

LAPORAN TAHUNAN 2001

ANNUAL REPORT



PT MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk



DAFTAR ISI

TABLE OF CONTENTS

Visi & Misi	I	Vision & Mission
Sektor Minyak & Gas Indonesia	2	Indonesian Oil & Gas Sector
Struktur Perusahaan	4	Corporate Structure
Ikhtisar Perusahaan	4	Milestones
Ikhtisar Keuangan	6	Financial Highlights
Indikator Keuangan	7	Key Financial Indicators
Ikhtisar Operasional	8	Operating Highlights
Informasi untuk Investor	9	Information for Investors
Penasihat	10	Board of Advisors
Sambutan Komisaris Utama	12	Message from the President Commissioner
Ikhtisar 2001	18	2001 Highlights
Sambutan Direktur Utama	20	Message from the President Director
Eksplorasi & Produksi	26	Exploration & Production
Jasa Pengeboran	36	Drilling Services
Methanol	40	Methanol
Diskusi & Analisa Manajemen	42	Management Discussion & Analysis
Program Pengembangan Masyarakat	46	Community Development Program
<i>Good Corporate Governance</i>	50	Good Corporate Governance
Peristiwa Setelah Tanggal Neraca	54	Subsequent Events
Laporan Komite Audit	56	Audit Committee's Report
Tanggung Jawab Pelaporan Keuangan	58	Responsibility for Financial Reporting
Laporan Keuangan	59	Financial Report
Data Perusahaan	125	Corporate Data



VISI & MISI

VISION & MISSION

VISI

PERUSAHAAN 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.

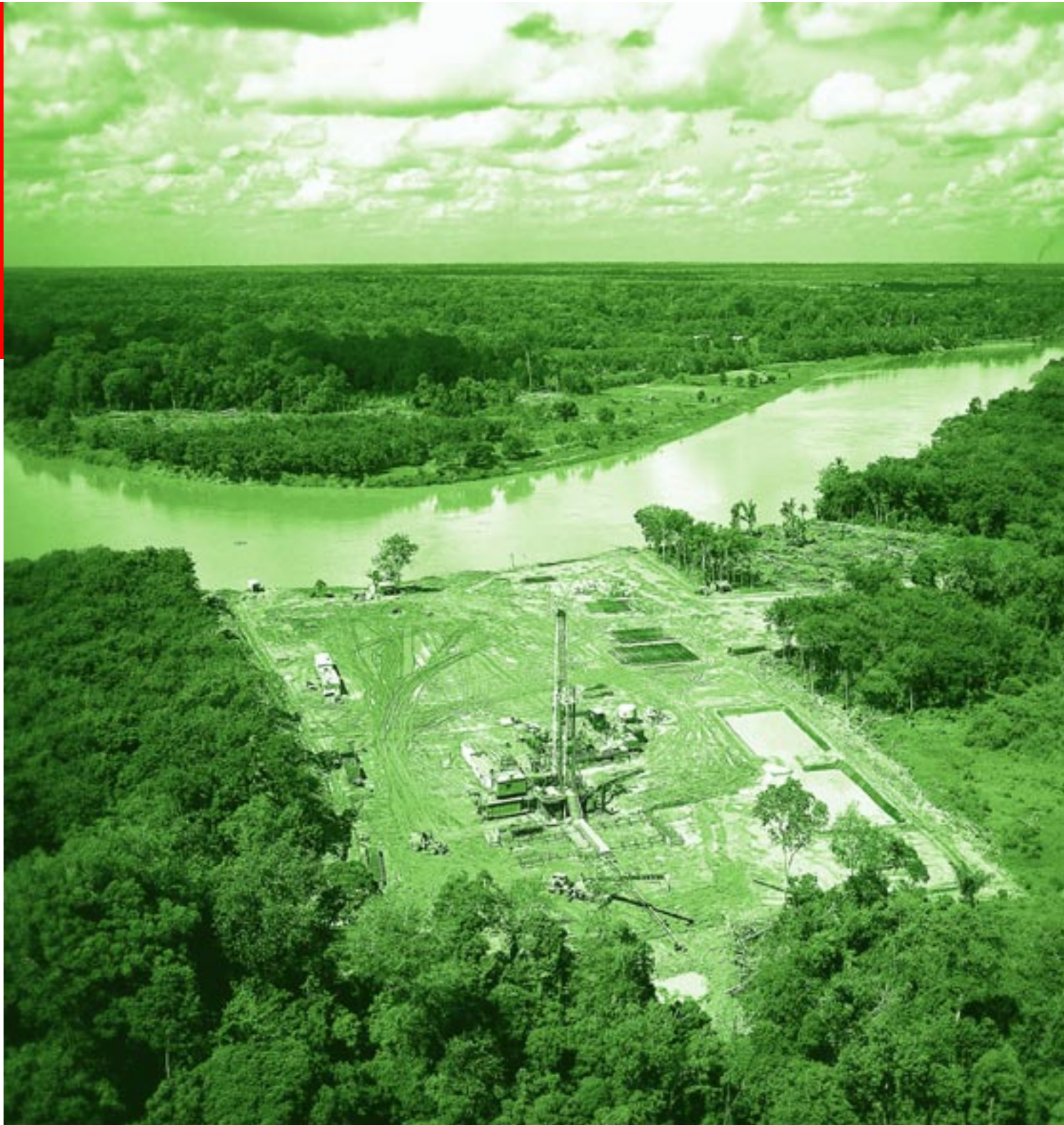
MISSION

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.



SEKTOR MINYAK & GAS INDONESIA

INDONESIAN OIL & GAS SECTOR



Indonesia merupakan salah satu produsen migas terkemuka di dunia dengan tingkat produksi sekitar 1,3 juta barel per hari pada tahun 2001. Dengan cadangan minyak bumi sekitar 10 miliar barel, serta cadangan gas bumi yang juga berlimpah, migas merupakan sumber utama sekaligus bahan penggunaan energi terbesar di Indonesia dewasa ini yang diperkirakan akan terus berlanjut dalam beberapa tahun mendatang.

Pada tanggal 23 November 2001, rancangan undang-undang migas baru telah disahkan yang mana membawa perubahan terhadap industri migas di Indonesia, serta membuka peluang bagi sektor swasta untuk lebih berperan dalam pengembangan industri migas, baik ke hulu maupun hilir.

Prinsip dasar kerja yang sama yang berlaku secara umum pada sektor migas tetap dipertahankan, yaitu melalui *production sharing contracts* (PSC), *technical assistance contracts* (TAC) serta *joint operating bodies* (JOB) contracts antara satu atau beberapa perusahaan dengan pemerintah atau Pertamina.

Deregulasi pada industri hilir migas diharapkan membuka peluang yang lebih luas bagi kegiatan pengilangan minyak, pemasaran serta penyaluran gas bumi oleh sektor swasta. Sedangkan pengembangan jaringan pipa penyalur gas bumi dapat menguntungkan operator migas independen yang memiliki cadangan gas bumi yang belum tersalurkan. Penghapusan subsidi harga migas secara bertahap diharapkan dapat menarik minat investor swasta dalam pengembangan sektor migas hilir.

Indonesia remains one of the world's major crude oil and condensate producers with approximately 1.3 million barrels of oil per day output in 2001. With close to 10 billion barrels of oil reserves and equally substantial reserves of natural gas, oil and gas account for the largest portion of primary energy consumption in Indonesia, and are expected to remain as the most important primary energy source for some time to come.

On November 23, 2001, a new oil and gas bill was signed into law, bringing changes to the oil and gas industry in Indonesia, and opening up the market - both upstream and downstream - to broader opportunities for the private sector.

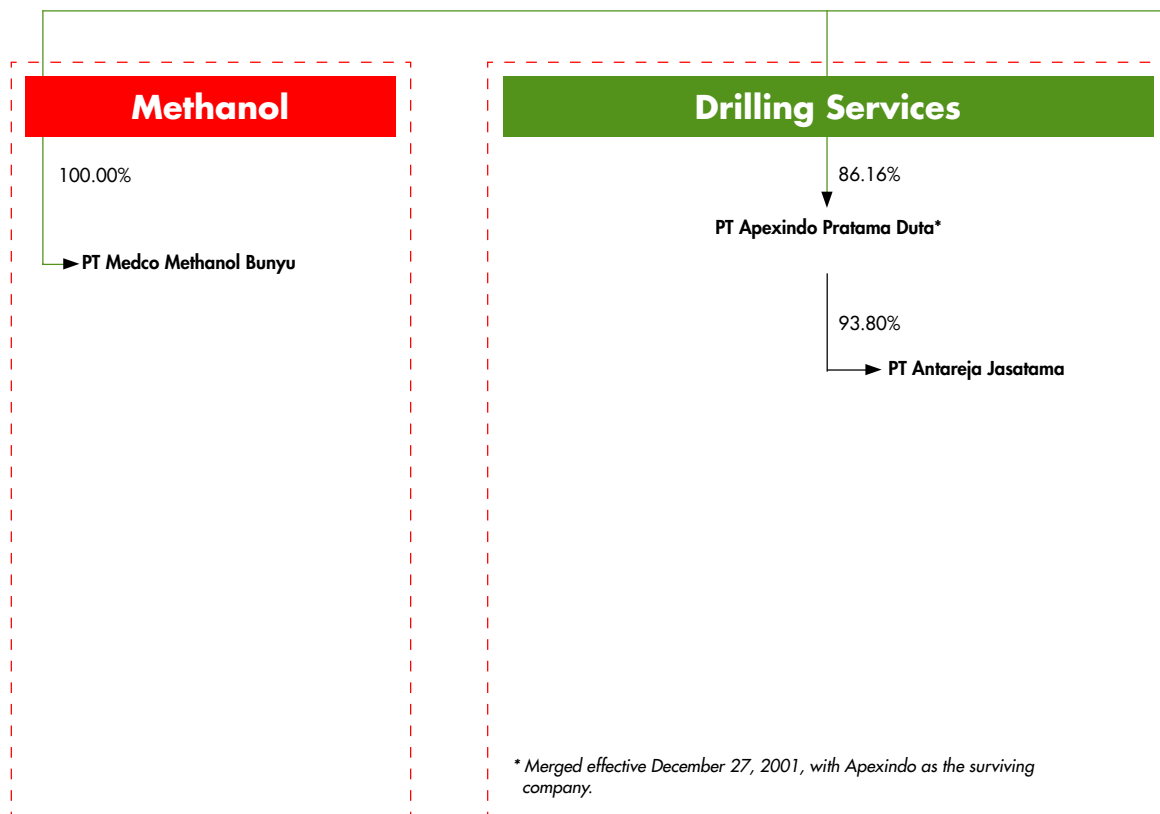
The basic working relationships within the industry remains largely intact through production sharing contracts (PSC), technical assistance contracts (TAC) and joint operating bodies (JOB) contracts between one or more business entities and the government or Pertamina, the state oil and gas company.

Deregulation of downstream oil and gas industry is expected to open up opportunities in oil refining, marketing and gas transmission for private companies. Whereas the expansion of gas transmission network should benefit the independent operator with large uncommitted gas reserves. The gradual removal of gas and petroleum fuel price subsidies is expected to attract private ventures in the downstream businesses.



STRUKTUR PERUSAHAAN

CORPORATE STRUCTURE



IKHTISAR PERUSAHAAN

MILESTONES



1980

Terbentuk sebagai kontraktor pengeboran 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

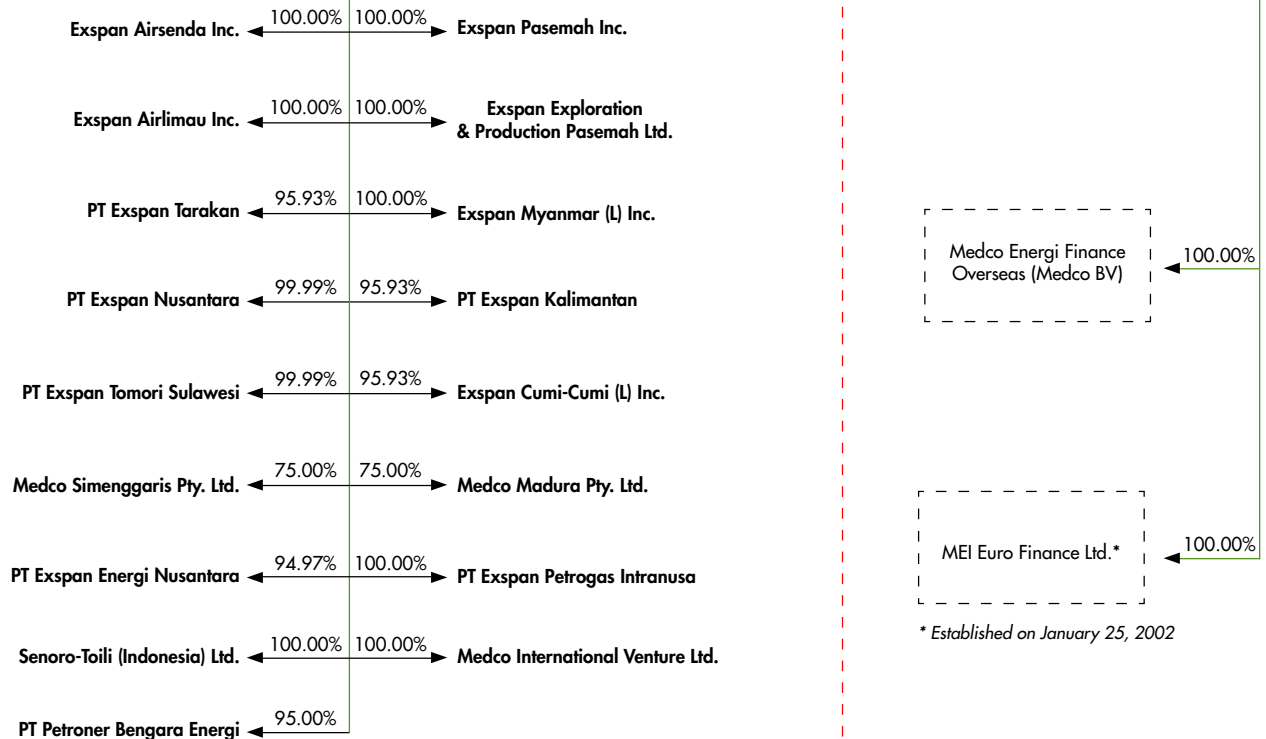
Mengambil-alih 100% saham PT Stanvac Indonesia dari Exxon/Mobil.
Acquired 100% shares of PT Stanvac Indonesia from Exxon/Mobil.



1996

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

Exploration & Production



1997

Memulai usaha industri hilir melalui Kontrak Kerja Sama Pengelolaan pabrik Methanol milik Pertamina di Pulau Bunyu.

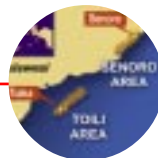
Entered into downstream industry through a Joint Management Agreement to operate Pertamina's methanol plant on Bunyu Island.



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, Sumatera Selatan.

Acquired 3 new working areas: Simenggaris, Western Madura and Senoro/Toili. Discovery of oil field at Soka, South Sumatera.



2001

Penemuan ladang minyak baru Matra-Nova, Sumatera.

Discovery of new oil field Matra-Nova, Sumatera.



IKHTISAR KEUANGAN

FINANCIAL HIGHLIGHTS

KEUANGAN

(Dalam miliar Rupiah)

	1997	1998	1999	2000	2001
Kurs nilai tukar akhir tahun per US\$ 1,00 - Neraca	4,650	8,025	7,100	9,595	10,400
Kurs nilai tukar rata-rata 12 bulan per US\$ 1,00 - Rugi Laba	2,945	9,814	7,809	8,534	10,266
Penjualan & Pendapatan Usaha - Bersih	661.5	1,836.0	1,628.6	3,118.3	3,957.3
Laba Kotor	297.5	1,051.6	834.4	1,766.5	2,371.1
Biaya (Pendapatan) Bunga - Bersih	(0.3)	37.7	53.8	30.1	(10.6)
Laba Bersih	80.3	353.9	176.0	572.3	704.5
Aktiva Lancar	606.7	751.6 ³	891.9 ³	1,603.6 ³	1,775.0
Aktiva Tetap - Bersih	329.0	489.9 ³	410.7 ³	440.1 ³	1,041.3
Biaya Pengembangan Pengeboran - Bersih	614.1	1,578.9 ³	1,417.1 ³	1,942.1	2,445.8
Aktiva Lain-lain	511.1	521.8 ³	28.1 ³	43.1 ³	96.9
Jumlah Aktiva	2,071.2	3,628.8³	3,331.3³	4,370.6³	5,358.9
Kewajiban Lancar	543.9	1,987.4	423.6	578.9	625.1
Kewajiban Jangka Panjang	931.4	483.6	609.8	375.9	225.9
Jumlah Kewajiban	1,475.3	2,471.1	1,033.4	954.9	851.0
Hak Pemilikan Minoritas	20.4	51.7 ³	57.1 ³	70.8 ³	164.3
Saldo Laba	128.8	472.7 ³	648.7 ³	1,176.6 ³	1,520.5
Ekuitas	517.3	1,090.3³	2,226.1³	3,331.1³	4,330.8
Kas yang berasal dari Operasi	135.8	643.7 ³	349.1 ³	1,184.3	1,269.3
EBITDA ¹	266.8	968.2 ³	812.6 ³	1,674.8 ³	2,390.6
Laba Per Saham ²	25	109 ³	54 ³	177 ³	218
Kas yang berasal dari Operasi Per Saham ³	42	199 ³	108 ³	366 ³	393

FINANCIAL

(In billion Rupiah)

Balance Sheet - Closing exchange rate per US\$ 1.00

Net income - 12 months average exchange rate per US\$ 1.00

Net Sales & Operating Revenues

Gross Profit

Interest (Income) Expense - Net

Net Income

Current Assets

Property & Equipment - Net

Development Cost - Net

Other Assets

Total Assets

Current Liabilities

Long Term Liabilities

Total Liabilities

Minority Interest

Retained Earnings

Stockholders' Equity

Cash Generated from Operation

EBITDA ¹

Earnings Per Share ²

Cash Generated from Operation Per Share ³

RASIO KEUANGAN UTAMA

	1997	1998	1999	2000	2001	KEY FINANCIAL RATIO
Laba Bersih/Penjualan & Pendapatan Usaha Bersih	12.1%	19.3%	10.8%	18.4%	17.8%	Net Income/Net Sales & Operating Revenues
Laba Bersih/Jumlah Aktiva	3.9%	9.8%	5.3%	13.1%	13.1%	Net Income/Total Assets
Laba Bersih/Ekuitas	15.5%	32.5%	7.9%	17.2%	16.3%	Net Income/Stockholders' Equity
Aktiva Lancar/Kewajiban Lancar	111.5%	37.8%	210.5%	277.0%	284.0%	Current Assets/Current Liabilities
Kewajiban Lancar/Jumlah Aktiva	26.3%	54.8%	12.7%	13.2%	11.7%	Current Liabilities/Total Assets
Kewajiban Jangka Panjang/Jumlah Aktiva	45.0%	13.3%	18.3%	8.6%	4.2%	Long Term Liabilities/Total Assets
Jumlah Kewajiban/Ekuitas	285.2%	226.6%	46.4%	28.7%	19.7%	Total Liabilities/Stockholders' Equity

Angka-angka tersebut di atas sudah disesuaikan dengan pembayaran pajak tertunda

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

(2) Sebagai perbandingan, perhitungan didasarkan jumlah saham rata-rata tertimbang pada tanggal 31 Desember 2001 sebanyak 3,233,772,000.

(3) Perubahan pada angka tahun 1998-2000 disebabkan adanya reklasifikasi akun.

Adjustments for deferred taxes already included in above figures

(1) EBITDA calculated after adjustment for minority interest.

(2) For comparison, calculation is based on a weighted average number of shares of 3,233,772,000 as at December 31, 2001.

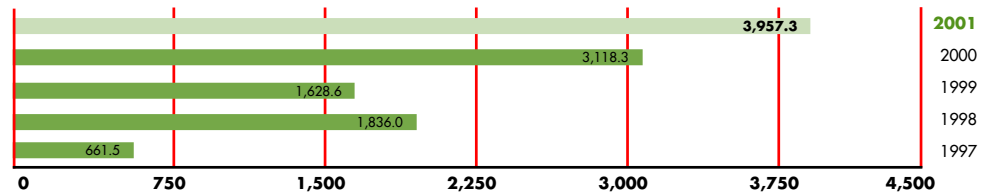
(3) Changes in 1998-2000 numbers arise from the reclassification of accounts.

INDIKATOR KEUANGAN

KEY FINANCIAL INDICATORS

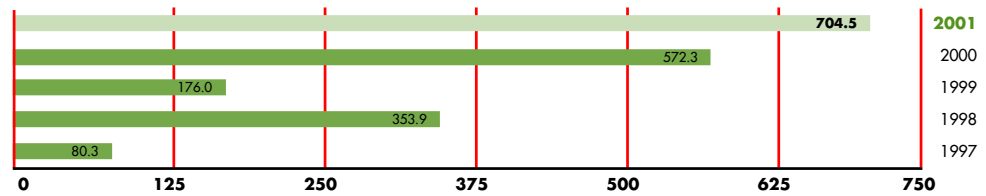
Penjualan & Pendapatan Bersih [Miliar Rupiah]

[Billion Rupiah] Net Sales & Operating Revenues



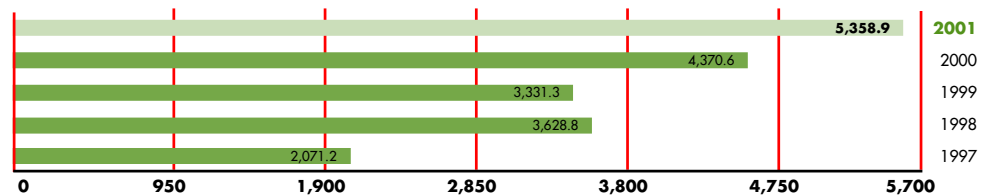
Laba Bersih [Miliar Rupiah]

[Billion Rupiah] Net Income



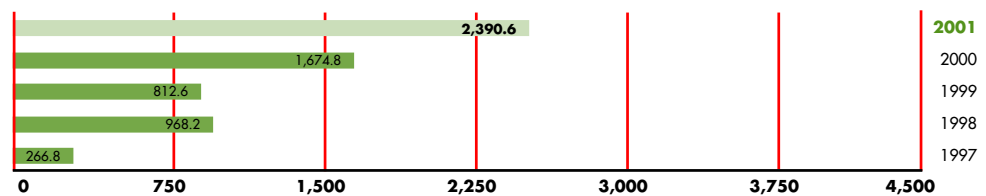
Jumlah Aktiva [Miliar Rupiah]

[Billion Rupiah] Total Assets



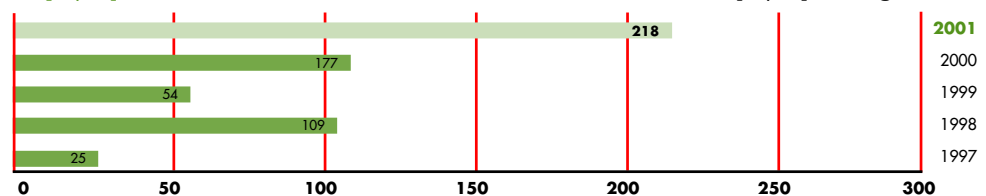
EBITDA [Miliar Rupiah]

[Billion Rupiah] EBITDA



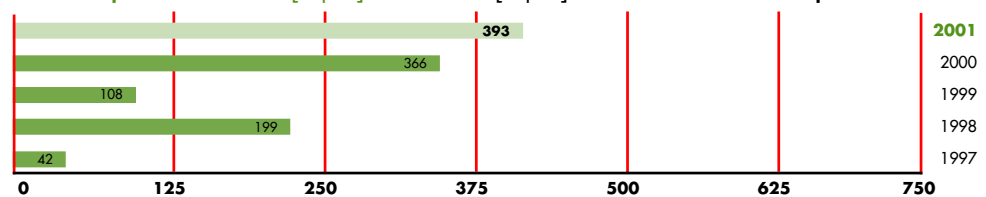
Laba Per Saham [Rupiah]

[Rupiah] Earnings Per Share



Kas yang berasal dari Operasi Per Saham [Rupiah]

[Rupiah] Cash Generated from Operation Per Share





IKHTISAR OPERASIONAL

OPERATING HIGHLIGHTS

OPERASIONAL	1997	1998	1999	2000	2001	OPERATION
EKSPLORASI & PRODUKSI						EXPLORATION & PRODUCTION
Cadangan Minyak Terbukti - MMBO						Proved Oil Reserves - MMBO
Exspan Kalimantan	18.65	18.50	11.15	16.13	15.80	Exspan Kalimantan
Exspan Sumatera	90.81	111.39	170.03	163.97	144.70	Exspan Sumatera
Jumlah Cadangan Minyak Terbukti	109.46¹	129.89¹	181.18¹	180.10¹	160.50¹	Total Proved Oil Reserves
Cadangan Gas Terbukti - BCF						Proved Gas Reserves - BCF
Exspan Kalimantan	278.69	276.66	87.68	74.60	54.60	Exspan Kalimantan
Exspan Sumatera	379.52	369.07	82.13	65.70	49.30	Exspan Sumatera
Jumlah Cadangan Gas Terbukti	658.22¹	645.73¹	169.81¹	140.30¹	103.90¹	Total Proved Gas Reserves
Produksi Minyak - BOPD						Oil Production - BOPD
Exspan Kalimantan	5,981	6,380	5,800	6,400	7,100	Exspan Kalimantan
Exspan Sumatera	14,227	25,959	35,500	60,400	75,100	Exspan Sumatera
Jumlah Produksi Minyak	20,208	32,339	41,300	66,800	82,200	Total Oil Production
Penjualan Gas - MMCFD						Gas Sales - MMCFD
Exspan Kalimantan	12.40	18.65	27.20	22.50	34.20	Exspan Kalimantan
Exspan Sumatera	47.90	48.27	44.60	43.40	42.90	Exspan Sumatera
Jumlah Penjualan Gas	60.30	66.92	71.80	65.90	77.10	Total Gas Sales
HARGA MINYAK - (US\$/BAREL)						OIL PRICE - (US\$/BARREL)
Exspan Kalimantan	19.24	12.43	17.38	28.43	23.78	Exspan Kalimantan
Exspan Sumatera	19.05	12.35	18.23	28.88	23.92	Exspan Sumatera
Harga Minyak Rata-rata	19.11	12.37	18.11	28.84	23.91	Average Oil Price
HARGA GAS - (US\$/MMBTU)						GAS PRICE - (US\$/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	Exspan Kalimantan - PLN
Exspan Sumatera - PUSRI	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	Exspan Sumatera - PUSRI
JASA PENGEBORAN						DRILLING SERVICE
Utilisasi Rig Pengeboran Darat	85%	53%	25%	37%	43%	Onshore Drilling Rig Utilization
Utilisasi Rig Pengeboran Lepas pantai	100%	100%	86%	76%	100%	Offshore Drilling Rig Utilization
INDUSTRI HILIR - METHANOL						DOWNSTREAM INDUSTRY - METHANOL
Produksi - Metrik Ton (MT)	198,221 ²	233,164	285,383	146,101 ³	257,000	Production - MetricTon (MT)
Penjualan - Metrik Ton (MT)	180,848 ²	228,973	304,134	144,452 ³	245,500	Sales - Metric Ton (MT)
Harga Rata-rata - US\$/MT (FOB Bunyu)	200.00 ²	100.31	89.43	145.55 ³	116.00	Average Price - US\$/MT (FOB Bunyu)

