, 2001, MEA and Apexindo obtained the approval of such revaluation from the Tax Service Office through Decision Letter No. KEP-02/WPJ.04/KP.1205/2001. The revaluation increment of US\$ 27,456,869, net of minority interest and income tax, was recorded as part of equity and recognized as a difference due to change in equity of subsidiaries (Note 26).

Beban penyusutan dialokasikan sebagai berikut:

Allocation of depreciation expense is as follows:

	2002 US\$	2001 (Setelah disajikan kembali / As restated Catatan/ Note 3) US\$	2000 (Setelah disajikan kembali / As restated Catatan/ Note 3) US\$	
Beban penjualan dan beban langsung	14.942.911	16.120.922	15.305.875	Cost of sales and direct expenses
Beban usaha	981.685	671.518	672.862	Operating expenses
Jumlah	15.924.596	16.792.440	15.978.737	Total

Peralatan dan perlengkapan pemboran darat milik MEA No. 2, 5, 6 dan 9 digunakan sebagai jaminan sehubungan dengan penerimaan pinjaman sindikasi (Catatan 20).

Apexindo's onshore drilling rigs No. 2, 5, 6 and 9 were used as collateral for the Company and certain subsidiaries' syndicated loan (Note 20).

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.

Rincian aktiva dalam penyelesaian pada tanggal 31 Desember 2002 adalah sebagai berikut:

The details of construction in progress as of December 31, 2002 are as follows:

	Persentase penyelesaian/ Percentage of completion	Akumulasi biaya/ Accumulated cost	Estimasi penyelesaian/ Estimated date of completion	
Peralatan pengeboran rig lepas pantai				Offshore drilling rigs
- Maera	88%	30.767.494	Februari/February 2003	- Maera
- Raissa	78.75%	39.372.758	Maret/March 2003	- Raissa
- Yani	49.76%	19.405.718	Mei/May 2003	- Yani
Perbaikan bangunan	23%	38.828	April/April 2003	Building improvements
Renovasi kantor	54,79%	426.249	Mei/May 2003	Office renovation
Pabrik	3,6%	725.439	Maret/March 2004	Plant
Jumlah		<u>90.736.486</u>		Total

Pada bulan Juni dan Juli 2002, Apexindo menandatangani kontrak pengeboran jangka panjang dengan TOTAL senilai kurang lebih US\$ 142 juta. 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, Singapore dikontrak untuk membangun rig-rig tersebut dengan perkiraan jumlah biaya keseluruhan masing-masing untuk Rig Raissa dan Yani diperkirakan sebesar US\$ 50 juta dan US\$ 39 juta (Catatan 38). Kedua rig tersebut dijadwalkan selesai untuk dikirim pada bulan Maret dan Mei 2003.

In June and July 2002, Apexindo has signed long-term drilling contracts with TOTAL with a total value of US\$ 142 million. 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 estimated total costs of US\$ 50 million and US\$ 39 million for rigs Raissa and Yani, respectively (Note 38). The rigs are scheduled for delivery on March and May 2003.

Untuk membiayai pembangunan rig tersebut, Apexindo, selain memperoleh dana dari hasil penawaran saham kepada masyarakat, mengadakan perjanjian dengan pihak yang mempunyai hubungan istimewa untuk suatu kesepakatan bersama dalam mendanai pembangunan rig tersebut (Catatan 35).

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 35).

Pada tanggal 1 Maret 2002, salah satu rig pengeboran lepas pantai, Maera mengalami kerusakan akibat ledakan gas pada lokasi pengeboran gas alam di (Catatan 30). Keppel Fels Limited, Singapura, juga dikontrak untuk memperbaiki dan meng-upgrade rig Maera (Catatan 38).

On March 1, 2002, one of the offshore drilling rigs, Maera was damaged by a gas explosion (Note 30). Keppel Fels Limited, Singapore, was also contracted for the repair and upgrading of rig Maera (Note 38).

Pembangunan rig Raissa dan Maera telah selesai masing-masing pada tanggal 1 Maret 2003 dan 7 Februari 2003 (Catatan 42).

The construction of rigs Raissa and Maera have been completed on March 1, 2003 and February 7, 2003, respectively (Note 42).

Pada tanggal 31 Desember 2002, persediaan dan aktiva tetap kecuali tanah telah diasuransikan dengan nilai pertanggungan sebesar US\$ 174.649.005 dan Rp 19.965.182 ribu (Catatan 8). Manajemen berpendapat bahwa nilai pertanggungan tersebut cukup untuk menutupi kemungkinan kerugian yang timbul dari aktiva yang diasuransikan. Lihat Catatan 40 untuk bahaya operasi dan risiko yang tidak diasuransikan.

At December 31, 2002, all inventories and property and equipment, except land, were insured for US\$ 174,649,005 and Rp 19,965,182 thousand (Note 8). Management believes that the insurance coverage is adequate to cover possible losses on the assets insured. See Note 40 for discussion of a operating hazard and uninsured risks.

14. AKTIVA MINYAK DAN GAS BUMI

14. OIL AND GAS PROPERTIES

	2002	2001	2000	
	US\$	(Setelah disajikan kembali / As restated Catatan/ Note 3) US\$	(Setelah disajikan kembali / As restated Catatan/ Note 3) US\$	
Area yang sudah dioperasikan	22.378.474	22.128.652	22.128.474	Operated acreage
Area yang belum dioperasikan	1.409.000	909.000	3.650.000	Unoperated acreage
Sumur dan perlengkapan dan fasilitasnya	307.555.991	231.989.728	182.452.749	Wells and related equipment and facilities
Perlengkapan kantor	4.967.309	3.815.413	2.844.999	Office equipment
Kendaraan	2.806.376	2.593.755	2.415.219	Vehicles
Sumur, perlengkapan dan fasilitas dalam pengerjaan	55.586.933	41.472.413	35.629.116	Uncompleted wells, equipment and facilities
Penyesuaian nilai wajar	56.293.137	51.000.772	49.813.068	Fair value adjustment
Jumlah	450.997.220	353.909.733	298.933.625	Total
Akumulasi depresiasi dan amortisasi (Catatan 2c)	(164.969.111)	(112.880.308)	(92.245.372)	Accumulated depreciation and amortization (Note 2c)
Jumlah Tercatat	286.028.109	241.029.425	206.688.253	Net Book Value

Pada tanggal 31 Desember 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 sebesar US\$ 297.323.345. Lihat Catatan 40 untuk bahaya operasi dan risiko yang tidak diasuransi.

At December 31, 2002, all wells and related equipment and facilities of subsidiaries involved in oil and gas exploration and production were insured for US\$ 297,323,345. Refer to Note 40 for operating hazard and uninsured risks.

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.

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.

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 per 31 Desember 2002 pada tabel di bawah ini disertifikasi oleh Gaffney, Cline & Associate (GCA), konsultan perminyakan independen. Di dalam laporannya, GCA menggunakan prinsip teknik perminyakan dan definisi mengenai proved dan probable reserves yang berlaku umum yang disusun oleh U.S. Society of Petroleum Engineers.

Manajemen meyakini bahwa kuantitas cadangan di bawah ini merupakan estimasi yang memadai berdasarkan data teknik dan geologi yang tersedia.

Estimasi cadangan minyak dan gas bumi di wilayah kerja Sumatera, Kalimantan dan Tarakan adalah sebagai berikut:

The following information on subsidiaries' reserve quantities are estimated by the subsidiaries' engineers. The estimated oil and gas reserves in 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. Society of Petroleum Engineers.

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:

	Minyak/ Crude oil Dalam ribu barrel/ In thousands of barrels	Gas Dalam juta kaki kubik/ In millions of cubic feet	
<u>Proved Developed, Undeveloped and Probable Reserves</u>			<u>Proved Developed, Undeveloped and Probable Reserves</u>
Saldo 1 Januari 2001	277.373	779.453	Balance as of January 1, 2001
Revisi atas estimasi sebelumnya	125.012	12.097	Revision to previous estimate
Produksi selama tahun 2001	(30.093)	(28.991)	Production in 2001
Saldo 31 Desember 2001	372.292	762.559	Balance as of December 31, 2001
Revisi atas estimasi sebelumnya	(108.034)	911.232	Revision to previous estimate
Produksi selama tahun 2002	(31.204)	(24.659)	Production in 2002
Saldo 31 Desember 2002	<u>233.054</u>	<u>1.649.132</u>	Balance as of December 31, 2002
<u>Proved Developed and Undeveloped Reserves</u>			<u>Proved Developed and Undeveloped Reserves</u>
Saldo 1 Januari 2000	191.530	573.441	Balance as of January 1, 2000
Revisi atas estimasi sebelumnya	52.729	30.393	Revision to previous estimate
Produksi selama tahun 2000	(24.441)	(31.739)	Production in 2000
Saldo 1 Desember 2000	219.818	572.095	Balance as of December 31, 2000
Revisi atas estimasi sebelumnya	24.416	14.219	Revision to previous estimate
Produksi selama tahun 2001	(30.093)	(28.991)	Production in 2001
Saldo 31 Desember 2001	214.141	557.323	Balance as of December 31, 2001
Revisi atas estimasi sebelumnya	(35.491)	(406.036)	Revision to previous estimate
Produksi selama tahun 2002	(31.204)	(24.659)	Production in 2002
Saldo 31 Desember 2002	<u>147.446</u>	<u>126.628</u>	Balance as of December 31, 2002

Estimasi cadangan minyak di wilayah kerja Tuban
adalah sebagai berikut:

Estimated oil reserves in Tuban is as follows:

	<u>Minyak/Crude oil</u> <u>Dalam ribu barrel/</u> <u>In thousands of barrels</u>	
<u>Proved Developed, Undeveloped and</u> <u>Probable Reserves</u>		<u>Proved Developed, Undeveloped and</u> <u>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	<u>7.474</u>	Balance as of December 31, 2002
<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	<u>4.938</u>	Balance as of December 31, 2002

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 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, 2002 were estimated by the Company.

15. AKTIVA LAIN-LAIN

15. OTHER ASSETS

	<u>2002</u> <u>US\$</u>	<u>2001</u> (Setelah disajikan kembali / As restated Catatan/ Note 3) <u>US\$</u>	<u>2000</u> (Setelah disajikan kembali / As restated Catatan/ Note 3) <u>US\$</u>	
Wesel tagih- Kredit Asia Finance, Ltd., Hongkong	5.170.350	5.170.350	5.170.350	Notes receivable - Kredit Asia Finance, Ltd., Hongkong
Biaya perangkat lunak - bersih	3.532.154	-	-	Software costs - net
Uang muka pembelian aktiva tetap	3.095.626	3.095.626	3.095.626	Advanced payment for property and equipment
Setoran jaminan	1.040.436	1.076.476	1.074.517	Security deposits
Biaya ditangguhkan - bersih	-	23.977	276.221	Deferred charges - net
Lain-lain	3.567.204	1.803.624	221.560	Others
Jumlah	<u>16.405.770</u>	<u>11.170.053</u>	<u>9.838.274</u>	Total
Dikurangi penyisihan wesel tagih dan uang muka pembelian aktiva tetap	<u>(8.265.976)</u>	<u>(8.265.976)</u>	<u>(7.446.675)</u>	Allowance for possible losses on notes receivable and advanced payment for property and equipment
Bersih	<u>8.139.794</u>	<u>2.904.077</u>	<u>2.391.599</u>	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 membentuk penyisihan atas wesel tagih tersebut sebesar 100%.

Biaya yang terjadi sehubungan dengan perolehan lisensi penggunaan perangkat lunak SAP dan biaya persiapannya dicatat sebagai biaya tidak berwujud dan diamortisasi selama 4 tahun.

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%.

Biaya ditangguhkan merupakan biaya-biaya yang dikeluarkan sehubungan dengan perolehan hak pengelolaan Kilang Methanol Bunyu yang diamortisasi selama 3 tahun.

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.

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.

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.

Deferred charges consist of the costs of acquiring the rights to operate the Bunyu Methanol Plant, and are being amortized over 3 years.

16. HUTANG USAHA

a. Berdasarkan pemasok:

	2002	2001	2000
	US\$	(Setelah disajikan kembali / As restated Catatan/ Note 3)	(Setelah disajikan kembali / As restated Catatan/ Note 3)
	US\$	US\$	US\$
Pihak yang mempunyai hubungan istimewa			
P.T. Andrawina Praja Sarana	334.712	273.204	1.964.999
Sub-jumlah	334.712	273.204	1.964.999
Pihak ketiga			
Pemasok dalam negeri	36.999.152	25.946.342	27.107.207
Pemasok luar negeri	12.727.474	1.407.868	2.402.668
Sub-jumlah	49.726.626	27.354.210	29.509.875
Jumlah	50.061.338	27.627.414	31.474.874

16. TRADE ACCOUNTS PAYABLE

a. By creditor:

Related parties
P.T. Andrawina Praja Sarana
Subtotal

Third parties
Local suppliers
Foreign suppliers
Subtotal

Total

b. Berdasarkan umur:

b. By age category:

	2002	2001 (Setelah disajikan kembali / As restated Catatan/ Note 3)	2000 (Setelah disajikan kembali / As restated Catatan/ Note 3)	
	US\$	US\$	US\$	
Sampai dengan 1 bulan	38.697.664	18.959.255	21.947.375	Up to 1 month
1 - 3 bulan	7.516.513	2.733.902	2.056.253	1 - 3 months
3 - 6 bulan	2.880.541	568.848	3.461.821	3 - 6 months
6 bulan - 1 tahun	526.590	4.886.682	521.809	6 months - 1 year
Lebih dari 1 tahun	440.030	478.727	3.487.616	More than 1 year
Jumlah	<u>50.061.338</u>	<u>27.627.414</u>	<u>31.474.874</u>	Total

c. Berdasarkan mata uang:

c. By currency:

	2002	2001 (Setelah disajikan kembali / As restated Catatan/ Note 3)	2000 (Setelah disajikan kembali / As restated Catatan/ Note 3)	
	US\$	US\$	US\$	
U.S. Dollar	41.149.766	23.983.252	26.710.781	U.S. Dollar
Rupiah	7.962.208	3.475.348	4.536.844	Rupiah
Singapore Dollar	659.349	152.062	225.677	Singapore Dollar
Euro	233.845	12.307	-	Euro
Yen	-	4.127	-	Yen
French Franc	-	318	1.572	French Franc
Poundsterling Inggris	56.170	-	-	British Poundsterling
Jumlah	<u>50.061.338</u>	<u>27.627.414</u>	<u>31.474.874</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.

17. HUTANG LAIN-LAIN

17. OTHER ACCOUNTS PAYABLE

	2002	2001 (Setelah disajikan kembali / As restated Catatan/ Note 3)	2000 (Setelah disajikan kembali / As restated Catatan/ Note 3)	
	US\$	US\$	US\$	
Beyond Petroleum	4.536.217	4.536.217	4.536.217	Beyond Petroleum
PERTAMINA	2.308.497	3.247.114	4.148.298	PERTAMINA
Lainnya	3.024.653	2.368.165	2.165.682	Others
Jumlah	<u>9.869.367</u>	<u>10.151.496</u>	<u>10.850.197</u>	Total

Hutang kepada Beyond Petroleum (dahulu ARCO) sebesar US\$ 4.536.217 yang akan dibayar oleh P.T. Exspan Tomori Sulawesi, anak perusahaan, saat produksi minyak di wilayah kerja Senoro-Toili telah mencapai volume tertentu sesuai dengan perjanjian.

Accounts payable to Beyond Petroleum (formerly ARCO) amounting to US\$ 4,536,217 represents the amount to be paid by P.T. Exspan Tomori Sulawesi, a subsidiary, once the petroleum production from the Senoro-Toili Block has reached a certain volume as provided in the agreement.

Hutang kepada PERTAMINA merupakan hutang atas penggunaan pipa milik PERTAMINA yang digunakan oleh anak perusahaan.

Accounts payable to PERTAMINA arose from the utilization of pipeline facilities of PERTAMINA by subsidiaries.

18. HUTANG PAJAK

18. TAXES PAYABLE

	2002	2001	2000	
		(Setelah disajikan kembali / As restated)	(Setelah disajikan kembali / As restated)	
	US\$	Catatan/ Note 3)	Catatan/ Note 3)	
<u>Perusahaan</u>				<u>The Company</u>
Pajak Penghasilan				Income tax
Pasal 21	2.567.416	1.120.366	692.942	Article 21
Pasal 23	5.101	6.912	201.119	Article 23
Pasal 26	17.813	6.195	1.149.469	Article 26
Pajak Pertambahan Nilai	174.843	140.818	237.437	Value added tax
Sub-jumlah	<u>2.765.173</u>	<u>1.274.291</u>	<u>2.280.967</u>	Subtotal
<u>Anak Perusahaan</u>				<u>Subsidiaries</u>
Pajak Penghasilan Badan	7.526.255	7.197.028	5.586.568	Corporate income tax
Pajak Penghasilan				Income tax
Pasal 21	798.449	563.800	1.241.917	Article 21
Pasal 23	1.414.287	729.623	772.518	Article 23
Pasal 25	-	312.284	71.926	Article 25
Pasal 26	112.199	12.846	17.862	Article 26
Bagian hutang pajak pasal 19 yang akan jatuh tempo dalam waktu satu tahun (setelah dikurangi bagian jangka panjang)	1.789.955	1.538.673	-	Current maturities of income tax - Article 19 (net of long-term portion)
Pajak Pertambahan Nilai	1.991.996	922.168	615.686	Value added tax
Sub-jumlah	<u>13.633.141</u>	<u>11.276.422</u>	<u>8.306.477</u>	Subtotal
Jumlah	<u>16.398.314</u>	<u>12.550.713</u>	<u>10.587.444</u>	Total

Pada tahun 2001, Apexindo, anak perusahaan, melakukan penilaian kembali atas aktiva tetapnya. Hutang pajak (pasal 19) yang timbul atas selisih penilaian kembali aktiva tetap yang dicatat sebagai pengurang akun selisih penilaian kembali aktiva tetap adalah sebesar US\$ 7.693.366. Hutang pajak akan diangsur selama lima tahun.

In 2001, Apexindo, a subsidiary, had revalued its property and equipment. Tax payable (Article 19) on the revaluation which was charged against the revaluation increment in 2001 amounted to US\$ 7,693,366. This will be paid in installments over five years.