¹ Cadangan untuk tahun 1999-2001 disertifikasi oleh GCA; cadangan 1997-1998 berdasarkan estimasi internal Perseroan

² Pengelolaan dimulai bulan April

³ 122 hari pabrik tidak produksi karena perawatan dan perbaikan

¹ Reserves for 1999-2001 were certified by GCA; reserves for 1997-1998 were based on internal estimation

² Start production in April

³ 122 days of plant shutdown due to maintenance and repairs

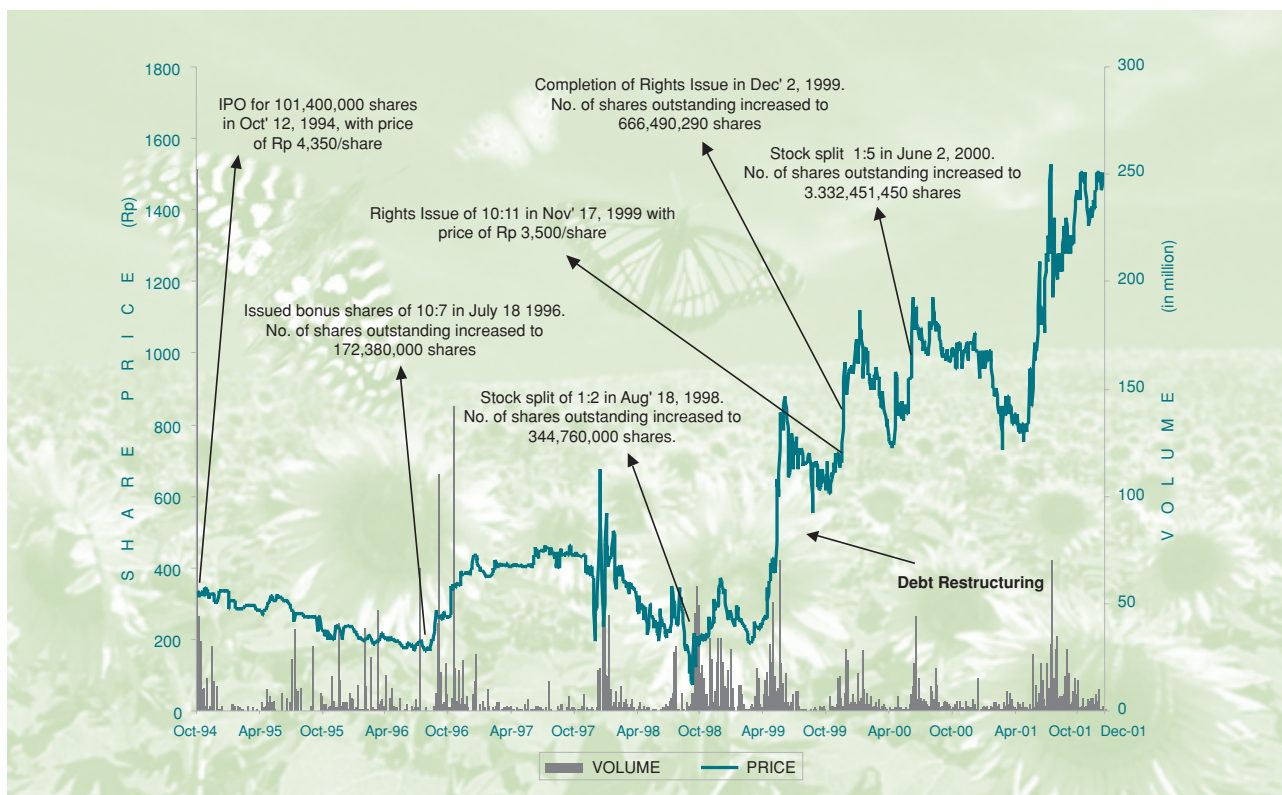
BESARAN MINYAK DAN GAS

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

INFORMASI UNTUK INVESTOR

INFORMATION FOR INVESTORS



JUMLAH SAHAM BEREDAR	1997	1998**	1999***	2000****	2001	PERIOD OF TURNOVER
Nilai Nominal Rp 100,-/ saham				3,332,451,450	3,332,451,450	Par Value of Rp 100,-/ share
Nilai Nominal Rp 500,-/ saham		344,760,000	666,490,290			Par Value of Rp 500,-/ share
Nilai Nominal Rp 1,000,-/ saham	172,380,000					Par Value of Rp 1.000,-/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 - 2000	1,170	840	880	205,065,000	2000 - 1st Quarter
Kuartal 2	1,225	690	1,100	191,179,000	2nd Quarter
Kuartal 3	1,165	900	985	239,430,000	3rd Quarter
Kuartal 4	1,050	950	1,000	98,925,500	4th Quarter
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

TAHUN YEAR	TANGGAL PEMBAYARAN DATE OF PAYMENT	DIVIDEN PER SAHAM DIVIDEND PER SHARE
1996	16 Agustus/August 1997	Rp 60,-
1997	Tidak Ada/None	0
1998	Tidak Ada/None	0
1999	02 Agustus/August 2000	Rp 12,-
2000	20 Agustus/August 2001	Rp 85,-



PENASIHAT

BOARD OF ADVISORS



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

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

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

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

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

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

PENASIHAT BOARD OF ADVISORS

Kiri ke kanan Left to right:

Prof. Dr. SOEBROTO

Ir. ARIFIN PANIGORO

ISMAIL SALEH, SH



SAMBUTAN KOMISARIS UTAMA

MESSAGE FROM THE PRESIDENT COMMISSIONER



Para Pemegang Saham yang Terhormat,

Dengan gembira kami sampaikan bahwa PT Medco Energi Internasional Tbk ("Perseroan/Medco Energi") kembali mencatat prestasi gemilang pada tahun 2001 dalam hal pencapaian pertumbuhan usaha, hasil usaha maupun dividen di atas target.

Dengan tingkat pertumbuhan produksi tahunan sebesar 22% di tahun 2001, dari rata-rata 77,80 setara ribu barel minyak per hari (MBOEPD) pada tahun 2000 menjadi 95,05 MBOEPD pada tahun 2001, Perseroan memantapkan reputasinya sebagai salah satu produsen migas yang berkembang pesat di Indonesia. Peningkatan ini adalah berkat keberhasilan Perseroan dalam pengeboran pengembangan ladang migas Kaji-Semoga di Sumatera Selatan dan ladang North Kutai Lama di Kalimantan Timur. Namun demikian, harga rata-rata minyak bumi menurun dari US\$ 28,84 per barel pada tahun 2000 menjadi US\$ 23,91 per barel pada tahun 2001.

Perseroan juga mencatat peningkatan pada kegiatan pengeboran, dimana tingkat penyewaan anjungan baik untuk pengeboran lepas pantai maupun darat meningkat dari masing-masing 76% dan 37% pada tahun 2000 menjadi 100% dan 43% pada tahun 2001. Secara agregat, selama kurun waktu 2000 hingga 2001, harga sewa harian meningkat dari US\$ 24.000 menjadi US\$ 26.500 untuk jasa anjungan lepas pantai dan sedikit menurun dari US\$ 11.000 menjadi US\$ 9.200 untuk jasa anjungan darat.

Produksi methanol meningkat dari 146.101 metrik ton pada tahun 2000 menjadi 257.000 metrik ton di tahun 2001, suatu peningkatan sebesar 76% setelah kerusakan pada mesin pabrik berhasil diatasi pada tahun 2000. Namun demikian, harga pasar methanol menurun dari US\$ 145,55 per metrik ton pada tahun 2000 menjadi US\$ 116,00 per metrik ton di tahun 2001 disebabkan oleh pasok yang berlebihan secara global.

Dengan keberhasilan di atas, total pendapatan Perseroan pada tahun 2001 mencapai Rp 3.957,34 miliar dibanding dengan Rp 3.118,30 miliar di tahun 2000, yaitu sebagai akibat meningkatnya produksi Perseroan, sementara harga pasar dunia untuk minyak bumi dan methanol menurun. Laba bersih tahun 2001 mencapai Rp 704,52 miliar dibanding Rp 572,33 miliar di tahun 2000, yaitu suatu peningkatan sebesar 23%.

KOMISARIS UTAMA PRESIDENT COMMISSIONER

Ir. JOHN S. KARAMOY

Dear Shareholders,

It is a pleasure to report that PT Medco Energi Internasional Tbk ("The Company/Medco Energi") has had another very successful year in 2001 with the accomplishment of highly ambitious targets, record earnings and dividends.

With a year-on-year output growth of approximately 22% in 2001, from an average of 77.80 thousand barrels of oil equivalent per day (MBOEPD) in 2000 to 95.05 MBOEPD in 2001, the Company reaffirmed its reputation as one of the fastest growing oil and gas companies in Indonesia. The increase in oil production was a result of our successful development drilling in the Kaji-Semoga oil fields in South Sumatera and North Kutai Lama oil fields in East Kalimantan. The average selling price of our crude oil, however, declined from US\$ 28.84 per barrel in 2000 to US\$ 23.91 per barrel in 2001.

In our drilling operations, the Company recorded an increase in the utilization rates of both its offshore and onshore rigs, from 76% and 37%, respectively, in 2000 to 100% and 43%, respectively, in 2001. Aggregate daily contract rates improved from US\$ 24,000 in 2000 to US\$ 26,500 in 2001 for offshore drilling and slightly decreased from US\$ 11,000 in 2000 to US\$ 9,200 in 2001 for onshore drilling services.

Our methanol production increased from 146,101 metric tons in 2000 to 257,000 metric tons in 2001, representing a 76% improvement following major repairs to the plant in 2000. However, the selling price of methanol decreased from US\$ 145.55 per metric ton in 2000 to US\$ 116.00 per metric ton in 2001 due to a global oversupply of methanol.

With those achievements, our revenues in 2001 amounted to Rp 3,957.34 billion compared to Rp 3,118.30 billion in 2000, the result of a net effect by which the volumes of our products increased, while prices of crude oil and methanol declined. Net income in 2001 was Rp 704.52 billion compared to Rp 572.33 billion in 2000, a 23% growth.

Sebagai refleksi meningkatnya kinerja keuangan Perseroan di tahun 2001 dibanding tahun sebelumnya, Perseroan merencanakan untuk mengusulkan pembagian dividen untuk tahun buku 2001 pada Rapat Umum Pemegang Saham Tahunan yang akan datang ini.

Tahun 2001 juga ditandai oleh keputusan PTTEP Exploration and Production Public Company Limited (PTTEP), anak perusahaan PTT Public Company Limited (PTT) dari Thailand, untuk menjadi pemegang saham New Links Energy Resources, perusahaan pemilik utama saham Medco Energi, dengan membeli 40% saham milik Credit Suisse First Boston (CSFB) di New Links Energy Resources.

Penggabungan PTTEP dan Medco Energi dapat menciptakan sinergi dari kekuatan maupun keahlian kedua perusahaan yang saling melengkapi. PTTEP merupakan perusahaan migas yang sangat berpengalaman di bidang penambangan lepas pantai. Sedangkan Medco Energi selama ini lebih mengutamakan kegiatan penambangan darat. Perpaduan ini memberi peluang yang besar bagi kedua belah pihak guna mengembangkan usaha migas secara bersama-sama di Indonesia. Oleh sebab itu, kami menaruh harapan pada peluang Perseroan memasuki era pertumbuhan baru sebagai produsen migas yang kian aktif di kedua kegiatan penambangan darat maupun penambangan lepas pantai di Indonesia.

Dalam hal perundang-undangan, ada dua undang-undang baru yang patut mendapat perhatian kita. Pertama adalah undang-undang migas yang baru, yang mulai berlaku sejak akhir tahun 2001. Hal ini telah membuka sektor industri migas bagi penyertaan modal swasta yang lebih luas. Fungsi Pertamina sebagai regulator berubah menjadi pelaku industri, sama dengan perusahaan migas lainnya. Dampak dari diberlakukannya undang-undang migas yang baru ini belum dapat diketahui sepenuhnya mengingat bahwa Pemerintah masih mempersiapkan peraturan pelengkap bagi pelaksanaan undang-undang tersebut. Perseroan turut berperan dalam perumusan naskah peraturan pelengkap ini serta terus memantau perkembangannya dengan harapan agar peraturan yang dirumuskan dapat lebih memenuhi aspirasi para pelaku industri. Departemen Energi dan Sumber Daya Mineral kini bertanggungjawab atas pengawasan sektor industri migas, menggantikan Pertamina.

In consideration of our 2001 financial results, which have improved from the previous year, the Company plans to propose a dividend payment for the year 2001 in the upcoming Annual General Meeting of Shareholders.

The year 2001 was also marked by the decision of PTTEP Exploration and Production Public Company Limited (PTTEP), a subsidiary of PTT Public Company Limited (PTT) of Thailand, to become a shareholder of New Links Energy Resources, the majority shareholder of Medco Energi, by acquiring the 40% stake of Credit Suisse First Boston (CSFB) in New Links Energy Resources.

The combination between PTTEP and Medco Energi should create a synergy from the complementary strengths and competencies of the two. PTTEP is highly experienced in offshore gas operations while Medco Energi is essentially an onshore oil operator. Therefore, the opportunities for PTTEP and Medco Energi to jointly undertake new business developments in Indonesia are truly promising. Indeed, we look forward to a new era of growth for the Company as an oil and gas company that is increasingly active in both onshore and offshore operations in Indonesia.

In the regulatory regime, two new laws of the country are worth mentioning. First, Indonesia reformed its oil and gas law which came into effect in late 2001. This opens the industry to broader private participation. Pertamina, the state oil company, no longer assumes the role of a regulator and has become a peer company in the industry. The impact of this new oil and gas law remains to be seen as the accompanying government regulations on the implementation of the law are still being drafted. The Company is very much involved in these efforts and will continue to monitor the progress of the regulations draft in the hope that they meet the aspirations of the industry. The Ministry of Energy and Mineral Resources is now responsible for regulating the oil and gas sector, replacing Pertamina.

Undang-undang otonomi daerah yang mulai berlaku sejak awal 2001 juga patut kita perhatikan. Pemerintah Daerah telah memberlakukan wewenang otonominya, antara lain, dengan memberlakukan tambahan pajak dan retribusi daerah atas kegiatan industri termasuk migas. Salah satu dampak atas undang-undang otonomi ini terhadap kegiatan usaha migas adalah peningkatan pemanfaatan tenaga kerja maupun rekanan setempat terutama di berbagai lokasi kegiatan Perseroan yang utama. Kami pun telah mengalokasikan dana bantuan yang lebih besar guna membantu masyarakat membangun prasarana umum serta menyediakan fasilitas pendidikan dan bea siswa bagi sekolah-sekolah setempat.

Kami bersyukur bahwa Medco Energi tidak mengalami masalah keamanan yang mengganggu jalannya operasi Perseroan. Kami senantiasa menjaga hubungan baik dengan pemerintah setempat serta dengan pihak kepolisian dalam mengantisipasi permasalahan serta mengambil langkah preventif melalui pendekatan konsultatif dan persuasif.

Perseroan tetap dipimpin dan dikendalikan oleh tim manajemen yang berpegang teguh pada standar etika yang tinggi, tunduk pada hukum dan peraturan yang berlaku secara internal maupun eksternal, serta menjunjung tinggi prinsip pengelolaan usaha yang baik. Memenuhi persyaratan peraturan Bursa Efek Jakarta, usul Perseroan untuk mengangkat dua anggota komisaris independen pada Rapat Umum Pemegang Saham Tahunan pada bulan Juni 2001 ("RUPST 2001") telah disetujui oleh para pemegang saham.

Dalam RUPST 2001, permohonan Bapak Hertriono Kartowisastro, mantan Komisaris Utama, untuk lebih berkonsentrasi dalam memimpin anak perusahaan Perseroan di bidang jasa pengeboran telah disetujui. Hal ini membawa perubahan lain dalam susunan Komisaris dan Direksi Perseroan, yang juga mendapat persetujuan RUPST 2001. Efektif Oktober 2001, saya selaku mantan Direktur Utama mengisi posisi Komisaris Utama, dan Bapak Hilmi Panigoro menjadi Direktur Utama Perseroan. Sementara itu, Bapak Rashid I. Mangunkusumo, mantan Direktur Utama anak perusahaan Perseroan, PT Exspan Nusantara, menggantikan posisi Bapak Hilmi Panigoro selaku Direktur Perseroan.

The other new law worth mentioning is the regional autonomy law that came into effect in early 2001. Provincial governments have begun to implement this autonomy law which, unfortunately, includes the imposition of additional local taxes and levies to all businesses including oil and gas. One of the effects of the autonomy law on our oil and gas operations is the increase in hiring local people and services as much as possible, especially in areas where the Company has a major on-going construction project. We have also allocated a significant amount of funds to help communities build social infrastructures and provide educational materials and scholarships to local schools.

Fortunately, Medco Energi has not had to endure any security-related disruption to its field operations. We continue to improve our government relations and work closely with police authorities to detect potential trouble spots and take preventive measures through consultative and persuasive approach.

The Company continues to be led and managed by a management team that is guided by high ethical standards, adheres fully to external and internal rules and regulations, and emphasizes good corporate governance. In line with the regulation requirement of the Jakarta Stock Exchange, the Company's proposal to appoint two independent members to the Board of Commissioners at the Annual General Meeting of Shareholders in June 2001 ("AGM 2001") was approved by the shareholders.

The AGM 2001 approved the request of Mr. Hertriono Kartowisastro, the former President Commissioner, to devote his full attention to managing the Company's drilling services subsidiary. This led to other changes in the Company's board members, which was also approved by the AGM 2001. Effective October 2001, I became President Commissioner, while Mr. Hilmi Panigoro took over as President Director. Mr. Rashid I. Mangunkusumo, the former President Director of PT Exspan Nusantara, assumed the former post of Mr. Hilmi Panigoro as Director of the Company.

Komisaris yang baru kini beranggotakan tujuh orang, terdiri dari dua wakil PTTEP, satu wakil CSFB, dua wakil Encore dan dua komisaris independen. Pengangkatan mereka dilakukan pada bulan Februari 2002 melalui Rapat Umum Pemegang Saham Luar Biasa yang diadakan dalam rangka pengesahan pembelian sebagian saham New Links Energy Resource milik CSFB oleh PTTEP pada tanggal 12 Desember 2001.

Masih menyangkut tata kelola perusahaan, Perseroan telah memiliki Komite Audit yang melapor kepada Komisaris sejak tahun 1998, dengan tanggung jawab antara lain memeriksa laporan tahunan Perseroan. Manajemen telah memutuskan untuk menyertakan laporan Komite Audit dalam Laporan Tahunan 2001 Perseroan.

Pada bulan September 2001, *the Indonesian Institute for Corporate Governance*, memberi pengakuan terhadap Medco Energi sebagai salah satu dari sepuluh perusahaan terbuka terbaik dalam hal kebijakan maupun penerapan *good corporate governance* sesuai standar internasional.

Sistem pengawasan internal Perseroan kian disempurnakan dengan bantuan konsultan internasional guna memastikan bahwa sistem pengawasan tersebut memenuhi standar dunia. Penerapan sistem informasi teknologi yang terpadu dalam hal pengelolaan keuangan, operasional dan personalia Perseroan yang diharapkan dapat dimulai akhir tahun ini akan memudahkan upaya perencanaan, pengendalian maupun pelaporan usaha Perseroan.

KOMISARIS BOARD OF COMMISSIONERS

Kiri ke kanan Left to right:

Ir. WIJARSO

Ir. GUSTIAMAN DERU, MBA

Ir. YANI YUHANI RODYAT, MM

LAP WAI CHAN, BA

MICHAEL WATZKY, BSc

The new Board of Commissioners now has seven members comprising two from PTTEP, one from CSFB, two from Encore and two independent commissioner. They were appointed in February 2002 at an Extraordinary Shareholders Meeting held to endorse the PTTEP purchase part of CSFB's interest in New Links Energy Resource on December 12, 2001.

In another corporate governance matter, the Company has had an Audit Committee that reports to the Commissioners since 1998 and which among other things, has been active in reviewing the Company's annual reports. The Management has decided to include the Audit Committee's report on the Company's 2001 Annual Report.

In September 2001, the Indonesian Institute for Corporate Governance, recognized Medco Energi among the ten best publicly-listed companies in Indonesia having a clear policy and implementation of good corporate governance in line with best international practices.

Our internal control system is being improved with the help of international consultants to ensure that the Company's internal control meets world standards. The use of an enterprise resource planning system to integrate our finance, operations and personnel management hopefully by the end of this year should improve the overall planning, control and reporting of our business.



Keberhasilan Perseroan semenjak menjadi perusahaan publik di tahun 1994 tidak lepas dari dukungan pemegang saham serta pemodal, komitmen pengelola Perseroan, dedikasi para karyawan, kerjasama yang terjalin baik dengan Pemerintah maupun mitra kerja, dan tidak kalah pentingnya, keberadaan Perseroan yang diterima dengan baik oleh masyarakat di lingkungan kerja Perseroan.

Perusahaan Anda dikelola secara profesional oleh tim manajemen yang senantiasa menghargai dukungan kita semua. Komisaris akan terus mewakili kepentingan pemegang saham, serta memastikan bahwa Perseroan beserta Manajemen menghasilkan tingkat pengembalian modal yang memadai, sesuai harapan pemegang saham yang sewajar-wajarnya.

Our continuing success since the Company became a public company in 1994 has been due to the support of our shareholders and investors, the commitment of our Management, the dedication of our employees, the cooperation extended to us by the Government and business partners, and last but not least, the acceptance of the communities in which we operate.

Your company is in the good hands of our management team which continues to rely on our support. The Board of Commissioners will represent the interest of the shareholders, and ensure that the Company and its Management produce the returns that shareholders can reasonably expect from their investments.

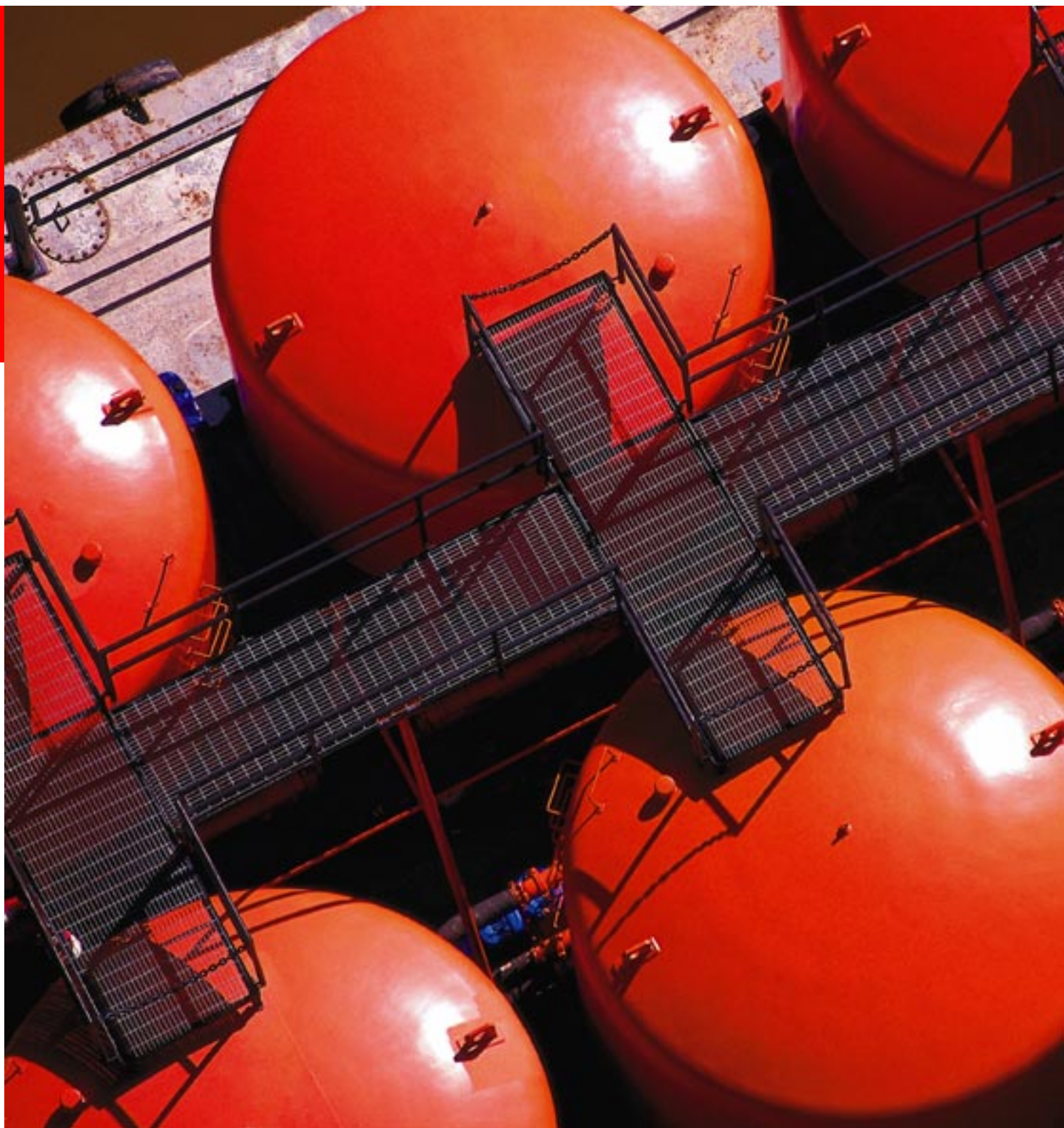
Ir. John Sadrak Karamoy

Komisaris Utama/President Commissioner



IKHTISAR 2001

2001 HIGHLIGHTS



- Produksi rata-rata harian minyak mencapai 82,2 MBOPD sementara untuk gas mencapai 77,20 MMCFD.
- Cadangan minyak terbukti dan gas terbukti masing-masing sebesar 160,50 MMBO dan 103,90 BCF.
- Penggunaan jasa pengeboran darat dan lepas pantai meningkat sebesar 43% dan 100%.
- Pabrik Methanol berhasil mencapai 78% kapasitas produksi dengan menghasilkan 257.000 metrik ton.
- Penemuan Matra-Nova sebesar 14 MMBO memberikan kontribusi pada cadangan minyak terbukti Perseroan.
- Perpanjangan kontrak kerja dengan Pertamina untuk PSC Rimau dan PSC Tarakan masing-masing hingga April 2023 dan Januari 2022.
- Mengambil-alih PSC Bengara, Kalimantan Timur pada akhir tahun 2001.
- Menyelesaikan proses penggabungan usaha antara PT Apexindo Pratama Duta dan PT Medco Antareja, keduanya anak perusahaan Medco Energi untuk jasa pengeboran darat dan lepas pantai. PT Apexindo Pratama Duta menjadi perusahaan yang melanjutkan usaha.
- Membukukan laba bersih sebesar Rp 704,52 milyar atau laba per saham sebesar Rp 218,-.
- Aset Perseroan meningkat menjadi Rp 5.358,94 milyar.
- Pembayaran dividen pada tahun 2000 senilai Rp 85,- per lembar saham.

- Reached average daily oil production of 82.2 MBOPD and daily gas sales of 77.20 MMCFD.
- Oil proved reserves and gas proved reserves are 160.50 MMBO and 103.90 BCF, respectively.
- Onshore and offshore rigs utilization increased to 43% and 100%.
- Methanol reached 78% of its plant production capacity by producing 257,000 metric tons.
- Matra-Nova discovery contributed 14 MMBO to the Company's oil proved reserves.
- Obtained contracts extension for Rimau PSC and Tarakan PSC to April 2023 and January 2022, respectively, with PERTAMINA.
- Acquired Bengara PSC, East Kalimantan at the end of the year 2001.
- Completed the merger of PT Apexindo Pratama Duta and PT Medco Antareja, the Company's subsidiaries in offshore and onshore drilling services, with PT Apexindo Pratama Duta as the surviving company.
- Booked net income of Rp 704.52 billion or an earnings per share of Rp 218,-.
- The Company's assets increased to Rp 5,358.94 billion.
- Dividend payment for year 2000 of Rp 85,- per share.



SAMBUTAN DIREKTUR UTAMA

MESSAGE FROM THE PRESIDENT DIRECTOR



Pemberlakuan undang-undang migas yang baru sejak bulan November 2001 menandai era baru bagi sektor industri migas di Indonesia, membawa harapan baru bagi perkembangan industri migas nasional yang lebih menjanjikan. Sebagai salah satu operator migas independen, Medco Energi dapat memetik manfaat yang sebesar-besarnya dari perkembangan ini.

Terbukanya peluang bagi pengembangan industri hilir migas, seperti misalnya perluasan jaringan pipa gas, akan menambah peluang pemasaran cadangan gas Perseroan yang besar yang belum tersalurkan.

Perseroan menganut etika dan budaya kerja yang tertanam kuat sejak awal, serta mengacu pada standar internasional. Ditunjang pula oleh hubungan yang erat dengan pemerintah pusat dan daerah, menjadikan Perseroan siap menghadapi era perubahan dewasa ini.

Perseroan melangkah memasuki era baru dari landasan yang kokoh. Selain peluang yang lebih luasa berkat undang-undang migas yang baru, kami pun memiliki keunggulan nyata pada peta persaingan industri migas.

CADANGAN BESAR

Perseroan memiliki cadangan migas dalam jumlah besar berikut peluang eksploitasi yang menjanjikan, serta prasarana penunjang yang diperlukan guna mengupayakan produksi komersial secara cepat. Pada awal bulan November 2001, Kontrak Bagi Hasil (PSC) untuk Blok Rimau serta Blok Tarakan telah diperpanjang selama 20 tahun.

Auditor cadangan migas independen, Gaffney, Cline & Associates (GCA) pada tahun 2001 melakukan sertifikasi atas cadangan agregat migas Terbukti (1P) Medco Energi, yaitu minyak bumi sebesar 160,5 juta barel minyak (MMBO) serta gas alam sebesar 103,9 miliar kaki kubik (BCF). Sedangkan cadangan agregat migas Terbukti dan Terkira (2P) Medco Energi pada tahun 2001 mencapai 364,0 MMBO serta 1,8 triliun kaki kubik (TCF) gas alam. Cadangan 2P ini meningkat tajam dari 226,6 MMBO dan 709,4 BCF gas alam setahun yang lalu, akibat dari keberhasilan pengeboran eksplorasi Perseroan di ladang Matra, Blok S.S. Extension yang menemukan cadangan minyak bumi sebesar 101 MMBO, serta di PSC JOB Senoro-Toili yang menghasilkan cadangan gas sejumlah 1,5 TCF.

Berdasarkan sertifikasi cadangan 1P dan 2P pada bulan Januari 2001, estimasi usia lahan cadangan minyak Medco Energi adalah masing-masing 5,3 tahun dan 12,1 tahun. Usia cadangan ini diharapkan dapat ditingkatkan melalui program eksplorasi dan delineasi yang difokuskan pada lokasi yang menunjukkan potensi cadangan tinggi.

HASIL USAHA MENGEMBIRAKAN

Dalam lima tahun terakhir, Perseroan mencatat tingkat pertumbuhan tahunan *compounded* sebesar 29%, menjadikannya salah satu operator migas paling produktif di Indonesia dewasa ini.

The new Oil & Gas bill heralded a new era for the oil and gas industry in Indonesia with its enactment into law in November 2001, introducing new elements which will benefit the industry significantly. For Medco Energi as an independent oil and gas operator in particular, the benefits are readily transparent.

New opportunities in downstream development, including the opening of the industry and the expansion of gas pipeline networks, could increase the marketability of the Company's large uncommitted gas reserves.

We have strong work ethics and deeply ingrained corporate culture that are in line with international best practices. And our long-standing relationships with both the central and regional governments in Indonesia are keys in these changing times.

Indeed, the Company enters the new era from a position of strength. In addition to the potential benefits from the new oil and gas law, we are uniquely positioned in many ways to enjoy a competitive industry edge.

SUBSTANTIAL RESERVES

We have large oil and gas reserves with significant exploitation opportunities, as well as high quality assets that allow for rapid commercialization. In early November 2001, our Production Sharing Contracts (PSC) for the Rimau Block and the Tarakan Block had been extended for the applicable term period of 20 years.

The independent hydrocarbon reserves audit firm of Gaffney, Cline & Associates (GCA) in 2001 certified Medco Energi's aggregate Proved Reserves (1P) for crude oil at 160.5 million barrels of oil (MMBO) and 103.9 billion of cubic feet (BCF) of gas. Concurrently, Medco Energi's aggregate Proved and Probable (2P) reserves in 2001 were placed at 364.0 MMBO and 1.8 trillion cubic feet (TCF) of gas. These 2P reserves increased significantly from 226.6 MMBO and 709.4 BCF of gas last year, resulting mainly from our exploration drilling successes at the Matra field, S.S. Extension block, amounting to 101 MMBO, and at the Senoro-Toili PSC JOB, amounting to 1.5 TCF of gas.

On the basis of 1P and 2P reserves certification in January 2001, Medco Energi's oil reserves life is 5.3 years and 12.1 years, respectively, which we expect to increase through aggressive exploration and delineation program on our large and highly prospective lead areas.

SIGNIFICANT RESULTS

Over the past five years, the Company has enjoyed a strong compounded annual growth rate of 29%, placing us as one of the most productive oil and gas operators in the country to date.

DIREKTUR UTAMA PRESIDENT DIRECTOR

Ir. HILMI PANIGORO, MSc

Pada tahun 2001, diantara sepuluh perusahaan migas terkemuka yang beroperasi di Indonesia termasuk nama-nama besar seperti Caltex, Exxon-Mobil, Beyond Petroleum, TotalFinaElf dan sebagainya, Medco Energi berada di no. 3 untuk produksi minyak bumi, no. 8 dalam jumlah cadangan migas yang dimiliki, dan no. 9 untuk produksi gas alam.

Namun yang lebih menonjol, Medco Energi memegang rekor biaya operasi terendah untuk kegiatan eksplorasi dan pengembangan ladang migas antara tahun 1997 dan 2000, dan termasuk lima operator migas dengan biaya operasi dan produksi terendah selama kurun waktu tersebut.

Laba Bersih. Produktivitas yang meningkat serta efisiensi biaya berdampak pada kinerja keuangan Perseroan yang menggembirakan. Laba bersih mencapai Rp 704,52 miliar atas penjualan sebesar Rp 3.957,34 miliar di tahun 2001, meningkat sebesar 23% dan 27% dari tahun 2000. Laba per saham 2001 adalah Rp 218 dibanding Rp 177 tahun sebelumnya.

Hasil ini mencerminkan tingkat komersialisasi yang lebih tinggi atas cadangan migas Perseroan yang besar, selain peningkatan kapasitas produksi minyak maupun pertumbuhan produksi gas alam yang kembali positif di tahun 2001.

Produksi dan Penjualan Minyak Bumi. Produksi minyak mentah Perseroan mencapai 30,1 MMBO pada tahun 2001, hasil tertinggi yang pernah dicapai. Jumlah ini meningkat sebesar 23% atas produksi tahun 2000 sebesar 24,4 MMBO. Produksi rata-rata per hari meningkat dari 66.800 barel minyak per hari (BOPD) pada tahun 2000 menjadi 82.200 BOPD tahun 2001. Sekalipun harga rata-rata minyak mentah menurun 17% dibanding setahun sebelumnya, yaitu dari US\$ 28,84/barel menjadi US\$ 23,91/barel, Perseroan tetap memperoleh pendapatan yang lebih tinggi berkat peningkatan volume penjualan minyak.

Sebagian dari hasil minyak bumi Perseroan di ekspor melalui Mitsui Co., Ltd. Pada tahun 2001, ekspor minyak bumi mencapai 6,8 MMBO, meningkat dari 5,4 MMBO di tahun 2000. Peningkatan ini antara lain disebabkan oleh selesainya konstruksi Terminal Sungai Tenggulung pada bulan April 2001, termasuk fasilitas jaringan pipa minyak ke Kaji-Semoga. Terminal ini dirancang untuk menerima kapal pengangkut (*barges*) minyak mentah ke tangki penampung Arco Ardjuna di Selat Bangka.

Produksi dan Penjualan Gas. Perseroan menambah jumlah produksi gas alam dari 24 BCF pada tahun 2000 menjadi 29,95 BCF di tahun 2001. Hal ini terutama berkat keberhasilan pengeboran pengembangan di ladang gas North Kutai Lama dan Tarakan, yang memberi kontribusi produksi sebesar 13,3 BCF di tahun 2001. Penjualan rata-rata harian kepada Pabrik PUSRI dan Pembangkit PLN di Tanjung Batu tetap stabil sejumlah masing-masing 42,9 MMCFD dan 10 MMCFD. Sedangkan penjualan rata-rata harian dari ladang gas Tarakan kepada Pabrik Methanol di Pulau Bunyu meningkat dari 12,6 MMCFD pada tahun 2000 menjadi 24,2 MMCFD tahun 2001 seiring dengan meningkatnya produksi methanol pada tahun tersebut.

Among the ten leading oil and gas operators in Indonesia in 2001 which include the likes of Caltex, Exxon-Mobil, Beyond Petroleum, TotalFinaElf and others, Medco Energi ranked no. 3 in terms of crude oil production, no. 8 for reserve base, and no. 9 for gas production.

More importantly, Medco Energi held the distinction of being the lowest cost operator for exploration and development activities between 1997 and 2000, and ranked among the five lowest cost operators for production and operations in that same period.

Net Income. Our growing productivity and cost efficiency contributed to the Company's strong financial results in 2001. Net income for the year amounted to Rp 704.52 billion on sales revenues of Rp 3,957.34 billion, a 23% and 27% growth from 2000 net profit and sales, respectively. Earnings per share in 2001 amounted to Rp 218 versus Rp 177 in 2000.

These earnings growth reflect both the increasing commercialization of the Company's substantial oil and gas reserves, as well as the continuing growth of oil production and the return of gas production to positive growth in 2001.

Oil Production and Sales. The Company's total oil production reached 30.1 MMBO in 2001, our highest production ever. This represents an increase of 23% from year 2000 production of 24.4 MMBO. Daily average production rate improved from 66,800 barrels of oil per day (BOPD) in 2000 to 82,200 BOPD in 2001. Despite the average oil price declined by 17%, from US\$ 28.84/barrel in 2000 to US\$ 23.91/barrel in 2001, we were nevertheless able to post higher revenues from the increase in our oil sales volume.

Our net oil entitlement was partially exported through Mitsui Co., Ltd. In 2001, we exported a total of 6.8 MMBO, which increased from 5.4 MMBO in 2000. The increase was partly attributed to the completion of the construction of our Tenggulung River Terminal in April 2001, which includes a pipeline facility to Kaji-Semoga. The terminal is designed to facilitate small barges to transport crude-oil to the Arco Ardjuna storage vessel at the Bangka Strait.

Gas Production and Sales. We increased our gas production from 24 BCF in 2000 to 29.95 BCF in 2001. This was mainly due to our successful development drilling at the North Kutai Lama and Tarakan gas fields, which contributed 13.3 BCF to our total gas output in 2001. Daily average gas sales to the PUSRI Plant as well as to the PLN Power Plant at Tanjung Batu remained at 42.9 MMCFD and 10 MMCFD, respectively. From our Tarakan gas field, the daily average sales to Bunyu Methanol Plant increased from 12.6 MMCFD in 2000 to 24.2 MMCFD in 2001 in line with the higher Methanol production during the year.

Eksplorasi. Selama tahun 2001, Perseroan mengebor delapan sumur eksplorasi dan sebuah sumur deliniasi serta melakukan pemetaan seismik 3D di areal seluas 115 kilometer persegi di PSC S.S. Extension. Kegiatan eksplorasi ini berhasil menemukan minyak di sumur Matra-3 (dahulu Nova-1), blok S.S. Extension, selain menemukan gas pada sumur Senoro-2, di PSC JOB Senoro-Toili. Sedangkan kegiatan seismik 3D memberikan profil ladang Soka di blok S.S. Extension yang lebih jelas bagi Perseroan untuk mengembangkan ladang tersebut secara lebih terarah dan efisien.

Akuisisi. Selain melakukan kegiatan eksplorasi secara agresif, Perseroan juga berupaya menambah dan menggantikan jumlah cadangan migasnya melalui akuisisi. Di akhir tahun 2001, Perseroan membeli 95% saham PT Petroner Bengara Energi yang memiliki 100% kontrak pengelolaan di wilayah kerja blok Bengara, Kalimantan Timur. Akuisisi ini dilakukan setelah mempertimbangkan faktor-faktor teknis maupun ekonomis secara cermat dan hati-hati yang mengarah pada prospek cukup baik bagi ditemukannya kandungan migas dalam jumlah komersial pada blok tersebut.

Jasa Pengeboran. Tingkat penggunaan anjungan darat maupun lepas pantai masing-masing naik menjadi 43% dan 100% di tahun 2001. Pada tahun tersebut, dua anak perusahaan Medco Energi di bidang jasa pengeboran dikonsolidasi dan dilebur menjadi PT Apexindo Pratama Duta. Perusahaan ini, dengan 86,16% saham yang dimiliki oleh Perseroan, dipersiapkan untuk meraih peluang pertumbuhan di bidang pengeboran darat dan lepas pantai guna meningkatkan nilai pemegang saham.

Produksi dan Penjualan Methanol. Produksi Methanol mencapai 78% dari kapasitas produksi pada tahun 2001, menghasilkan 257.000 metrik ton dibanding 146.101 metrik ton tahun 2000. Peningkatan ini berdampak pada peningkatan volume penjualan dari 144.452 metrik ton pada tahun 2000 menjadi 245.500 metrik ton tahun 2001, sementara harga pasar methanol menurun dari US\$ 145,55 per metrik ton menjadi US\$ 116,00 per metrik ton dalam kurun waktu yang sama.

Pelaporan Dalam US Dollar. Departemen Keuangan melalui surat keputusan No. Kep-641/PJ.42/2001, telah menyetujui rencana Perseroan melakukan pelaporan pembukuan dalam denominasi US Dollar Rencana ini akan mulai dilaksanakan tahun 2002 dan selanjutnya Perseroan akan melaksanakan pembukuannya dalam mata uang US Dollar.

Pembelian Kembali Saham. Rapat Umum Pemegang Saham Luar Biasa bulan Juni 2000 dan 2001 menyetujui rencana Perseroan untuk membeli kembali sahamnya yang beredar di pasar. Hingga akhir tahun 2001, Perseroan telah berhasil membeli sebanyak 188,48 juta lembar saham, atau sekitar 5% dari seluruh saham yang beredar, senilai Rp 221,21 miliar. Saham tersebut disimpan dalam portepel untuk digunakan di masa mendatang.

Exploration. Throughout 2001, the Company drilled eight wildcats and one delineation wells and undertook 115 square kilometers of 3D seismic in its South Sumatra Extension PSC. Many of these exploration drillings were successful, resulting in oil discoveries at the Matra-3 well (previously Nova-1), S.S. Extension block as well as gas discoveries at Senoro-2 well, Senoro-Toili PSC JOB. Whereas the 3D seismics gave us a much improved profile of the Soka field, S.S. Extension block, allowing us to develop the field in a more focused and efficient manner.

Acquisition. In addition to undertaking an aggressive exploration drilling program, we also sought to replace and add our reserves in 2001 by means of acquisition. In late 2001, the Company acquired 95% shares of PT Petroner Bengara Energi, which owns 100% working interests at the Bengara block, East Kalimantan. This acquisition was carried out on the basis of an extremely prudent economic and technical evaluation which showed good prospects for the presence of commercial oil and gas in the block.

Drilling Services. Onshore and offshore rig utilization rates increased to 43% and 100%, respectively, during the year. In 2001, Medco Energi's onshore and offshore drilling subsidiaries were consolidated and merged into a single entity. In this way, PT Apexindo Pratama Duta, the surviving entity of the two, and of which the Company owns 86.16%, is set to pursue prospective growth opportunities in onshore and offshore drilling in order to increase stockholder value.

Methanol Production and Sales. Our methanol production reached 78% of plant production capacity in 2001 by producing up to 257,000 metric tons compared to 146,101 metric tons in 2000. This led to an equally significant increase in methanol sales, from 144,452 metric tons in 2000 to 245,500 metric tons in 2001, even as market price for methanol declined from US\$ 145.55 per metric ton in 2000 to US\$ 116.00 per metric ton in 2001.

US Dollar Reporting. The Ministry of Finance through its decree letter No. Kep-641/PJ.42/2001, has approved the Company's proposal to employ the US dollar denomination in its accounting reporting. This reporting system is set to commence in 2002, and the Company will start recording all the accounts in US Dollar going forward.

Buy Back Shares Program. The Extraordinary General Meeting of Shareholders in June 2000 and 2001, approved the Company to buy back its shares from the market. By year end 2001, we managed to purchase up to 188.48 million shares or approximately 5% of outstanding shares at a cost of Rp 221.21 billion. They have now become the Company's treasury stocks held for future use.

Kiri ke kanan Left to right:

RASHID I. MANGUNKUSUMO, BSc, MEng

Ir. HILMI PANIGORO, MSc

Drs. SUGIHARTO, MBA

Ir. DARMOYO DOYOATMOJO MBA, MSc

Pelunasan Surat Hutang Seri A dan B. Perseroan juga melakukan pelunasan dini atas surat hutang Perseroan Seri A dan B yang sesungguhnya belum jatuh tempo hingga 2007. Penerbitan surat hutang tersebut berkaitan dengan program restrukturisasi Perseroan pada bulan November 1999. Selain mengurangi beban bunga yang timbul atas surat hutang tersebut, Perseroan memperoleh keuntungan sebesar Rp 2,23 miliar dari pelunasan tersebut. Pelunasan tersebut mengurangi kewajiban Perseroan sedemikian rupa sehingga Perseroan praktis tidak memiliki hutang di akhir tahun 2001.

Dividen. Berdasarkan kinerja keuangan tahun 2001, Perseroan mengusulkan pembagian dividen antara 40%-50% dari perolehan laba bersih Perseroan di tahun buku 2001. Di tahun 2000, Perseroan membagi dividen senilai Rp 85 per lembar saham atau 48% dari laba bersih.

TATA KELOLA PERUSAHAAN

Sebagai perseroan terbuka, Medco Energi memberi perhatian penuh terhadap masalah *good corporate governance* serta senantiasa mentaati segala peraturan dan undang-undang yang berlaku di luar maupun di dalam Perseroan. Pada tahun 2001, upaya terpadu Perseroan dalam pengembangan dan pelaksanaan kebijakan *good corporate governance* telah menerima pengakuan *Indonesian Institute for Corporate Governance*. Medco Energi menduduki peringkat 6 sebagai pelaksana *good corporate governance* terbaik diantara beberapa perusahaan terbuka pilihan di Indonesia. Ulasan lebih rinci mengenai program *good corporate governance* Perseroan selama tahun 2001 disajikan di bab terpisah dalam buku laporan tahunan ini.

Perubahan Pengurus. Sebagaimana disampaikan pada Pesan Komisaris Utama, Medco Energi melakukan perubahan pengurus pada 2001 dan awal tahun 2002 yang pada intinya bertujuan memenuhi dua hal. Pertama adalah guna memenuhi peraturan pasar modal yang mengharuskan perusahaan memiliki sejumlah komisaris independen yang mewakili kepentingan pemegang saham minoritas. Kedua adalah guna mengakomodasi kepentingan mitra strategis Perseroan dalam pengelolaan Medco Energi.

Atas nama Perseroan, perkenankan saya menyampaikan penghargaan yang setinggi-tingginya kepada anggota pengurus yang lama atas jerih payah dan dedikasi mereka terhadap Perseroan. Saya pun berharap dapat segera menjalin hubungan kerja yang erat bersama anggota Direksi serta Komisaris yang baru demi kemajuan Perseroan.

Lingkungan Kerja Kondusif. Bagian dari pelaksanaan tata kelola perusahaan yang baik menurut kami juga menuntut tanggung jawab Perseroan terhadap masyarakat, lingkungan maupun karyawannya. Medco Energi bersyukur memiliki catatan yang baik mengenai ketiganya. Perseroan merupakan salah satu perusahaan migas yang pertama menerapkan Perjanjian Kerja Kolektif dan Perseroan juga telah lama aktif dalam berbagai kegiatan sosial dan pelestarian lingkungan hidup. Sejak tahun 2000, Perseroan telah merancang program kemasyarakatan jangka panjang secara terpadu dengan melibatkan universitas, pemerintah daerah serta unsur-unsur masyarakat setempat lainnya.

Redemption of Notes A and B. We also undertook a voluntarily retirement, which amounted to an early redemption in full, of our existing Series A and B Term Notes not maturing until 2007. The notes were originally issued as part of the Company's debt restructuring program in November 1999. In addition to eliminating the carrying costs of these notes, we made gains of Rp 2.23 billion from the redemptions. Furthermore, the retirement of these notes reduced the Company's liabilities significantly, making us a virtually zero debt company as at year-end 2001.

Dividend. On the basis of our significant financial results of 2001, we are proposing a dividend amounting to 40%-50% of the Company's net income in 2001. In 2000, the Company paid a dividend of Rp 85 per share which represents 48% of net income.

CORPORATE GOVERNANCE

As a public company, Medco Energi continues to emphasize good corporate governance and complies fully with both external and internal rules and regulations. In 2001, a concerted effort by the Company to develop and implement a good corporate governance policy won public recognition from the Indonesian Institute for Corporate Governance. Medco Energi was designated the sixth best practitioner of good corporate governance among leading public companies in Indonesia. A more detailed account of the Company's good corporate governance program in 2001 is presented in a separate chapter of this annual report.

Management Change. As referred in the President Commissioner's Message, Medco Energi underwent a management change in 2001 and early 2002 which is primarily aimed at satisfying two requirements. One is to meet the statutory requirements of the Indonesian capital markets for companies to have an adequate number of independent commissioners in the Board of Commissioners to represent the minority shareholders. The other is to accommodate the interest of our strategic partners in the management of the Company.

On behalf of the Company, I would like to express our gratitude to all outgoing boardmembers for their contribution and dedication to the Company. I also look forward to working closely with my new fellow directors as well as new members of the Board of Commissioners for the good of the Company.