19. BIAYA YANG MASIH HARUS DIBAYAR

19. ACCRUED EXPENSES

	2002	2001	2000	
		(Setelah disajikan kembali / As restated)	(Setelah disajikan kembali / As restated)	
	US\$	Catatan/ Note 3)	Catatan/ Note 3)	
Pembangunan Rig				Rig construction
(Catatan 13 dan 38)	29.966.932	-	-	(Notes 13 and 38)
Manfaat karyawan lainnya				Other employee benefits
(Catatan 34)	3.068.813	2.221.826	-	(Note 34)
Lain-lain	6.805.338	2.522.042	2.805.993	Others
Jumlah	<u>39.841.083</u>	<u>4.743.868</u>	<u>2.805.993</u>	Total

20. HUTANG JANGKA PANJANG

20. LONG-TERM LOANS

	2002	2001 (Setelah disajikan kembali / As restated Catatan/ Note 3)	2000 (Setelah disajikan kembali / As restated Catatan/ Note 3)	
	US\$	US\$	US\$	
Hutang bank -				Bank loan -
P.T. Bank Mandiri (Persero)	2.499.920	4.666.039	6.250.000	P.T. Bank Mandiri (Persero)
Hutang sindikasi	-	6.288.840	9.321.840	Syndicated loan
Jumlah	2.499.920	10.954.879	15.571.840	Total
Dikurangi bagian yang jatuh tempo dalam waktu satu tahun	2.499.920	5.032.439	4.616.400	Less: current maturities
Jumlah	-	5.922.440	10.955.440	Noncurrent portion
Tingkat suku bunga per tahun	5,19% - 5,53%	6% - 9%	7% - 10%	Interest rates per annum during the year

Hutang Bank

Pada tanggal 28 Agustus 1996, Apexindo, anak perusahaan, memperoleh hutang bank jangka pendek sebesar US\$ 6.250.000 dari BDN Bank AG, Jerman, dengan tingkat bunga per tahun sebesar persentase tertentu di atas LIBOR. Pinjaman ini dijamin dengan corporate guarantee Perusahaan. Sejak 12 April 1999, pinjaman tersebut diambil alih oleh P.T. Bank Mandiri (Persero), Jakarta. Pinjaman tersebut telah jatuh tempo pada 16 Oktober 1998 dan permohonan restrukturisasinya baru disetujui pada tanggal 1 Mei 2000 dan telah dinotariatkan oleh notaris B.R.Ay. Mahyastoeti Notonagoro, S.H., dengan Akte Perubahan Perjanjian No. 109 tanggal 23 Mei 2001.

Ketentuan dan persyaratan baru yang telah disetujui berdasarkan surat persetujuan Restrukturisasi Fasilitas Kredit tanggal 1 Mei 2000 tersebut adalah sebagai berikut:

Fasilitas kredit	: US\$ 6.250.000
Jatuh tempo pinjaman	: 31 Oktober 2003
Jadwal pembayaran	: Dibayar dengan jadwal angsuran sebagai berikut:
	• US\$ 250.000 pada saat penandatanganan perjanjian kredit. • US\$ 1.000.000 yang diangsur sejak bulan November 2000 sampai dengan Oktober 2001. • US\$ 2.000.000 yang diangsur sejak bulan November 2001 sampai dengan Oktober 2002. • US\$ 3.000.000 yang diangsur sejak bulan November 2002 sampai dengan Oktober 2003.

Bank Loan

On August 28, 1996, Apexindo, a subsidiary, obtained a short-term bank loan amounting to US\$ 6,250,000 from BDN Bank AG, Germany, with an interest rate per annum equivalent to a certain percentage above LIBOR. This loan is secured by a corporate guarantee from the Company. On April 12, 1999, the loan was taken over by P.T. Bank Mandiri (Persero), Jakarta. This loan matured on October 16, 1998. The restructuring proposal was approved on May 1, 2000 and notarized by B.R.Ay. Mahyastoeti Notonagoro, S.H., through deed No. 109 dated May 23, 2001.

Approved terms and conditions stated in the Credit Facility Restructuring Agreement dated May 1, 2000 are as follows:

US\$ 6,250,000	: Credit facility
October 31, 2003	: Maturity date
Payable based on the following schedule:	: Terms of repayment
	• US\$ 250,000 on the date of signing. • US\$ 1,000,000 in monthly installment from November 2000 to October 2001. • US\$ 2,000,000 in monthly installment from November 2001 to October 2002. • US\$ 3,000,000 in monthly installment from November 2002 to October 2003.

Tingkat bunga : Dibayar setiap bulan, dengan ketentuan sebagai berikut:

- LIBOR + 2,5% per tahun sejak tanggal perjanjian kredit sampai dengan Oktober 2000.
- LIBOR + 3% per tahun sejak November 2000 sampai dengan Oktober 2001.
- LIBOR + 3,5% per tahun sejak November 2001 sampai dengan Oktober 2002.
- LIBOR + 4% per tahun sejak November 2002 sampai dengan Oktober 2003.

Disamping ketentuan dan persyaratan tersebut di atas, Apexindo disyaratkan untuk mematuhi beberapa batasan dari pinjaman tersebut.

Hutang Sindikasi

Perusahaan bersama-sama dengan 4 anak perusahaannya yakni Apexindo, MEA, EK dan ET memperoleh pinjaman sindikasi dengan fasilitas pinjaman revolving dengan nilai maksimum sebesar US\$ 15.000.000 dari beberapa bank dan lembaga keuangan bukan bank di luar negeri dimana The Dai-ichi Kangyo Bank Limited (Cabang Singapura) (DKB) bertindak sebagai Facility Agent dan Escrow Agent, dan P.T. Bank Dai-ichi Kangyo Indonesia sebagai Security Agent. Pinjaman ini dijamin dengan peralatan pemboran No. 2, 5, 6 dan 9 beserta peralatan pendukungnya dan piutang usaha atas pengoperasian peralatan pemboran tersebut (Catatan 6 dan 13).

Pinjaman ini telah jatuh tempo pada tanggal 11 September 1998 namun kemudian di jadwal ulang. Pada tanggal 30 September 1999, penjadwalan kembali fasilitas pinjaman sindikasi ini berlaku dengan ketentuan sebagai berikut:

Fasilitas kredit : US\$ 11.175.000
Pokok pinjaman : Dibayar setiap bulan + bunga
Tingkat bunga : DKB's Cost of Fund + Margin
Besarnya margin adalah sebagai berikut :

- 2,5% per tahun untuk periode 10 September 1999 sampai dengan 9 Agustus 2000.
- 3% per tahun untuk periode 10 Agustus 2000 sampai dengan 9 Agustus 2001.

Payable monthly as follows: : Interest rate

- LIBOR + 2.5% per annum from the date of signing to October 2000.
- LIBOR + 3% per annum from November 2000 to October 2001.
- LIBOR + 3.5% per annum from November 2001 to October 2002.
- LIBOR + 4% per annum from November 2002 to October 2003.

In addition to the terms and conditions described above, Apexindo is required to comply with certain loan covenants and restrictions.

Syndicated loan

The Company, together with its four subsidiaries, Apexindo, MEA, EK and ET, 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 and Escrow Agent, and P.T. Bank Dai-ichi Kangyo Indonesia as Security Agent. This loan is secured by Drilling Rigs No. 2, 5, 6 and 9 and its supporting equipment as well as related accounts receivable from utilization of the related rigs (Notes 6 and 13).

This loan matured on September 11, 1998 but was subsequently rescheduled. The loan rescheduling agreement took effect on September 30, 1999, with the following terms:

US\$ 11,175,000 : Credit facility
Payable monthly : Principal amount + interest
DKB's Cost of Fund + : Interest rate
Margin
The margin is as follows:

- 2.5% per annum for the period from September 10, 1999 until August 9, 2000.
- 3% per annum for the period from August 10, 2000 until August 9, 2001.

• 3,5% per tahun untuk periode 10 Agustus 2001 sampai dengan jatuh tempo.

Jangka waktu : 3 tahun, jatuh tempo 10 Agustus 2002.

Jaminan : Rig 2, 5, 6 dan 9 berikut piutang yang berasal dari pengoperasian Rig tersebut.

Pinjaman tersebut dilaksanakan dengan beberapa pembatasan yang telah ditetapkan dalam perjanjian kredit.

Pada tanggal 8 Agustus 2002, pinjaman ini dilunasi seluruhnya oleh Perusahaan. Sehubungan dengan pelunasan tersebut maka seluruh jaminan yang berkaitan dengan pinjaman ini telah dibebaskan (Catatan 6 dan 13).

• 3.5% per annum for the period from August 10, 2001 until maturity date.

3 years, maturing on : Loan period August 10, 2002.

Rig 2, 5, 6 and 9 and the related receivables from the operations thereof. : Collateral

Certain restrictions have been retained in the loan agreement.

On August 8, 2002, the syndicated loan was fully paid by the Company. Consequently, all of the collateral has been released (Notes 6 and 13).

21. WESEL BAYAR JANGKA PANJANG

21. LONG-TERM NOTES PAYABLE

	2002 US\$	2001 (Setelah disajikan kembali / As restated Catatan/ Note 3) US\$	2000 (Setelah disajikan kembali / As restated Catatan/ Note 3) US\$	
Senior Guaranteed Notes (SGN) Jatuh Tempo 2007	100.000.000	-	-	Senior Guaranteed Notes (SGN) due in 2007
Series A Guaranteed Floating Rate Notes jatuh tempo 2007 (Note Seri A)	-	-	2.868.000	Series A Guaranteed Floating Rate Notes due in 2007 (Series A Notes)
Series B Guaranteed Floating Rate Notes jatuh tempo 2007 (Note Seri B)	-	-	18.851.873	Series B Guaranteed Floating Rate Notes due in 2007 (Series B Notes)
Jumlah	100.000.000	-	21.719.873	Total
Dikurangi diskonto yang belum diamortisasi	3.772.356	-	-	Less: unamortized discount
Jumlah	96.227.644	-	21.719.873	Total
Tingkat suku bunga per tahun	10%	-	3,7 % - 6,9 %	Interest rates per annum

Senior Guaranteed Notes (SGN) yang Jatuh Tempo Pada Tahun 2007

Pada tanggal 19 Maret 2002, MEFL menerbitkan Senior Guaranteed Notes (SGN) sebesar US\$ 100 juta dengan tingkat bunga 10 % per tahun dengan harga 98,093%.

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).

Senior Guaranteed Notes (SGN) Due in 2007

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%.

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).

Persyaratan dan kondisi sehubungan penerbitan Notes tersebut antara lain mengharuskan Perusahaan dan anak perusahaan mempertahankan rasio keuangan tertentu berdasarkan laporan keuangan konsolidasi dan membatasi hak Perusahaan untuk mengumumkan atau melakukan pembayaran deviden kepada pemegang saham Perusahaan melebihi 50% dari laba bersih konsolidasi dan membatasi anak perusahaan untuk menambah hutang baru kecuali untuk hutang tertentu yang diperbolehkan. Ketentuan dan kondisi tersebut juga tidak memperbolehkan adanya penggabungan usaha kecuali syarat-syarat tertentu telah terpenuhi.

Pada tanggal 4 Februari 2002, Standard & Poor's memberikan peringkat "B+" dan prakiraan stabil bagi surat-surat hutang Perusahaan. Peringkat yang sama juga diberikan kepada SGN yang telah disebutkan di atas senilai US\$ 100 juta.

PT Pemeringkat Efek Indonesia (PEFINDO) juga telah melakukan pemeringkatan atas kinerja Perusahaan pada tanggal 29 Januari 2002 dan memberikan peringkat kredit korporasi "AA-" kepada Perusahaan dengan prakiraan stabil.

Guaranteed Floating Rate Notes

Pada tahun 1999, MEFO, anak perusahaan, menerbitkan Note Seri A dan B masing-masing sebesar US\$ 42.783.000 dan US\$ 23.451.000 yang akan jatuh tempo tahun 2007. Note Seri A dan B ini diterbitkan dalam rangka restrukturisasi hutang Perusahaan sesuai kesepakatan dengan para kreditur tanggal 29 Nopember 1999. FRN ini dijamin oleh Perusahaan dimana bertindak sebagai agen bank adalah Chase Manhattant Bank, dengan ketentuan dan kondisi sebagai berikut:

Guaranteed Floating Rate Notes - Series A

Jangka waktu	: 8 tahun, jatuh tempo 2007	8 years, due in 2007	: Loan period
Pelunasan pokok pinjaman	: Pada saat jatuh tempo	Upon maturity	: Repayment of principal
Tingkat bunga (dibayar setiap setengah tahun)	: LIBOR flat	LIBOR flat	: Applicable interest rate (payable semi-annually)
Tanggal pembayaran Bunga	: 1 Pebruari dan 1 Agustus	February 1 and August 1	: Interest payment dates

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.

The Company was assigned a "B+" corporate credit rating with stable outlook by the Standard & Poor's on February 4, 2002. Similar rating was also assigned to the abovementioned US\$ 100 million SGN.

PT Pemeringkat Efek Indonesia (PEFINDO) also rated the Company's performance and gave it an "AA-" corporate credit rating with stable outlook on January 29, 2002.

Guaranteed Floating Rate Notes

In 1999, MEFO, a subsidiary, issued Series A and B Guaranteed Floating Rate Notes (FRN) amounting to US\$ 42,783,000 and US\$ 23,451,000, respectively, due in 2007. The FRN were issued in relation to the Company's debt restructuring program, as agreed with the creditors on November 29, 1999. The FRN were guaranteed by the Company, with Chase Manhattan Bank acting as the agent bank. The terms and conditions of the FRN are as follows:

Guaranteed Floating Rate Notes - Series B

Jangka waktu	:	8 tahun, jatuh tempo 2007	8 years, due in 2007	:	Loan period
Pelunasan Pokok pinjaman (masing-masing dibayarkan setiap setengah tahun)	:	10% per tahun, dari nilai nominal untuk tahun ke 3, 4 dan 5. 20% per tahun dari nilai nominal untuk ke 6 dan 7. 30% per tahun dari nilai nominal untuk tahun ke 8.	10% per annum of the face value for 3rd, 4th and 5th year 20% per annum of the face value for 6th and 7th year 30% per annum of the face value for 8th year	:	Repayment of principal (payable semi-annually)
Tingkat bunga (masing-masing dibayarkan setiap setengah tahun)	:	- LIBOR + 1,25 % per tahun untuk tahun pertama. - LIBOR + 2,50 % per tahun untuk tahun ke 2. - LIBOR + 3,25 % per tahun untuk tahun ke 3. - LIBOR + 3,50 % per tahun untuk tahun ke 4. - LIBOR + 4,50 % per tahun untuk tahun ke 5. - LIBOR + 6,00 % per tahun untuk tahun ke 6 dan 7. - LIBOR + 7,00 % per tahun untuk tahun ke 8.	- LIBOR + 1.25% per annum for 1st year - LIBOR + 2.50% per annum for 2nd year - LIBOR + 3.25% per annum for 3rd year - LIBOR + 3.50% per annum for 4th year - LIBOR + 4.50% per annum for 5th year - LIBOR + 6.00% per annum for 6th and 7th year - LIBOR + 7.00% per annum for 8th year	:	Applicable interest rates (payable semi-annually)
Tanggal pembayaran bunga	:	1 Februari dan 1 Agustus	February 1 and August 1	:	Interest payment dates
Perusahaan melunasi Note Seri A dan Seri B melalui pembelian kembali wesel bayar bersangkutan dengan harga di bawah nilai nominal pada tahun 2001 dan 2000. Laba yang timbul dari transaksi tersebut masing-masing sebesar US\$ 218.726 di tahun 2001 dan US\$ 9.938.315 di tahun 2000 dicatat sebagai pos pendapatan luar biasa.			In 2001 and 2000, the Company redeemed both of the series A and B FRN at a discount. The gain from redeeming the FRN amounted to US\$ 218,726 in 2001 and US\$ 9,938,315 in 2000, which were recorded as extraordinary income.		

Rincian pelunasan tersebut adalah sebagai berikut:

Details of redemption are summarized below:

<u>Note Seri A</u>	<u>US\$</u>	<u>Series A Notes</u>
Nilai nominal	42.783.000	Nominal Value
Pelunasan selama tahun 2000	(39.915.000)	Redemption in 2000
Saldo per 31 Desember 2000	2.868.000	Balance as of December 31, 2000
Pelunasan selama tahun 2001	2.868.000	Redemption in 2001
Saldo per 31 Desember 2001	-	Balance as of December 31, 2001
<u>Note Seri B</u>		<u>Series B Notes</u>
Nilai nominal	23.451.000	Nominal Value
Pelunasan selama tahun 2000	(4.599.128)	Redemption in 2000
Saldo per 31 Desember 2000	18.851.872	Balance as of December 31, 2000
Pelunasan selama tahun 2001	18.851.872	Redemption in 2001
Saldo per 31 Desember 2001	-	Balance as of December 31, 2001

22. GOODWILL NEGATIF

Goodwill negatif berasal dari akuisisi dari anak-anak perusahaan berikut ini:

	2002	2001 (Setelah disajikan kembali / As restated Catatan/ Note 3)	2000 (Setelah disajikan kembali / As restated Catatan/ Note 3)
	US\$	US\$	US\$
Exspan Exploration and Production Pasemah, Ltd.	3.104.411	3.104.411	3.104.411
Exspan Pasemah, Inc.	3.104.411	3.104.411	3.104.411
Exspan Airstenda, Inc.	729.857	729.857	729.857
Exspan Airlimau, Inc.	729.857	729.857	729.857
P.T. Apexindo Pratama Duta Tbk	339.215	339.215	339.215
P.T. Exspan Kalimantan	34.909	34.909	34.909
Enserch Far East Ltd.	1.337.421	-	-
Jumlah	9.380.081	8.042.660	8.042.660
Dikurangi akumulasi amortisasi	(2.964.413)	(2.495.409)	(2.093.276)
Nilai Buku	6.415.668	5.547.251	5.949.384

22. NEGATIVE GOODWILL

Negative goodwill arose from the acquisition of the following subsidiaries:

Exspan Exploration and
Production Pasemah, Ltd.
Exspan Pasemah, Inc.
Exspan Airstenda, Inc.
Exspan Airlimau, Inc.
P.T. Apexindo Pratama Duta Tbk
P.T. Exspan Kalimantan
Enserch Far East Ltd.
Total
Less: accumulated amortization
Net book value

23. HAK MINORITAS

a. Hak minoritas atas aktiva bersih anak perusahaan

	2002	2001 (Setelah disajikan kembali / As restated Catatan/ Note 3)	2000 (Setelah disajikan kembali / As restated Catatan/ Note 3)
	US\$	US\$	US\$
P.T. Apexindo Pratama Duta Tbk	24.843.382	14.168.825	9.882.993
P.T. Exspan Kalimantan	2.597.185	2.181.801	1.612.959
P.T. Exspan Tarakan	1.390.558	1.251.681	988.410
P.T. Exspan Nusantara	1.335	241	1.785
P.T. Medco Methanol Bunyu	496	469	532
Medco Simenggaris Pty, Ltd.	(386.176)	(76.371)	(20.581)
Medco Madura Pty, Ltd.	(1.342.186)	(132.691)	(37.720)
P.T. Petroner Bengara	21.700	21.700	-
Jumlah	27.126.294	17.415.655	12.428.378

23. MINORITY INTERESTS

a. Minority interests in net assets of subsidiaries:

P.T. Apexindo Pratama Duta Tbk
P.T. Exspan Kalimantan
P.T. Exspan Tarakan
P.T. Exspan Nusantara
P.T. Medco Methanol Bunyu
Medco Simenggaris Pty, Ltd.
Medco Madura Pty, Ltd.
P.T. Petroner Bengara
Total

b. Hak minoritas atas laba (rugi) bersih anak perusahaan:

	2002	2001 (Setelah disajikan kembali / As restated Catatan/ Note 3)	2000 (Setelah disajikan kembali / As restated Catatan/ Note 3)
	US\$	US\$	US\$
P.T. Apexindo Pratama Duta Tbk	256.412	51.375	(788.165)
P.T. Exspan Kalimantan	415.763	568.021	336.693
P.T. Exspan Tarakan	138.877	263.271	280.871
P.T. Exspan Nusantara	1.093	906	796
P.T. Medco Methanol Bunyu	27	(63)	390
Medco Simenggaris Pty, Ltd.	(309.805)	(55.792)	(20.582)
Medco Madura Pty, Ltd.	(1.209.495)	(94.972)	(37.721)
Jumlah	(707.128)	732.746	(227.718)

b. Minority interests in net income (loss) of subsidiaries:

P.T. Apexindo Pratama Duta Tbk
P.T. Exspan Kalimantan
P.T. Exspan Tarakan
P.T. Exspan Nusantara
P.T. Medco Methanol Bunyu
Medco Simenggaris Pty, Ltd.
Medco Madura Pty, Ltd.
Total

24. MODAL SAHAM

24. CAPITAL STOCK

Nama Pemegang Saham	2002			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%	86.492.184	New Links Energy Resources Limited
P.T. Medco Duta	78.360.000	2,35%	2.378.568	P.T. Medco Duta
P.T. Multifabrindo Gemilang	2.000.000	0,06%	60.709	P.T. Multifabrindo Gemilang
P.T. Nuansa Grahacipta	2.885.000	0,09%	87.572	P.T. Nuansa Grahacipta
Masyarakat (dibawah 5%)	399.791.885	11,99%	12.135.431	Public (less than 5%)
Jumlah	3.332.451.450	100,00%	101.154.464	Total
Dikurangi saham treasuri	(228.198.500)	-	(6.926.822)	Less: treasury stock
Jumlah	3.104.252.950	100,00%	94.227.642	Total

Nama Pemegang Saham	2001 (Setelah Disajikan kembali/ As restated Catatan/ Note 3)			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	2.847.356.565	85,44%	86.429.714	New Links Energy Resources Limited
P.T. Medco Duta	78.360.000	2,35%	2.378.568	P.T. Medco Duta
P.T. Multifabrindo Gemilang	2.000.000	0,06%	60.709	P.T. Multifabrindo Gemilang
P.T. Nuansa Grahacipta	2.970.000	0,09%	90.153	P.T. Nuansa Grahacipta
Masyarakat (dibawah 5%)	401.764.885	12,06%	12.195.320	Public (less than 5%)
Jumlah	3.332.451.450	100,00%	101.154.464	Total
Dikurangi saham treasuri	(188.483.000)	-	(5.721.284)	Less: treasury stock
Jumlah	3.143.968.450	100,00%	95.433.180	Total

Nama Pemegang Saham	2000 (Setelah Disajikan kembali/ As restated Catatan/ Note 3)			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	2.847.356.565	85,44%	86.429.714	New Links Energy Resources Limited
P.T. Medco Duta	78.360.000	2,35%	2.378.568	P.T. Medco Duta
P.T. Multifabrindo Gemilang	2.000.000	0,06%	60.709	P.T. Multifabrindo Gemilang
P.T. Nuansa Grahacipta	2.970.000	0,09%	90.153	P.T. Nuansa Grahacipta
Masyarakat (dibawah 5%)	401.764.885	12,06%	12.195.320	Public (less than 5%)
Jumlah	3.332.451.450	100,00%	101.154.464	Total
Dikurangi saham treasuri	(13.361.500)	-	(405.580)	Less: treasury stock
Jumlah	3.319.089.950	100,00%	100.748.884	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 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 the 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 dilakukan oleh Perusahaan dalam 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 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.

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.

Pada tanggal 31 Desember 2002, 2001 dan 2000, Perusahaan telah memperoleh kembali saham treasury masing-masing sebanyak 39.715.500 saham dengan total biaya US\$ 7.767.374, 175.121.500 saham dengan total biaya US\$ 29.202.196 dan 13.361.500 saham dengan total biaya US\$ 1.756.802 atau seluruhnya berjumlah 228.198.500 saham treasury dengan total biaya sebesar US\$ 38.726.372.

Pada tahun 2002, 2001 dan 2000, perubahan jumlah saham beredar adalah sebagai berikut:

	Jumlah saham/ Number of Shares
Jumlah saham setelah pemecahan saham pada 31 Mei 2000	3.332.451.450
Dikurangi: saham treasury pada tahun 2000	(13.361.500)
Saldo 31 Desember 2000	3.319.089.950
Dikurangi: saham treasury pada tahun 2001	(175.121.500)
Saldo 31 Desember 2001	3.143.968.450
Dikurangi: saham treasury pada tahun 2002	(39.715.500)
Saldo 31 Desember 2002	<u>3.104.252.950</u>

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.

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.

The Company reacquired 39,715,500 treasury shares at a total cost of US\$ 7,767,374 in 2002, 175,121,500 treasury shares at a total cost of US\$ 29,202,196 in 2001 and 13,361,500 treasury shares at a total cost of US\$ 1,756,802 in 2000 or an aggregate of 228,198,500 treasury shares at a total cost of US\$ 38,726,372.

Changes in the shares outstanding in 2002, 2001 and 2000 are as follows:

Number of shares after stock split on May 31, 2000
Less: treasury stock in 2000
Balance as of December 31, 2000
Less: treasury stock in 2001
Balance as of December 31, 2001
Less: treasury stock in 2002
Balance as of December 31, 2002

Pada tanggal 12 Desember 2001, New Links Energy Resources Limited (New Links), pemegang saham pengendali, mengumumkan terjadinya perubahan kepemilikan saham. New Links, pemegang 85,44% saham Perusahaan, sebelumnya dimiliki bersama oleh Encore International Ltd. (dikendalikan oleh keluarga Panigoro) dan Cumin Limited (Cumin), anak perusahaan yang seluruh sahamnya dimiliki oleh Credit Suisse First Boston (CSFB). Berdasarkan perjanjian jual beli saham pada tanggal 12 Desember 2001, Cumin menjual 40% sahamnya di New Links kepada PTTEP Offshore Investment Company Limited (PTTEPO), anak perusahaan PTT Exploration and Production, perusahaan yang terdaftar di bursa efek Thailand. Komposisi saham New Links setelah transaksi tersebut adalah 40,1% dimiliki oleh Encore International Ltd., 40% oleh PTTEPO dan 19,9% oleh Cumin. Namun persentase kepemilikan saham New Links pada Perusahaan tetap tidak berubah. Dengan pembelian oleh PTTEPO sebesar 40% saham di New Links maka berarti secara tidak langsung PTTEPO ikut menguasai lebih kurang 34,18% saham perusahaan. Oleh karenanya, berdasarkan ketentuan Bapepam No. KEP-4/PM/2000 tanggal 13 Maret 2000, New Links diwajibkan untuk melakukan penawaran tender kepada publik.

Berdasarkan prospektus ringkas yang diterbitkan tanggal 22 Maret 2002, masa penawaran telah ditetapkan tanggal 27 Maret 2002 sampai dengan tanggal 25 April 2002 dengan tanggal pelunasan pada tanggal 7 Mei 2002.

Hasil dari penawaran tender menyebabkan jumlah saham yang dimiliki oleh New Links per tanggal 7 Mei 2002 meningkat sebesar 2.058.000 lembar saham. Dengan demikian prosentase kepemilikan saham New Links pada Perusahaan menjadi 85,51%.

On December 12, 2001, New Links Energy Resources Limited (New Links), the Company's controlling shareholder, announced that there had been a change in its ownership. New Links, which owns 85.44% controlling interest in the Company, is owned jointly by Encore International Ltd (controlled by the Panigoro family) and Cumin Limited (Cumin), a wholly owned subsidiary of Credit Suisse First Boston (CSFB). Under the Share Purchase Agreement dated December 12, 2001, Cumin sold 40% interest in its shares in New Links to PTTEP Offshore Investment Company Limited (PTTEPO), a subsidiary of PTT Exploration and Production, a company listed on the Thailand Stock Exchange. After the transaction, New Links is owned 40.1% by Encore International Ltd, 40% by PTTEPO and 19.9% by Cumin. The percentage of ownership of New Links in the Company remains unchanged. PTTEPO's acquisition of 40% interest in New Links' resulted in PTTEPO having an indirect ownership of 34.18% in the Company. Based on Bapepam Regulation No. KEP-4/PM/2000 dated March 13, 2000, New Links was obligated to perform public tender offer for shares.

Based on a brief prospectus issued on March 22, 2002, the period of the offer was set on March 27, 2002 until April 25, 2002, with repayment date on May 7, 2002.

The tender offer increased the number of shares of New Links by 2,058,000 as of May 7, 2002. As a result, the percentage of ownership of New Links in the Company became 85.51%.

25. TAMBAHAN MODAL DISETOR

Mutasi agio saham adalah sebagai berikut:

	<u>Jumlah/Total</u> US\$
Pengeluaran 22.000.000 saham melalui penawaran umum perdana kepada masyarakat tahun 1994	33.500.000
Pembagian saham bonus tahun 1998	(32.254.579)
Pengeluaran 321.730.290 saham melalui penawaran umum terbatas I kepada pemegang saham tahun 1999	130.983.594
Saldo agio saham per 31 Desember 1999	132.229.015
Disagio pembelian kembali saham tahun 2000	(841.361)
Saldo agio saham per 31 Desember 2000	131.387.654
Disagio pembelian kembali saham tahun 2001	(15.614.406)
Saldo agio saham per 31 Desember 2001	115.773.248
Disagio pembelian kembali saham tahun 2002	(2.705.024)
Saldo agio saham per 31 Desember 2002	<u>113.068.224</u>

25. ADDITIONAL PAID-IN CAPITAL

Changes in additional paid in capital:

<u>Jumlah/Total</u> US\$	
33.500.000	Sale of 22,000,000 shares through public offering in 1994
(32.254.579)	Distribution of bonus shares in 1998
130.983.594	Issuance of 321,730,290 shares through rights offering I to stockholders in 1999
132.229.015	Balance as of December 31, 1999
(841.361)	Discount on treasury stock acquired in 2000
131.387.654	Balance as of December 31, 2000
(15.614.406)	Discount on treasury stock acquired in 2001
115.773.248	Balance as of December 31, 2001
(2.705.024)	Discount on treasury stock acquired in 2002
<u>113.068.224</u>	Balance as of December 31, 2002

26. SELISIH TRANSAKSI PERUBAHAN EKUITAS ANAK PERUSAHAAN

26. DIFFERENCE DUE TO CHANGE IN EQUITY OF SUBSIDIARIES

	2002	2001 (Setelah disajikan kembali / As restated Catatan/ Note 3)	2000 (Setelah disajikan kembali / As restated Catatan/ Note 3)	
	US\$	US\$	US\$	
Revaluasi aktiva tetap				Revaluation increment
Saldo awal	29.229.324	1.772.455	1.772.455	Beginning balance
Penambahan (Catatan 13)	-	27.456.869	-	Addition (Note 13)
Jumlah	29.229.324	29.229.324	1.772.455	Subtotal
Modal sumbangan	107.870	107.870	107.870	Donated capital
Pengaruh penerbitan saham baru dalam rangka penggabungan usaha anak perusahaan	(172.991)	(172.991)	-	Effect of new shares issued in relation with subsidiaries' merger
Biaya emisi saham anak perusahaan	508.975	-	-	Cost of stock issuance at subsidiary
Jumlah	29.673.178	29.164.203	1.880.325	Total

27. PENJUALAN DAN PENDAPATAN USAHA BERSIH

27. NET SALES AND OPERATING REVENUES

	2002	2001 (Setelah disajikan kembali / As restated Catatan/ Note 3)	2000 (Setelah disajikan kembali / As restated Catatan/ Note 3)	
	US\$	US\$	US\$	
Penjualan minyak dan gas bumi	337.046.066	299.595.883	286.064.198	Oil and gas sales
Jasa pengeboran	42.391.142	46.200.176	33.654.326	Drilling operations
Penjualan methanol	30.775.577	28.389.512	21.024.590	Methanol sales
Kontrak lainnya	8.296.808	7.766.995	6.526.918	Other contracts
Jasa mobilisasi	2.207.929	2.896.355	2.571.812	Mobilization fees
Jumlah	420.717.522	384.848.921	349.841.844	Total

Berikut adalah rincian pendapatan usaha bersih yang signifikan dari penjualan minyak dan gas bumi masing-masing pada tahun 2002, 2001 dan 2000:

Details of net operating revenues which individually represent significant oil and gas sales in 2002, 2001 and 2000 are as follows:

	2002	2001 (Setelah disajikan kembali / As restated Catatan/ Note 3)	2000 (Setelah disajikan kembali / As restated Catatan/ Note 3)	
	US\$	US\$	US\$	
Itochu Petroleum Co. (s) Pte. Ltd.	100.492.479	-	-	Itochu Petroleum Co. (s) Pte. Ltd.
PERTAMINA	94.204.604	136.302.221	118.849.465	PERTAMINA
PTT Public Company Ltd.	66.160.161	-	-	PTT Public Company Ltd.
Mitsui Oil (Asia) Hongkong Ltd.	54.651.057	163.293.662	167.214.733	Mitsui Oil (Asia) Hongkong Ltd.
BP Oil	21.537.765	-	-	BP Oil
Jumlah	337.046.066	299.595.883	286.064.198	Total

28. BEBAN PENJUALAN DAN BEBAN LANGSUNG

28. COST OF SALES AND DIRECT EXPENSES

	2002	2001 (Setelah disajikan kembali / As restated Catatan/ Note 3)	2000 (Setelah disajikan kembali / As restated Catatan/ Note 3)	
	US\$	US\$	US\$	
Minyak dan gas bumi				Oil and gas
Beban lifting	64.869.048	49.946.339	51.497.593	Lifting expenses
Beban penyusutan dan amortisasi	38.349.191	18.769.745	14.543.873	Depreciation and amortization
Beban eksplorasi	29.852.159	12.334.541	16.337.428	Exploration expenses
Beban penjualan minyak	-	-	2.194.324	Cost of sales of oil
Sub-jumlah	<u>133.070.398</u>	<u>81.050.625</u>	<u>84.573.218</u>	Subtotal
Jasa pengeboran				Drilling services
Penyusutan aktiva tetap	13.782.027	14.992.528	14.804.148	Depreciation of property and equipment
Tenaga kerja	11.977.515	10.558.055	9.766.430	Labor
Perawatan dan perbaikan	7.428.078	10.123.206	9.375.477	Repairs and maintenance
Jasa boga	4.086.416	3.102.000	2.208.023	Catering
Sewa	3.178.631	4.118.438	3.917.679	Rental
Asuransi	2.226.909	1.422.993	1.008.792	Insurance
Peralatan pengeboran	2.060.354	2.968.138	2.963.602	Drilling equipment
Perpindahan rig	1.765.511	1.532.224	2.932.582	Rigs movement
Transportasi	1.391.150	1.567.267	1.130.541	Transportation
Lain-lain	4.585.025	2.422.302	243.588	Others
Sub-jumlah	<u>52.481.616</u>	<u>52.807.151</u>	<u>48.350.862</u>	Subtotal
Beban pokok penjualan - methanol	<u>26.287.512</u>	<u>24.917.868</u>	<u>18.610.857</u>	Cost of sales - methanol
Jumlah	<u>211.839.526</u>	<u>158.775.644</u>	<u>151.534.937</u>	Total

Pembelian jasa boga dengan pihak yang mempunyai hubungan istimewa pada tahun 2002, 2001 dan 2000 adalah sebesar 71%, 84% dan 100% (Catatan 35).

Total charges for catering services from related parties were 71% in 2002, 84% in 2001 and 100% in 2000 (Note 35).

Pembelian bahan baku methanol, suku cadang dan jasa boga yang melebihi 10% dari jumlah pembelian masing-masing pada tahun 2002, 2001 dan 2000:

Purchases of raw materials of methanol, spare parts and catering services in 2002, 2001 and 2000 included purchases from suppliers which individually represent more than 10% of the total purchases for the respective years:

	2002	2001 (Setelah disajikan kembali / As restated Catatan/ Note 3)	2000 (Setelah disajikan kembali / As restated Catatan/ Note 3)	
	US\$	US\$	US\$	
PERTAMINA	12.389.838	13.599.273	7.772.693	PERTAMINA
Oil Service and Trading Inc.	7.717.483	1.567.441	1.697.880	Oil Service and Trading Inc.
Keppel Fels Ltd.	7.426.594	-	-	Keppel Fels Ltd.
P.T. Andrawina Praja Sarana	2.795.907	3.010.074	2.013.952	P.T. Andrawina Praja Sarana
P.T. Makmur Mandiri Manfaat	2.366.454	-	-	P.T. Makmur Mandiri Manfaat
CV. Tiga Putra	1.730.530	1.166.308	1.243.272	CV. Tiga Putra
Selective Marine Services Co. (LLC)	-	1.235.233	866.700	Selective Marine Services Co. (LLC)
Jumlah	<u>34.426.806</u>	<u>20.578.329</u>	<u>13.594.497</u>	Total

29. BEBAN USAHA

29. OPERATING EXPENSES

	2002	2001	2000	
	US\$	(Setelah disajikan kembali / As restated Catatan/ Note 3) US\$	(Setelah disajikan kembali / As restated Catatan/ Note 3) US\$	
Umum dan Administrasi				General and administrative
Tenaga kerja	14.283.527	14.167.074	8.046.686	Salaries and wages
Beban manfaat karyawan - lainnya	8.365.024	2.221.826	-	Other employee benefits
Beban profesional	7.482.593	1.618.085	1.534.757	Professional fees
Sumbangan	1.734.116	216.665	56.555	Donation
Biaya kontrak	1.567.604	1.065.581	7.419.856	Contract charges
Sewa	1.282.194	273.327	1.393.247	Rental
Amortisasi penyesuaian nilai wajar - bersih	1.232.789	1.558.301	2.034.438	Amortization of fair value adjustments - net
Perlengkapan kantor	1.115.531	601.165	981.780	Office supplies and equipment
Penyusutan aktiva tetap	981.685	671.518	672.862	Depreciation on property and equipment
Asuransi	943.582	88.694	46.877	Insurance
Biaya penyisihan piutang ragu-ragu	473.405	554.351	1.075.415	Provision for doubtful accounts
Beban administrasi bank	402.835	229.876	195.345	Bank charges
Perawatan dan perbaikan	171.144	857.434	2.139.981	Repairs and maintenance
Amortisasi biaya ditangguhkan	23.978	1.084.983	2.340.143	Amortization of deferred charges
Lain-lain	6.371.933	4.101.718	5.179.294	Others
Jumlah	<u>46.431.940</u>	<u>29.310.598</u>	<u>33.117.236</u>	Total
Pemasaran				Selling
Perjalanan dinas	887.402	2.696.155	1.170.694	Business travel
Iklan dan promosi	155.360	340.011	58.170	Advertising and promotion
Biaya Jamuan	85.692	75.177	388.411	Entertainment
Jumlah	<u>1.128.454</u>	<u>3.111.343</u>	<u>1.617.275</u>	Total
Jumlah Beban Usaha	<u>47.560.394</u>	<u>32.421.941</u>	<u>34.734.511</u>	Total Operating Expenses

30. KEUNTUNGAN ATAS KLAIM ASURANSI

30. GAIN ON INSURANCE CLAIM

Akun ini merupakan keuntungan bersih dari klaim asuransi yang disetujui dan nilai buku bersih atas rig Apexindo yang mengalami kerusakan.