Conducive Working Environment. A part of good corporate governance in our opinion is being a good corporate citizen that is responsive to the needs of communities, environmental safety and its own employees. Medco Energi is proud of the fact that it has maintained excellent records on all three counts. We were among the first oil and gas companies in Indonesia to enter into a Collective Labour Agreement. And we have long been active in social, environmental and community development programs which, since 2000, have been made into a real and long-term commitment of the Company by engaging local universities, governments and community leaders in the process.



PENGHARGAAN

Dua puluh satu tahun telah berlalu, sejak Bapak Arifin Panigoro sebagai pendiri Perseroan meletakkan landasan bagi Medco Energi untuk berkembang menjadi *the Energy Company of Choice*. Tantangan kami kini adalah lebih memantapkan visi tersebut melalui pencapaian tujuan usaha Perseroan, memenuhi harapan para pemegang saham, senantiasa mengupayakan yang terbaik dalam setiap pekerjaan kita, mempertahankan pertumbuhan keuangan yang stabil, serta memberlakukan *good corporate governance* dalam hal pengawasan maupun pengendalian Perseroan berlandaskan azas transparansi, akuntabilitas serta tanggung-jawab.

Perseroan tidak mungkin mencapai semua itu tanpa dukungan luas dari para karyawan, masyarakat, pemegang saham, kreditur, pelanggan, mitra kerja, auditor Perseroan, BAPEPAM maupun Bursa Efek Jakarta. Kepada mereka semua, kami menyampaikan penghargaan yang setinggi-tingginya atas komitmen serta dukungan yang diberikan kepada Medco Energi.

Akhir kata, atas nama seluruh anggota Direksi, kami mengucapkan terima kasih kepada seluruh anggota Komisaris dan Penasihat atas arahan dan bantuan yang diberikan kepada tim manajemen dalam menjalankan Perseroan.

ACKNOWLEDGEMENTS

It has been twenty-one years since our founder, Mr. Arifin Panigoro, laid down the foundations for Medco Energi to become the *Energy Company of Choice*. Our challenge today is to realize this vision by achieving our business objectives, meeting the expectations of our shareholders, pursuing excellence in our endeavors, maintaining stable financial growth, and exercising good corporate governance which includes due diligence and control over our management through transparency, accountability and responsibility.

We would not be able to achieve all of this without the broad support of our employees, our communities, our shareholders, our creditors, our customers, our business partners, our auditors, the BAPEPAM and the Jakarta Stock Exchange. To all of them, we express our gratitude for the commitment and cooperation extended to Medco Energi.

Finally, on behalf of the Board of Directors, I would also like to thank the Board of Commissioners and the Board of Advisors for their valuable guidance in helping us steer our Company.

Ir. Hilmi Panigoro, MSc
Direktur Utama/President Director



EKSPLORASI & PRODUKSI
EXPLORATION & PRODUCTION

OPERATIONS



PT EXSPAN NUSANTARA

Kiri ke kanan Left to right:
Ir. EDI BAMBANG SETYOBUDI
Ir. SUDONO N.S.
Ir. SYAMSURIZAL MUNAF, MM
Ir. M. NAHIR BASUNI

Kegiatan eksplorasi dan produksi migas Medco Energi dilakukan oleh PT Exspan Nusantara, anak perusahaan yang dimiliki sepenuhnya oleh Perseroan, yang kini memegang sembilan izin operasi terdiri dari tiga jenis kontrak kerja, yaitu *Production Sharing Contracts* (PSC), *Technical Assistance Contracts* (TAC) dan *PSC Joint Operating Bodies* (PSC JOB). Saat ini, Perseroan memfokuskan kegiatan eksplorasi dan produksinya di wilayah Indonesia, selain dari dua blok eksplorasi di Myanmar.

EKSPLORASI DI TAHUN 2001

HASIL DI 2001 Pada tahun 2001, Medco Energi melakukan pengeboran delapan sumur eksplorasi dan satu sumur delineasi. Selain itu, Perseroan melakukan survei seismik 3D seluas 115 km² di PSC Sumatera Selatan Extension. Hasil survei seismik 3D tersebut memberikan gambaran yang lebih jelas mengenai ladang minyak Perseroan di Soka, sehingga memungkinkan pengembangan yang lebih terarah dan efisien.

Program eksplorasi Perseroan di Sumatera mengalami hambatan akibat curah hujan yang tinggi di triwulan terakhir tahun 2001 yang menyebabkan terganggunya beberapa lokasi pengeboran. Sumur Nova-1 di blok Selatan Sumatera Extension merupakan sumur temuan dengan hasil pengujian 960 BOPD dan kandungan air 0,4%. Sumur ini kemudian diganti namanya menjadi Matra-3 setelah data geologi membuktikan bahwa cadangan ladang Nova merupakan bagian dari struktur Matra yang lebih besar. Hasil pengujian sumur delineasi Matra-2 adalah sebesar 912 BOPD dengan kandungan air 0,5%. Sumur Tangkulim-1 di blok Kampar ternyata merupakan sumur gas non-komersial dengan hasil pengujian 0,36 juta SCFD. Dua sumur eksplorasi lainnya, West Redang-1 di blok Kampar dan Sekunyir-1 di blok Pasemah ternyata merupakan sumur kering. Pengeboran dua sumur eksplorasi lainnya, yaitu Rambutan Deep-1 dan Kembar-1, masih berlangsung pada akhir tahun 2001, dengan prospek yang menjanjikan.

Sementara itu di blok PSC JOB, Perseroan melakukan pengeboran satu sumur eksplorasi masing-masing di blok Senoro-Toili dan blok Madura. Sumur Senoro-2 merupakan sumur temuan gas bersih yang dapat meningkatkan perolehan cadangan gas sampai dengan 1,2 TCF sesuai perhitungan sertifikasi GCA. Di blok Madura, pengeboran sumur Sebaya-1 masih memerlukan pengujian lebih lanjut untuk memastikan hasilnya.

PRAKIRAAN DI TAHUN 2002 Dengan perpanjangan 20 tahun pada kontrak PSC Rimau (hingga 2023) dan PSC Tarakan (hingga 2022), Medco Energi merencanakan program eksplorasi yang lebih intensif di tahun 2002. Rencana ini termasuk pengeboran dua sumur di blok Kampar, yang kewajiban pengembaliannya ditunda sampai bulan Mei 2003 dari yang dijadwalkan pada tahun 2000. Pengeboran ini diperlukan untuk memastikan prospek dari wilayah blok yang tersisa. Secara keseluruhan, Medco Energi merencanakan pengeboran 10 sumur eksplorasi dan dua sumur delineasi, serta survei seismik 2D sepanjang lebih dari 600 km di wilayah produksi Sumatera. Di wilayah JOB direncanakan pengeboran



Medco Energi's oil and gas exploration and production are carried out by a subsidiary, PT Exspan Nusantara, which now holds nine operating licenses for three types of contracts, namely *Production Sharing Contracts* (PSC), *Technical Assistance Contracts* (TAC), and *PSC Joint Operating Bodies* (PSC JOB). Medco Energi focuses its current exploration and production activities in Indonesia, apart from two exploration blocks held in Myanmar.

EXPLORATION IN 2001

2001 RESULTS In 2001, Medco Energi drilled eight wildcats and one delineation wells out of the planned program of 11 exploration and one delineation wells. In addition, Medco Energi undertook 115 square kilometers of 3D seismic in its South Sumatra Extension PSC. The results of the 3D seismic campaign have given the Company a greatly improved profile of the Soka field, enabling it to develop the field in a more focused and efficient manner.

Heavy rains in the last quarter of the year prevented the Company from completing the entire exploration program in Sumatra as planned, due to flooding at several proposed well locations. Nova-1, in the South Sumatra Extension block, was a discovery well which tested 960 BOPD and 0.4 % water cut. The well was renamed Matra-3 after subsurface data proved the Nova reserves being part of a larger Matra structure. The Matra-2 delineation well tested 912 BOPD and 0.5% water cut. The Tangkulim-1 wildcat, in the Kampar block, turned out to be a non-commercial gas well, which tested 0.36 million SCFD. Two other wildcats, West Redang-1 in the Kampar block and Sekunyir-1 in the Pasemah block, were both completed as dry holes. The last two wildcats in 2001, Rambutan Deep-1 and Kembar-1, were still drilling at year end with indications of promising results.

beberapa sumur eksplorasi serta pelaksanaan survei seismik, disamping sumur delineasi Senoro-3, yang diperkirakan akan meningkatkan cadangan terbukti ladang Senoro menjadi lebih dari 3 TCF.

SERTIFIKASI CADANGAN

SISA CADANGAN TERBUKTI

	Cadangan Bruto Terbukti		Cadangan Netto Terbukti	
	Tahun 2001		Tahun 2001	
	MMBO	BCF	MMBO	BCF
Rimau	120.0	-	54.3	-
Sumatera Sel. & Tengah	24.7	49.3	15.1	28.4
Kalimantan Timur	14.3	22.7	6.6	18.1
Tarakan	1.5	31.9	0.7	18.3
Total	160.5	103.9	76.7	64.8

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's di Sumatera dan Kalimantan.

HASIL DI 2001 Cadangan Terbukti (1P) merupakan perkiraan jumlah cadangan minyak mentah dan gas alam yang dapat diperoleh di masa depan berdasarkan data-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 cadangan 2P. Perseroan memilih untuk melaporkan cadangan migas berdasarkan 1P maupun 2P.

Jumlah keseluruhan cadangan Terbukti (1P) ladang Exspan di Sumatera dan Kalimantan, yang disertifikasi GCA pada akhir tahun 2001, adalah 161 MMBO dan 104 BCF gas, dibandingkan 180 MMBO dan 140 BCF gas pada tahun 2000. Angka-angka tersebut menunjukkan penggantian cadangan terbukti minyak mentah sebesar 11 MMBO pada tahun 2001, setelah memperhitungkan tingkat produksi sebesar 30,1 MMBO di tahun tersebut. Perhitungan perkiraan cadangan oleh GCA pada tahun 2001 mempergunakan estimasi yang lebih konservatif dari metode yang dipakai tahun sebelumnya, karena produksi tambahan di ladang Kaji-Semoga akan bergantung pada penerapan program pemeliharaan tekanan dan daya-angkat artifisial, yang saat ini sedang dilaksanakan.

Cadangan Terbukti dan Terduga (2P) pada akhir tahun 2001 oleh GCA ditaksir sejumlah 364 MMBO dan 1,8 TCF gas. Kenaikan yang signifikan dari jumlah cadangan 1P ke cadangan 2P (lebih dari dua kali lipat untuk cadangan minyak mentah dan 17 kali lipat untuk gas) terutama berasal dari produksi tambahan di ladang minyak Kaji-Semoga, peningkatan

Meanwhile in the PSC JOB blocks, the Company drilled one wildcat well each in the Senoro-Toili and Madura blocks, respectively. The Senoro-2 well was a gas discovery which brought up the net recoverable gas reserves (2P) to 1.2 trillion cubic feet of gas as certified by GCA. In the Madura block, result of the exploration drilling of the Sebaya-I well proved inconclusive pending further testing.

OUTLOOK FOR 2002 With the 20-year extensions of the Rimau PSC (to 2023) and the Tarakan PSC (to 2022), the Company plans for an aggressive exploration campaign in 2002. This will also include a two-well drilling program for the Kampar block, where relinquishment obligations due in 2000 were deferred to May 2003. Exploration works are needed to confirm the prospects of the remaining blocks. In all, Medco Energi plans to drill ten wildcats and two delineations wells, as well as more than 600 kilometers of 2D seismic in its Sumatra blocks. In the JOB blocks, several wildcat wells and seismic surveys are planned in addition to the Senoro-3 delineation well, which is expected to raise proved gas reserves at Senoro to more than 3 TCF.

RESERVE CERTIFICATION

REMAINING PROVED RESERVES

	Gross Proved Reserves		Net Proved Reserves	
	Year 2001		Year 2001	
	MMBO	BCF	MMBO	BCF
Rimau	120.0	-	54.3	-
S. & Central Sumatera	24.7	49.3	15.1	28.4
E. Kalimantan	14.3	22.7	6.6	18.1
Tarakan	1.5	31.9	0.7	18.3
Total	160.5	103.9	76.7	64.8

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.

2001 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. 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. The Company therefore has elected to report both reserves to satisfy reporting requirements for each of these regulatory authorities.

Aggregate Proved (1P) reserves for Exspan's licenses in Sumatra and Kalimantan combined, certified by GCA as of year-end 2001, were 161

cadangan Terduga di ladang Matra menyusul temuan di sumur Nova-1, serta cadangan gas yang substansial di blok PSC JOB Senoro-Toili.

PRAKIRAAN UNTUK TAHUN 2002 Cadangan Terbukti diperkirakan akan bertambah dengan 112 MMBO pada tahun 2002. Bagian terbesar (65% atau 73 juta barrel) dari penambahan ini diperkirakan berasal dari penilaian ulang atas cadangan-cadangan yang ada saat ini (termasuk pergeseran dari cadangan Terduga menjadi cadangan Terbukti), dan selebihnya dari temuan-temuan pada sumur eksplorasi dan blok JOB baru.

PRODUKSI DI TAHUN 2001

PRODUKSI /PENJUALAN MINYAK & GAS

	Produksi Bruto *		Produksi Netto **	
	Tahun 2001		Tahun 2001	
	MMBO	BCF	MMBO	BCF
PSC Rimau	25.3	-	8.5	-
PSC Sumatera Sel. & Tengah	2.2	16.2	1.3	9.3
TAC Kalimantan Timur	2.2	5.0	1.3	2.9
PSC Tarakan	0.4	8.3	0.2	6.7
Total	30.1	29.5	11.3	18.9

* Produksi bruto dihitung berdasarkan produksi aktual.

** Produksi netto dihitung berdasarkan hak kepemilikan saham Exspan [(profit share + cost recovery before tax)/current price US\$]

HASIL DI 2001 Di Indonesia, Exspan mengoperasikan tiga PSC di Sumatera Tengah dan Sumatera Selatan dengan total wilayah 16.591 km², serta satu PSC dan satu TAC di Kalimantan Timur dengan total wilayah 316 km². Total produksi Exspan pada tahun 2001 adalah 30,1 MMBO minyak mentah dan 29,5 BCF gas, dibandingkan 24,0 MMBO minyak dan 24,0 BCF gas yang diproduksi pada tahun 2000.

PRAKIRAAN DI TAHUN 2002 Total produksi minyak pada tahun 2002 diperkirakan mencapai 96,4 MBPOD, termasuk 4,400 BOPD dari akuisisi operasi EEX di blok Tuban, Jawa Timur, yang akan dilaksanakan pada semester pertama tahun 2002. Ladang minyak Rimau masih merupakan kontributor terbesar dengan 80% dari total produksi minyak Perseroan.

OPERASI SUMATERA

Wilayah Kerja Sumatera

NAMA WILAYAH	LUAS WILAYAH KMS ²	MASA BERLAKU KONTRAK
PSC Kampar & Ext	6,493	11/2013
PSC Rimau	1,577	03/2023
PSC Pasemah	5,130	02/2023

HASIL DI 2001 Exspan mengoperasikan dua PSC yang telah berproduksi di Sumatera Tengah dan Sumatera Selatan dengan total wilayah 8.070 km².

Produksi harian rata-rata pada tahun 2001 di blok produksi Sumatera mencapai 75.100 BOPD, suatu rekor baru bagi Perseroan, dan sedikit di atas angka perkiraan produksi untuk tahun tersebut. Total produksi tahun 2001 mencapai lebih dari 27 MMBO, dibanding 22 MMBO pada tahun

2000. MMBO and 104 BCF of gas, versus 180 MMBO and 140 BCF of gas a year ago. These statistics indicate a replacement of 11 MMBO reserves in 2001 after taking into account production of 30.1 MMBO during the year. The new reserves estimates reflect a more conservative approach by GCA compared to its previous year assessment, as additional recovery in the Kaji Semoga field will be contingent upon the application of artificial lift and pressure maintenance programs now in progress.

Proven plus Probable (2P) reserves as of year-end 2001 were estimated by GCA to be 364 MMBO and 1.8 TCF of gas. The significant increase from 1P to 2P reserves (more than double for oil and 17-fold for gas) was mainly derived from the additional recovery of Kaji Semoga oil, the probable reserves of the Matra field which was enlarged following the Nova-1 discovery, and substantial gas reserves in the Senoro Toili PSC JOB block.

OUTLOOK FOR 2002 Additional proved reserves of 112 MMBO are forecasted for 2002. The majority (65% or 73 million barrels) will be obtained by the re-evaluation of existing reserves (including the migration of probable to proved reserves), with the remainder to come from new JOB blocks and exploration discoveries.

PRODUCTION IN 2001

PRODUCTION /SALES OIL & GAS

	Gross Production *		Net Production **	
	Year 2001		Year 2001	
	MMBO	BCF	MMBO	BCF
Rimau PSC	25.3	-	8.5	-
S. & Central Sumatera PSC	2.2	16.2	1.3	9.3
E. Kalimantan TAC	2.2	5.0	1.3	2.9
Tarakan PSC	0.4	8.3	0.2	6.7
Total	30.1	29.5	11.3	18.9

* Gross production calculated on the basis of actual production

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

2001 RESULTS In Indonesia, Exspan operates three PSCs in Central and South Sumatra with a total area of 16,591 square kilometers; one PSC and one TAC in East Kalimantan with a total area of 316 square kilometers. Altogether, Exspan produced a total of 30.1 MMBO and 29.5 BCF of gas in 2001 compared with 24.0 MMBO and 24.0 BCF of gas in 2000.

OUTLOOK FOR 2002 Total production for 2002 is forecasted to be 96.4 MBPOD including 4,400 BOPD from the acquisition of EEX' interest in the Tuban block in east Java to be executed in 1H 2002. The Rimau block continues to be by far the largest contributor with 80% of total oil production.



2000. Realisasi harga minyak mentah rata-rata pada tahun 2001 adalah US\$ 23,92 per barel dibandingkan US\$ 28,88 pada tahun 2000.

Cadangan Terbukti yang disertifikasi GCA untuk seluruh kontrak kerja di Sumatera adalah 145 MMBO ditambah 49 BCF gas. Jumlah cadangan Terbukti dan Terduga (2P) adalah 307 MMBO ditambah 263 BCF gas.

PSC Rimau

Ladang Kaji-Semoga yang terletak di blok PSC Rimau ditemukan pada tahun 1996. Dengan cadangan awal sebesar lebih dari 400 MMBO, Kaji-Semoga merupakan salah satu temuan ladang minyak daratan yang terbesar di Indonesia belakangan ini. Cadangan (IP) yang tersisa per akhir tahun 2001 menurut perhitungan GCA adalah 119,5 MMBO, dengan kumulatif produksi minyak mentah dari lapangan tersebut mencapai lebih dari 65 juta barel. Selain itu, jumlah cadangan Terduga di ladang Kaji-Semoga menurut perhitungan GCA adalah 57 MMBO. Produksi minyak mentah dari ladang Kaji-Semoga pada tahun 2001 mencapai 25 MMBO, meningkat 25% dibandingkan produksi tahun 2000.

Total penjualan ekspor minyak mentah Perseroan ke Mitsui Co. Ltd., Jepang adalah 6,8 juta barel pada tahun 2001. Jumlah ini lebih besar dari yang ditargetkan sebesar 5,4 juta barel, karena adanya peningkatan pada jatah penjualan Perseroan selama tahun 2001 tersebut. Sejak Desember 1999, Perseroan mengikat kontrak jangka panjang dengan Mitsui untuk pengiriman 5,4 juta barel minyak mentah setahun. Pada awalnya, Perseroan menggunakan kapal tanker kecil ulang-alik guna mengangkut minyak mentah Kaji dari fasilitas penyulingan Pertamina di Plaju ke tangki penampungan minyak mengapung (*floating oil storage vessel*) yang ditambatkan di P. Sambu dekat Singapura, dan digunakan bersama Pertamina. Pada bulan Desember 2000, Medco Energi membeli hak eksklusif penggunaan tangki penampung serupa, FSO Arco Ardjuna, yang ditambatkan di Selat Bangka. Hal ini mempersingkat jarak tempuh kapal tanker ulang-alik yang digunakan Perseroan. Namun sejak bulan April 2001, pengangkutan minyak mentah dari ladang Kaji-Semoga telah menggunakan jaringan pipa ke terminal Tenggelung, kemudian memakai tongkang sungai ke terminal FSO Arco Ardjuna. Dengan cara ini, Perseroan dapat memanfaatkan haknya sesuai kontrak PSC untuk mengeksport minyak mentah yang menjadi bagiannya. Pendapatan dari penjualan ekspor tersebut memberikan kontribusi positif pada arus kas Perseroan.

SUMATERA OPERATIONS

Sumatera Working Areas

NAME OF AREAS	ACREAGE IN KMS ²	CONTRACT EXPIRY
Kampar & Ext. PSC	6,493	11/2013
Rimau PSC	1,577	03/2023
Pasemah PSC	5,130	02/2023

2001 RESULTS Exspan operates two producing PSC's in Central and South Sumatra with total area of 8,070 sq. km.

Average daily crude oil production in Sumatra producing areas reached 75,100 BOPD, setting a new record for the Company while slightly exceeding the production forecast for the year. Production for the year amounts to over 27 MMBO compared to 22 MMBO in the year 2000. The average realized price of oil in 2001 was USD 23.92/barrel compared to USD 28.88/barrel in 2000.

Gaffney & Cline certified Proved reserves for all Sumatra licenses are 145 MMBO and 49 BCF for gas, Proved and Probable (2P) reserves total 307 MMBO and 263 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 was one of the most significant onshore finds in Indonesia in recent history. GCA certified proved remaining reserves (IP) at year end 2001 at 119.5 MMBO, with cumulative oil produced from the field amounting to over 65 MMBO. In addition, GCA estimated probable reserves for the Kaji Semoga field at 57 MMBO. Production from this field for the year 2001 amounted to 25 MMBO, an increase of 25% from the year 2000.

The Company's crude oil export sales to Mitsui in 2001 totalled 6.8 million barrels, higher than the target forecast of 5.4 million barrels for the year, in line with the entitlement increase during the year. Begun only recently in December 1999, the Company has a long-term contract from Mitsui Co., Ltd. of Japan to supply 5.4 million barrels of oil per year. The initial export proceedings 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. In December 2000, Medco Energi acquired the exclusive rights to a floating storage vessel, the 'Arco Arjuna', anchored in the Bangka Strait. This considerably reduced the travel distance of the shuttle tankers. In April 2001, the completion of the Tenggelung river terminal and a connecting pipeline to Kaji-Semoga, allowed the use of small barges to transport the crude to the 'Arco Arjuna' storage vessel, which opened up a new outlet for the production of Kaji-Semoga crude. The use of the shuttle tanker, barges and floating storage vessel enable the Company to exercise its contractual rights under the PSC to export its crude oil entitlement, and by doing so ensure a regular cash flow stream from its crude oil sales.

Di masa mendatang, direncanakan pembangunan jalur pipa khusus ekspor berukuran 10-inch dari Tengguleng ke terminal laut atau FSO sepanjang 160 km, untuk meningkatkan efisiensi transportasi sekaligus menghindari risiko kerusakan lingkungan dari moda transportasi saat ini yang mengandalkan tongkang minyak menyusuri sungai-sungai dangkal.

Dalam upaya memanfaatkan gas yang selama ini dibakar di ladang minyak Kaji-Semoga, Perseroan telah menunjuk pihak ketiga guna membangun pabrik LPG berkapasitas 72.000 ton/tahun dan memproses komponen gas yang lebih berat dengan perjanjian imbal jasa atas proses tersebut. Pabrik ini diharapkan dapat mulai beroperasi pada akhir tahun 2002. Selain pendapatan dari penjualan LPG, gas bersih hasil pengolahan pabrik tersebut juga dapat dijual kepada pembangkit listrik PLN setempat.

PSC Kampar/SSE

Produksi minyak mentah dari PSC Kampar/Sumatera Selatan Extension mencapai 5.900 BOPD pada tahun 2001, meningkat hampir 10% dari tahun 2000. Peningkatan tersebut berasal dari sumur-sumur produksi baru di ladang Soka. Sebanyak lima sumur pengembangan telah dibor di ladang Soka untuk menunjang produksi. Penjualan gas dari PSC ini mencapai 42,9 MMCFD, sedikit di bawah penjualan tahun 2000, disebabkan oleh agak menurunnya permintaan dari PUSRI.

Pemboran sumur eksplorasi Matra-I di blok SSE (*South Sumatera Extension*) berhasil diselesaikan pada 17 November 2000 dan menemukan minyak pada formasi batuan karbonat Baturaja. Struktur Matra berlokasi sekitar 26 km dari ladang minyak dan gas Kaji-Semoga. Sumur Matra-I mengalirkan 184 barel minyak mentah per hari, dengan gravitas 41° API.

Pemboran sumur delineasi Matra-2 di blok yang sama, sekitar satu kilometer di sebelah utara sumur Matra-I, berhasil diselesaikan tanggal 12 Juli 2001, juga menemukan minyak pada formasi Baturaja. Sumur ini menghasilkan 1,100 barel minyak mentah per hari, dengan kandungan air 0,5% dan gravitas 41° API. Uji pengaliran pada sumur Matra-I dan Matra-2 dilakukan tanpa aplikasi asam.

Sumur Nova-I adalah sumur temuan dengan hasil pengujian 240 BOPD dan kandungan air 50%. Berdasarkan data lapisan dalam dan interpretasi pemetaan Matra dan Nova, disimpulkan bahwa kedua temuan tersebut bersumber pada akumulasi minyak dan formasi karbonat yang sama. Oleh sebab itu, sumur Nova berganti nama menjadi Matra-3. Cadangan minyak (1P) di ladang Matra sesuai sertifikasi GCA adalah 14 MMBO.

PRAKIRAAN DI TAHUN 2002 Pemerintah Indonesia telah menandatangani perpanjangan kontrak PSC Rimau untuk 20 tahun setelah tanggal berakhirnya kontrak awal pada tahun 2003. Berdasarkan pada jumlah cadangan saat ini, serta hasil pengeboran pengembangan terutama di ladang Kaji-Semoga dan Soka, dan temuan baru di ladang Matra, prospek Perseroan di wilayah produksi Sumatera untuk tahun 2002 diperkirakan sangat baik.