This account represents the net gain from the approved insurance claim and the net book value of the damaged portion of Apexindo's rig.

Pada tanggal 1 Maret 2002, salah satu peralatan pengeboran, Maera, yang telah dikontrak oleh TOTAL, mengalami kerusakan akibat terjadinya ledakan gas pada lokasi pengeboran gas alam di Sungai Mahakam, Kalimantan Timur. Rig Maera tersebut telah dicakup (cover) oleh asuransi dengan polis asuransi yang dikeluarkan oleh P.T. Tugu Pratama Indonesia (TPI).

On March 1, 2002, one of the drilling rigs, Maera, owned by Apexindo, which was under a contract with TOTAL, was damaged by a gas explosion at the gas drilling location in Mahakam River, East Kalimantan. Rig Maera is covered by the Hull and Machinery Insurance Policy 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 Hull and Machinery Insurance Policy has insurance coverage of US\$ 15,750,000 plus Increased Value of US\$ 5,250,000. The policy also provides coverage for reimbursement of wreckage removal costs of up to US\$ 3,937,500 or 25% of the Hull and Machinery insurance amount 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 keuntungan pada laporan laba rugi konsolidasi tahun 2002 setelah diperhitungkan dengan nilai tercatat dari rig tersebut.

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.

Rincian atas keuntungan klaim asuransi adalah sebagai berikut:

The details of the net gain on insurance claim are as follows:

	US\$	
Klaim yang disetujui	16.679.129	Claims approved
Nilai buku rig Maera	(11.105.495)	Book value of rig Maera
Keuntungan atas klaim asuransi - bersih	<u>5.573.634</u>	Gain on insurance claim - net

31. PAJAK PENGHASILAN

31. INCOME TAX

Penghasilan (beban) pajak Perusahaan dan anak perusahaan terdiri dari:

Tax benefit (expense) of the Company and its subsidiaries consists of the following:

	2002 US\$	2001 (Setelah disajikan kembali / As restated Catatan/ Note 3) US\$	2000 (Setelah disajikan kembali / As restated Catatan/ Note 3) US\$	
Pajak kini				Current tax
Anak perusahaan	<u>(73.712.151)</u>	<u>(82.258.538)</u>	<u>(80.288.993)</u>	Subsidiaries
Pajak tangguhan				Deferred tax
Perusahaan	(125.370)	4.533	44.710	The Company
Anak perusahaan	<u>(5.521.766)</u>	<u>(4.790.672)</u>	<u>4.315.334</u>	Subsidiaries
Jumlah	<u>(5.647.136)</u>	<u>(4.786.139)</u>	<u>4.360.044</u>	Subtotal
Jumlah	<u>(79.359.287)</u>	<u>(87.044.677)</u>	<u>(75.928.949)</u>	Total

Pajak Kini

Rekonsiliasi antara laba sebelum pajak menurut laporan laba rugi konsolidasi dengan rugi fiskal Perusahaan adalah sebagai berikut:

Current Tax

A reconciliation between income before tax per consolidated statements of income and the Company's fiscal loss is as follows:

	2002	2001	2000	
	US\$	(Setelah disajikan kembali / As restated Catatan/ Note 3) US\$	(Setelah disajikan kembali / As restated Catatan/ Note 3) US\$	
Laba konsolidasi sebelum pajak penghasilan menurut laporan laba rugi	162.790.441	165.750.315	126.736.785	Income before tax per consolidated statements of income
Dikurangi laba sebelum pajak penghasilan anak perusahaan	164.683.406	147.989.233	157.841.524	Less income before tax of subsidiaries
Laba (rugi) Perusahaan sebelum pajak penghasilan dan pos luar biasa	(1.892.965)	17.761.082	(31.104.739)	Income (loss) before tax of the Company and extraordinary item
Pos luar biasa	-	218.726	6.021.644	Extraordinary item
Laba (rugi) Perusahaan sebelum pajak penghasilan	(1.892.965)	17.979.808	(25.083.095)	Income (loss) before tax of the Company
Perbedaan temporer:				Temporary difference:
Penyusutan dan amortisasi	(417.902)	15.111	149.036	Depreciation and amortization
Beban (pendapatan) yang tidak dapat dikurangkan menurut fiskal:				Permanent differences:
Pendapatan yang sudah dikenakan pajak final	(269.254)	(44.226.572)	(9.135.114)	Income subjected to final income tax
Beban yang tidak dapat dikurangkan	760.367	34.834.843	38.965.845	Nondeductible expenses
Laba kena pajak (rugi fiskal) sebelum kompensasi kerugian	(1.819.754)	8.603.190	4.896.672	Taxable income (fiscal loss) before loss carryforwards
Kerugian fiskal tahun lalu	(48.945.829)	(31.565.396)	(36.462.068)	Prior year fiscal loss carryforward
Koreksi sehubungan dengan Surat Ketetapan Pajak (SKP)	-	(25.983.624)	-	Adjustment of prior year fiscal loss due to tax assessment
Kerugian tahun lalu setelah Surat Ketetapan Pajak (SKP)	(48.945.829)	(57.549.020)	(36.462.068)	Prior year fiscal loss per tax assessment
Rugi fiskal	(50.765.583)	(48.945.830)	(31.565.396)	Remaining fiscal loss carryforwards

Pajak penghasilan badan untuk tahun 2002, 2001 dan 2000 adalah nihil karena Perusahaan masih mengalami kerugian secara fiskal. Perusahaan memiliki lebih bayar pajak penghasilan badan sebesar Rp 10.825.911 ribu atau setara dengan US\$ 1.210.952 pada tahun 2002, Rp 6.231.362 ribu atau setara dengan US\$ 599.169 pada tahun 2001 dan Rp 6.596.349 ribu atau setara dengan US\$ 687.478 pada tahun 2000.

The Company carried forward fiscal losses in 2002, 2001 and 2000, thus no provision for current income tax was made. The Company's overpayment of corporate income tax amounted to Rp 10,825,911 thousand or equivalent to US\$ 1,210,952, Rp 6,231,362 thousand or equivalent to US\$ 599,169 and Rp 6,596,349 thousand or equivalent to US\$ 687,478 in 2002, 2001 and 2000, respectively.

Kerugian fiskal Perusahaan untuk tahun 2001 dan 2000 telah sesuai dengan Surat Pemberitahuan Tahunan (SPT) yang disampaikan oleh Perusahaan ke Kantor Pajak.

The Company's fiscal loss in 2001 and 2000 was in accordance with the Annual Tax Return filed with the Tax Service Office.

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:

	Setelah disajikan kembali/ As restated Catatan/ Note 3							
	1 Januari/ January 1, 2000	Dibebankan ke laporan laba rugi/ Credited (charged) to statement of income	31 Desember/ December 31, 2000	Dibebankan ke laporan laba rugi/ Credited (charged) to statement of income	31 Desember/ December 31, 2001	Dibebankan ke laporan laba rugi/ Credited (charged) to statement of income	31 Desember/ December 31, 2002	
Aktiva Pajak Tangguhan								Deferred Tax Assets
Rugi fiskal	1.385.558	(567.000)	818.558	(818.558)	-	-	-	Fiscal loss
Penyusutan aktiva tetap dan amortisasi biaya ditangguhkan	(82.155)	(57.564)	(139.719)	259.852	120.133	8.457	128.590	Depreciation of property and equipment and amortization of deferred charges
Jumlah	1.303.403	(624.564)	678.839	(558.706)	120.133	8.457	128.590	Total
Kewajiban pajak tangguhan								Deferred tax liability:
Rugi fiskal	(179.440)	(1.664.268)	(1.843.708)	767.210	(1.076.498)	545.808	(530.690)	Fiscal loss
Penyusutan aktiva tetap dan amortisasi biaya ditangguhkan	10.491.647	(3.307.470)	7.184.177	3.460.223	10.644.400	5.109.785	15.754.185	Depreciation of property and equipment and amortization of deferred charges
Amortisasi biaya emisi saham yang ditangguhkan	12.870	(12.870)	-	-	-	-	-	Amortization of stock issuance cost
Jumlah	10.325.077	(4.984.608)	5.340.469	4.227.433	9.567.902	5.655.593	15.223.495	Total
Penghasilan (beban) pajak tangguhan		4.360.044		(4.786.139)		(5.647.136)		Deferred tax benefit (expense)

Rekonsiliasi antara laba sebelum pajak menurut laporan laba rugi dengan laba kena pajak 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:

	2001 (Setelah disajikan kembali / As restated Catatan/ Note 3)			2000 (Setelah disajikan kembali / As restated Catatan/ Note 3)
	2002 US\$	US\$	US\$	
Laba sebelum beban pajak menurut laporan laba rugi konsolidasi (laba akuntansi)	162.790.441	165.750.315	126.736.785	Income before tax per consolidated statements of income
Dikurangi : laba sebelum pajak penghasilan anak perusahaan	164.683.406	147.989.233	157.841.524	Less : income before tax of subsidiaries
Laba (rugi) Perusahaan sebelum pajak penghasilan dan pos luar biasa	(1.892.965)	17.761.082	(31.104.739)	Income (loss) before tax of the Company and extraordinary item
Pos luar biasa	-	218.726	6.021.644	Extraordinary item
Laba (rugi) Perusahaan sebelum pajak penghasilan	(1.892.965)	17.979.808	(25.083.095)	Income (loss) before tax of the Company
Penghasilan (rugi fiskal) pajak berdasarkan tarif pajak yang berlaku	567.890	(5.393.945)	7.524.929	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	80.776	13.267.971	2.740.534	Income already subjected to final income tax
Beban yang tidak dapat dikurangkan	(228.110)	(10.450.453)	(11.689.754)	Nondeductible expenses
Aktiva pajak tangguhan yang belum dipulihkan kembali atas rugi fiskal yang diestimasi tidak akan terealisasi	-	-	1.469.001	Unrecognized deferred tax asset on tax losses estimated to be unrealizable
Pengakuan aktiva pajak tangguhan atas rugi fiskal yang dipulihkan kembali	(545.926)	2.580.960	-	Recognition of deferred tax asset on previously unrecognized tax losses
Jumlah	(693.260)	5.398.478	(7.480.219)	Total
Penghasilan pajak (beban) Perusahaan	(125.370)	4.533	44.710	Tax benefit (expense) of the Company
Penghasilan (beban) pajak anak perusahaan	(79.233.917)	(87.049.210)	(75.973.659)	Tax benefit (expense) of subsidiaries
Jumlah Beban Pajak	(79.359.287)	(87.044.677)	(75.928.949)	Total Tax Expense

32. LABA PER SAHAM

a. Termasuk Pos Luar Biasa

Berikut ini adalah data yang digunakan untuk perhitungan laba per saham dasar:

	2002	2001	2000
<u>Jumlah saham</u>			
Jumlah rata-rata tertimbang saham biasa untuk perhitungan laba per saham dasar (dalam ribuan lembar)	3.123.478	3.233.772	3.331.944

Jumlah rata-rata tertimbang saham yang digunakan untuk menghitung laba per saham dasar telah disesuaikan untuk mencerminkan pengaruh dari pemecahan saham yang terjadi pada bulan Mei 2000 dan pembelian saham treasury (Catatan 24).

32. EARNINGS PER SHARE

a. Including Extraordinary Item

The computation of basic earnings per share is based on the following data:

Number of shares
Weighted average number of ordinary shares for computation of basic earnings per share (in thousands)

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 of treasury stock (Note 24).

	2002	2001 (Setelah disajikan kembali / As restated Catatan/ Note 3)	2000 (Setelah disajikan kembali / As restated Catatan/ Note 3)
<u>Laba per saham</u>			
i. Termasuk Pos Luar Biasa			
Laba bersih untuk tahun berjalan	84.138.282	78.191.618	60.973.869
Laba per saham dasar	0,0269	0,0242	0,0183
ii. Tidak Termasuk Pos Luar Biasa			
Laba bersih tahun berjalan	84.138.282	78.191.618	60.973.869
Pos luar biasa - bersih setelah pajak	-	218.726	9.938.315
Laba untuk perhitungan laba per saham dasar	84.138.282	77.972.892	51.035.554
Laba per saham dasar	0,0269	0,0241	0,0153

Earnings per share

i. Including Extraordinary Item
Net income for the year
Basic earnings per share

ii. Excluding Extraordinary Item
Net income for the year
Extraordinary item - net of tax
Earnings for computation of basic earnings per share
Basic earnings per share

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 three years presented.

33. DIVIDEN TUNAI DAN CADANGAN UMUM

Pada tanggal 12 Juni 2002, Perusahaan membagikan dividen tunai sebesar Rp 345.825.310 ribu (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.

33. CASH DIVIDENDS AND GENERAL RESERVE

On June 12, 2002, the Company distributed cash dividends of Rp 345,825,310 thousand (US\$ 36,427,600) or Rp 110 per share based on the stockholders' vote in their annual stockholders meeting on May 7, 2002.

Dalam tahun 2001, Perusahaan membagikan dividen tunai sebesar Rp 275.780.290 ribu (US\$ 28.554.789) atau sebesar Rp 85 per saham dan menetapkan cadangan umum sebesar Rp 66.649.029 ribu (US\$ 6.492.210) atau 20% dari modal yang ditempatkan dan disetor penuh. Keputusan tersebut didasarkan atas persetujuan pemegang saham yang telah diputuskan dalam Rapat Umum Pemegang Saham Tahunan tanggal 25 Juni 2001.

In 2001, the Company distributed cash dividends of Rp 275,780,290 thousand (US\$ 28,554,789) or Rp 85 per share and provided a general reserve of Rp 66,649,029 thousand (US\$ 6,492,210) or 20% of subscribed and paid up capital. This was based on the stockholders' vote in their annual stockholders' meeting on June 25, 2001.

Dalam tahun 2000, Perusahaan membagikan dividen tunai sebesar Rp 39.989.417 ribu (US\$ 4.500.778) atau Rp 12 per saham. Keputusan pembagian dividen tunai tersebut didasarkan atas persetujuan pemegang saham yang telah diputuskan dalam Rapat Umum Pemegang Saham Tahunan tanggal 23 Juni 2000.

In 2000, the Company distributed cash dividends of Rp 39,989,417 thousand (US\$ 4,500,778) or Rp 12 per share. This was based on the stockholders' vote in their annual stockholders meeting on June 23, 2000.

34. 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 2002, 2001 dan 2000 sebesar 2% dari penghasilan brutonya dan 6% merupakan kontribusi pemberi kerja.

Rekonsiliasi atas kewajiban pensiun sebagai berikut:

	2002	2001 (Setelah disajikan kembali / As restated Catatan/ Note 3)	2000 (Setelah disajikan kembali / As restated Catatan/ Note 3)	
	US\$	US\$	US\$	
Saldo awal	30.699	24.639	10.576	Beginning balance
Beban pensiun tahun berjalan	485.595	342.070	228.083	Pension cost for the year
				Pension contribution paid
Iuran pensiun dibayar tahun berjalan	(473.289)	(336.010)	(214.020)	during the year
Saldo akhir	43.005	30.699	24.639	Ending balance

Program Manfaat Karyawan Lainnya

Mulai tahun 2001, Perusahaan dan anak perusahaan mengakui adanya kewajiban manfaat karyawan sehubungan dengan kematian, pensiun atau pengunduran diri berdasarkan Keputusan Menteri Tenaga Kerja Republik Indonesia No. Kep-150/2000 tanggal 20 Juni 2000 tentang Penyelesaian Pemutusan Hubungan Kerja dan Penetapan Uang Pesangon. Perusahaan dan anak perusahaan tidak melakukan pendanaan sehubungan dengan program

34. 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) whose 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 2002, 2001 and 2000.

The reconciliation of pension liability is as follows:

Other Employee Benefits

Starting in 2001, the Company and its subsidiaries recognize employee benefits obligations relating to employee's death, retirement or resignation based on Decree No. Kep-150/Men/2000 dated June 20, 2000 issued by the Minister of Manpower of the Republic of Indonesia. The Company and its subsidiaries do not provide funds for this program except for subsidiaries involved in oil and gas exploration and production (EN and EK), which provide a post retirement program in

manfaat karyawan, kecuali anak perusahaan yang bergerak dalam bidang eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi (EN dan EK) yang menyelenggarakan program pensiun karyawan (post retirement program) sesuai dengan peraturan anak perusahaan. Program pensiun karyawan dari anak perusahaan tersebut didanai oleh anak perusahaan dalam bentuk penempatan dana pada deposito berjangka atas nama karyawan anak perusahaan. Sampai dengan tanggal laporan keuangan ini diterbitkan, anak perusahaan sedang dalam proses membentuk program pensiun yang sesuai dengan ketentuan yang berlaku.

accordance with the subsidiaries' regulation. The post retirement benefit program of subsidiaries are being funded by subsidiaries by placing funds in time deposit on behalf of the subsidiaries' employees. Until the date of the financial statements, the subsidiaries are still in the process of establishing the post retirement benefit program in accordance with this regulation.