Future plans are to construct a ten-inch export pipeline from Tengguleng direct to the floating storage vessel or marine terminal, a distance of some 160 km, in order to improve transportation efficiency and eliminate the environmental risk posed by crude oil shuttle barges plying shallow rivers.

As an effort to monetize flared gas at Kaji-Semoga field, a 72,000 tons/year LPG plant will be built by a third party to extract the heavy component of the gas on a processing fee agreement. The plant is expected to be on stream by end of 2002, and in addition to the revenue from selling the LPG, some of the lean gas as an output of the plant will also be sold to State Power Company in the region.

Kampar/SSE PSC

Crude oil production from this PSC amounted to 5,900 BOPD in 2001, an increase of almost 10% from a year ago. The increase resulted from new producing wells at Soka. A total of five development wells had been drilled in the Soka field in support of production. Gas sales from this PSC reached 42.9 MMCFD in 2001, a slight decrease from gas sales in 2000 due to lower demand from PUSRI.

The Matra-I exploration well, located in South Sumatra Extension Block, was completed in November 17, 2000, encountering oil in the Baturaja carbonate formation. The location of the Matra structure is about 26 kilometers from the Kaji-Semoga oil and gas field. The well oozes 184 barrels of clean oil per day at 41° API gravity.

A follow-up Matra-2 delineation well, located within the same Block, one kilometer north of Matra-I, was also completed on July 12, 2001. The Matra-2 well also contains oil from within the Baturaja carbonate formation. This well produces crude oil at 1100 barrels of oil per day, 0.5% water content at 41° API gravity. The flow tests of Matra-I and Matra-2 wells were made without acid treatment.

Nova-I was a discovery well that tested 240 BOPD and 50% water cut. Based on the subsurface information and the interpretation of the Matra and Nova maps, it was concluded that both discoveries are part of the same oil accumulation and carbonate buildup. As a result, the Nova well was renamed Matra-3. The Matra field reserves (1P) certified by GCA amount to 14 MMBO.

OUTLOOK FOR 2002 A contract renewal extension for the Rimau block has been signed by the Government of Indonesia for a period of 20 years after the original contract expiry in 2003. On the basis of recent reserves certification, and the results of development drilling especially at Kaji-Semoga and Soka, and the new Matra field discovery, the general outlook for the Company in its Sumatra operations in 2002 remains strongly on the upside.

Kecuali terjadi hal-hal yang di luar perkiraan, Perseroan juga memperkirakan akan dapat meningkatkan produksi minyak mentah dari wilayah produksi Sumatera dengan berlanjutnya pemboran sumur-sumur pengembangan di ladang Soka dan Kaji-Semoga. Peningkatan produksi juga diperkirakan didapat dari pengembangan temuan baru di ladang Matra. Produksi ladang Kaji-Semoga pada tahun 2002 sendiri diperkirakan akan melebihi produksi rata-rata tahun 2001 sebesar 69 MBOPD.

OPERASI KALIMANTAN

Wilayah Kerja Kalimantan

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

2001 RESULTS Perseroan mengoperasikan satu PSC dan satu TAC di Kalimantan Timur dengan total wilayah 316 km². Kajian cadangan oleh GCA pada akhir tahun 2001 menghasilkan sertifikasi cadangan Terbukti (1P) untuk Kalimantan Timur sebesar 16 MMBO untuk minyak dan 55 BCF untuk gas. Perkiraan cadangan berbasis 2P oleh GCA adalah 21 MMBO dan 83 BCF gas, dimana cadangan gas berbasis 2P tersebut pada dasarnya cukup untuk memenuhi kewajiban kontrak penjualan yang ada saat ini.

Produksi harian Kalimantan Timur rata-rata mencapai 7.100 BOPD di tahun 2001, yaitu sekitar 500 BOPD di atas perkiraan. Peningkatan ini terutama berasal dari optimalisasi sumur produksi melalui aktivitas perawatan sumur dan pengerjaan-ulang, maupun dari reaktivasi sumur-sumur lama.

TAC Sanga-Sanga/Samboja/Tarakan

Produksi minyak harian di TAC ini rata-rata mencapai 6.000 BOPD pada tahun 2001. Peningkatan produksi diperoleh dengan bantuan interpretasi detil seismik 3D dalam pengeboran 11 sumur pengembangan di ladang North Kutai Lama di blok Sanga-Sanga. Dari ke 11 sumur tersebut, delapan sumur (6 minyak dan 2 gas) menemukan hasil, sementara tiga sumur sisanya dihentikan karena tekanan gas maupun aliran minyak yang tidak memadai. Produksi gas alam sejumlah 10 MMCFD diperoleh dari lima buah sumur untuk memasok kebutuhan pembangkit listrik PLN di Tanjung Batu. Penjualan gas ke Tanjung Batu sampai dengan akhir tahun 2000 ditetapkan berdasarkan harga sementara dalam Rupiah sebesar Rp 15.300/MMBTU. Harga jual di masa mendatang akan bergantung pada harga minyak solar domestik, sesuai harga maksimum yang disepakati, yaitu setinggi-tingginya US\$2,50 selama periode 2001-2003. Berdasarkan hasil pengeboran pengembangan di ladang North Kutai Lama, Perseroan merencanakan untuk melanjutkan program pengeboran sumur minyak dan gas di lokasi tersebut pada tahun 2002.

PSC Tarakan

Produksi minyak dari ladang Mamburungan di blok PSC Tarakan juga menunjukkan hasil yang baik, dengan produksi rata-rata 1.100 BOPD

Barring unforeseen circumstances, the Company also expects to increase the production of oil from its Sumatra operations as the development drilling programs of both the Soka and Kaji Semoga fields continue. Production is expected to increase as well from development of the new Matra field discovery. Production at the Kaji-Semoga fields alone in 2002 is targeted to surpass their average production of 69 MBOPD in 2001.

KALIMANTAN OPERATIONS

Kalimantan Working Areas

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

2001 RESULTS The Company operates one PSC and one TAC in East Kalimantan with a total area of 316 sq. km. Reserves reviewed by GCA at end of year 2001 resulted in certification for East Kalimantan areas on a proved (1P) basis of 16 MMBO and 55 BCF of gas. The GCA reserves estimate on a 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 production averaged 7,100 BOPD in 2001, roughly 500 BOPD above forecast. This was achieved primarily due to production optimization of existing wells through well-service, work-over, as well as the reactivation of old wells.

Sanga-Sanga/Samboja/Tarakan TAC

Daily crude oil production in the TAC averaged 6,000 BOPD for the year 2001. The production increase was achieved with the guidance from 3-D seismic interpretations to drill 11 development wells in the North Kutai Lama (NKL) fields of the Sanga-Sanga block. Eight wells (6 oil and 2 gas) out of the 11 wells were deemed successful wells, with the remaining three wells suspended due to low gas pressure and low oil rate. In the production of gas, five wells produced 10 MMCFD of gas for the Tanjung Batu power plant, operated by the state power company, PLN. The Tanjung Batu gas sales through year-end 2000 involved an interim gas price in Rupiah of Rp 15,300/MMBTU. Subsequent pricing will be linked to domestic diesel fuel prices, with a designated price cap that has been agreed at US\$2.50 for the period 2001-2003. Looking at the results of the development drilling at the NKL fields, the Company plans to continue with its drilling activities on the site in 2002 for more oil and gas.

Tarakan PSC

Elsewhere in the Mamburungan field of the Tarakan PSC block, oil production also yielded good results, with daily average crude oil production of 1,100 BOPD in 2001, or 400 BOPD above forecast. Gas from the same field also served to meet the Bunyu Methanol Plant gas requirement, with daily average production of 24.2 MMCFD in 2001.

pada tahun 2001, atau 400 BOPD di atas perkiraan. Produksi gas dari ladang yang sama juga dapat memenuhi kebutuhan pabrik methanol Bunyu, dengan rata-rata produksi 24,2 MMCFD pada tahun 2001. Penjualan gas ke pabrik methanol Bunyu dilakukan pada harga kontrak US\$1,42/MMBTU. Sebagaimana telah diuraikan, Pemerintah Indonesia telah menyetujui perpanjangan kontrak PSC Tarakan untuk periode 20 tahun.

PRAKIRAAN DI TAHUN 2002 Sekalipun dengan wilayah yang kecil serta hak pengeboran kedalaman yang dibatasi, Perseroan mampu mengembangkan dan mempertahankan tingkat produksi yang tinggi di blok-blok TAC, seperti terlihat pada meningkatnya produksi minyak dari 6.000 BOPD pada tahun 2000 menjadi lebih dari 7.000 BOPD pada tahun 2001. Medco Energi baru-baru ini memperoleh sebuah blok PSC baru (Bengara) di Kalimantan Timur, bersebelahan dengan wilayah operasional di P.Tarakan, dengan prospek adanya temuan-temuan baru di tahun-tahun mendatang.

Berkaitan dengan produksi gas alam di wilayah Kalimantan Timur pada tahun 2001, Perseroan masih dapat mengandalkan kontrak sementara untuk memasok gas ke fasilitas pembangkit listrik PLN di Tanjung Batu dengan harga sementara US\$ 2,50/MMBTU sampai dengan akhir tahun 2003. Tingkat harga tersebut merupakan realisasi harga yang tertinggi diantara ketiga kontrak penjualan gas Perseroan. Kontrak penjualan gas Tanjung Batu tersebut memberikan arus pendapatan yang tetap untuk produksi gas Perseroan selama periode kontrak sementara, sebelum ditandatangani kontrak 20-tahun dari 1998 sampai dengan 2018.

Perseroan juga merencanakan pengeboran dua sumur gas lagi di PSC Tarakan, dalam mengantisipasi meningkatnya kebutuhan pabrik methanol Bunyu pada tahun 2002.

AKTIVITAS WILAYAH BARU

PSC Myanmar

Medco Energi saat ini memiliki dua kontrak PSC di Myanmar. Dua sumur eksplorasi telah dibor pada tahun 2000, sehingga memenuhi komitmen pembiayaan hingga akhir Maret 2001. Pemboran salah satu sumur menemukan potensi gas, namun masih harus diuji lebih lanjut. Sumur lainnya ditutup dan ditinggalkan karena merupakan sumur kering.

Medco Energi tidak memiliki rencana untuk aktivitas pengeboran di Myanmar untuk tahun 2002. Sebaliknya, Perseroan bermaksud menawarkan kedua blok yang dimiliki kepada mitra investor. Komitmen kerja tahun ke-4 akan dimulai pada tahun 2002, dengan pembiayaan bagi eksplorasi baru diperkirakan dapat diperoleh dari calon mitra investor yang berminat.

PSC Cumi Cumi, Laut Natuna Barat

Pada tahun 2000, Exspan menjadi operator PSC Cumi-Cumi menyusul pengunduran diri operator terdahulu, Lasmo. Sejak itu, bersama-sama

Gas sales to the Bunyu methanol plant are at a contract price of US\$ 1.42/MMBTU. As referred to previously, the Government of Indonesia has already approved an extension of the Tarakan PSC contract for another 20 years.

OUTLOOK FOR 2002 Despite small working areas and shallow depth rights in the TAC areas, the Company has been able to develop and maintain a high production level in both areas as shown by the significant increase in oil production output from 6,000 BOPD in 2000 to more than 7,000 BOPD in 2001. Recently, the Company was able to acquire a prospective new PSC block in East Kalimantan (Bengara), just adjacent to its existing operations on Tarakan island, which may lead to promising new discoveries in the coming years.

Turning to gas production in the East Kalimantan region in 2001 Medco Energi still benefited from an agreement with the state power company, PLN, to supply the latter's power plant at Tanjung Batu at an interim price of US\$ 2.50/MMBTU of gas up to year-end 2003. This gas price represents the highest value realized by the Company in its three gas sales contracts. The Tanjung Batu contract provides the Company with a secured revenue stream from the delivery of gas within the interim period, pending the final signing for a 20-year gas sales contract covering the period from 1998 to 2018.

The Company is also planning to drill two more gas wells in Tarakan PSC, to anticipate higher gas demand from the Bunyu methanol plant in 2002.

NEW VENTURE ACTIVITIES

Myanmar PSC

Medco Energi currently owns two PSC areas in onshore Myanmar. Two exploration wells were drilled in 2000, essentially fulfilling the work and expenditure commitments through the end of March 2001. One of the wells encountered encouraging gas shows while drilling but remains to be tested. The other well was plugged and abandoned as a dry hole.

Medco Energi has no drilling activities planned for 2002. Instead, it intends to farm-out significant working interests for each of the two blocks. The Company's commitment in the fourth year commences in 2002 with anticipated funding for renewed exploration to be advanced by farm-in partners.

Cumi Cumi PSC, West Natuna Sea

In 2000, Medco Energi became operator of the Cumi Cumi PSC following the withdrawal of Lasmo, the previous operator. Thereafter, Medco Energi with the equal partner Premier Oil made strenuous efforts to attract farm-in partners to fund the cost of drilling an exploratory test of a gas prospect identified from previous studies. Medco Energi has decided to relinquish the PSC and applied available exploration funds to acreage showing more potential returns on investment. As at year-end

mitra usaha Premier Oil, Perseroan melakukan upaya untuk menarik minat mitra pemodal lainnya guna membiayai pengeboran sumur pengujian bagi kandungan prospek gas yang ditemukan dari studi terdahulu. Medco Energi telah memutuskan untuk mengembalikan PSC Cumi-Cumi serta mengalihkan dana eksplorasi yang tersedia pada wilayah kerja yang dinilai berpeluang menghasilkan pengembalian investasi yang lebih baik. Sampai dengan akhir tahun 2001, status pengembalian masih menunggu persetujuan Pemerintah Indonesia.

PSC Pasemah

Sesuai rencana, Medco Energi bersama mitra kerjanya, Petronas Malaysia, telah melakukan pengeboran sumur eksplorasi Sekunyir-I di blok PSC Pasemah, yang terbukti merupakan sumur kering. Dengan telah adanya beberapa temuan sumur kering lain sebelumnya, diambil kesimpulan bahwa blok Pasemah tidak memiliki potensi yang memadai. Akibatnya, Perseroan memutuskan untuk melepaskan kepemilikannya di blok tersebut. Dengan persetujuan Petronas, Perseroan telah mengirimkan surat permintaan pengunduran diri ke Pertamina. Pelepasan blok PSC Pasemah diperkirakan dapat dilakukan pada tahun 2002.

PSC JOB Sulawesi

Pada bulan Maret 2000, Medco Energi mengambil alih saham Atlantic Richfield Company (Arco) dalam kontrak PSC Joint Operating Body (JOB) seluas 475 km² yang terletak di dua blok terpisah: Senoro (darat) dan Toili (lepas pantai). Blok darat mencakup temuan gas Senoro-1 yang dibor pada tahun 1999 dan sumur delineasi Senoro-2 yang dibor tahun 2001, yang diduga memiliki potensi cadangan gas alam melebihi 7 TCF. Sampai dengan saat ini, GCA memperkirakan cadangan Terbukti plus Terduga sebesar 3,0 TCF gas dan 62,5 MMBO kondensat untuk temuan ini, yang harus dibagi dengan Pertamina sebagai mitra JOB. Cadangan bersih setara minyak yang menjadi bagian Perseroan adalah 281 MMBOE. Sementara itu, blok lepas pantai Toili juga mencakup ladang minyak Tiaka, dengan perkiraan cadangan Terbukti dan Terduga sebesar 21,4 MMBO.

Selain pengeboran sumur delineasi Senoro-2, kegiatan tahun 2001 diarahkan pada pemasaran hasil gas, disamping persiapan rencana pengembangan ladang Tiaka. Secara khusus, sasaran tahun 2001 adalah memperoleh persetujuan pemerintah untuk pengembangan ladang Tiaka dan untuk memulai produksi komersial dari sumur-sumur Senoro di blok Senoro-Toili.

Persetujuan pemerintah tersebut baru diperoleh pada tanggal 10 Januari 2002, termasuk persetujuan untuk rencana pengembangan ladang Tiaka. Dengan demikian, Pertamina dan Medco Energi dapat memulai program pengeboran enam sumur pengembangan di Tiaka, yang diharapkan dapat mulai memproduksi minyak pada awal tahun 2003.

Program kerja yang disetujui di tahun 2002 untuk blok Senoro mencakup pengeboran sumur penilaian Senoro-3 sebagai lanjutan sumur penilaian Senoro-2, untuk mengkonfirmasi cadangan gas sebesar lebih dari 7.0 TCF. Jumlah ini diperkirakan cukup mendukung produksi 1,0 BCFD, setara

2001, the status of relinquishment still awaits the approval of the Government of Indonesia.

Pasemah PSC

As planned, Medco Energi and its working partner, Petronas of Malaysia, drilled the Sekunyir-I well in the Pasemah PSC block that turned out to be dry. Further study of the block shows that with previous dry holes already encountered, the potential of this block does not warrant the risks. As a result, the Company decided to relinquish the entire block. With concurrence from Petronas, a letter to that intent was sent to Pertamina. Total relinquishment of the Pasemah PSC block can be expected to take place in 2002.

Sulawesi PSC JOB

In March 2000, Medco Energi acquired the interest of Atlantic Richfield Company (Arco) in a PSC Joint Operating Body (JOB) of 475 sq. km. embracing two discrete areas, Senoro (onshore) and Toili (offshore) in one block. The onshore area includes the Senoro-1 gas discovery well drilled in 1999 and Senoro-2 delineation well drilled in 2001 that is interpreted to have reserve potential exceeding 7 TCF of gas. To date, GCA has credited proven plus probable reserves of 3.0 trillion cubic feet of gas and 62.5 MMBO condensate on an undiluted basis to this discovery, to be shared with Pertamina as the JOB partner. This equates to 281 MMBOE, on a net basis to the Company. Similarly, the Toili offshore area includes the Tiaka oilfield, with estimated proven and probable reserves of 21.4 MMBO.

Other than the drilling of Senoro-2 delineation well, work activities in 2001 were directed toward the marketing of the Senoro gas potential, in addition to preparation of the Tiaka oil field development. In particular, the Company's intention for the Toili block in 2001 was mainly to obtain government approval for the development of the Tiaka field and to achieve commercial production of the Senoro wells in the Senoro-Toili block.

The Company received this approval from the government only by January 10, 2002, including approval for the Tiaka oil field development plan. This will allow Pertamina and Medco Energi to embark on a six-well development drilling programs in Tiaka, to commence oil production by early 2003.

The approved 2002 work program at the Senoro block includes drilling of the Senoro-3 appraisal well, as a follow up to the successful drilling of the Senoro-2 appraisal well. This will aid further confirmation of gas reserves exceeding 7.0 TCF, which will be sufficient to support a production platform of 1.0 BCFD, equivalent to a two LNG train facility, over a 20-year contract period. Negotiations are underway with international consortiums to supply gas to LNG and DME plants that will be constructed adjacent to the Senoro field. So far, the Company

dengan dua jalur pengilangan LNG, selama masa kontrak 20 tahun. Penjajakan kini sedang dilakukan dengan konsorsium internasional untuk memasok gas ke pabrik LNG dan DME yang akan dibangun berdekatan dengan ladang Senoro. Hingga akhir tahun 2001, Perseroan telah mengeluarkan sekitar US\$ 9,4 juta untuk mendanai aktivitas eksplorasi di PSC Sulawesi.

PSC JOB Simenggaris

Pada awal tahun 2000, Medco Energi mengambil alih dari Cityview Energy Corporation Limited, Australia, 75% saham Western Simenggaris Petroleum Pty. Ltd. yang memiliki 50% operasional kontrak PSC JOB Simenggaris di Kalimantan Timur. Kegiatan selama tahun 2001 lebih diarahkan kepada pengambilalihan lahan, pekerjaan konstruksi di lokasi pengeboran untuk sumur Pidawan-I, serta mencari kontraktor jasa pengeboran. Proses negosiasi untuk pembelian lahan dan penyiapan kanal untuk akses ke lokasi kerja menyita hampir sepanjang tahun 2001.

Rencana pengeboran sumur eksplorasi Pidawan-I akan dilaksanakan pada triwulan pertama 2002. Sumur yang akan digali sedalam 7.600 kaki ini diharapkan dapat menemukan cadangan 28 MMBO dan 50 BCF gas. Selain sumur Pidawan-I, Medco Energi merencanakan pengeboran beberapa sumur eksplorasi lainnya di wilayah tersebut pada tahun 2002. Pada tahun 2002 juga akan dilaksanakan penyerahan pertama blok Simenggaris, meliputi wilayah seluas 25% dari luas wilayah semula. Penyerahan wilayah ini semula dijadwalkan pada tahun 2001, namun mendapatkan perpanjangan satu tahun untuk kontrak JOB bersangkutan.

PSC JOB Madura

Pada awal tahun 2000, Medco Energi mengambil alih dari Cityview Energy Corporation Limited, Australia, 75% saham Western Madura Petroleum Pty. Ltd. yang memiliki 50% operasional kontrak PSC JOB Madura. Pada tahun 2001, Medco Energi melaksanakan pengeboran sumur eksplorasi Sebaya-I sampai kedalaman sekitar 6.000 kaki, yang menemukan beberapa zona kandungan gas. Namun, pengujian terhadap zona kandungan gas tersebut belum memberikan hasil konklusif, dan program pengujian selanjutnya dijadwalkan dilakukan pada tahun 2002.

Perseroan juga merencanakan pengeboran sumur eksplorasi Karasan-I sedalam 4.200 kaki pada tahun 2002, yang diharapkan menemukan cadangan gas 155 BCF. Program pengeboran tahun 2002 juga mencakup beberapa sumur eksplorasi lain disamping Karasan-I.

PSC Bengara

Di akhir tahun 2001, Medco Energi mengambil alih 95% saham PT Petroner Bengara Energi, operator blok PSC Bengara di wilayah Kalimantan Timur. Blok PSC Bengara memiliki beberapa prospek migas yang masih memerlukan konfirmasi melalui survei seismik. Oleh karenanya, Perseroan merencanakan pelaksanaan sekitar 500 km survei seismik 2D dan/atau memproses ulang data seismik yang telah ada, sebelum melakukan pengeboran eksplorasi.



has spent around US\$ 9.4 million for exploration in Sulawesi PSC by end of 2001.

Simenggaris PSC JOB

Medco Energi acquired 75% shares of Western Simenggaris Petroleum Pty. Ltd., which has 50% working interest in Simenggaris PSC JOB from Cityview Energy Corporation Limited, Australia, in early 2000. The block is located in East Kalimantan. The activities in 2001 were mainly land acquisition, construction for drilling locations at Pidawan-I and contracting for drilling services. Negotiations for land acquisition and dredging canals for access to locations took most of 2001.

Pidawan-I drilling is set to start in the first quarter of 2002. This well is planned to reach 7,600 feet deep, expecting to find reserves of 28 MMBO and 50 BCF of gas. In addition to Pidawan-I, Medco Energi plans to drill several more wildcats in the area in 2002. The year 2002 will also see the first relinquishment of the Simenggaris block, encompassing as much as 25% of the original area. This relinquishment was actually due in 2001, but a one-year extension has been granted to the JOB contract.

Madura PSC JOB

In early 2000, Medco Energi acquired 75% shares of Western Madura Pty. Ltd from Cityview Energy Corporation Limited, Australia, which has 50% working interest in Madura PSC JOB. Medco Energi drilled wildcat Sebaya-I, reaching a depth of approximately 6,000 feet, in the year 2001. The well encountered several gas zones. However, testing of the zones proved inconclusive and a re-testing of the well is scheduled for 2002.

Drilling of another wildcat, Karasan-I, with a depth target of 4,200 feet, is also set for 2002. This is expected to encounter reserves of 155 BCF of gas. A few other wildcats, aside from the Karasan-I, are also set for drilling in 2002.

Bengara PSC

In late 2001, the Company acquired 95% shares of PT Petroner Bengara Energi, which holds the operatorship of the Bengara block in Northeast Kalimantan. This block shows several interesting oil and gas prospects that warrant a seismic program. For that purpose, the Company plans to acquire about 500 kms of 2D seismic and/or reprocess existing seismic line prior to drilling wells.



JASA PENGEBORAN DRILLING SERVICES



Sebelum tahun 2001, Medco Energi menyediakan jasa pengeboran migas melalui dua anak perusahaan, yaitu PT Medco Antareja untuk pengeboran darat yang mulai beroperasi tahun 1983, dan PT Apexindo Pratama Duta untuk pengeboran lepas pantai yang mulai beroperasi tahun 1991. Sampai dengan akhir tahun 2001, kedua perusahaan tersebut mengoperasikan 12 anjungan pengeboran darat dan 3 anjungan pengeboran lepas pantai.

Pada tahun 2001, Perseroan merealisasikan rencana penggabungan kedua perusahaan tersebut, dalam rangka konsolidasi kelompok perusahaan Medco Energi ke arah perampingan operasional serta peningkatan efisiensi. Didahului tahap persiapan dan restrukturisasi yang intensif, proses merger secara hukum berlangsung pada bulan Desember 2001, dengan melebur PT Medco Antareja ke dalam PT Apexindo Pratama Duta (Apexindo).

Prior to 2001, Medco Energi provided drilling services through two subsidiaries, PT Medco Antareja, for onshore drilling, and PT Apexindo Pratama Duta, for offshore drilling services, both of which started their operations in 1983 and 1991, respectively. Through these two companies, Medco operated 12 onshore rigs and 3 offshore rigs up to year-end 2001.

In 2001, Medco Energi finally put into effect a long-time plan to merge its two drilling subsidiaries as part of Medco Energi's overall consolidation efforts to streamline the group's operations and achieve greater efficiency. Following intense preparations and restructuring, the two drilling companies were legally merged in December 2001, with PT Apexindo Pratama Duta (Apexindo) as the surviving entity.