Jumlah karyawan yang berhak memperoleh manfaat tersebut adalah sebanyak 1.645 karyawan. Besarnya kewajiban dan beban yang timbul sehubungan dengan program manfaat karyawan tersebut adalah sebagai berikut:

The number of employees eligible for the benefit is 1,645. The liability and cost arising from this benefit is as follows:

a. Analisa kewajiban yang diakui di neraca konsolidasi adalah sebagai berikut:

a. An analysis of employee benefits obligation recognized in the consolidated balance sheet is as follows:

	2002 US\$	2001 (Setelah disajikan kembali / As restated Catatan/ Note 3) US\$	
Nilai sekarang kewajiban manfaat karyawan	37.596.150	20.203.028	Present value of employee benefits obligation
Nilai wajar aktiva program manfaat karyawan	(16.225.253)	(9.045.278)	Fair value of plan assets
Kewajiban manfaat karyawan yang tidak dilakukan pendanaan	21.370.897	11.157.750	Unfunded employee benefits obligation
Kewajiban transisi yang belum diakui	(12.444.126)	(8.935.924)	Unrecognized transitional liability
Kerugian aktuarial yang belum diakui	(5.857.958)	-	Unrecognized actuarial loss
Kewajiban manfaat karyawan	<u>3.068.813</u>	<u>2.221.826</u>	Employee benefits obligation

b. Analisa beban manfaat karyawan yang diakui di laporan laba rugi konsolidasi adalah sebagai berikut:

b. An analysis of the employee benefits cost in the consolidated statement of income is as follows:

	2002 US\$	2001 (Setelah disajikan kembali / As restated Catatan/ Note 3) US\$	
Beban jasa kini	2.020.559	-	Current service cost
Beban bunga	3.321.007	-	Interest expense
Pengembalian aset yang diharapkan	(1.216.896)	-	Expected return on asset
Amortisasi kerugian aktuarial	1.138.257	-	Amortization of actuarial loss
Amortisasi kewajiban transisi	3.102.097	2.221.826	Amortization of transitional liability
Jumlah	<u>8.365.024</u>	<u>2.221.826</u>	Total

c. Analisa perubahan pada kewajiban yang diakui di neraca konsolidasi adalah sebagai berikut:

c. An analysis of the movements of employee benefits obligation in the consolidated balance sheet is as follows:

	2002 US\$	2001 (Setelah disajikan kembali / As restated Catatan/ Note 3) US\$	
Kewajiban pada awal tahun	2.221.826	-	Liability at the beginning of year
Kontribusi pada tahun berjalan	(7.432.482)	-	Contribution for the year
Pembayaran manfaat pesangon karyawan pada tahun berjalan	(85.555)	-	Benefits paid to employees
Beban manfaat karyawan yang diakui pada tahun berjalan	8.365.024	2.221.826	Employee benefits cost
Kewajiban pada tanggal neraca	<u>3.068.813</u>	<u>2.221.826</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 an independent actuary, using the following assumptions:

<u>2002 dan/and 2001</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 mortalita	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

35. SIFAT DAN TRANSAKSI HUBUNGAN ISTIMEWA

Sifat hubungan istimewa

- a. Perusahaan yang memegang saham dan kontrol manajemennya sama dengan pemegang saham utama Perusahaan sebagai berikut:
 - P.T. Medco Inti Dinamika (INTI)
 - P.T. Andrawina Praja Sarana (APS)
 - P.T. Medco Central Asia (MCA)
 - Bank Himpunan Saudara 1906
- b. PTT Public Company Ltd., PTT Exploration and Production (PTTEP) dan Credit Suisse First Boston (Hongkong) Ltd. (CSFB) adalah pemegang saham tidak langsung Perusahaan.
- c. P.T. Medco Duta (DUTA) adalah pemegang saham Perusahaan.

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. Pembelian jasa boga pada tahun 2002, 2001 dan 2000 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 0,7%, 1% dan 6,2% dari jumlah hutang usaha pada tanggal 31 Desember 2002, 2001 dan 2000.
- c. Apexindo, anak perusahaan, menyewa ruangan kantor milik INTI dengan harga sewa sebesar US\$ 237.509, US\$ 67.336 dan US\$ 30.893 per tahun masing-masing dalam tahun 2002, 2001 dan 2000.
- d. Perusahaan dan anak perusahaan juga mempunyai transaksi diluar usaha dengan pihak-pihak yang mempunyai hubungan istimewa seperti yang telah diungkapkan pada (catatan 11).

35. 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. Andrawina Praja Sarana (APS)
 - P.T. Medco Central Asia (MCA)
 - Bank Himpunan Saudara 1906
- b. PTT Public Company Ltd., PTT Exploration and Production (PTTEP) and Credit Suisse First Boston (Hongkong), Ltd. (CSFB) are indirect shareholders of the Company.
- c. P.T. Medco Duta (DUTA) is a stockholder of the Company.

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 2002, 2001 and 2000 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 0.7%, 1% and 6.2%, of the total trade liabilities as of December 31, 2002, 2001 and 2000, respectively.
- c. Apexindo, a subsidiary, rents its office space from INTI for an annual rental fee amounting to US\$ 237,509, US\$ 67,336 and US\$ 30,893 in 2002, 2001 and 2000, respectively.
- d. The Company and its subsidiaries also entered into nontrade transactions with related parties as described in (note 11).

- e. Pada tanggal 15 Mei 2002, Apexindo mengadakan perjanjian pinjaman dengan Perusahaan, dengan jumlah pinjaman yang diberikan 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 1 tahun, dimulai sejak tanggal perjanjian dan dapat diperpanjang lagi menurut persetujuan dari pihak-pihak terkait. Pinjaman akan dibayar tidak lebih dari 3 tahun sejak tanggal perjanjian. Beban bunga atas bagian pinjaman dalam U.S. Dollar dan Rupiah masing-masing adalah 1% di atas biaya pendanaan Perusahaan dan 2% di atas tingkat bunga deposito berjangka tiga bulan dalam negeri dan dihitung setiap bulan.

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.

Transaksi ini mengandung potensial transaksi konflik kepentingan sesuai dengan peraturan Bapepam. Perusahaan merencanakan untuk mendapatkan persetujuan dari pemegang saham independen melalui Rapat Umum Luar Biasa yang akan diadakan pada tanggal 29 April 2003 (Catatan 43).

- e. On May 15, 2002, the Company entered into agreement with Apexindo, a subsidiary, wherein the Company agreed to provide loan to Apexindo at maximum amounts of US\$ 5,116,355 and Rp 49,492,193 thousand to finance the subsidiary's drilling operations. The loan is payable in 1 (one) year from the date of the agreement and can be extended upon mutual agreement of the parties. The loans shall be fully paid no later than 3 (three) years after the date of the agreement. The U.S. Dollar portion and the Rupiah portion of the loans bear interest of 1% above the Company's cost of funds and 2% above the 3 (three) months onshore time deposits rate, respectively, and are 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.

This transaction has been construed as a potential conflict-of-interest transaction in accordance with Bapepam's regulation. The Company is seeking an approval from the independent shareholders through the Extra Ordinary General Meeting to be held in April 29, 2003 (Note 43).

f. Pada tanggal 15 Mei 2002, Apexindo dan MEFO, anak perusahaan yang sahamnya dimiliki sepenuhnya oleh Perusahaan, telah mengadakan perjanjian jual-beli (SPA) atas klaim asuransi rig Maera untuk membiayai perbaikan dan up grading 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 untuk menghindari adanya penundaan lebih lanjut dalam pemenuhan komitmen kontraknya dengan TOTAL. Rig tersebut juga dilakukan 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 sebesar US\$ 18,5 juta, harga membeli kembali telah 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 telah diperpanjang dengan meningkatkan pembelian kembali sebesar US\$ 20,2 juta sampai dengan 30 Juni 2003 serta menjamin penerimaan klaim asuransi akan mencapai US\$ 23.775.188. Perusahaan menganggap transaksi ini mengandung potensi transaksi benturan kepentingan sesuai peraturan Bapepam. Perusahaan merencanakan untuk mendapatkan persetujuan dari pemegang saham independen melalui Rapat Umum Luar Biasa yang akan diadakan pada tanggal 29 April 2003 (Catatan 43).

f. On May 15, 2002, MEFO, a wholly-subsiary 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. This transaction has been construed as a potential conflict-of-interest transaction in accordance with Bapepam's regulation. The Company is seeking the approval of the independent shareholders through the Extraordinary General Meeting to be held on April 29, 2003 (Note 43).

- | | |
|--|---|
| <p>g. Pada bulan Juni dan Juli 2002, Apexindo memenangkan kontrak pengeboran jangka panjang senilai US\$ 142 juta dari TOTAL untuk 2 (dua) rig <i>submersible swamp barge</i> (Raissa dan Yani). Keppel Fels Limited, Singapura telah dikontrak untuk membangun rig-rig tersebut. Untuk membiayai pembangunan tersebut, selain memperoleh dana dari hasil penawaran publik (IPO) tahun 2002, Apexindo dan MEFO telah menyetujui untuk berpartisipasi bersama dalam pembiayaan konstruksi tersebut. Transaksi ini mengandung potensi transaksi benturan kepentingan sesuai dengan peraturan Bapepam. Perusahaan merencanakan untuk mendapatkan persetujuan dari pemegang saham independen melalui Rapat Umum Luar Biasa yang akan diadakan pada tanggal 29 April 2003 (Catatan 43). Selanjutnya, berdasarkan hasil konsultasi manajemen dengan konsultan hukum independen, dan berdasarkan sistem hukum yang berlaku 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 di dalam aktiva tersebut. Meskipun demikian, kepemilikan bersama tersebut tidak mempengaruhi status Apexindo sebagai obligor utama dalam kontrak konstruksi dengan Keppel Fels Limited Singapura (Catatan 38).</p> <p>h. 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 (Catatan 27). Perusahaan menganggap transaksi ini mengandung potensi transaksi benturan kepentingan sesuai peraturan Bapepam. Perusahaan merencanakan untuk mendapatkan persetujuan dari pemegang saham independen melalui Rapat Umum Luar Biasa yang akan diadakan pada tanggal 29 April 2003 (Catatan 43).</p> <p>i. Perusahaan akan mengadakan perjanjian penempatan pegawai dengan PTTEP yang merupakan pemegang saham tidak langsung Perusahaan. Perjanjian penempatan pegawai ini akan ditandatangani setelah mendapat persetujuan dari Rapat Umum Luar Biasa Pemegang Saham.</p> <p>j. Perusahaan menunjuk CSFB sebagai Sole Lead Manager tahun 2002 dan sebagai Joint Lead Manager tahun 2003 dalam penerbitan obligasi oleh MEFL, anak perusahaan.</p> | <p>g. In June and July 2002, TOTAL awarded Apexindo with long-term drilling contracts with a total value of US\$ 142 million for the use of 2 (two) submersible swamp barge rigs (named Raissa and Yani). Keppel Fels Limited, Singapore, has been contracted to construct such rigs. To finance such constructions, Apexindo, in addition to the proceeds derived from the IPO in 2002, and MEFO have agreed to jointly participate in the financing of such constructions. This transaction has been construed as a potential conflict-of-interest transaction in accordance with Bapepam's regulation. The Company is seeking the approval of the independent shareholders through the Extraordinary General Meeting to be held on April 29, 2003 (Note 43). In addition, 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, Singapore (Note 38).</p> <p>h. On July 1, 2002, the Company entered into the 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 (Note 27). This transaction has been construed as a potential conflict-of-interest transaction in accordance with Bapepam's regulation. The Company is seeking the approval of the independent shareholders through the Extraordinary General Meeting to be held on April 29, 2003 (Note 43).</p> <p>i. The Company will enter into secondment agreement with PTTEP, the indirect shareholder of the Company. The secondment agreement will be signed after the approval from the EGM has been obtain.</p> <p>j. 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.</p> |
|--|---|

36. INFORMASI SEGMENT USAHA

Sejak 1 Januari 2002, Perusahaan menerapkan Pernyataan Standar Akuntansi Keuangan (PSAK) No. 5 (Revisi 2000) tentang Pelaporan Segmen. Pengungkapan informasi segmen di 2001 dan 2000 disesuaikan agar konsisten dengan penyajian tahun berjalan.

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:

36. SEGMENT INFORMATION

Effective January 1, 2002, the Company has adopted Statement of Financial Accounting Standards (PSAK) No. 5 (Revision 2000), "Segment Reporting". Disclosures of 2001 and 2000 segment information have been restated to be consistent with current year presentation.

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:

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 eksterm/ <i>External sales</i>	337.416.066	52.525.879	30.775.577	-	-	420.717.522
Penjualan antar segmen/ <i>Inter-segment sales</i>	239.504.989	20.518.341	-	-	(260.023.330)	-
Jumlah Pendapatan/ <i>Total revenue</i>	576.921.055	73.044.220	30.775.577	-	(260.023.330)	420.717.522
HASIL/RESULT						
Hasil segmen/ <i>Segment result</i>	159.208.840	8.495.041	1.065.801	(1.352.259)	5.842.786	173.260.209
Beban yang tidak dialokasikan/ <i>Unallocated corporate expense</i>	-	-	-	-	-	(11.942.607)
Laba usaha/ <i>Income from operation</i>						161.317.602
Keuntungan atas klaim asuransi/ <i>Gain on insurance claim</i>	-	5.573.634	-	-	-	5.573.634
Pendapatan bunga/ <i>Interest income</i>	193.345	296.689	41.020	1.041.124	-	1.572.178
Keuntungan penjualan aktiva tetap <i>Gain on sale of property and equipment</i>	-	304.633	(225.745)	-	-	78.888
Laba (rugi) kurs mata uang asing- bersih/ <i>Gain (loss) on foreign exchange - net</i>	4.424.143	(668.163)	-	(2.067.833)	-	1.688.147
Beban bunga/ <i>Interest expense</i>	-	(3.645.664)	-	(9.287.348)	4.839.054	(8.093.958)
Bagian rugi bersih perusahaan asosiasi/ <i>Equity in net loss of associated companies</i>	-	(1.061.548)	-	-	-	(1.061.548)
Rugi penjualan kembali note/ <i>Loss on resale of notes</i>	-	-	-	(141.167)	-	(141.167)
Beban lain-lain bersih/ <i>Others - net</i>	1.255.502	(481.652)	255.342	8.971.527	(8.144.054)	1.856.665
Laba sebelum pajak/ <i>Income before tax</i>						162.790.441
Beban pajak/ <i>Tax expense</i>	(72.082.417)	(6.282.314)	(863.813)	(130.743)	-	(79.359.287)
Hak minoritas atas rugi bersih anak perusahaan/ <i>Minority interests in net loss of subsidiaries</i>	-	-	-	-	-	707.128
Laba bersih/ <i>Net income</i>						84.138.282

P.T. MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
DAN ANAK PERUSAHAAN
CATATAN ATAS LAPORAN KEUANGAN KONSOLIDASI
31 DESEMBER 2002, 2001 DAN 2000 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, 2002, 2001 AND 2000
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\$
INFORMASI LAIN/OTHER INFORMATION						
AKTIVA/ASSETS						
Aktiva segmen/Segment assets	665.811.879	235.898.686	22.378.142	147.878.357	(371.849.115)	700.117.949
Investasi di perusahaan asosiasi/ Investments in associated companies	-	3.015.803	-	-	-	3.015.803
Aktiva yang tidak dapat dialokasikan/ Unallocated assets	-	-	-	-	-	49.918.142
Total aktiva konsolidasi/ Consolidated total assets						753.051.894
KEWAJIBAN/LIABILITIES						
Kewajiban segmen/Segment liabilities	181.264.772	111.986.259	23.981.582	156.623.888	(243.092.283)	230.764.218
Kewajiban yang tidak dapat dialokasikan/ Unallocated liabilities	-	-	-	-	-	4.187.588
Total kewajiban konsolidasi/ Consolidated total liabilities						234.951.806
Pembelian barang modal/ Capital expenditures	84.239.926	40.773.025	2.766.182	38.155.399	-	165.934.532
Depresiasi dan amortisasi/ Depreciation and amortization	39.579.570	14.474.028	2.790.160	-	-	56.843.758
Beban non-kas selain depresiasi dan amortisasi/ Non-cash expenses other than depreciation and amortization	-	1.776.931	102.047	60.685	-	1.939.663

P.T. MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
DAN ANAK PERUSAHAAN
CATATAN ATAS LAPORAN KEUANGAN KONSOLIDASI
31 DESEMBER 2002, 2001 DAN 2000 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, 2002, 2001 AND 2000
AND FOR THE YEARS THEN ENDED
(Continued)

2001	Setelah disajikan kembali/ As restated					
	Eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi / <i>Exploration and production of oil and gas</i>	Jasa pengeboran / <i>Drilling Services</i>	Produksi methanol / <i>Methanol production</i>	Lain-lain / <i>Others</i>	Eliminasi / <i>Elimination</i>	Konsolidasi / <i>Consolidated</i>
	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$
PENDAPATAN/REVENUE						
Penjualan eksterm/ <i>External sales</i>	299.595.883	56.863.526	28.389.512	-	-	384.848.921
Penjualan antar segmen/ <i>Inter-segment sales</i>	163.293.662	10.590.178	-	57.095.778	(230.979.618)	-
Jumlah Pendapatan/ <i>Total revenue</i>	462.889.545	67.453.704	28.389.512	57.095.778	(230.979.618)	384.848.921
HASIL/RESULT						
Hasil segmen/ <i>Segment result</i>	193.670.415	6.404.969	(329.866)	-	1.641.387	201.386.905
Beban yang tidak dialokasikan/ <i>Unallocated corporate expense</i>	-	-	-	-	-	(7.735.569)
Laba usaha/ <i>Income from operation</i>						193.651.336
Pendapatan bunga/ <i>Interest income</i>	1.829.739	256.738	127.048	2.849.674	(2.607.964)	2.455.235
Keuntungan penjualan aktiva tetap <i>Gain on sale of property and equipment</i>	-	1.562.890	-	38.881	-	1.601.771
Penyisihan untuk piutang ragu-ragu pada pihak yang mempunyai hubungan istimewa/ <i>Provision for doubtful accounts receivable from related parties</i>	-	-	-	(34.508.799)	-	(34.508.799)
Laba (rugi) kurs mata uang asing- bersih/ <i>Gain (loss) on foreign exchange - net</i>	2.126.273	1.220.608	-	438	-	3.347.319
Beban bunga/ <i>Interest expense</i>	-	(1.858.276)	-	(2.361.983)	2.607.964	(1.612.295)
Bagian rugi bersih perusahaan asosiasi/ <i>Equity in net loss of associated companies</i>	-	(240.211)	-	-	-	(240.211)
Beban lain-lain bersih/ <i>Others - net</i>	272.190	(930.268)	215.251	1.498.786	-	1.055.959
Laba sebelum pajak/ <i>Income before tax</i>						165.750.315
Beban pajak/ <i>Tax expense</i>	(81.879.736)	(4.506.783)	(644.300)	(13.858)	-	(87.044.677)
Pos luar biasa/ <i>Extraordinary item</i>	-	-	-	218.726	-	218.726
Hak minoritas atas rugi bersih anak perusahaan/ <i>Minority interests in net loss of subsidiaries</i>	-	-	-	-	-	(732.746)
Laba bersih/ <i>Net income</i>						78.191.618

P.T. MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
DAN ANAK PERUSAHAAN
CATATAN ATAS LAPORAN KEUANGAN KONSOLIDASI
31 DESEMBER 2002, 2001 DAN 2000 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, 2002, 2001 AND 2000
AND FOR THE YEARS THEN ENDED
(Continued)

2001	Setelah disajikan kembali/ As restated					
	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	458.015.385	165.133.722	21.162.738	129.914	(117.165.473)	527.276.286
Investasi di perusahaan asosiasi/ Investments in associated companies	-	3.544.313	-	-	-	3.544.313
Aktiva yang tidak dapat dialokasikan/ Unallocated assets	-	-	-	-	-	17.967.402
Total aktiva konsolidasi/ Consolidated total assets						548.788.001
KEWAJIBAN/LIABILITIES						
Kewajiban segmen/Segment liabilities	94.941.079	56.515.582	22.252.343	9.869	(99.792.173)	73.926.700
Kewajiban yang tidak dapat dialokasikan/ Unallocated liabilities	-	-	-	-	-	7.826.780
Total kewajiban konsolidasi/ Consolidated total liabilities						81.753.480
Pembelian barang modal/ Capital expenditures	57.343.675	4.822.237	319.810	38.350	-	62.524.072
Depresiasi dan amortisasi/ Depreciation and amortization	20.328.046	16.351.088	1.537.522	-	-	38.216.656
Beban non-kas selain depresiasi dan amortisasi/ Non-cash expenses other than depreciation and amortization	-	1.992.586	18.880	15.778	-	2.027.244

P.T. MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
DAN ANAK PERUSAHAAN
CATATAN ATAS LAPORAN KEUANGAN KONSOLIDASI
31 DESEMBER 2002, 2001 DAN 2000 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, 2002, 2001 AND 2000
AND FOR THE YEARS THEN ENDED
(Continued)

Setelah disajikan kembali/ As restated						
2000	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 eksterm/External sales	286.064.198	42.753.056	21.024.590	-		349.841.844
Penjualan antar segmen/ Inter-segment sales	167.214.732	3.095.990	-	12.584.244	(182.894.966)	-
Jumlah Pendapatan/Total revenue	453.278.930	45.849.046	21.024.590	12.584.244	(182.894.966)	349.841.844
HASIL/RESULT						
Hasil segmen/Segment result	178.599.065	(8.545.077)	(1.797.737)	(19.111)	3.955.769	172.192.909
Beban yang tidak dialokasikan/ Unallocated corporate expense	-	-	-	-	-	(8.620.513)
Laba usaha/ Income from operation						163.572.396
Pendapatan bunga/Interest income	1.084.396	765.584	83.926	2.719.579	(3.224.847)	1.428.638
Keuntungan penjualan aktiva tetap Gain on sale of property and equipment	-	-	50.149	-	-	50.149
Penyisihan untuk piutang ragu-ragu pada pihak yang mempunyai hubungan istimewa/ Provision for doubtful accounts receivable from related parties	-	-	-	(32.210.844)	-	(32.210.844)
Laba (rugi) kurs mata uang asing- bersih/ Gain (loss) on foreign exchange - net	(1.765.552)	(46.604)	-	5.805	-	(1.806.351)
Beban bunga/Interest expense	-	(665.256)	-	(7.921.065)	3.224.847	(5.361.474)
Bagian rugi bersih perusahaan asosiasi/Equity in net loss of associated companies	-	(90.476)	-	-	-	(90.476)
Beban lain-lain bersih/Others - net	-	-	-	-	-	1.154.747
Laba sebelum pajak/Income before tax						126.736.785
Pos luar biasa/Extraordinary item	-	-	3.916.670	6.021.645	-	9.938.315
Beban pajak/Tax expense	(78.001.735)	2.756.919	(707.989)	23.856	-	(75.928.949)
Hak minoritas atas rugi bersih anak perusahaan/ Minority interests in net loss of subsidiaries	-	-	-	-	-	227.718
Laba bersih/Net income						60.973.869

P.T. MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
DAN ANAK PERUSAHAAN
CATATAN ATAS LAPORAN KEUANGAN KONSOLIDASI
31 DESEMBER 2002, 2001 DAN 2000 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, 2002, 2001 AND 2000
AND FOR THE YEARS THEN ENDED
(Continued)

2000	Setelah disajikan kembali/ As restated					
	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	455.478.689	126.581.413	27.106.083	22.724.040	(191.465.729)	440.424.496
Investasi di perusahaan asosiasi/ Investments in associated companies	-	784.524	-	-	-	784.524
Aktiva yang tidak dapat dialokasikan/ Unallocated assets	-	-	-	-	-	67.504.336
Total aktiva konsolidasi/ Consolidated total assets						508.713.356
KEWAJIBAN/LIABILITIES						
Kewajiban segmen/Segment liabilities	169.903.827	44.713.020	26.960.278	22.595.290	(179.076.550)	85.095.865
Kewajiban yang tidak dapat dialokasikan/ Unallocated liabilities	-	-	-	-	-	13.254.825
Total kewajiban konsolidasi/ Consolidated total liabilities						98.350.690
Pembelian barang modal/ Capital expenditures	21.642.229	6.962.265	4.516.861	41.237	-	33.162.592
Depresiasi dan amortisasi/ Depreciation and amortization	14.543.873	17.287.520	1.021.658	-	-	32.853.051
Beban non-kas selain depresiasi dan amortisasi/ Non-cash expenses other than depreciation and amortization	-	-	1.141.134	-	-	1.141.134

Segmen Geografis

Berikut ini adalah jumlah pendapatan Perusahaan dan anak perusahaan berdasarkan pasar geografis:

Geographical Segment

The following table shows the distribution of the Company and its subsidiaries revenues by geographical market:

Pasar geografis	2002 US\$	2001 Setelah disajikan kembali/ As restated	2000 Setelah disajikan kembali/ As restated	Geographical market
		US\$	US\$	
Indonesia	166.856.457	212.219.623	174.273.418	Indonesia
Luar negeri	253.861.065	172.629.298	175.568.426	Foreign
Jumlah	420.717.522	384.848.921	349.841.844	Total

37. PERJANJIAN BAGI HASIL

Anak-anak perusahaan yang bergerak di bidang gas dan minyak bumi mempunyai perjanjian bagi hasil dengan PERTAMINA yang berbeda. Uraian umum perjanjian tersebut adalah sebagai berikut:

a. Production Sharing Contract (PSC)

PSC awal (PSC yang didirikan berdasar 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 dengan perjanjian antara kontraktor dan PERTAMINA. 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.

PERTAMINA pada umumnya bertanggung jawab untuk mengelola semua operasi PSC, menggantikan dan membebaskan kontraktor dari pajak, selain pajak badan Indonesia dan pajak atas bunga, deviden 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 pembuatan maupun pelaksanaan program kerja dan anggaran. Sebagai imbalannya, kontraktor diijinkan untuk mengambil dan mengeksport minyak mentah yang merupakan bagiannya dan hasil eksponnya dapat disimpan di luar negeri.

Dalam setiap PSC, kontraktor dan PERTAMINA membagi total produksi tiap 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). Dalam ketentuan FTP, tiap pihak berhak untuk mengambil dan menerima minyak dan gas dari 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

37. PRODUCTION SHARING ARRANGEMENTS

The oil and gas subsidiaries have different production sharing arrangements with PERTAMINA. 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 PERTAMINA. 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.

PERTAMINA 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 PERTAMINA 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 funding 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

kontraktor sesuai dengan pembagian standar. Nilai yang tersedia untuk pengembalian biaya kontraktor dihitung berdasarkan referensi atas harga minyak mentah di Indonesia yang berlaku. Setelah kontraktor memperoleh kembali semua dana yang dikeluarkan untuk biaya yang diperbolehkan, Pemerintah berhak atas bagian laba tertentu dari produksi minyak bumi dan gas alam yang tersisa dan kontraktor berhak atas sisanya sebagai bagian pendapatannya.

Kontraktor diwajibkan untuk membayar pajak badan atas bagian labanya berdasarkan tarif pajak yang berlaku pada saat PSC tersebut dilaksanakan.

Bagian total kontraktor dari FTP, produksi yang dapat dialokasikan ke pengembalian biaya dan bagian laba setelah pajak mewakili haknya atas minyak bumi atas periode tertentu.

Setelah lima tahun pertama produksi, semua PSC di Indonesia diwajibkan atas Domestic Market Obligation (DMO) dimana kontraktor diminta untuk menyediakan, dengan harga lebih rendah, kepada pasar domestik 25% dari (i) bagian kontraktor sebelum pajak dari total produksi minyak bumi dan (ii) bagian kontraktor dalam pendapatan minyak. Harga yang lebih rendah ini bervariasi di tiap PSC, dalam tiap kasus dihitung dari titik ekspor.

b. Technical Assistance Contract (TAC)

Perjanjian TAC akan diberikan pada wilayah yang telah atau belum beroperasi dan jangka waktu akan tergantung pada perjanjian kontraknya. Produksi minyak dan gas bumi pertama kali dibagi menjadi bagian yang dapat dibagikan (shareable) dan bagian yang tidak dapat dibagikan (non shareable). Bagian yang tidak dapat dibagikan (non shareable) menggambarkan produksi yang diperkirakan akan dicapai dari suatu wilayah (berdasarkan data historis produksi dari suatu wilayah) pada saat perjanjian TAC ditandatangani dan menjadi hak milik PERTAMINA. Dalam TAC, produksi dari bagian yang tidak dapat dibagikan (non shareable) akan diturunkan setiap tahunnya. Bagian yang dapat dibagikan berkaitan dengan penambahan produksi yang berasal dari investasi pihak operator terhadap wilayah yang bersangkutan dan akan dipisah-pisahkan dengan cara yang sama seperti PSC.

balance is available for cost recovery for 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 PERTAMINA. 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. Join Operating Body (JOB)

Dalam JOB, kegiatan operasional dilakukan oleh badan operasi bersama yang dikepalai oleh PERTAMINA dan dibantu oleh kontraktor sebagai pihak kedua di dalam JOB. Dalam JOB, 50% dari produksi merupakan milik PERTAMINA dan sisanya adalah bagian yang dapat dibagikan yang mana dipisahkan dengan cara yang sama seperti perjanjian PSC.

38. IKATAN

a. Anak perusahaan mengadakan perjanjian PSC, PSC-JOB dan TAC dengan PERTAMINA dalam hal eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi pada area-area tertentu. Berikut adalah beberapa hal penting dalam kontrak:

- (i) Minyak dan gas bumi yang diproduksi dibagi dengan formula yang telah disepakati bersama antara anak perusahaan dan PERTAMINA.
- (ii) Anak perusahaan diwajibkan untuk membayar bonus kepada PERTAMINA berkisar antara US\$ 1.000.000 sampai dengan US\$ 5.000.000 apabila produksi minyak mencapai 50.000 barel per hari selama periode 120 hari berturut-turut dan apabila produksi meningkat mencapai rata-rata 75.000 barel sampai dengan 100.000 barel per hari selama periode 120 hari berturut-turut, maka tambahan bonus yang harus dibayar oleh anak perusahaan kepada PERTAMINA adalah US\$ 1.000.000 sampai dengan US\$ 10.000.000.
- (iii) Sampai periode tertentu, anak perusahaan diwajibkan untuk menyerahkan kembali sebagian wilayah kontrak kerja bagi hasil kepada PERTAMINA. Kewajiban tersebut tidak berlaku apabila pada wilayah tersebut ditemukan cadangan minyak.

b. EN telah menandatangani tiga PSC dengan Myanmar Oil and Gas Enterprise (MOGE) pada tanggal 14 Juli 1997 untuk melakukan eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi di wilayah kerja operasi darat Kyaukkyi-Mindon Blok EP1, Ondwe Blok RSF-5 dan Padaukpin-Monnatkon Blok MOGE 3. Berdasarkan surat tanggal 20 Oktober 1997, Director of Investment and Company Administration setuju bahwa ketiga Kontrak Bagi Hasil dialihkan kepada Exspan Myanmar (L), Inc. (EMLI). Dalam setiap perjanjian tersebut dijelaskan bahwa dalam enam bulan pertama EMLI harus mengeluarkan biaya eksplorasi tidak kurang dari US\$ 200.000. PSC ini berlaku hingga tahun 2017. Untuk perpanjangan pertama periode eksplorasi EN selama satu tahun

c. Joint Operating Body (JOB)

In a JOB, operations are conducted by a joint operating body headed by PERTAMINA and assisted by the contractor through their respective secondees to the JOB. In a JOB, 50% of the production is retained by PERTAMINA, and the balance is the shareable portion which is split in same way as for a PSC.

38. COMMITMENTS

a. The subsidiaries have entered into PSC, PSC-JOB and TAC with PERTAMINA in the exploration and production of crude oil and gas in certain areas. Following are the significant provisions of the contracts:

- (i) Oil and gas produced are shared based on certain formula agreed by subsidiaries and PERTAMINA.
- (ii) The subsidiaries are obliged to pay between US\$ 1,000,000 to US\$ 5,000,000 representing a production bonus to PERTAMINA 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.
- (iii) Up to a certain period, subsidiaries are required to surrender parts of the contract areas to PERTAMINA. The obligations to surrender parts of the contract areas do not apply to the surface area of any field in which Petroleum has been discovered.

b. EN has signed three PSC's with Myanmar Oil and Gas Enterprise (MOGE) on July 14, 1997 for onshore petroleum operations in Kyaukkyi-Mindon Block EP 1, Ondwe Block RSF-5 and Padaukpin-Monnatkon Block MOGE 3. Based on the letter dated October 20, 1997, the Director of Investment and Company Administration approved the three (3) PSC permits to trade and the related company registration to be under the name of Exspan Myanmar (L), Inc. (EMLI). Each agreement provides that during the initial six-months term of the exploration period EMLI shall spend a total exploration costs of not less than US\$ 200,000. The initial term of the PSC is valid until 2017. For the first extension of the exploration period, EN shall spend an additional

harus mengeluarkan US\$ 1.000.000 dan perpanjangan kedua dan ketiga harus mengeluarkan masing-masing US\$ 2.000.000. EMLI telah mengajukan pelepasan kontrak tersebut. Sampai dengan tanggal laporan keuangan, pelepasan tersebut masih dalam proses.

amount of US\$ 1,000,000 and for the second and third extensions, it shall spend an additional amount of US\$ 2,000,000 each. EMLI has already proposed to relinquish the PSC. Until the date of the financial statements, the relinquishment is still in process.

- c. Perusahaan, Apexindo, MEA, EK, EN dan MMB pada tanggal 12 Juni 2000 menandatangani Bond and Guarantees Facility, General Banking Facility, Advance Payment Facility, Import Facility, dengan nilai maksimum sebesar US\$ 5.000.000 dan Overdraft Facility, maksimum sebesar Rp 5.000.000 ribu dan fasilitas Foreign Exchange Trading Limit dari Standard Chartered Bank. Fasilitas ini dijamin oleh Perusahaan.

- c. On June 12, 2000, the Company, Apexindo, MEA, EK, EN and MMB entered into a Bond and Guarantees Facility, General Banking Facility, Advance Payment Facility and Import Facility, with a maximum amount of US\$ 5,000,000, and Overdraft Facility with maximum amount of Rp 5,000,000 thousand, and Foreign Exchange Trading Limit Facility from Standard Chartered Bank. The facilities are guaranteed by the Company.

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 menjadi sebesar US\$ 8.000.000.

On August 16, 2002, Standard Chartered Bank has approved the increase of the abovementioned General Banking Facility, Bond and Guarantees facility, Advance Payment and Import Facility to US\$ 8,000,000.

Pada tanggal 31 Desember 2002 Bond Guarantee Facility yang telah digunakan oleh Apexindo dan MMB sebesar US\$ 4.213.126.

At December 31, 2002, Apexindo and MMB had utilized US\$ 4,213,126 of the Bond Guarantees Facility.

- d. Pada tanggal 1 April 2002, Perusahaan menandatangani perjanjian jual-beli minyak mentah (crude oil) dengan Itochu Petroleum Co. (S) Pte. Ltd. Perjanjian ini berlaku selama 12 (dua belas) bulan dan berakhir tanggal 31 Maret 2003 dan dapat diperpanjang berdasarkan perjanjian kesepakatan kedua pihak. Berdasarkan perjanjian tersebut, Perusahaan akan mensuplai 5.040 MMB minyak mentah dengan variasi 5% dari toleransi operasi dan disesuaikan setiap bulan tergantung kuantitas minyak yang tersedia. Perjanjian ini diperpanjang selama dua bulan hingga tanggal 31 Mei 2003.
- e. 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 (sembilan) bulan dan berakhir tanggal 31 Maret 2003. Berdasarkan perjanjian tersebut, kuantitas penjualan Perusahaan adalah sebesar 3.780 MMB minyak mentah dengan variasi 5% dari toleransi operasi dan disesuaikan setiap bulannya tergantung kuantitas minyak yang tersedia (Catatan 27 dan 35). Perjanjian ini diperpanjang selama dua bulan hingga tanggal 31 Mei 2003.
- f. Pada tanggal 26 Agustus 2002, MIV, anak perusahaan, melakukan perjanjian Farm-In (Perjanjian), atas nama P.T. Exspan Rombebai, dengan Ramu Rombebai LLC (Ramu) sesuai dengan nota kesepakatan tanggal 2 Oktober 2002 antara kedua pihak. Berdasarkan perjanjian, MIV

- d. On April 1, 2002, the Company signed a crude oil sale and purchase agreement with Itochu Petroleum Co. (S) Pte. Ltd. This agreement is valid for a period of 12 (twelve) months until March 31, 2003 and can be extended by mutual agreement of the parties. Based on the agreement, the Company will supply 5,040 MMB crude oil, subject to plus or minus 5% (five percent) operational tolerance, to be adjusted monthly according to the availability of such oil. The agreement was extended for a further two months until May 31, 2003.
- e. On July 1, 2002, the Company has signed a crude oil sale and purchase agreement with PTT Public Company Ltd. This agreement shall continue for a period of 9 (nine) months until March 31, 2003. Based on the agreement, the Company will supply 3,780 MMB crude oil subject to plus minus 5% operational tolerance and to be adjusted monthly according to the availability of such oil (Notes 27 and 35). The agreement was extended for a further two months until May 31, 2003.
- f. On August 26, 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

mengakuisisi hak kepemilikan di Blok PSC Rombebai bersama PERTAMINA dari Ramu. Sebagai pertimbangan atas hak yang diakuisisi, MIV harus berkomitmen sebagai berikut:

- Mengebor satu sumur dengan total kedalaman 6.000 kaki dengan biaya tidak melebihi US\$ 5.000.000. Jika MIV 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 Work Program And Budget yang disetujui oleh BPMigas.
- Seluruh biaya eksplorasi, sebagai konsekuensi atas hak kepemilikan termasuk hak kepemilikan Ramu hingga Rencana Pengembangan (POD) ditelaah dan disetujui terlebih dahulu oleh BPMigas dan Pemerintah Indonesia. Jika Ramu meminta, MIV setuju untuk melanjutkan hak kepemilikan Ramu setelah POD dan MIV memiliki hak untuk mendapat penggantian biaya ditambah 50% bagian Ramu dari hasil penjualan atau pendapatan.