ANJUNGAN DARAT

No. Rig	Model	Kapasitas (TK)	Tingkat Kedalaman (kaki)	Lokasi
2	HS 1500E	1.000	14.395	Sorong
3	HS 1500 E	1.000	12.500	Ngawi
4	SKYTOP Brewster HE95A	1.750	13.513	Luwuk
5	Dreco 2000E	2.000	14.121	Langkap
6	Dreco 2000E	2.000	17.752	Amerika Serikat
8	Gradner Denver 1000E	1.000	10.092	Sorong
9	Gradner Denver 2000E	2.000	14.362	Badak
10	Ideco E-2100	2.100	12.744	Pendopo
11	SKYTOP Brewster TR800	1.000	6.233	Sanga-Sanga
12	National Model 4215-D	1.000	6.233	Tuban
14	SKYTOP Brewster RR850	1.000	4.167	Pendopo
15	Wilson Mogul 42	750	10.000	Bojonegara

PT APEXINDO PRATAMA DUTA

Search jarum jam Clock wise:

Ir. AGUSTINUS B. LOMBOAN, MM

Ir. HERTRIONO KARTOWISASTRO

PIERRE RENE DUCASSE

TERRENCE MICHAEL GOTT



PENGEBORAN DARAT

HASIL DI 2001 Untuk sebagian besar tahun 2001, aktivitas jasa pengeboran darat Perseroan masih dilakukan oleh PT Medco Antareja, yang mengoperasikan 12 anjungan pengeboran darat dengan kapasitas antara 800 Tenaga Kuda sampai 2.000 Tenaga Kuda. Kecuali satu anjungan, selebihnya termasuk kategori anjungan pengeboran dalam dengan kemampuan pengeboran 8.000 kaki atau lebih. Spesifikasi anjungan pengeboran darat Perseroan dapat dilihat pada tabel di bawah.

Pada tahun 2001, utilisasi kontrak anjungan pengeboran darat tetap rendah, yaitu sebesar 43% untuk ke duabelas anjungan tersebut, akibat masih lesunya industri perminyakan global yang berdampak pada rendahnya aktivitas pengeboran darat, dan khususnya di Indonesia, dimana kebanyakan perusahaan minyak dan gas masih melakukan penundaan program eksplorasi dan pengeboran mereka. Namun demikian, tingkat utilisasi ini masih lebih tinggi daripada tingkat utilisasi sebesar 37% pada tahun 2000. Meskipun masih di bawah target untuk tahun 2001 sebesar 55% seperti disebutkan dalam laporan tahunan Perseroan yang lalu,

ONSHORE DRILLING

2001 RESULTS For the most part of 2001, the onshore drilling services of Medco were still provided by PT Medco Antareja which owned and operated 12 onshore rigs with power ratings of between 800 Horse Power and 2,000 Horse Power; all but one of which are categorized as deep capacity rigs with drill depth ratings of 8,000 feet or more. Detail specification for all twelve onshore rigs are listed in the table below.

Throughout 2001, onshore rig utilization remained low at 43% for the twelve-rig fleet as a result of lower onshore drilling activities due to a global oil industry slump. But despite that, and the continuing freeze and postponement of exploration and development drilling programs by most oil and gas operators in Indonesia, a 43% utilization rate was still higher than the previous year's rate of 37%. And although it did not quite meet our stretch forecast rig usage of 55% for 2001 as stated in our previous annual report, the slight rise in rig utilization meant that Medco Energi was able to squeeze and capture whatever small opportunities were available in an extremely tight market situation.

ONSHORE RIGS

No. Rig	Model	Power (HP)	Drilling Depth (feet)	Location
2	HS 1500E	1,000	14,395	Sorong
3	HS 1500 E	1,000	12,500	Ngawi
4	SKYTOP Brewster HE95A	1,750	13,513	Luwuk
5	Dreco 2000E	2,000	14,121	Langkap
6	Dreco 2000E	2,000	17,752	USA
8	Gradner Denver 1000E	1,000	10,092	Sorong
9	Gradner Denver 2000E	2,000	14,362	Badak
10	Ideco E-2100	2,100	12,744	Pendopo
11	SKYTOP Brewster TR800	1,000	6,233	Sanga-Sanga
12	National Model 4215-D	1,000	6,233	Tuban
14	SKYTOP Brewster RR850	1,000	4,167	Pendopo
15	Wilson Mogul 42	750	10,000	Bojonegara

peningkatan ini menunjukkan keberhasilan Perseroan dalam mengupayakan setiap peluang usaha yang ada di tengah kondisi pasar yang sangat terbatas.

PRAKIRAAN DI TAHUN 2002 Tingkat aktivitas pengeboran darat saat ini diperkirakan akan tetap tidak banyak berubah di tahun 2002 dan tahun-tahun sesudahnya, kecuali terjadi perubahan kondisi yang dapat mendorong perusahaan-perusahaan migas untuk melanjutkan program pengeboran eksplorasi dan pengembangan mereka, terutama di Indonesia.

Bagaimanapun juga, Perseroan melalui Apexindo akan tetap fokus pada pengadaan jasa terpadu, termasuk kontrak paket *turn-key drilling* dan proyek konstruksi. Perseroan juga akan lebih memprioritaskan kontrak-kontrak jangka panjang yang memberikan tingkat utilisasi anjungan yang optimal. Dalam rangka meningkatkan daya saing, Apexindo menerapkan prosedur pengendalian biaya dan pemantauan yang lebih ketat bagi tiap anjungan yang operasional, disamping melaksanakan program peningkatan bagi beberapa anjungan mencakup infrastruktur bangunan penunjang, peralatan anjungan dan pengelolaan biaya. Program-program semacam ini akan berlanjut sepanjang tahun 2002.

PENGEBORAN LEPAS LANTAI

HASIL DI TAHUN 2001 Tingkat utilisasi anjungan pengeboran lepas pantai Apexindo pada tahun 2001 mencapai 100%, suatu peningkatan yang signifikan dari 76% pada tahun 2000, terutama karena ketiga anjungan mampu digunakan sepenuhnya sesuai rencana. Seperti telah diperkirakan pada tahun 2000, Apexindo memperoleh kontrak pengeboran untuk ketiga anjungan tersebut pada tahun 2001, yaitu dua kontrak dengan TotalFinaElf untuk penggunaan anjungan *swamp barge* Maera dan Raisis di Kalimantan, serta kontrak dengan Total ABK untuk penggunaan anjungan *jack-up* Raniworo di Abu Dhabi, Timur Tengah.

OUTLOOK FOR 2002 Onshore drillings are expected to remain at their present level in 2002 and the near future, unless conditions should change and provide new incentives for major oil and gas operators to resume their drilling programs, especially in Indonesia.

In any case, Medco Energi, through Apexindo, will remain focused on providing integrated drilling services which include lump-sum turnkey and construction projects. Priorities will also be given to secure longer term contracts in which individual rigs may be utilized at optimum levels. Moreover, to increase our market competitiveness, Apexindo has exercised greater cost control and monitoring of each utilized rig, in addition to undertaking several improvement programs to selected rigs in terms of camp improvements, equipment upgrades and cost management. These improvements will continue throughout 2002.

OFFSHORE DRILLING

2001 RESULTS The offshore rig utilization of Apexindo reached 100% in the year 2001, a significant increase from 76% in 2000, primarily as a result of the full utilization of all three rigs as planned. As we anticipated in 2000, major contracts for the use of all three rigs were secured in 2001, in which Apexindo signed up two contracts with TotalFinaElf for use of our swamp-barge rigs, Maera and Raisis, in Kalimantan, and another contract with Total ABK for the use of our jack-up rig, Raniworo, in Abu Dhabi, the Middle East.

Our offshore drilling received a boost in 2001 with a significant rate improvement on one of our contracts from a daily rate of US\$ 26,000 previously to the current rate of US\$ 41,000 per day. The increase has significantly raised revenue flows from the corresponding rig.

ANJUNGAN LEPAS PANTAI

Nama	Model	Kedalaman Air Maksimum (kaki)	Kedalaman Pemboran (kaki)	Horse Power (HP)	Lokasi
Maera	Swamp Barge	25	25.000	3.000	Balikpapan
Raniworo	Jack Up	350	25.000	2.000	Abu Dhabi
Raisis	Swamp Barge	25	25.000	3.000	Balikpapan

Pendapatan dari jasa pengeboran lepas pantai meningkat pesat dengan diperolehnya tarif rata-rata harian yang jauh lebih baik pada salah satu kontrak Perseroan, yaitu dari US\$ 26.000 menjadi US\$ 41.000 per hari. Kenaikan tarif tersebut berdampak pada peningkatan arus pendapatan dari anjungan yang bersangkutan.

Perkembangan lainnya menyangkut akuisisi 50% kepemilikan di Mesa Drilling Inc. (Mesa), sebuah perusahaan pengeboran lepas pantai di Amerika Serikat, yang dimiliki oleh sebuah perusahaan Norwegia. Transaksi tersebut mencakup kontrak perjanjian untuk penggunaan Anjungan #6 Apexindo oleh Mesa dengan tarif nominal serta opsi untuk membeli anjungan tersebut dengan harga yang disepakati, dan kontrak jangka pendek untuk penggunaan Anjungan #7 dengan tarif yang berlaku di pasar.

PRAKIRAAN DI TAHUN 2002 Penggabungan usaha jasa pengeboran darat dan lepas pantai Medco Energi diharapkan dapat menghasilkan penghematan biaya maupun peningkatan efisiensi pengeboran. Saat ini, pengeboran lepas pantai Perseroan mempunyai tingkat utilisasi anjungan maupun tarif rata-rata harian yang tinggi. Kondisi ini diperkirakan akan bertahan mengingat ketiga anjungan lepas pantai Perseroan telah memperoleh kontrak jangka panjang melampaui tahun 2003. Dengan perkiraan adanya kontrak-kontrak pengeboran lepas pantai baru di Indonesia dari pemerintah dalam beberapa tahun mendatang, Medco Energi meyakini bahwa Apexindo memiliki prospek usaha yang kuat di masa mendatang.

Sejalan dengan perkiraan Medco Energi akan prospek pertumbuhan usaha Apexindo di tahun 2002 dan seterusnya, Perseroan sedang menjajaki kemungkinan pendaftaran saham Apexindo di bursa efek, disamping mengupayakan lebih banyak keterlibatan dalam proyek-proyek pengeboran di luar negeri, seperti yang telah dilakukan melalui kerja sama Perseroan dengan Mesa Drilling untuk wilayah Amerika Utara.

In another significant development, Apexindo acquired a 50% stake in Mesa Drilling Inc. (Mesa), an onshore drilling company incorporated in the USA, and owned by a Norwegian company. The deal involved a charter agreement for the use of Apexindo's Rig #6 by Mesa at a nominal rate in which Mesa also has the option to purchase the rig at an agreed price, and the use of Rig #7 on short-term contract at market rate.

OUTLOOK FOR 2002 Medco Energi expects to benefit from substantial cost savings and increased efficiencies in its drilling operations as a result of the merging of its onshore and offshore drilling portfolios. Our offshore drilling services are currently enjoying high utilization and contract rates, and are expected to maintain these rates for some time as all three of our offshore rigs have already secured long-term contracts well beyond 2003. At the same time, as more offshore contracts from the government are expected to be granted in Indonesia over the next several years, Medco Energi is confident of Apexindo's strong earnings prospects in the future.

Anticipating a growing drilling business for Apexindo in 2002 and beyond, Medco Energi is pursuing the possibility of seeking a public listing for Apexindo in addition to engaging Apexindo in more international drilling projects as it had done through the strategic alliance with Mesa Drilling in the North American market.

OFFSHORE RIGS

Name	Model	Maximum Water Depth (feet)	Drilling Depth (feet)	Horse Power (HP)	Location
Maera	Swamp Barge	25	25,000	3,000	Balikpapan
Raniworo	Jack Up	350	25,000	2,000	Abu Dhabi
Raisis	Swamp Barge	25	25,000	3,000	Balikpapan



METHANOL

METHANOL



Medco Energi mulai mengembangkan aktivitas di industri hilir dengan mendirikan PT Medco Methanol Bunyu (MMB) pada tahun 1997. MMB didirikan untuk mengoperasikan Pabrik Methanol Bunyu milik Pertamina melalui kontrak Kerja Sama Pengelolaan (KSP) selama 20 tahun. Mulai beroperasi pada April 1997, upaya ini tidak hanya merupakan pengembangan bisnis Medco Energi ke arah hilir, namun juga memberikan peluang pasar bagi cadangan gas alam dari PSC Tarakan yang berdekatan dengan Pulau Bunyu, dimana pabrik methanol ini berlokasi.

HASIL DI TAHUN 2001 Pada tahun 2001, MMB memproduksi 257.000 metrik ton methanol dari 306 hari-produksi. Ini merupakan peningkatan 76% dibandingkan produksi pada tahun 2000 sejumlah 146.101 metrik ton dari 170 hari-produksi.

Sekalipun realisasi harga jual methanol mengalami penurunan cukup besar yaitu US\$ 116,00 pada tahun 2001 dari US\$ 145,55 pada tahun 2000, pendapatan pabrik methanol Perseroan pada tahun 2001 meningkat 37% menjadi US\$ 28,81 juta, dibandingkan US\$ 21,01 juta pada tahun 2000. Peningkatan ini berasal dari peningkatan volume penjualan methanol, yaitu 245.500 metrik ton pada tahun 2001 dari 144.452 metrik ton pada tahun 2000.

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

2001 RESULTS In 2001, MMB produced 257,000 metric tons of methanol over 306 operating days. This was an increase of 76% compared with 2000 production of 146,101 metric tons in 170 operating days.

Despite a sharp decrease of the average realized price per metric ton of methanol in 2001 to US\$ 116.00 compared to US\$ 145.55 in 2000, Medco Energi booked revenues from methanol operation of US\$ 28.81 million in 2001 compared to US\$ 21.01 million in 2000, an increase of 37%. The increase in revenue was due to higher sales of methanol in 2001 which reached up to 245,500 metric tons, compared with 144,452 metric tons in 2000.

PT MEDCO METHANOL BUNYU

Kiri ke kanan Left to right:
Ir. BAMBANG W. SOEGONDO
Ir. DJATNIKA



PRAKIRAAN DI TAHUN 2002 Perseroan tetap optimis akan prospek pasar methanol di masa mendatang, dan memperkirakan bahwa harga methanol dapat berkisar sekitar US\$ 115,00 per metrik ton. Perseroan merencanakan program *turn-around* pabrik di kuartal ke-3 tahun 2002 yang akan memberikan kapasitas produksi sebesar 1.000 MT per hari, mendekati rancangan kapasitas produksi maksimum.

Kecuali apabila terdapat hal-hal di luar perkiraan, Perseroan memperkirakan peningkatan produksi maupun pendapatan MMB untuk tahun 2002.

OUTLOOK FOR 2002 In 2002, Medco Energi remains optimistic about the future marketability of methanol, and anticipates that a price range of around US\$ 115.00 per metric ton of methanol could reasonably be expected. The Company plans to undertake a turn around program in the third quarter of 2002 aimed at returning production to near design capacity level of 1,000 MT per day.

Barring unforeseen circumstances, Medco Energi can expect MMB to book higher production and sales revenues in the year 2002.



DISKUSI & ANALISA MANAJEMEN

MANAGEMENT DISCUSSION & ANALYSIS

PENJUALAN BERSIH NET SALES

Penjualan bersih, dinyatakan dalam Rupiah, meningkat sebesar 27% dari Rp 3.118,30 miliar pada tahun 2000 menjadi Rp 3.957,34 miliar pada tahun 2001. Peningkatan penjualan bersih tersebut karena peningkatan volume penjualan minyak dan gas, methanol serta peningkatan utilisasi rig baik *onshore* maupun *offshore* pada tahun 2001, dibandingkan tahun 2000. Dalam dollar AS, peningkatan tersebut adalah 5%, dari US\$ 365,40 juta menjadi US\$ 385,48 juta. Peningkatan penjualan yang lebih tinggi dalam Rupiah disebabkan oleh melemahnya nilai tukar Rupiah sekitar 20%, dari rata-rata Rp 8.534/US\$ pada tahun 2000 menjadi rata-rata Rp 10.266/US\$ pada tahun 2001, sebagaimana tercatat pada laporan keuangan Perseroan untuk dua tahun tersebut.

Net sales, expressed in Rupiah, increased by 27% from Rp 3,118.30 billion in 2000 to Rp 3,957.34 billion in 2001. The increase was due to higher sales volume of oil and gas, methanol, as well as from higher utilization rates of both onshore and offshore rigs in 2001, compared to the year 2000. In US dollar denomination, net sales increased by 5% from US\$ 365.40 million to US\$ 385.48 million over the same period. The higher rate of increase in the Rupiah net sales reflects the decline of approximately 20% in the value of the Rupiah against the US dollar, from an average exchange rate of Rp 8,534/US\$ in 2000 to an average exchange rate of Rp 10,266/US\$ in 2001, expressed in the Company's income statements for the two corresponding years.

Minyak dan Gas Oil and Gas

Rata-rata produksi minyak per hari meningkat 23%, dari 66.800 BOPD pada tahun 2000 menjadi 82.200 BOPD pada tahun 2001. Penjualan bersih minyak dan gas meningkat sebesar Rp 497,60 miliar, atau 19%, dari Rp 2.577,64 miliar pada tahun 2000 menjadi Rp 3.075,23 miliar tahun 2001. Peningkatan ini disebabkan oleh peningkatan produktivitas Perseroan, selain perolehan valuta Rupiah yang lebih tinggi untuk setiap penjualan satu dollar AS di tahun 2001, dibanding tahun 2000. Dalam dollar AS, penjualan bersih minyak dan gas menurun sebesar 1%, dari US\$ 302,09 juta pada tahun 2000 menjadi US\$ 299,55 juta tahun 2001. Selain dari akibat perubahan nilai kurs, penurunan ini juga disebabkan oleh penurunan realisasi harga rata-rata minyak bumi sebesar 17% dari US\$ 28,84/barel pada tahun 2000 menjadi US\$ 23,91/barel tahun 2001.

Average daily oil production increased 23%, from 66,800 BOPD in 2000 to 82,200 BOPD in 2001. Net sales from oil and gas increased by Rp 497.60 billion, or 19%, from Rp 2,577.64 billion in 2000 to Rp 3,075.23 billion in 2001. The increase is attributed to increased productivity, aside from the higher Rupiah valuation for every US dollar sales transacted in 2001, compared to 2000. When expressed in US dollar, net sales from oil and gas declined by 1%, from US\$ 302.09 million in 2000 to US\$ 299.55 million in 2001. Aside from the effects of exchange rate movement, the lower net sales partly reflects the decline in average realized price of crude oil by 17%, from US\$ 28.84/barrel in 2000 to US\$ 23.91/barrel in 2001.

Jasa Pengeboran Drilling Services

Penjualan bersih dari jasa pengeboran pada tahun 2001 meningkat sebesar 62%, dari Rp 361,39 miliar tahun 2000 menjadi Rp 586,35 miliar tahun 2001. Peningkatan ini disebabkan oleh meningkatnya utilisasi anjungan lepas pantai maupun anjungan darat, yaitu dari 76% menjadi 100% dalam penggunaan anjungan lepas pantai, serta dari 37% menjadi 43% dalam penggunaan anjungan darat, selama tahun 2001.

Net sales from drilling services increased by 62%, from Rp 361.39 billion in 2000 to Rp 586.35 billion in 2001, attributable to higher utilization of both onshore and offshore rig fleets, which increased from 76% to 100% in the use of offshore rigs, and from 37% to 43% in the use of onshore rigs, throughout 2001.

Methanol Methanol

Penjualan bersih methanol meningkat sebesar 65%, dari Rp 179,28 miliar pada tahun 2000 menjadi Rp 295,77 miliar tahun 2001, sekalipun harga jual rata-rata methanol menurun dari US\$ 145,55/MT pada tahun 2000 menjadi US\$ 116,00/MT tahun 2001. Peningkatan ini terutama disebabkan oleh peningkatan produksi secara signifikan pada tahun 2001 sebesar 257.000 MT, dibandingkan produksi tahun 2000 sebesar 146.101 MT.

Net sales of methanol increased by 65%, from Rp 179.28 billion in 2000 to Rp 295.77 billion in 2001, despite a decline in the average realized price of methanol from US\$ 145.55/MT in 2000 to US\$ 116.00/MT. The increase was primarily attributable to a significant increase in production volume, which rose from 146,101 MT in 2000, to 257,000 MT in 2001.

LABA KOTOR GROSS PROFIT

Laba kotor meningkat sebesar 34%, dari Rp 1.766,47 miliar pada tahun 2000, menjadi Rp 2.371,12 miliar tahun 2001. Peningkatan ini disebabkan oleh perbaikan margin laba kotor dari 57% tahun 2000 menjadi 60% tahun 2001, serta penurunan beban langsung dan harga pokok penjualan dari 43% di tahun 2000 menjadi 40% di tahun 2001.

Gross profit increased by 34%, from Rp 1,766.47 billion in 2000 to Rp 2,371.12 billion in 2001. The increase was derived from improving gross profit margin from 57% in 2000 to 60% in 2001, as well as declining margin of direct cost and cost of sales from 43% in 2000 to 40% in 2001.

LABA USAHA INCOME FROM OPERATIONS	Laba usaha meningkat sebesar 40% dari Rp 1.459,73 miliar pada tahun 2000 menjadi Rp 2.044,88 miliar tahun 2001. Hal ini ditunjang oleh keberhasilan Perseroan menekan pertumbuhan beban usaha sebesar 6%, dari Rp 306,74 miliar pada tahun 2000 menjadi Rp 326,23 miliar tahun 2001. Sehingga margin operasional Perseroan meningkat dari 47% pada tahun 2000 menjadi 52% tahun 2001. Operating income increased by 40% from Rp 1,459.73 billion in 2000 to Rp 2,044.88 billion in 2001. The Company managed to restrict the growth of its operating expenses to 6%, from Rp 306.74 billion in 2000 to Rp 326.23 billion in 2001. This contributed to an improving operating margin from 47% in 2000 to 52% in 2001.
LABA SEBELUM PAJAK INCOME BEFORE TAX	Laba sebelum pajak meningkat 39% dari Rp 1.164,33 miliar di tahun 2000 menjadi Rp 1.615,39 miliar di tahun 2001. Laba sebelum pajak sebagai persentase dari penjualan bersih memperlihatkan peningkatan dari 37% tahun 2000 menjadi 41% pada tahun 2001. Peningkatan ini terutama disebabkan oleh penurunan beban bunga sebesar 79%, dari Rp 70,64 miliar pada tahun 2000 menjadi Rp 14,54 miliar tahun 2001. Income-before-tax increased by 39% from Rp 1,164.33 billion in 2000 to Rp 1,615.39 billion in 2001. The ratio of income-before-tax to net sales improved from 37% in 2000 to 41% in 2001. The increase arose primarily from a 79% decline in interest expenses, from Rp 70.64 billion in 2000 to Rp 14.54 billion in 2001.
LABA BERSIH NET INCOME	Laba bersih meningkat 23% dari Rp 572,33 miliar pada tahun 2000 menjadi Rp 704,52 miliar tahun 2001. Laba per saham meningkat sebesar 27%, dari Rp 172 pada tahun 2000 menjadi Rp 218 tahun 2001, atas dasar jumlah rata-rata tertimbang saham biasa yang telah disesuaikan dari 1.922.127 ribu menjadi 3.331.944 ribu menyusul stock-split pada bulan Juni 2000. Net income increased 23% from Rp 572.33 billion in 2000 to Rp 704.52 billion in 2001. Earnings per share rose 27%, from Rp 172 in 2000 to Rp 218 in 2001, after adjusting for an increase in the weighted average number of outstanding shares from 1,922,127 thousand to 3,331,944 thousand following a stock split in June 2000.
AKTIVA TOTAL ASSETS	Total aktiva meningkat 23%, dari Rp 4.370,57 miliar pada tahun 2000 menjadi Rp 5.358,94 miliar tahun 2001. Dalam dolar AS Peningkatan ini disebabkan adanya revaluasi seluruh aktiva di anak perusahaan yang bergerak dalam bidang jasa pengeboran, yang menyebabkan peningkatan sebesar 110%. Selain itu, meningkatnya capital expenditure pada eksplorasi dan produksi minyak dan gas juga menyebabkan peningkatan aktiva sebesar 26%. Dalam dollar AS, total aktiva meningkat 13% dari US\$ 455,50 juta menjadi US\$ 515,28 antara tahun 2000 dan 2001. Peningkatan yang lebih tinggi dalam Rupiah disebabkan karena perbedaan nilai tukar rata-rata Rupiah terhadap dollar AS, sebesar 8%, yang tercatat pada Laporan Neraca Konsolidasi Perseroan, yaitu antara Rp 9.595/US\$ pada tahun 2000 dengan Rp 10.400/US\$ pada tahun 2001. Total assets increased by 23% from Rp 4,370.57 billion in 2000 to Rp 5,358.94 billion in 2001. The increase was attributable to the revaluation of the assets of the Company's drilling subsidiaries, which resulted in a 110% increase. Increased capital expenditures for oil and gas exploration and production also resulted in a 26% increase in assets. In US dollar denomination, total assets increased 13% from US\$ 455.50 million to US\$ 515.28 million over the same period. The higher increase in Rupiah arose from the difference in the average exchange rate of the Rupiah against US dollar, amounting to 8%, expressed in the Company's Consolidated Balance Sheet Statements, between Rp 9,595/US\$ in 2000 and Rp 10,400/US\$ in 2001.
HUTANG JANGKA PANJANG LONG TERM DEBT	Hutang jangka panjang menurun 40%, dari Rp 375,94 miliar di tahun 2000 menjadi Rp 225,85 miliar di tahun 2001. Penurunan ini terutama disebabkan adanya pelunasan Guaranteed Floating Rate Notes A dan Note B senilai Rp 208,40 miliar (diterbitkan dalam rangka restrukturisasi hutang Perseroan pada tahun 1999 yang lalu), yang seharusnya jatuh tempo pada tahun 2007. Long term debt declined 40% from Rp 375.94 billion in 2000 to Rp 225.85 billion in 2001. The decline was mainly due to the early retirement of the Guaranteed Floating Rate Notes A and Notes B amounting to Rp 208.40 billion (issued as part of the Company's debt restructuring in 1999), and which is not due until 2007.