g. 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, MIV akan mengakuisisi 90% hak kepemilikan di Yapen PSC bersama PERTAMINA. Sebagai pertimbangan atas pemilikan yang diperoleh, MIV 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.

h. Pada tanggal 17 Desember 2002, MEFL, anak perusahaan, menandatangani transaksi *Forward Interest Rate Swap* dengan Morgan Stanley & Co. International Limited (Morgan Stanley). Pada tanggal transaksi MEFL mentransfer uang sejumlah US\$ 1.250.000 sebagai jaminan dan akan disimpan oleh Morgan Stanley sampai dengan tanggal berakhirnya transaksi ini (Catatan 10). Tanggal efektif dari transaksi ini adalah 19 Maret 2003 dengan jumlah sebesar US\$ 25 juta. Detil dari transaksi swap ini adalah sebagai berikut:

Agreement, MIV acquired 60% participating interest in the Rombebai Block PSC with PERTAMINA from Ramu. As part of the consideration for the interest acquired, MIV has committed to:

- Drill one well with a total depth of 6,000 feet with costs not to exceed US\$ 5,000,000. If MIV 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.
- 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, MIV agrees to carry Ramu's participating interests after the POD, and MIV 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.

g. 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, MIV acquired 90% participating interest in the Yapen PSC with PERTAMINA. As part of the consideration for the interest acquired, MIV 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.

h. On December 17, 2002, MEFL, a subsidiary, entered into a Forward Interest Rate Swap Transaction with Morgan Stanley & Co. International Limited (Morgan Stanley). On the date of the transaction, MEFL transferred Eligible Collateral amounting to US\$ 1,250,000, which will be held by Morgan Stanley until the Termination Date of this transaction (Note 10). The effective date of the swap transaction is on March 19, 2003 with a notional amount of US\$ 25 million. Details of the swap transaction are as follows:

Jumlah tetap:

- Pembayar tingkat bunga tetap: Morgan Stanley
- Tanggal pembayaran tingkat bunga tetap: Setiap tanggal 19 Maret dan 19 September setiap tahun dimulai tanggal 19 September 2003 dan berlanjut hingga dan termasuk tanggal berakhirnya transaksi
- Tingkat bunga: 10% per tahun
- Perhitungan tingkat bunga harian: 30/360

Jumlah mengambang (floating):

- Pembayar tingkat bunga mengambang (floating): MEFL.
- Tanggal pembayaran tingkat bunga mengambang: 19 Maret setiap tahun dimulai tanggal 19 Maret 2004 dan berlanjut hingga dan termasuk tanggal berakhirnya transaksi
- Tingkat bunga: 12 bulan LIBOR-in-arrears + 6,10%, per tahun
- Perhitungan tingkat bunga harian: Act/360 untuk USD
- 6 bulan LIBOR-in-arrears: LIBOR ditetapkan 2 hari kerja sebelum berakhirnya periode perhitungan
- LIBOR: 12 bulan USD LIBOR, ditetapkan oleh Calculation Agent
- Tanggal dimulai kembali: Hari pertama dari periode yang dapat diperhitungkan

Tanggal berakhirnya perjanjian ini adalah yang lebih dahulu antara 19 Maret 2006 atau *Optional Termination Date*, dimana Morgan Stanley memiliki hak untuk membatalkan transaksi ini pada tanggal 19 Maret 2005.

- Pada tanggal 28 Juni 2002 dan 1 Juli 2002, Apexindo, anak perusahaan, mengadakan kontrak jangka panjang dengan TOTAL atas jasa pengeboran 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 Perusahaan dalam kontrak tersebut sebesar US\$ 93,83 juta dan US\$ 47,72 juta masing-masing untuk rig Raissa dan Yani.
- Pada tanggal 2 Mei 2002, 26 Juli 2002 dan 4 September 2002, Apexindo mengadakan kontrak pembangunan dengan Keppel Fels Limited, Singapura (Keppel) untuk pembangunan rig Raissa, Maera dan Yani. Berdasarkan kontrak tersebut, Apexindo akan membayar Keppel sebesar US\$ 16,01 juta, US\$ 10,98 juta dan US\$ 14,34 juta masing-masing untuk pembangunan Raissa, Maera dan Yani, dan US\$ 380.000 untuk *removal work* untuk rig Yani, yang akan dikenakan bunga 10% per tahun jika tidak dibayar pada tanggal jatuh tempo sebagai berikut:

Fixed Amounts:

- Fixed rate payer : Morgan Stanley
- Fixed rate payer payment date : March 19, and September 19 of each year, commencing on September 19, 2003 and continuing to and including the Termination Date
- Fixed rate: 10% per annum
- Fixed rate day count fraction: 30/360

Floating Amounts:

- Floating rate payer: MEFL
- Floating rate payer payment dates: March 19 of each year commencing on March 19, 2004 and continuing to and including the Termination Date
- Floating rate: 12 month LIBOR-in-arrears + 6.10% per annum
- Floating rate day count fraction: Act/360 for USD
- 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
- Reset Dates: The first day of the applicable Calculation Period

The Termination Date is the earlier of March 19, 2006 or the Optional Termination Date, in which Morgan Stanley has the right to cancel this transaction on March 19, 2005.

- On June 28, 2002 and July 1, 2002, Apexindo, a subsidiary, signed long-term contracts with TOTAL for offshore drilling services. Under the contracts, rigs Raissa and Yani will be utilized in the drilling operations for a period of five years and three years, respectively. The total compensation to be received by the Company under the said contracts amounts to US\$ 93.83 million and US\$ 47.72 million for rigs Raissa and Yani, respectively.
- On May 2, 2002, July 26, 2002 and September 4, 2002, Apexindo entered into construction contracts with Keppel Fels Limited, Singapore (Keppel) for the construction of rigs Raissa, Maera and Yani, respectively. Under the contracts, Apexindo will pay Keppel US\$ 16.01 million, US\$ 10.98 million and US\$ 14.34 million for the construction of rigs Raissa, Maera and Yani, respectively, and US\$ 380,000 for the removal work on rig Yani, which are subject to a 10% interest per annum if not paid on the due date as follows:

- i. 30% dari harga pembangunan akan terhutang pada saat tanggal perjanjian
- ii. 70% dari harga pembangunan akan terhutang pada saat pengiriman rig
- iii. 100% dari harga *removal work* akan terhutang pada saat tanggal perjanjian

Untuk Maera, harga pembangunan akan dibayar dalam 5 (lima) kali angsuran, 20% pada saat penandatanganan perjanjian, 15% pada saat striking of steel, 15% pada saat docking of barge, 40% pada saat erecting of cantilever dan pembayaran terakhir pada saat pengiriman rig.

Pengiriman untuk dan penerimaan oleh Apexindo atas rig Raissa, Maera dan Yani dijadualkan masing-masing 10 bulan, 6 bulan dan 7 1/2 bulan dari tanggal kontrak (Tanggal Pengiriman). Keppel akan membayar denda per hari atas keterlambatan terhitung sejak hari ke duapuluh satu dari keterlambatan yang melebihi tanggal pengiriman dan berhak mendapatkan bonus per hari atas pengiriman lebih awal dari Tanggal Pengiriman, dengan tarif US\$ 8.000 per hari untuk Raissa, US\$ 5.500 per hari untuk Maera dan US\$ 15.000 untuk Yani, dengan bonus atau penalty hingga 5% dari harga pembangunan. Keppel juga diharuskan untuk memberikan asuransi all risk untuk pembangun dengan jumlah pertanggungan US\$ 44 juta untuk Raissa, US\$ 32 juta untuk Maera dan US\$ 28,46 juta untuk Yani dalam menutupi biaya penggantian akibat kerusakan fisik atau kerugian yang dialami rig-rig tersebut, dengan pelaksanaan penerimaan asuransi seperti yang tertera pada kontrak.

- i. 30% of the construction price is due on the date of the agreement.
- ii. 70% of the construction price is due upon delivery of the rigs.
- iii. 100% of the removal work price is due on the date of the agreement.

For Maera, the construction price shall be paid in 5 (five) installments, 20% upon the signing of the agreement, 15% upon striking of steel, 15% upon docking of barge, 40% upon erecting of cantilever and the final payment upon the delivery of the rig.

The delivery to and acceptance by Apexindo of rigs Raissa, Maera and Yani are scheduled 10 months, 6 months and 7 1/2 months, respectively, from the date of the contracts (Delivery Date). Keppel will pay penalty per day of delay from the twenty-first day of delay beyond the Delivery Date and is entitled to claim bonus per day of early delivery until the Delivery Date, at the rate of US\$ 8,000 per day for Raissa, US\$ 5,500 per day for Maera and US\$ 15,000 for Yani. Such penalty and bonus are limited to 5% of the construction price. Keppel is also required to subscribe for a builder's all risk insurance for a sum of US\$ 44 million for Raissa, US\$ 32 million for Maera and US\$ 28.46 million for Yani covering the full replacement cost of physical damage or loss to the said rigs, with application of the insurance proceeds as defined in the contracts.

39. KEWAJIBAN KONTIJENSI

- a. Sekretaris Negara Bagian Delaware, AS, telah menetapkan 3 anak perusahaannya menjadi "non aktif" sebagai akibat karena mereka tidak membayar franchise taxes berdasarkan pasal 5 (Corporation Franchise Taxes), Delaware Code dari tahun 1995 sampai dengan 2000. Perusahaan telah mengajukan permohonan pengaktifan kembali ketiga anak perusahaan tersebut. Perusahaan yakin bahwa anak perusahaan tersebut akan kembali beroperasi seperti semula jika ijin pendiriannya tidak dibekukan dan setiap tindakan yang dilakukan selama anak perusahaan tersebut dibekukan diakui. Perusahaan sedang dalam proses untuk mempersiapkan Surat Pemberitahuan Pajak Badan untuk tahun 1995 sampai dengan 2000. Walaupun pada saat ini Perusahaan tidak dapat memperkirakan secara tepat jumlah pajak yang terhutang dari tiga anak perusahaan ini, namun diperkirakan hutang pajak itu tidak material, walau tidak ada jaminan bahwa hutang pajak

39. CONTINGENT LIABILITIES

- a. The Secretary of State of the State of Delaware, U.S., had designated 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 Company has filed certificates of revival in respect of these companies. The Company 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 Company is in the process of preparing the subsidiaries' U.S. corporate income tax returns for the years 1995 through 2000. Although the Company is not currently able to assess exactly how much tax is payable in relation to these companies, it has been advised that its total liability is not expected to be material, although no assurance can be given that any liability will not ultimately be higher

tidak akan lebih tinggi dari yang diperkirakan atau tidak akan menyebabkan kerugian yang material terhadap hasil usaha atau kondisi keuangan Perusahaan di masa depan.

than expected or will not have a material adverse impact on the Company's future results of operation or financial condition.

- b. Exspan Cumi-Cumi Inc, dan Medco Lematang., 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). Anak perusahaan masih mengajukan kepada pihak pajak untuk menerbitkan Surat Ketetapan Pajak.
- c. Pada tanggal 25 Januari 2000, Perusahaan menandatangani Subscription Agreement, Shareholder Agreement dan Indemnity Agreement dengan Cityview Asia Pty Ltd (Cityview), di mana Perusahaan memperoleh 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.

- b. Exspan Cumi-Cumi Inc, and Medco Lematang Ltd., subsidiaries, received certain 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 as of December 31, 2002 regarding the payment of Value Added Tax (VAT). The subsidiaries are still proposing to the Tax Authority to reassess the tax assessment letters.

- 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 each Simenggaris and Madura. Simenggaris block is located in the east Kalimantan and Madura block is located in Madura Island. Both are operating under PSC-JOB with PERTAMINA.

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.

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 melakukan perjanjian dengan Falcon Oil Pte, Ltd, untuk menjual kepemilikannya 15% di Medco Simenggaris Pty, Ltd. dan menjual kepemilikannya 24% di Medco Madura Pty, Ltd., sehingga mengurangi kepemilikan Perusahaan di anak perusahaan masing-masing menjadi 60% dan 51%. Perjanjian ini efektif tanggal 19 Pebruari 2002.

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 its 24% ownership interest in Medco Madura Pty, Ltd., thus reducing the Company's ownership in these subsidiaries to 60% and 51%, respectively. The agreement became effective on February 19, 2002.

- d. 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

- d. 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

operasional 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 hidup 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 telah mentaati peraturan dan undang-undang lingkungan yang berlaku saat ini.

- e. Tidak tertutup kemungkinan bagi Perusahaan untuk menghadapi tuntutan hukum dari waktu ke waktu. Namun saat ini, Perusahaan tidak sedang menghadapi kondisi tersebut.

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 is in compliance with current applicable environmental laws and regulations.

- e. From time to time, the Company may be a party to various legal proceedings. The Company is not currently party to any material pending legal proceedings.

40. RISIKO (BAHAYA) USAHA DAN RISIKO TIDAK DIASURANSIKAN

Kegiatan operasi 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 yang letak tumpahannya dapat menyebabkan hilangnya hidrokarbon, polusi lingkungan, klaim kecelakaan karyawan dan kerusakan lainnya terhadap properti Perusahaan. Selain itu, operasi tertentu dari Perusahaan berada di daerah yang mengalami gangguan cuaca tropis, dapat menyebabkan kerusakan yang cukup parah atas fasilitas dan kemungkinan mengganggu produksi. Untuk menghindari bahaya operasi tersebut, Perusahaan telah mengasuransikan berkaitan dengan bahaya operasi tersebut namun tidak seluruhnya, yang mungkin mempunyai potensi terhadap kerugian. Pertanggungjawaban atas kegiatan produksi dan eksplorasi minyak dan gas bumi diantaranya adalah kerugian sumur, ledakan gas (blow outs) dan biaya pengendalian pencemaran, kerusakan fisik aset, pertanggungjawaban karyawan, pertanggungjawaban umum komprehensif, kendaraan dan kompensasi karyawan.

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 atau kehilangan pendapatan sehubungan dengan kerusakan atau kehilangan rig pengeboran tidak diasuransikan, kecuali rig pengeboran lepas pantai diasuransi atas benefisiari kreditur.

40. OPERATING HAZARDS AND UNINSURED RISKS

The Company's 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. Additionally, certain of the Company's 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 maintains insurance coverage against some, but not all, potential losses. The Company's coverage for its oil and gas exploration and production activities includes, 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.

The Company maintains coverage for its drilling rigs, equipment and machinery for their replacement value and insures against third party liability and workers' compensation. It does not, however, insure 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.

41. DAMPAK KONDISI EKONOMI TERHADAP
KEGIATAN PERUSAHAAN DAN ANAK
PERUSAHAAN

Krisis ekonomi yang melanda Indonesia telah berlangsung lima tahun lebih, dan sampai saat ini masih belum sepenuhnya pulih. Walaupun keadaan makro ekonomi pada tahun 2002 relatif stabil dengan tingkat pertumbuhan 3-4%, nilai tukar rupiah yang relatif stabil, dan tingkat suku bunga yang menurun dan stabil, namun iklim investasi masih dinilai negatif karena berbagai masalah seperti tenaga kerja, keamanan, ketidakpastian hukum dan sebagainya. Di samping itu sektor perbankan belum dalam posisi sebagai intermediasi untuk menyalurkan kredit baru. Kredit perbankan mengalami peningkatan namun sebagian besar adalah peningkatan kredit konsumsi dan modal kerja. Kredit perbankan untuk investasi belum mengalami peningkatan yang cukup berarti. Perkembangan eksternal yang tidak menggembirakan seperti konflik di Timur Tengah dan volatilitas pasar uang di Amerika Serikat juga ikut memperlambat proses pemulihan ekonomi di Indonesia.

Manajemen berkeyakinan bahwa kondisi ekonomi tidak mempunyai dampak yang signifikan terhadap Perusahaan dan anak perusahaan. Di samping itu, manajemen akan mengimplementasikan strategi usaha sebagai berikut:

- a. Mengganti dan menambah cadangan melalui eksplorasi dan akuisisi
- b. Membangun pangsa pasar baru untuk gas alam
- c. Mempertahankan fleksibilitas keuangan dan membangun struktur keuangan yang pruden
- d. Melanjutkan bantuan untuk masyarakat lokal melalui implementasi program pembangunan dan sosial
- e. Melanjutkan peningkatan standar pengelolaan Perusahaan

Pemulihan perekonomian ke kondisi yang sehat dan stabil sangat tergantung pada kebijakan fiskal dan moneter yang terus menerus diupayakan oleh Pemerintah untuk menyehatkan ekonomi, suatu tindakan yang berada di luar kendali Perusahaan. Oleh karena itu tidaklah mungkin untuk menentukan dampak dari masa depan kondisi ekonomi terhadap likuiditas dan pendapatan Perusahaan dan anak perusahaan, termasuk dampak mengalirnya dana investor, pelanggan dan pemasok ke dan dari Perusahaan dan anak perusahaan.

41. EFFECTS OF ECONOMIC CONDITION ON THE
ACTIVITIES OF THE COMPANY AND ITS
SUBSIDIARIES

The economic crisis affecting Indonesia has been going on for more than five years, and until now the Indonesian economy has not yet fully recovered. Although the macro economic condition in 2002 is relatively stable - with growth rate of 3 - 4%, relatively stable Rupiah exchange rate, two - digit inflation rate, and reduced and steady interest rate - perception of investment climate is still negative because of various concerns such as labor, security, law enforcement, and the like. Additionally, the banking sector is not yet in a position to act as intermediary in channeling new loans. Loans granted by banks have increased but these are largely consumer lending and working capital loans. Investment loans have not yet expanded to a meaningful level. Discouraging external developments such as conflict in the Middle East and volatility of money market in the United States of America also hinder Indonesia's economic recovery.

Management believes that the economic conditions do not have significant effect on the Company and its subsidiaries. In spite of this, management intends to implement a business strategy with the following principal components:

- a. Replace and add reserve through exploration and acquisitions
- b. Develop new markets for uncommitted natural gas
- c. Maintain financial flexibility and a prudent financial structure
- d. Continue to foster support from local communities through the implementation of development and social programs
- e. Continue to improve corporate governance standards

Recovery of the economy to a sound and stable condition is dependent on the fiscal and monetary measures being taken by the government, actions which are beyond the Company and its subsidiaries' control. It is not possible to determine the future effects the economic condition may have on the Company and its subsidiaries liquidity and earnings, including the effect flowing through from their investors, customers and suppliers.