LIKUIDITAS dan HUTANG
JANGKA PENDEK
LIQUIDITY and SHORT TERM DEBT

Aktiva lancar pada penutupan buku tahun 2001 meningkat sebesar 11% menjadi Rp 1.775,00 miliar, dari Rp 1.603,64 miliar tahun 2000. Hutang jangka pendek Perseroan meningkat sebesar 8% menjadi Rp 625,10 miliar di tahun 2001 dari Rp 578,91 miliar di tahun 2000, terutama karena peningkatan pada pos hutang pajak. Rasio aktiva lancar terhadap kewajiban lancar pada penutupan tahun buku 2001 tercatat adalah 284%, dibandingkan 277% pada tahun 2000.

Current assets at the close of fiscal 2001 increased by 11% to Rp 1,775.00 billion, from Rp 1,603.64 billion in 2000. The Company's short term liabilities increased by 8% to Rp 625.10 billion in 2001 from Rp 578.91 billion in 2000, mainly due to the increase in taxes payable. The Company's current ratio at year-end 2001 was 284%, compared to 277% in 2001.

KEBIJAKAN DIVIDEN
DIVIDEND POLICY

Pada tahun 2001, Perseroan membagikan dividen tunai sebesar Rp 85,- per saham kepada para pemegang saham, atau 48% dari laba bersih yang diperoleh pada tahun 2000.

For the year 2001, the Company distributed cash dividend to shareholders in the amount of Rp 85,- /share, representing 48% of net income generated in the year 2000.

PENINGKATAN EKUITAS
INCREASE IN EQUITY

Ekuitas Perseroan meningkat 30% menjadi Rp 4.330,77 miliar tahun 2001 dari Rp 3,331.05 miliar tahun 2000, terutama berasal dari peningkatan pos laba ditahan dari Rp 1.176,64 miliar menjadi Rp 1.520,46 miliar akibat dari meningkatnya laba operasional di tahun 2001. Dengan demikian, Perseroan berhasil memperkecil rasio hutang terhadap ekuitas, dari 29% tahun 2000 menjadi 20% pada akhir tahun 2001.

The Company's equity increased by 30% to Rp 4,330.77 billion in 2001 from Rp 3,331.05 billion in 2000, mainly reflecting the increase in the retained earnings account from Rp 1,176.64 billion to Rp 1,520.46 billion due to profitable operations in 2001. Accordingly, the Company's debt to equity ratio declined from 29% in 2000 to only 20% at year-end 2001.

ARUS KAS
CASH FLOWS

Arus kas yang dihasilkan dari aktivitas operasi meningkat 15% menjadi Rp 2.194,02 miliar pada tahun 2001 dari Rp 1.904,36 miliar pada tahun 2000. Saldo kas bersih dari aktivitas operasi pada tahun 2001 adalah sebesar Rp 1.269,32 miliar, setelah dikurangi pembayaran pajak penghasilan dan pembayaran bunga dan beban keuangan tahun 2001. Kas untuk aktivitas investasi pada tahun 2001 terutama digunakan untuk penambahan aktiva minyak dan gas bumi sebesar Rp 550,15 miliar, dan pendanaan yang digunakan terutama untuk pembayaran surat hutang (wesel bayar) jangka panjang senilai Rp 208,40 miliar. Kas dan setara kas pada akhir tahun 2001 menurun menjadi Rp 575,37 miliar, dari Rp 641,20 miliar pada tahun 2000.

Cash generated from operations increased by 15% to Rp 2,194.02 billion in 2001 from Rp 1,904.36 billion in 2000. Net cash available from operations in 2001 was Rp 1,269.32 billion, after taking into account payments for income tax, interest and other financial charges in 2001. Cash used for investment activities in 2001 were primarily related to additions to oil and gas properties of Rp 550.15 billion, and payment made on long-term notes payable in the amount of Rp 208.40 billion. Cash and cash equivalent at the end of 2001 declined to Rp 575.37 billion, from Rp 641.20 billion in 2000.

SUMBER PENDANAAN
SOURCE OF FINANCING

Posisi likuiditas Perseroan terus membaik, terutama dengan meningkatnya produksi dan volume penjualan minyak dan gas, serta methanol. Hal ini juga dipengaruhi oleh meningkatnya utilisasi rig dan harga sewa rata-rata, baik untuk pengeboran lepas pantai maupun darat. Dengan demikian, selama tahun 2001, Perseroan mendanai operasinya dengan arus kas internal.

The Company's liquidity position is steadily strengthening, mainly due to increased production and sales volume of oil and gas, and methanol. The Company's liquidity also benefitted from higher utilisation and better average day rates of its onshore and offshore drilling rigs. Accordingly, the Company was able to fund its operations in 2001 with internally-generated cash flows.

FAKTOR-FAKTOR RISIKO
RISK FACTORS

Risiko Fluktuasi Harga Minyak
Fluctuation of Oil Price Risk

Pendapatan Perseroan masih didominasi oleh pendapatan dari segmen usaha minyak dan gas yang jumlahnya mencapai 78% dari total penjualan bersih pada tahun 2001. Pendapatan ini sangat tergantung terhadap harga dan permintaan minyak dan gas. Produksi minyak mentah Perseroan dijual kepada Pertamina dan institusi lain dengan harga berdasarkan referensi dari *Indonesian Crude Price - Sumatra Light Crude/Minas* (ICP-SLC), yang disesuaikan dengan kualitas dari produksi minyak mentah tersebut. Sementara itu, harga gas relatif stabil, karena harga jualnya telah ditetapkan dalam kontrak jangka panjang. Harga minyak mentah dan gas ini sangat tergantung dengan kondisi ekonomi dan politik dunia, kondisi politik dan peraturan di Indonesia maupun

negara produksi minyak dan gas lainnya, serta kegiatan-kegiatan yang dilakukan oleh *Organisation of Petroleum Exporting Countries* (OPEC). Oleh karenanya, fluktuasi harga minyak dan gas sangat berpengaruh terhadap nilai cadangan minyak dan gas Perseroan, pendapatan, keuntungan, arus kas serta tersedianya pendanaan.

The Company's revenue stream was still dominated by revenues generated from oil and gas production, which accounted for 78% of total net sales in 2001. The Company's revenues thus is highly influenced by the demand and price of oil and gas. The Company sells its production crude to Pertamina and other buyers at prices based on Indonesian Crude Price - Sumatra Light Crude/Minas (ICP-SLC), depending on the respective quality of the production crude. Meanwhile, gas prices are relatively stable because the sales prices are determined based on long-term contracts. The prices for crude and gas are affected by global economic and political conditions, political situations and regulations in Indonesia and other oil-producing countries, as well as the activities of the Organisation of Petroleum Exporting Countries (OPEC). Accordingly, the value of the Company's oil and gas properties, and its revenues, income, cash flows and funding availability are greatly affected by fluctuations in oil and gas prices.

Risiko Kontrak Jasa Pengeboran
Drilling Services Contract Risk

Oleh karena usaha kontrak jasa pengeboran merupakan penunjang dari industri minyak dan gas bumi, maka usaha ini sangat dipengaruhi oleh harga komoditas minyak dan gas dunia yang fluktuatif. Pada umumnya, kontrak jasa pengeboran diberikan melalui tender yang ketat dan harga merupakan penentu utama dalam seleksi tersebut. Jangka waktu dari kontrak pengeboran ini dapat diperpanjang, walaupun demikian tidak ada kepastian kontrak tersebut dapat diperpanjang sesuai dengan ketentuan yang sama atau yang diinginkan oleh Perseroan. Perpanjangan ini dapat mempengaruhi hasil operasi Perseroan secara material.

Operasi jasa pengeboran minyak dan bumi memiliki beberapa risiko, antara lain, semburan liar dan kebakaran sumur minyak dan gas, yang dapat menyebabkan kehilangan jiwa dan properti Perseroan. Perseroan telah mengantisipasi hal ini dengan mengasuransikan hampir seluruh operasi pengeboran.

Being a support function of the oil and gas industry, the drilling rig contracting business is affected by price fluctuations of the world's oil and gas supply. Drilling contracts are usually awarded through highly competitive bidding process where price is a primary factor in the selection. Drilling contracts period could be extended; however, there is no guarantee that terms of the contract extension will be the same, or suited to the Company's expectations. Such contract extensions could have a material impact on the Company's operating results.

Drilling for oil entail certain operational risks, among others from blow outs and oil and gas well fires, resulting in losses to the Company in terms of lives and properties. The Company anticipates these potential losses through insurance coverage of most of its drilling operations.

Risiko Nilai Tukar
Exchange Rate Risk

Perseroan memperoleh pendapatan dalam Dollar Amerika Serikat, sementara pembukuan dan pelaporan laporan keuangan dilakukan dalam mata uang Rupiah. Sebagai konsekuensinya, laba dan rugi usaha Perseroan, akan terpengaruh oleh adanya perubahan dari nilai tukar Rupiah terhadap Dollar Amerika Serikat. Untuk laporan Neraca tahun 2001, Perseroan menggunakan nilai tukar pada penutupan buku tanggal 31 Desember 2001 sebesar Rp 10.400/US\$ sedangkan nilai tukar untuk laporan Rugi Laba, digunakan nilai tukar rata-rata bulanan sepanjang 12 bulan tahun 2001, sebesar Rp 10.266/US\$. Akan tetapi, karena seluruh pendapatan Perseroan diterima dalam Dollar Amerika Serikat, dan sebagian biaya operasionalnya juga menggunakan Dollar Amerika Serikat, secara tidak langsung sebagian risiko nilai tukar telah mendapatkan nilai lindung (*hedging*) secara alamiah. Perseroan telah memperoleh persetujuan Menteri Keuangan Republik Indonesia untuk menyelenggarakan pembukuan dan pelaporan keuangan dalam mata uang Dollar Amerika Serikat mulai tahun buku 2002.

The Company generated revenues in US Dollar, whereas its records and financial statements reporting are in Rupiah. Changes in the Rupiah/US Dollar exchange rate will therefore have an impact on the Company's financial performance. An exchange rate of Rp 10,400/US\$ was applied to the preparation of the year-end 2001 balance sheet, whereas an exchange rate of Rp 10,266/US\$, representing the average monthly exchange rate for each of the twelve months in 2001 was used to prepare the income statements. Since all of the Company's revenues as well as a portion of its operating expenses are in US Dollar, natural hedging have already been applied indirectly to cover part of the exchange rate risk. The Company has obtained approval from the Finance Minister of the Republic of Indonesia to conduct its book-keeping and financial reporting in US Dollar currency, starting from fiscal 2002.



PROGRAM PENGEMBANGAN MASYARAKAT COMMUNITY DEVELOPMENT PROGRAM

COMMUNITY DEVELOPMENT



PENGEMBANGAN MASYARAKAT

Aktivitas operasional Medco Energi di Indonesia tersebar di 18 kabupaten di enam propinsi, serta menyentuh kehidupan jutaan orang dari berbagai latar belakang sosial dan budaya. Perseroan senantiasa memberikan perhatian bagi suatu hubungan yang harmonis dengan masyarakat, khususnya dengan komunitas setempat dimana Perseroan beraktivitas.

Seperti disebutkan di Laporan Tahunan yang lalu, di tahun 2000 Perseroan menyusun cetak-biru sebuah program pengembangan masyarakat yang tidak sekedar diarahkan pada menjaga hubungan baik, namun juga untuk mengembangkan berbagai sumber daya setempat yang akan memberikan manfaat bagi kedua belah pihak dalam jangka panjang. Dengan dana yang cukup besar, program tersebut mulai diterapkan pada tahun 2001, menuju sasaran dan manfaat jangka panjang seperti yang telah ditetapkan dalam cetak-biru program.

Program pengembangan masyarakat Perseroan di tahun 2001 mengacu pada lima tolok ukur keberhasilan, yaitu: (i) lebih didasarkan pada kebutuhan masyarakat jangka panjang, daripada bantuan keuangan dan amal untuk kebutuhan sesaat, (ii) merupakan proses dari-bawah-ke-atas yang melibatkan partisipasi penuh dari pemerintah dan anggota masyarakat setempat, (iii) mampu mengembangkan dan meningkatkan potensi sumber daya setempat, selain sebagai penggerak perubahan, (iv) dapat dipertanggung jawabkan dan tidak diskriminatif dalam pelaksanaannya, tanpa berpihak pada kepentingan individu atau kelompok tertentu, dan (v) merupakan program terpadu yang berkelanjutan dan dapat dikelola, dalam pengertian berorientasi pada target, dijalankan secara efektif, dan terbuka terhadap proses kontrol dan evaluasi.

Aspek penting lainnya adalah bahwa program Perseroan tersebut tidaklah dimaksudkan untuk menggantikan peranan pemerintah dalam pembangunan masyarakat. Patut diingat bahwa tujuan Perseroan adalah membantu upaya pemerintah pusat dan daerah, para pemuka masyarakat setempat maupun masyarakat itu sendiri untuk meningkatkan kesejahteraan sosial-ekonomi mereka.

Pada tahun 2001, Perseroan mengeluarkan lebih dari US\$ 1 juta untuk berbagai program pengembangan masyarakat di keenam propinsi dimana Perseroan beroperasi. Sebagian besar dari program-program tersebut adalah di bidang kesehatan masyarakat, pengembangan sosial-ekonomi dan pendidikan, yang masing-masing mendapatkan alokasi 35%, 27% dan 15% dari total dana yang disediakan. Sisa 23% dari dana tersebut dibagi hampir merata untuk kegiatan keagamaan dan budaya, pelestarian lingkungan, posko korban bencana alam dan pembangunan fasilitas umum.

Di ketiga bidang kegiatan utama yang mengambil porsi 77% dari total dana yang dialokasikan, Perseroan memberikan bantuan beasiswa, fasilitas olahraga dan pendidikan, pelatihan kejuruan, perlengkapan dan bahan

COMMUNITY DEVELOPMENT

In Indonesia, Medco Energi has working interests in 18 regencies spread over six provinces. Our work brings us into contact with millions of people of diverse social and cultural backgrounds. It is imperative that we remain on good terms with them and, especially, with the immediate communities in which Medco Energi operates.

As we stated in our previous annual report, in 2000 the Company developed a blueprint for a comprehensive community development program which not only sought to win goodwill among the local people but also to develop local resources to create mutual benefit in the long term. This program was implemented for the first time in 2001, involving a substantial amount of capital, but more importantly, adhering to the long-term goals and benefits outlined in our program blueprint.

Our new community development program in 2001 took into account the five key success parameters, which are: (i) It is based on the long-term needs of communities as opposed to ad-hoc charities and money donations, (ii) It is a bottom-up process that generates broad participation from the local authorities and community members, (iii) It has the effect of developing and enhancing local resources, in addition to making significant and meaningful changes, (iv) It is fully accountable, nondiscriminatory and does not pander to individual or special interest group needs, and (v) It is integrated, continuous and manageable in the sense that the program is target-oriented, can be effectively delivered, and is open to managerial control and evaluation.

Another key aspect of the program is that it is not designed to replace the role of the government in community development. It is important to note that Medco Energi seeks only to complement the efforts of the central and regional governments, local community leaders and, indeed, members of the local communities in advancing their socioeconomic welfare.

In 2001, Medco Energi allocated slightly more than US\$ 1 million to fund its community development programs in the six provinces where Medco Energi is active. The program focuses largely on community health, socio-economical development and education, which accounted for approximately 35%, 27% and 15% of the allocated fund, respectively. The remaining 23% of the funds were distributed almost equally between religious and cultural affairs, environment protection, natural disaster relief centres and public infrastructure.



baku bagi industri kecil, bibit untuk petani ladang dan tambak, sumur air bersih, klinik kesehatan untuk umum, pengobatan massal, tempat beribadah dan masih banyak lagi.

Perseroan akan memantau pelaksanaan tiap-tiap aktivitas dalam program pengembangan masyarakat tersebut untuk memastikan kelangsungannya ke arah pencapaian manfaat jangka panjang. Untuk tahun 2002, Divisi Pengembangan Masyarakat Medco Energi telah mengajukan rancangan anggaran sementara sebesar sekitar US\$ 1,5 juta untuk kelangsungan berbagai program yang telah dimulai tahun 2001.

PELESTARIAN LINGKUNGAN

Medco Energi memberi perhatian khusus pada pemeliharaan dan pelestarian lingkungan di lokasi-lokasi operasional migas Perseroan. Di tahun 2001, Perseroan terlibat dalam pengembangan ladang minyak Tiaka, sekitar 17 km di lepas pantai Teluk Tolo, Sulawesi Tengah. Proyek tersebut mencakup pengeboran enam sumur multilateral.

Sejak tahap perencanaan proyek, aspek keselamatan dan pelestarian lingkungan telah menjadi perhatian utama. Salah satu pertimbangan penting adalah identifikasi risiko dan pencegahan kerusakan lingkungan akibat aktivitas pengembangan tersebut. Pada saat Laporan Tahunan ini dibuat, suatu studi analisa dampak lingkungan (AMDAL) untuk maksud tersebut di atas sedang dikerjakan. Selain itu, Perseroan juga melakukan analisa risiko bahaya dari fasilitas produksi (HAZOP) sebagai bagian dari keseluruhan upaya keselamatan lingkungan.

Setelah selesai nanti, ladang minyak Tiaka akan mencakup infrastruktur anjungan, sumur-sumur produksi, dan fasilitas pendukung produksi, termasuk dermaga sandar bagi kapal pengangkut personil dan tanker serta tongkang minyak. Sebagian besar fasilitas tersebut akan dibangun

In the three largest areas of the program which accounted for 77% of the total allocated funds, Medco Energi provided scholarships, school and sporting facilities, vocational trainings, small business equipment and supplies, seedlings for farming and hatcheries, freshwater wells, public health clinics, mass medical services, places of worships and much more.

It is Medco Energi's intention to monitor the progress of each and every activity on the program to ensure its continuity and long-term benefits. For the year 2002, the Community Development Division of Medco Energi has drawn up a preliminary budget totalling approximately US\$ 1.5 million with which it hopes to sustain its 2001 community development program.

CARING FOR THE ENVIRONMENT

Medco Energi places great importance on the protection and conservation of the environment surrounding its oil and gas operations. In 2001, Medco Energi was involved in the development of the Tiaka oil field, approximately 17 kilometres offshore of Tolo Bay in Central Sulawesi. There were altogether six multilateral wells that needed to be drilled.

Right from the planning stage of the project, considerations for environmental safety and conservation were first and foremost. A key consideration was the identification and prevention of potential environmental hazards stemming from the development. A full-scale analysis of the possible impact on environmental safety (or AMDAL in the Indonesian acronym) was in progress at the time this annual report went to press. Aside from this, a hazards analysis on all production facilities (HAZOP) will also be undertaken as part of the overall environmental safety measure.

Once developed, the Toili oil fields will comprise of the rig infrastructure, the wells and the production and supporting facilities which include berthing facilities for personnel boats, oil barges and tankers. This will require the reclamation of a small island on which most of the development activities will take place, with minimum impact on the safety and stability of the surrounding environment. Only when the reclaimed island is in place, will Medco Energi proceed with the drilling of the six wells and the installation of production and supporting facilities. Eventually, the production process will entail moving the crude oil from the wells to an oil-gas-water separator unit to the storage barge and on to the oil tanker for shipment.

The potential wastes from such an operation are solid wastes comprising mainly of human litter, liquid wastes in the form of used equipment lubricants, diesel fuels or waste water from the separator unit, and waste gas from the separator unit.

pada sebuah pulau kecil hasil reklamasi, untuk meminimalkan dampak terhadap keselamatan dan kestabilan lingkungan di sekitarnya. Pengeboran ke enam buah sumur serta instalasi fasilitas pendukung produksi hanya akan dilakukan apabila pulau buatan tersebut telah selesai. Dalam proses produksi, minyak mentah akan dipindahkan dari sumur-sumur produksi ke sebuah unit separator minyak-gas-air, ke tongkang penampungan dan kemudian diangkut ke kapal tanker.

Proses produksi tersebut menghasilkan limbah padat yang terutama berupa sampah rumah tangga, limbah cair dalam bentuk pelumas bekas, minyak solar maupun air sisa proses separasi, serta gas buang dari unit separator.

Limbah padat dikumpulkan dan dibuang di daratan secara semestinya. Limbah cair yang mengandung pelumas dan minyak solar dialirkan ke sebuah kolam pengolahan awal, sebelum dipindahkan ke daratan untuk dibuang sesuai standar dan prosedur yang ketat. Air sisa proses separasi, yang mengandung residu minyak, menjalani proses pengolahan khusus sebelum dikembalikan ke laut.

Dalam hal limbah gas dari unit separator, Perseroan sejak tahun 2001 telah mengembangkan proses penyuntikan kembali gas ke sumur minyak, sebagai pengganti pembakaran gas. Di samping menghindari pencemaran lingkungan dari gas buang, cara ini sekaligus mampu menghemat sumber daya hidrokarbon. Seperti telah disebutkan pada Laporan Tahunan Perseroan yang lalu, penyuntikan gas juga mengembalikan tekanan cadangan migas sehingga dapat meningkatkan pengaliran minyak, selain menciptakan LPG sebagai produk nilai-tambah.

Langkah-langkah pelestarian lingkungan merupakan upaya Perseroan untuk memastikan bahwa kegiatan eksplorasi dan produksi migas tidak merusak lingkungan, dengan senantiasa bersikap peduli dalam menjaga ekosistem. Perseroan juga berupaya untuk merangkul masyarakat di sekitar lingkungan kerja Perseroan. Kesejahteraan masyarakat di lingkungan Perseroan merupakan jaminan keamanan bagi aktivitas Perseroan, dan dukungan masyarakat tersebut adalah salah satu prasyarat keberhasilan Perseroan, kini dan di masa mendatang.

Solid wastes are collected and transported onshore for proper disposal. Liquid wastes involving fuels and lubricants are stored in a special pit for initial treatment before being disposed of onshore under strict disposal standards and procedures. Whereas waste water from the separator unit that is thick with oil residue is specially treated to regain their natural water properties before being returned to sea.

As for the waste gas from the separator unit, since 2001, Medco Energi has developed the ability to re-inject lean gas into the oil fields as opposed to flaring. In this way, not only is the environment protected from wasting gas, but Medco Energi is at the same time conserving the hydrocarbon resource. As we reported in our last annual report, this method also re-pressures the reservoir, improving the overall recovery of oil - in addition to creating the value-added product of liquid petroleum gas.

Through its environmental conservation measures, Medco Energi is ensuring that its exploration and production activities are not intrusive upon the environment by exercising due care and protection on the ecosystem. We also take great care not to isolate or distance ourselves from the communities in which we live and work. Their social and economic well-being is our own security as well, their support of our activities in the fields is a precondition to our success, today and in years to come.



GOOD CORPORATE GOVERNANCE

GOOD CORPORATE GOVERNANCE

Dalam upaya meningkatkan nilai bagi pemegang saham maupun *stakeholder* lainnya, Perseroan secara konsisten menerapkan prinsip-prinsip pengelolaan usaha yang baik. Hal ini tercermin dengan adanya komitmen yang tinggi dari manajemen Perseroan antara lain menjunjung tinggi prinsip keterbukaan, pertanggung jawaban, keadilan, serta akuntabilitas. Dalam mewujudkan prinsip-prinsip tersebut, Perseroan sebagai perusahaan publik, selalu berusaha mematuhi hukum dan peraturan yang ditetapkan dan berlaku di pasar modal. Sebagai salah satu bukti telah diterapkannya sistem pengelolaan usaha yang baik ini, pada tahun 2001, Perseroan berhasil menduduki peringkat ke enam sebagai salah satu perusahaan di Indonesia yang sangat menjunjung tinggi pelaksanaan Pengelolaan Usaha yang Baik dari IICG (*The Indonesian Institute for Corporate Governance*).

Memenuhi ketentuan dalam peraturan PT Bursa Efek Jakarta (PT BEJ) No. I-A tentang Ketentuan Umum Pencatatan Efek yang Bersifat Ekuitas, didalam huruf C tentang Komisaris Independen, dalam Rapat Umum Pemegang Saham Tahunan tanggal 25 Juni, tahun 2001 yang lalu, telah diangkat dua orang Komisaris Independen dari 6 orang anggota Komisaris yang ada, yaitu Bapak John Sadrak Karamoy dan Bapak Wijarso, sesuai dengan proporsi yang telah ditentukan dalam peraturan tersebut. Sebagai Komisaris Independen, mereka memiliki fungsi dan kedudukan mewakili kepentingan pemegang saham independen. Dalam melaksanakan tugas dan kewajibannya sebagai pengawas Perseroan, mereka juga harus terlibat, memeriksa, memutuskan dan mengambil tindakan yang menyangkut kepatuhan, tanggung jawab hukum Direksi atas setiap keputusan, informasi dan perilaku yang berhubungan dengan pengelolaan keuangan dan usaha Perseroan.

In an effort to increase stockholder and other stakeholders value, the Company has consistently applied the principles of good corporate governance. This is reflected among other things by the strong commitment that the Company's management has attached to transparency, responsibility, integrity and accountability. In aspiring to these principles, the Company constantly strives to uphold the laws and regulations of the capital markets, as well as to the conduct that befits a public company. In recognition of this good corporate governance, in 2001 the Company was nominated the sixth best proponent of good corporate governance among public companies in Indonesia by IICG (*The Indonesian Institute for Corporate Governance*).

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 the Annual General Meeting of Shareholders held on June 25, 2001, has appointed two Independent Commissioners from the six-member Board of Commissioners, Mr. John Sadrak Karamoy and Mr. Wijarso, in proportion to the requirement stated in the regulation. As independent commissioners, they are responsible for and represent the interest of independent 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.