42. PERISTIWA PENTING SETELAH TANGGAL
NERACA

- a. Pada tanggal 28 Januari 2003, Apexindo, anak perusahaan, mengadakan perjanjian kerjasama dengan Smedvig Asia Ltd., dan Smedvig Office AS. Perjanjian tersebut dibuat dalam rangka penyediaan jasa pengeboran lepas pantai bagi Unocal Indonesia sesuai dengan kontrak No. TS/000328.02/DRIL/APR untuk periode 3 tahun. Periode kontrak dimulai tanggal 15 Februari 2003 dan berakhir pada tanggal 14 Februari 2006. Berdasarkan perjanjian tersebut, Smedvig akan menyediakan 'Tender Assisted Platform Drilling Rig West Alliance' untuk operasi Unocal di daerah lepas pantai Seno Barat, Selatan dan Utara di Kalimantan Timur, Indonesia.
- b. Pada tanggal 3 Februari 2003, Apexindo mengadakan Perjanjian Pembelian dengan Patterson-UTI Drilling Company LP, LLP sebesar US\$ 4.593.000 dalam rangka penjualan Rig No. 6 yang berlokasi di Houston, Texas, Amerika Serikat.
- c. Pada tanggal 7 Februari 2003, berdasarkan amandemen kontrak No. 2 kontrak No. 401-026/KF/71, tertanggal 8 Juni 2001 dengan TOTAL dan setelah pembangunan kembali dan peningkatan Apexindo telah melanjutkan operasi komersial rig Maera. Rig tersebut beroperasi di area lepas pantai Mahakam, Kalimantan Timur, Indonesia.
- d. Pada tanggal 13 Februari 2003, Medco Lematang Ltd, anak Perusahaan, menandatangani perjanjian Working Interest Sale and Purchase Agreement dengan Novus Lematang Company (Novus) untuk membeli 10% kepemilikan wilayah kerja Novus di Lematang PSC. Perusahaan sedang dalam proses mendapatkan persetujuan dari BPMigas. Harga beli dari 10% bagian kerja tersebut adalah sebesar US\$ 929.425. Selanjutnya, kepemilikan anak perusahaan sesuai dengan PSC Lematang meningkat menjadi 70%.
- e. Pada tanggal 14 Februari 2003, Perusahaan mendirikan PT. Exspan Lematang yang bergerak di bidang eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi di blok Lematang, Sumatera Selatan.
- f. Pada tanggal 17 Februari 2003, Perusahaan mendirikan PT Exspan Yapen dan PT. Exspan Rombebai yang bergerak dalam bidang eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi di blok Yapen dan Rombebai, Papua.

42. SUBSEQUENT EVENTS

- a. On January 28, 2003, Apexindo, a subsidiary, entered into a Co-operation Agreement with Smedvig Asia Ltd., and Smedvig Office AS. This agreement was made in order to fulfill the requirement of Apexindo's drilling contract No. TS/000328.02/DRIL/APR with Unocal Indonesia, which has a period of three years from February 15, 2003 to February 14, 2006. Based on the agreement, Smedvig shall provide the Tender Assisted Platform Drilling Rig West Alliance for Unocal's North, South and West Seno offshore operations in East Kalimantan, Indonesia.
- b. On February 3, 2003, Apexindo entered into an Asset Sale Agreement with Patterson-UTI Drilling Company LP, LLP for the sale of the Company's Rig No. 6 located in Houston, Texas in the United States of America for US\$ 4,593,000.
- c. On February 7, 2003, rig Maera, after being rebuilt and upgraded, has resumed its operations based on the latest amended contract No. 2-Contract No. 401-026/KF/71 dated June 8, 2001 with TOTAL for a period of 526 days. The rig operates within the Mahakam Offshore Area, East Kalimantan, Indonesia.
- d. On February 13, 2003, Medco Lematang Ltd, a subsidiary, entered into a Working Interest Sale and Purchase Agreement with Novus Lematang Company (Novus), wherein Medco Lematang acquired Novus' 10% working interest under the Lematang PSC. The Company is currently seeking an approval from BPMigas for such acquisition. The purchase price of such 10% working interest was US\$ 929,425. Consequently, the subsidiary's ownership interest under the Lematang PSC has increased to 70%.
- e. On February 14, 2003, the Company established P.T. Exspan Lematang, which shall be involved in the exploration and production of oil and gas in Lematang Block, South Sumatera.
- f. On February 17, 2003, the Company established P.T. Exspan Yapen and P.T. Exspan Rombebai, which shall be involved in the exploration and production of oil and gas in Yapen and Rombebai Blocks, Papua.

- | | |
|--|---|
| <p>g. Pada tanggal 20 Februari 2003, Perusahaan dan P.T. Perusahaan Listrik Negara (PLN) menandatangani Memorandum of Understanding (MOU) untuk bekerjasama dalam pengembangan cadangan gas di wilayah kerja Perusahaan dengan tujuan memasok gas ke pembangkit listrik PLN dan kemungkinan kerjasama dalam pengembangan pembangkit listrik di seluruh wilayah pelayanan PLN.</p> <p>h. Pada tanggal 25 Februari 2003, Apexindo, anak perusahaan, telah mendirikan Apexindo Asia-Pacific B.V. (AAP) yang sahamnya dimiliki seluruhnya oleh Apexindo, di Amsterdam, Belanda. Pendirian ini bertujuan untuk membantu Apexindo memperoleh fasilitas pinjaman untuk membiayai proyek pendanaan dari Bank Fortis S.A./N.V. (Fortis), cabang Singapura.</p> <p>i. Pada tanggal 28 Februari 2003, Apexindo dan AAP mengadakan perjanjian jual-beli, dimana Apexindo menjual dan mentransfer semua hak dan kewajiban atas rig Raissa kepada AAP, dalam rangka memenuhi persyaratan yang diminta oleh Fortis.</p> <p>j. Pada tanggal 6 Maret 2003, Apexindo sebagai sponsor, AAP sebagai peminjam dan Fortis Bank sebagai sole arranger, facility agent dan security trustee mengadakan perjanjian fasilitas pinjaman untuk membiayai pengembangan teknik, pengadaan, konstruksi dan biaya instalasi mesin atas Swamp Barge drilling rig Raissa (Perjanjian Pinjaman). Nilai pokok dari fasilitas yang tersedia untuk AAP adalah yang lebih rendah dari US\$ 39 juta dan 75% dari biaya proyek, seperti yang dijelaskan diperjanjian tersebut. Jangka waktu pinjaman adalah 4 (empat) tahun yang dicicil setiap kwartal selama 16 (enam belas) kali. Perjanjian pinjaman menyebutkan antara lain bahwa hak pertama klaim atas penggadaian rig akan dilaksanakan, termasuk pengalihan kontrak proyek serta kontrak pembangunan dan pengeboran untuk kepentingan Security Trustee. Suku bunga yang berlaku adalah setara dengan LIBOR ditambah margin tertentu, yang terhutang secara tiga bulanan.</p> <p>k. Pada tanggal 1 Maret 2003, pembangunan rig Raissa telah selesai di Keppel Fels, Singapura dan telah dimobilisasi pada tanggal 9 Maret 2003. Saat ini, rig tersebut telah dilakukan uji kelayakan oleh TOTAL. Periode kontrak pengeboran dengan TOTAL adalah selama 60 bulan (Catatan 38).</p> | <p>g. On February 20, 2003, the Company and P.T. Perusahaan Listrik Negara (PLN) signed a Memorandum of Understanding (MOU) to cooperate in developing certain gas fields in the Company's working area to supply gas to power plants owned by PLN and the possibilities to cooperate in developing power plants covering certain of PLN's service region nationwide.</p> <p>h. On February 25, 2003, Apexindo, a subsidiary, established Apexindo Asia-Pacific B.V. (AAP) a wholly owned subsidiary, in Amsterdam, the Netherlands. AAP was established to enable Apexindo to comply with the requirements for obtaining a term loan facility for project financing from Fortis Bank S.A./N.V., Singapore Branch (Fortis).</p> <p>i. On February 28, 2003, Apexindo and AAP entered into a Sale and Purchase Agreement, wherein Apexindo sold and transferred all its rights and obligations over rig Raissa to AAP in order to comply with the requirements of Fortis.</p> <p>j. On March 6, 2003, Apexindo as sponsor and AAP as borrower with Fortis Bank as Sole Arranger, Facility Agent and Security Trustee entered into the Term Loan Facility Agreement for refinancing the development, engineering, procurement, construction and commissioning cost of the Swamp Barge drilling rig Raissa (the Term Loan Agreement). The principal amount of the facility available to AAP is the lower of US\$ 39 million and 75% of the Project Costs, as defined in the Term Loan Agreement. The term loan is payable over 4 (four) years with 16 (sixteen) quarterly installments. The Term Loan Agreement provides, among others, that a First Preferred Ship Mortgage over the rig be executed and the assignment of project contracts, which include the Shipbuilding Contract and Drilling Contracts, in favour of the Security Trustee. The facility bears interest equivalent to LIBOR plus certain margin, which is payable on a quarterly basis.</p> <p>k. On March 1, 2003, the construction of rig Raissa has been completed by Keppel Fels, Singapore and was mobilized on March 9, 2003. Presently, the rig has already been tested and commissioned for proper acceptance by TOTAL. The drilling contract with TOTAL is for sixty (60) months (Note 38).</p> |
|--|---|

- l. Pada tanggal 28 Maret 2003, Apexindo bersama MEFO melakukan konfirmasi atas kesepakatan mereka mengenai penyertaan atau partisipasi dalam pembangunan rig Raissa dan Yani. Penyertaan Apexindo anak perusahaan yang sahamnya dimiliki sepenuhnya, dan penyertaan MEFO dalam rig Raissa masing-masing adalah sebesar 42% dan 58% dan atas rig Yani masing-masing sebesar 24% dan 76%.
- m. Pada tahun 2003, Apexindo memperbaharui kontrak jasa pengeboran dengan TOTAL sehubungan dengan kontrak No. 401-602/KF/943, tentang penggunaan rig Rasis, yang telah habis masa kontraknya di tahun 2003 untuk periode 36 bulan dimulai sejak 1 April 2003 dengan nilai kontrak sebesar US\$ 40.243.110.
- n. Pada tanggal 25 Maret 2003, Standard & Poor's memberikan peringkat "B+" dan prakiraan stabil bagi surat-surat hutang Perusahaan.
- o. Pada tanggal 4 April 2003, Apexindo mengadakan Perubahan kedua atas Perjanjian Jual Beli Klaim Asuransi (SPA) dengan MEFO, dimana kedua belah pihak menyetujui untuk meningkatkan harga pembelian kembali menjadi US\$ 20.193.186 dan transaksi tersebut berlaku hingga 30 Juni 2003, dimana Apexindo menjamin bahwa penerimaan klaim asuransi tersebut diperkirakan akan mencapai US\$ 23.775.188 (Catatan 14).

43. INFORMASI SIGNIFIKAN LAINNYA

a. Transaksi afiliasi yang berpotensi memiliki benturan kepentingan

Sebagaimana telah dijelaskan dalam Catatan 35, Perusahaan dan anak perusahaan melakukan transaksi-transaksi tertentu yang berpotensi memiliki benturan kepentingan sebagaimana diatur dalam peraturan Bapepam No. IX.E.1.

Saat ini, Perusahaan sedang melakukan klarifikasi dengan Bapepam sehubungan dengan transaksi benturan kepentingan tersebut, dimana Perusahaan mengharapkan dengan pengungkapan secara penuh dan wajar, transaksi benturan kepentingan tersebut secara keseluruhan maupun parsial, dapat dikecualikan dalam persetujuan Rapat Umum Luar Biasa Pemegang Saham (RULBS).

- l. On March 28, 2003, Apexindo and MEFO have confirmed their respective participation in the construction of rigs Raissa and Yani. Apexindo's, through its wholly owned subsidiary, and MEFO's shares for Raissa are 42% and 58%, respectively, and for Yani are 24% and 76%, respectively.
- m. In 2003, Apexindo renewed its drilling services contract with TOTAL in relation to contract No. 401-602/KF/943 covering the use of rig Rasis, which expired in 2003. Apexindo and TOTAL entered into a new contract with No. 401-288/KF/285 for a period of 36 months starting on April 1, 2003 with total contract value of US\$ 40,243,110.
- n. The Company was rated a single "B+" corporate rating with stable outlook by the Standard & Poor's on March 25, 2003.
- o. On April 4, 2003, Apexindo entered into a Second Amendment of Sale and Purchase MEFO, wherein both parties have agreed to increase the buyback price to US\$ 20,193,186 and the right is exercisable up to June 30, 2003, and Apexindo warrants that the insurance claim proceeds will be approximately US\$ 23,775,188 (Note 14).

43. OTHER SIGNIFICANT INFORMATION

a. Affiliate transaction which maybe construed as conflict of interest

As discussed in Note 35, the Company and its subsidiaries perform certain transactions which maybe construed as conflict of interest as regulated by Bapepam No. IX.E.1.

Currently, the Company is seeking clarification with Bapepam on the above conflict of interest transactions where Company is hopeful that based on full disclosure and arm's length terms, such conflict of interest transactions, wholly or partially, maybe exempted from approval in the Extraordinary General Shareholders' Meeting (EGM).

b. Peraturan baru tentang minyak dan gas bumi

Peraturan minyak dan gas bumi yang baru mulai berlaku di bulan November 2001. Perjanjian ini menggantikan pergantian yang lama No. 8 tahun 1971 (berkaitan dengan PERTAMINA) dan No. 44 tahun 1960 (berkaitan dengan peraturan penambangan minyak dan gas), yang berfungsi sebagai pedoman bisnis minyak nasional selama 30 tahun terakhir. Peraturan baru ini menciptakan kerangka kerja sementara secara keseluruhan untuk restrukturisasi fundamental bisnis minyak dan gas, yang pada prinsipnya akan menciptakan monopoli yang dilakukan oleh PERTAMINA untuk operasi hulu minyak dan gas, dan pembebasan pasar domestik minyak dan gas.

Sebagai konsekuensi dari pemberlakuan peraturan yang baru ini, 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, beberapa diantaranya telah disahkan. Dalam peraturan yang baru, kegiatan hulu dilakukan berdasarkan PSC atau dalam bentuk kontak perusahaan lainnya. Prinsip utama untuk mengatur kontrak masa depan ini sebenarnya indentik dengan yang dipakai untuk mengatur peraturan PSC yang sekarang. Dalam perjanjian yang baru ini, prinsip kuncinya adalah atas sumber daya di wilayah akan tetap menjadi pemerintah (dan untuk minyak dan gas yang diangkat untuk bagian kontraktor yang melewati titik dilakukannya transfer, biasanya saat dilakukan ekspor), kontrol manajemen operasional adalah ditangan BPMIGAS, dan semua pendanaan dan resiko akan ditanggung oleh investor (pemerintah lewat BPMIGAS tidak boleh ikut campur tangan). Negosiasi atas pengaturan pembagian hasil produksi dengan kontraktor potensial akan ditangani oleh Menteri Pertambangan dan Energy, dan pihak pemerintah Indonesia harus diberitahukan perihal tentang pengaturan pembagian hasil produksi ini. Hanya ada satu wilayah yang beroperasi, yang dapat diberikan pada satu badan legal (dikenal dengan nama Ring-Fencing). Perusahaan tidak memiliki prediksi bahwa peraturan minyak dan gas yang baru ini akan memiliki dampak terhadap perjanjian pembagian produksi yang sudah ada.

b. New oil and gas law

The New Oil and Gas Law came into force in November 2001. The New Oil and Gas Law 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 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 sector hulu dengan sebagai berikut:

- (i). Dalam struktur PSC yang sudah ada, kontraktor hanya diwajibkan untuk menyediakan 25% dari minyak yang diproduksi secara domestik dengan memakai harga yang telah disubsidi. Hal ini tidak akan berlangsung terlalu lama, karena peraturan yang baru menetapkan kewajiban untuk menyediakan sampai dengan maksimum 25% dari minyak dan gas yang diproduksi untuk pasar domestik. Pernyataan ini akan diperinci dan diperluas dengan pengimplikasian peraturan pemerintah yang mana akan terpengaruh dengan kondisi pasar domestik, pengimplementasian peraturan penetapan harga dan mekanisme harga, dan juga peraturan yang bersifat insentif lainnya.
- (ii). Dalam struktur PSC yang sudah ada, kontraktor diwajibkan untuk menetapkan membayar hanya pajak penghasilan perusahaan, dan pajak atas devidend. 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.
- (iii). Dalam peraturan minyak dan gas yang baru, perusahaan diharuskan untuk menetapkan tingkat pajak pemerintah untuk seluruh ketentuan dari perjanjian pembagian produksi pada saat perjanjian diberlakukan.

The New Oil and Gas Law may have the following implications in the upstream sector:

- (i). 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.
- (ii). 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.
- (iii). 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.

44. PERSETUJUAN LAPORAN KEUANGAN
KONSOLIDASI

Laporan keuangan konsolidasi Perusahaan dan anak perusahaan dari halaman 3 sampai dengan halaman terakhir (Catatan 44) telah disetujui oleh Direksi dan Dewan Komisaris pada tanggal 22 April 2003.



Ir. Hilmi Panigoro, MSc
Direktur Utama/President
Director

44. THE APPROVAL OF CONSOLIDATED FINANCIAL
STATEMENTS

The consolidated financial statements of the Company and its subsidiaries from page 3 up to the end of the report (Note 44) has been approved by the Board of Directors and the Board of Commissioners dated April 22, 2003.



Sugiharto, SE, MBA
Direktur Keuangan/Finance
Director



Ir. John Sadrak Karamoy
Komisaris Utama/President
Commissioner

INFORMASI PERUSAHAAN **CORPORATE 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@medcogroup.com
<http://www.medcoenergi.com>

SIMBOL SAHAM **TICKER SYMBOL**
MEDC

PENCATATAN SAHAM **STOCK EXCHANGE LISTINGS**
Bursa Efek Jakarta / Jakarta Stock Exchange

BIRO ADMINISTRASI EFEK **SHARE REGISTRAR**
PT Sinartama 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
(afiliasi/affiliate of Deloitte Touche Tohmatsu)
Wisma Antara, 17th Floor
Jl. Medan Merdeka Selatan No. 17
Jakarta 10110, Indonesia
Tel. [62-21] 231 2879
Fax. [62-21] 384 0387

Front Cover Story | Makna Kover Depan

Dua ekor ikan lumba-lumba sedang melompat dengan latar belakang matahari yang baru terbit. Kedua lumba-lumba tersebut mewakili sinergi antara PT Medco Energi Internasional Tbk, Indonesia dan PTT Exploration and Production Public Company Limited, Thailand. Lompatan padu kedua lumba-lumba tersebut menggambarkan kelincahan kedua perusahaan dalam meraih peluang usaha baru, disimbolisasikan oleh terbitnya sang surya.

Two leaping dolphins, before the rising sun. The two dolphins represent the synergy between PT Medco Energi Internasional Tbk, Indonesia and PTT Exploration and Production of Thailand. Their synchronized leaps reflect the versatilities of the two companies in pursuing new business opportunities, symbolized by the rising sun.

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@medcogroup.com

[Http://www.medcoenergi.com](http://www.medcoenergi.com)