Kami juga telah membentuk Komite Audit, yang bertugas membantu Komisaris Independen untuk memastikan kualitas dan pemenuhan pembuatan laporan keuangan yang benar, independen dan tertib, serta memastikan bahwa kegiatan internal pengelolaan usaha oleh Direksi dibuat sesuai dengan ketentuan hukum yang berlaku. Sebagaimana telah disampaikan dalam Laporan Tahunan sebelumnya, Komite Audit Perseroan telah dibentuk sejak tahun 1998. Anggotanya terdiri dari para anggota Komisaris, dibantu oleh Internal Audit, selaku sekretaris. Fungsi dan tugas dari Komite Audit ditetapkan sesuai peraturan PT BEJ tersebut serta surat edaran dari Ketua Badan Pengawas Pasar Modal (BAPEPAM) No. SE-003/PM/052000, yaitu membantu Komisaris melakukan penelaahan atas informasi keuangan yang akan dikeluarkan oleh Perseroan, ketaatan Perseroan terhadap peraturan perundang-undangan di bidang Pasar Modal dan peraturan perundang-undangan lainnya yang berhubungan dengan kegiatan Perseroan, serta kecukupan pemeriksaan yang dilakukan oleh Akuntan Publik untuk memastikan semua risiko yang penting telah dipertimbangkan. Untuk itu, Komite Audit Perseroan selalu melakukan penelaahan terlebih dahulu atas penyajian dan Laporan Keuangan yang akan dikeluarkan oleh Perseroan dan harus mendapat persetujuan terlebih dahulu dari Komite Audit sebelum disampaikan kepada publik atau disahkan dalam RUPS.

Mengingat komposisi anggota dari Komite Audit Perseroan sampai dengan akhir Maret 2002 kemarin masih kurang memenuhi ketentuan dalam Peraturan PT Bursa Efek Jakarta No. I-A., maka pada Rapat Komisaris bulan April 2002 ini, akan diangkat lagi dua anggota Komite Audit tambahan dari pihak eksternal Perseroan. Kedua calon anggota Komite Audit ini masing-masing memiliki keahlian dalam bidang akuntansi keuangan dan pakar di bidang hukum dan perundang-undangan.

The Company has also formed an Audit Committee, with the responsibility to assist the Independent Commissioners in ensuring the quality and integrity 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. As stated in the Company's previous annual report, the Audit Committee was formed in 1998. Its members comprise all members of the Board of Commissioners, assisted by Internal Audit as committee secretary. The roles and function of the Audit Committee have been set pursuant to the above JSX regulation and a Circular Letter of the Head of the Capital Market Supervisory Board (BAPEPAM) No. SE-003/PM/052000, which are to assist the Commissioners in performing due diligence on the Company's financial statements prior to publication; the Company's compliance to capital market laws and regulations, the prevailing laws of the Company's business, as well as to the integrity of the financial audits as the independent auditors with respect to the identification and consideration of all material risks facing the Company. To this end, the Company's Audit Committee is assigned to the task of scrutinizing and approving the content and presentation of the Company's financial statements prior to their release to the public, or endorsement by the Annual General Meeting of Shareholders.

In consideration of the fact that the composition of the Company's Audit Committee as of end of March 2002 had not met the stipulations contained in the Jakarta Stock Exchange regulation No. I-A, a Meeting of the Board of Commissioners set for April 2002 will appoint two additional members to the Audit Committee. Both candidates to the Audit Committee, taken from outside of the Company, have expertise in finance and accountancy and are well versed in the letter of the laws.

Untuk melaksanakan prinsip keterbukaan dan keadilan, Perseroan telah berusaha menyelenggarakan Rapat Umum Pemegang Saham Luar Biasa (RUPSLB) dengan agenda Pengumuman telah terjadinya transaksi benturan kepentingan (Pengumuman) dan Persetujuan atas restrukturisasi piutang terhadap pihak yang memiliki benturan kepentingan (Persetujuan) pada tanggal 29 November 2001. Oleh karena kurangnya dukungan dari pemegang saham independen, maka untuk agenda Persetujuan, Perseroan harus menyelenggarakan lagi RUPSLB kedua pada tanggal 20 Desember 2001. RUPSLB kedua ini pun masih belum mendapat dukungan dari para pemegang saham, untuk itu, Perseroan bermaksud untuk mengajukan pelaksanaan RUPSLB ketiga kepada BAPEPAM dan diharapkan sudah dapat dilaksanakan sebelum akhir bulan April 2002 ini.

Masuknya PTT Exploration and Production Public Company Limited ("PTTEP"), sebuah perusahaan eksplorasi dan produksi minyak dan gas milik pemerintah Thailand yang terdaftar di Bursa Efek Thailand, sebagai salah satu pemegang saham utama Perseroan secara tidak langsung, melalui New Links Energy Resources Limited, telah menyebabkan adanya perubahan dalam manajemen Perseroan. Setelah selesainya restrukturisasi hutang Perseroan pada akhir tahun 1999, manajemen Perseroan dikuasai oleh Keluarga Panigoro, pemegang saham pendiri, dan Credit Suisse First Boston ("CSFB"), sebagai wakil dari para kreditor. Dengan masuknya PTTEP pada akhir tahun 2001, pengelolaan Perseroan selanjutnya dilakukan oleh ketiga pihak tersebut, dimana masing-masing pemegang saham ini memiliki kepemilikan saham Perseroan secara tidak langsung 34,26% (Keluarga Panigoro), 34,18% (PTTEP), dan 17% (CSFB). Setiap pemegang saham utama berhak mencalonkan wakilnya untuk duduk sebagai anggota Komisaris dan Direksi Perseroan, yang jumlahnya disesuaikan dengan proporsi kepemilikan sahamnya.

With the aim to uphold the principles of transparency and integrity, the Company on November 29, 2001, arranged for an Extraordinary Shareholders' Meeting to announce a particular transaction that qualifies as a conflict-of-interest (the Announcement) and to gain approval for the restructuring of a receivable account pertaining to the party with the conflicting interest (Approval). Due to a lack of support from independent shareholders, on the issue of Approval, the Company had had to arrange a second Extraordinary Shareholders' Meeting on December 20, 2001. Approval from shareholders also failed to materialize during this second meeting, and as such, the Company intends to arrange a third Extraordinary Shareholders' Meeting in front of the BAPEPAM which is expected to take place before the end of April 2002.

The inclusion of PTT Exploration and Production Public Company Limited ("PTTEP"), a Thailand's listed oil and gas exploration and production company owned by the Royal Kingdom of Thailand, as one of the major shareholders of the Company through an indirect holding via New Links Energy Resources Limited, has 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 PTTEP at the close of 2001, the management of the Company falls under the control of the three parties, whose indirect holdings in Medco Energi amounted to 34.26% (the Panigoro family), 34.18% (PTTEP) and 17% (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.

Sebagai dampak dari perubahan kepemilikan saham tersebut, pada tanggal 8 Februari 2002, melalui Rapat Umum Pemegang Saham Luar Biasa, telah diangkat dua anggota Komisaris dan satu anggota Direksi yang dicalonkan oleh PTTEP untuk menggantikan dua anggota Komisaris wakil dari CSFB dan satu anggota Direksi yang mengundurkan diri yang selanjutnya diangkat menjadi anggota Komisaris.

Sebagai perusahaan yang memiliki komitmen terhadap penerapan pengelolaan usaha yang baik, meskipun saat ini ketentuan maupun peraturan di pasar modal masih belum mengharuskan, pada Rapat Komisaris bulan Maret 2002, Perseroan telah membentuk Komite Nominasi dan Remunerasi. Adapun anggota dari Komite Nominasi dan Remunerasi ini adalah beberapa anggota Komisaris dan anggota Direksi. Komite ini sesuai dengan yang disebutkan dalam Pedoman Good Corporate Governance, bertugas untuk melakukan evaluasi terhadap nominasi dan remunerasi anggota Komisaris dan Direksi Perseroan.

Sejalan dengan Strategi Perseroan, manajemen Perseroan akan senantiasa berusaha memenuhi standar pengelolaan perusahaan yang baik. Berkat dukungan para karyawan, pemegang saham, stakeholder, BAPEPAM dan PT Bursa Efek Jakarta, Perseroan telah berhasil mendapatkan pengakuan dan meraih peringkat sebagai salah satu perusahaan yang sangat berpegang teguh dalam penerapan pengelolaan perusahaan yang baik.

As a result of the change in the Company's share ownership, an Extraordinary Shareholders' Meeting held on February 8, 2002, approved the appointment of two commissioners and one director who were forwarded by PTTEP 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.

Being fully committed to good corporate governance, the Company through a Meeting of Commissioners in March 2002 has formed a Committee on Nomination and Remuneration ahead of prevailing capital market regulations which do not as yet stipulate a requirement for such a committee. The Committee on Nomination and Remuneration comprise several members of the Board of Commissioners and Board of Directors. In line with the guidelines of good corporate governance, the committee is responsible for evaluating the nomination and remuneration of commissioners and directors of the Company. Perseroan.

As part of the Company's strategy, 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 recognized as one of the leading proponents of good corporate governance in Indonesia, today.



PERISTIWA SETELAH TANGGAL NERACA

SUBSEQUENT EVENTS

- Pada tanggal 25 Januari 2002, Perseroan mendirikan MEI Euro Finance Limited sebagai anak perusahaan yang dimiliki sepenuhnya di Mauritius. Pembentukan anak perusahaan tersebut semata-mata berkaitan dengan rencana penerbitan obligasi Eurobond.
- Pada bulan Januari 2002, Perseroan melakukan penawaran terhadap Enserch Far East Limited ("Enserch"), dengan 25% kepemilikan di blok Tuban di daratan Jawa Timur, serta terhadap EEX Asahan Limited ("EEX Asahan") dengan 15% kepemilikan di blok lepas pantai Asahan, Sumatera Utara. Enserch dan EEX Asahan adalah anak perusahaan dari EEX International Inc., yang merupakan anak perusahaan dengan kepemilikan sepenuhnya oleh perusahaan migas EEX Corporation, Houston, AS. Blok Tuban merupakan ladang produksi dengan kapasitas produksi kotor 11.000 barrel per hari. Blok Asahan masih dalam tahap eksplorasi.

Setelah selesainya proses *due diligence* dan penandatanganan perjanjian jual-beli yang bersangkutan, Perseroan akan menuntaskan transaksi akuisisi tersebut pada akhir April 2002.

- PT Pemeringkat Efek Indonesia ("PEFINDO") telah melakukan pemeringkatan atas kinerja Perseroan, dan pada tanggal 29 Januari 2002 memberikan peringkat kredit korporasi "AA-" dan prakiraan stabil kepada Perseroan.
- Pada tanggal 4 Februari 2002, Standard & Poor's memberikan peringkat "B+" dan prakiraan stabil kepada Perseroan. Peringkat yang sama diberikan juga kepada *senior unsecured notes* senilai US\$ 150 juta yang direncanakan akan diterbitkan oleh MEI Euro Finance Limited, anak perusahaan yang dimiliki sepenuhnya, dan dijamin oleh Perseroan.
- Penyelesaian transaksi pengambil-alihan saham secara tidak langsung oleh PTT Exploration and Production Public Company Limited ("PTTEP"), perusahaan migas Thailand yang terdaftar di Bursa Efek Thailand, berdampak pada perubahan jajaran manajemen Perseroan. Untuk itu, Perseroan mengadakan Rapat Umum Pemegang Saham Luar Biasa ("RUPSLB") pada tanggal 8 Februari 2002 untuk mengesahkan pengangkatan manajemen yang baru.

RUPSLB menyetujui pengangkatan Bapak Chitrapongse Kwangsukstith dan Bapak TevinVongvanich menggantikan Bapak Lap Wai Chan dan Bapak Michael Watzky sebagai anggota Dewan Komisaris Perseroan, serta Bapak Peerachat Pinprayong menggantikan Bapak Darmoyo Doyoatmojo sebagai anggota Direksi Perseroan.

- On January 25, 2002, the Company established a wholly-owned subsidiary, MEI Euro Finance Limited, in Mauritius. The subsidiary company was solely set up in relation to the planned issuance of Eurobonds.
- In January 2002, the Company successfully bid for Enserch Far East Limited ("Enserch"), together with a 25% interest in the Tuban block, onshore East Java, and EEX Asahan Limited ("EEX Asahan"), together with a 15% interest in the Asahan block, offshore of North Sumatra. Enserch and EEX Asahan are both subsidiaries of EEX International Inc., a wholly-owned subsidiary of EEX Corporation, a Houston-based independent oil and gas company. The Tuban block is a producing field with gross oil production of 11,000 barrels per day. The Asahan block is still in the exploration stage.

Upon the completion of due diligence process and the execution of the respective sales and purchase agreements, the Company will sign the financial closing at the end of April 2002.

- PT Pemeringkat Efek Indonesia ("PEFINDO") conducted a rating on the Company's performances, and on January 2, 2002, finally assigned an "AA-" corporate rating with stable outlook to the Company.
- On February 4, 2002, Standard & Poor's assigned a single - B - plus corporate credit rating with stable outlook to the Company. A similar rating was also assigned to the proposed US\$ 150 million senior unsecured notes, issued by 100% subsidiary of the Company, MEI Euro Finance Limited, which was guaranteed by the Company.
- The completion of the indirect shares acquisition by PTT Exploration and Production Public Company Limited ("PTTEP"), a Thailand oil and gas company, which listed in Stock Exchange of Thailand, resulted an indirect change of the Company's management. For this purpose, the Company held an Extraordinary General Meeting of Shareholders ("the meeting") on February 8, 2002 to approve the appointment of the new members in the Company's management.

The meeting approved the appointment of Mr. Chitrapongse Kwangsukstith and Mr. TevinVongvanich to take the place of former members of the Board of Commissioner, Mr. Lap Wai Chan and Mr. Michael Watzky, and Mr. Peerachat Pinprayong to take the place of Mr. Darmoyo Doyoatmojo, a former member of the Board of Director.

Sebagai penghargaan atas sumbangsih Bapak Darmoyo Doyoatmojo kepada Perseroan, yang bersangkutan diangkat dan ditunjuk menjadi anggota Dewan Komisaris Perseroan.

- Pada tanggal 15 November 2001 Perseroan mengadakan perjanjian dengan Falcon Oil Pte, Ltd. ("Falcon") untuk menjual 15% saham di Medco Simenggaris Pty, Ltd. ("Simenggaris") dan 24% saham di Medco Madura Pty, Ltd., sehingga kepemilikan Perseroan di kedua anak perusahaan tersebut berkurang menjadi masing-masing 60% dan 51%. Harga jual adalah US\$ 1,00 per saham, dan Perseroan berhak menerima penggantian biaya program kerja dan operasi sebesar 20% untuk Simenggaris dan 32% untuk Madura, atau senilai masing-masing US\$ 140.000 dan US\$ 448.000.

Pada tanggal 19 Februari 2002, Perseroan telah menerima pelunasan dari Falcon sejumlah US\$ 588.002.

- Pada tanggal 1 Maret 2002, salah satu dari tiga anjungan lepas pantai milik PT Apexindo Pratama Duta, anak perusahaan Perseroan di bidang jasa pengeboran, mengalami kerusakan akibat kebakaran di lokasi pengeboran di Delta Mahakam, Kalimantan Timur. Anjungan tersebut telah dikontrakkan kepada TotalFinaElf selama hampir 10 tahun tanpa 'down-time' akibat kecelakaan. Perbaikan terhadap anjungan akan memakan waktu 3 sampai 6 bulan. Perseroan berpendapat bahwa peristiwa tersebut tidak akan mempengaruhi pendapatan konsolidasi Perseroan secara signifikan.
- Pada tanggal 29 Maret 2002, MEI Euro Finance Limited menutup penawaran *senior unsecured notes* senilai US\$ 100 juta untuk jangka waktu 5 tahun dengan tingkat bunga 10%, di Bursa Efek Singapura, dengan harga penawaran awal 98,09%.
- PT Exspan Nusantara melakukan pengeboran sumur eksplorasi Kembar-I dengan kedalaman total 5.873 kaki pada bulan Februari 2002, yang berhasil menemukan minyak dan gas di formasi clastic pra-Baturaja. Di pertengahan Maret 2002, Perseroan menemukan cadangan hidrokarbon setebal 68 kaki di sumur Kembar-I. Hasil pengujian awal menunjukkan kapasitas pengaliran 240 BOPD minyak mentah pada 46° API, serta 4 MMSCF gas per hari pada katup pipa 20/64" dan tekanan 1100 PSI.
- Pada tanggal 12 April 2002, PT Apexindo Pratama Duta ("Apexindo") menerima surat pemberitahuan No. C-06134HT.01.04.TH2002 dari Departemen Kehakiman dan Hak Azasi Manusia, sehubungan dengan surat laporan Apexindo mengenai peningkatan modal ditempatkan menjadi Rp 772.5000.000 ribu. Peningkatan tersebut diperoleh dari pembagian dividen saham dan tambahan modal disetor sebesar Rp 246.196.211 ribu, yang telah disetujui oleh RUPS pada tanggal 28 Desember 2001 dan disahkan melalui akta No. 13 tertanggal 28 Desember 2001 dari notaris Mardiah said S.H. Peningkatan modal ditempatkan tersebut adalah sehubungan dengan rencana Apexindo untuk *go public* pada tahun 2002.

To acknowledge Mr. Darmoyo Doyoatmojo's dedication and contributions toward the Company, he was promoted and appointed as a member of the Company's Board of Commissioner.

- On November 15, 2001, the Company had entered into an agreement with Falcon Oil Pte, Ltd. ("Falcon") for the sale of 15% shares of Medco Simenggaris Pty, Ltd. ("Simenggaris") and 24% shares of Medco Madura Pty, Ltd. ("Madura"), which reduced the Company's ownership in the above subsidiaries to 60% and 51%, respectively. Each share was sold at US\$ 1.00, and the Company is entitled to reimbursement for costs related to the work program and operational cost of 20% for Simenggaris and 32% for Madura, which amounted to US\$ 140,000 and US\$ 448,000, respectively.

On February 19, 2002, the Company has received the full amount of US\$ 588,002 from Falcon.

- In March 1, 2002, one of the three offshore rigs owned by PT Apexindo Pratama Duta, the Company's drilling services subsidiary, was damaged due to fires resulting from a well blow out at Mahakam Delta, East Kalimantan. The rig was contracted to TotalFinaElf (formerly Total Indonesia) for close to 10 years with no loss time accident. It will take 3 to 6 months to repair the rig. The Company is confident that this incident would not affect the consolidated Company's revenue significantly.
- On March 29, 2002, MEI Euro Finance Limited closed the offering of its 5-year senior unsecured notes in the amount of US\$ 100 million at the Singapore Stock Exchange. The notes carry a 10% yield coupon, and the initial price offering was 98.09%.
- PT Exspan Nusantara had drilled the Kembar-I exploration well (TD 5873 feet) in February 2002 and discovered oil and gas in the pre-Baturaja clastic. On mid of March 2002, the Company found 68 feet of hydrocarbon bearing reservoir at Kembar-I well. Currently tests are being conducted and preliminary results indicated oil flow at the rate of 240 BOPD of 46° API crude oil and 4 MMSCF/D of gas on 20/64" choke, with well head pressure of 1100 PSI.
- On April 12, 2002, PT Apexindo Pratama Duta (Apexindo) received notification letter No. C-06134HT.01.04.TH2002 from the Ministry of Justice and Human Rights, acknowledging Apexindo's report regarding the increase in its subscribed capital to Rp 772,500,000 thousand. The increase was derived from the distribution of shares dividend and from additional paid-in capital in the amount of Rp 246,196,211 thousand, as approved by the General Meeting of Shareholders on December 28, 2001, and stated in the notarial deed No. 13 dated December 28, 2001, of Mardiah Said S.H. The increase in subscribed capital was made in conjunction with Apexindo's plan to go public in 2002.



LAPORAN KOMITE AUDIT

AUDIT COMMITTEE'S REPORT

Komite Audit yang beranggotakan:

- Ir. John S. Karamoy - Ketua Komite dan Komisaris Independen,
- Ir. Darmoyo Doyoatmojo, MBA, MSc - Komisaris,
- Tevin Vongvanich, BSc, MSc - Komisaris, dan
- Ir. Gustiawan Deru, MBA - Komisaris,

melaporkan kepada Dewan Komisaris Perseroan hasil-hasil pengkajian Komite terhadap Laporan Keuangan tahun 2001 yang telah diaudit.

Komite Audit telah mengadakan pertemuan dengan Auditor Independen, Audit Intern serta Manajemen Perseroan pada tanggal 17 dan 18 April untuk mengkaji dan membahas hasil-hasil laporan keuangan tahun 2001 yang telah diaudit serta kinerja operasionalnya.

Hasil dari berbagai pembahasan tersebut adalah sebagai berikut:

1. Pembahasan dengan pihak Auditor Independen

- Auditor Independen telah melakukan audit terhadap Laporan Keuangan tahun 2001 Perseroan, dan telah melakukan penyesuaian terhadap pendapatan bersih Perseroan sebagaimana dilaporkan.
- Manajemen Perseroan telah menyetujui penyesuaian tersebut, sehingga pendapatan bersih Perseroan sekarang tercatat sebesar Rp 704,52 milyar.
- Auditor Independen menemukan beberapa ketidak-sesuaian antara sertifikasi cadangan migas Perseroan sesuai perhitungan konsultan independen dan yang dipakai oleh Perseroan. Auditor Independen dapat menerima kebijakan Manajemen Perseroan dalam hal angka-angka yang dipakai oleh Perseroan untuk perhitungan penyusutan dan amortisasi, sesuai dengan praktek yang diterapkan pada tahun-tahun sebelumnya.

2. Pembahasan dengan Audit Intern

- Audit Intern telah melakukan audit manajemen terhadap aktivitas Perseroan selama tahun 2001 sesuai yang dijadwalkan:

PT Medco Energi Internasional Tbk	Desember 2000 - Februari 2001
PT Apexindo Duta & PT Medco Antareja	Februari 2001 - Mei 2001
PT Exspan Myanmar	Juni 2001

The Audit Committee consists of :

- Ir. John S. Karamoy - Chairman and Independent Commissioner
- Ir. Darmoyo Doyoatmojo, MBA, MSc - Commissioner,
- Tevin Vongvanich, BSc, MSc - Commissioner, and
- Ir. Gustiawan Deru, MBA - Commissioner,

prepared and submitted this report to the Board of Commissioners regarding its activity in reviewing the 2001 Audited Financial Report.

The Committee has met with the external independent auditors, Internal Auditors and members of the Management on April 17 and 18; to review and discuss the results of the audited financial report of 2001 and its operating performances.

The results of the discussions are as follows:

1. Discussion with the External Independent Auditor

- The external independent auditor reported that they have audited the Company 2001 Financial Report and have made downward adjustments to net earnings in the financial report submitted to the auditors.
- Management has agreed with these downward adjustments and the net earnings now show Rp 704.52 billion.
- The external independent auditor recognizes that there are certified oil and gas reserves figures produced by an independent petroleum consultant that are different from the in-house figures. The external independent auditor agreed with the Management on the use of the in-house oil and gas reserves figures to calculate depreciations and amortization, and is in consistence with prior years practices.

2. Discussion with the Internal Auditor

- The Internal Auditor reported that they have conducted management audit of the Company throughout the year of 2001 as per schedule:

PT Medco Energi Internasional Tbk	December 2000 - February 2001
PT Apexindo Pratama Duta & PT Medco Antareja	February 2001 - May 2001
PT Exspan Myanmar	June 2001

PT Exspan Nusantara
Juli 2001 -
September 2001

(Proyek - Konstruksi /
Pengeboran / Kontrak)

PT Exspan Petrogas Intranusa
Oktober 2001 -
November 2001

- Audit Intern telah melaporkan hasil-hasil temuan audit tersebut kepada pejabat yang berwenang di masing-masing unit yang bersangkutan, serta kepada anggota Komite Audit.
- Audit Intern melaporkan mengenai relatif lambatnya tanggapan Manajemen terhadap temuan-temuan tersebut.
- Audit Intern melaporkan juga mengenai kurangnya staf audit, dimana dibutuhkan dukungan Manajemen untuk penugasan personil teknis/operasional secara rotasi sehingga memungkinkan staf audit meningkatkan kemampuan audit teknis/operasional.
- Komite Audit meminta agar Audit Intern menyampaikan salinan dari temuan audit yang telah maupun yang akan dilakukan, agar Komite Audit dapat lebih membantu peningkatan efektivitas kerja Audit Intern.

Komite Audit menyimpulkan bahwa laporan keuangan Perseroan telah dibuat sesuai dengan prinsip-prinsip akuntansi yang berlaku di Indonesia dan bahwa pihak auditor independen telah melaksanakan audit berdasarkan standar audit sebagaimana ditetapkan oleh Ikatan Akuntan Indonesia. Pihak akuntan publik yang dipergunakan oleh Perseroan telah bertindak secara independen terhadap Komisaris, Direksi maupun Manajemen Operasional Perseroan.

PT Exspan Nusantara
July 2001 -
September 2001

(Project - Construction / Drilling / Contract)

PT Exspan Petrogas Intranusa
October 2001 -
November 2001

- The Internal Auditor has reported the results of their findings to the respective Managers in its units as well as to the Audit Committee members.
- The Internal Auditor commented that the response from management on the previous findings have been relatively slow.
- The Internal Auditor further mentioned that they are under staff and needs Management support especially to assign operating/technical personnel on the rotational basis in order for the Auditor to have expertise in auditing operational/technical areas.
- The Audit Committee requests that the Internal Auditor provide copies of the recent and future audit findings so that the Audit Committee will be in the position to help improve the effectiveness of the Internal Auditor.

The Audit Committee concludes that the Company's financial statement has been prepared in accordance with generally accepted accounting principles in Indonesia and the external auditor has conducted their audit based on auditing standard as established by the Indonesian Institute of Accountant. The Company's public accountant has maintained their independence from the Commissioners, Directors, and Operating Management.

Jakarta, 24 April 2002



IR. JOHN S. KARAMOY
Ketua Komite/Chairman



TANGGUNG JAWAB PELAPORAN KEUANGAN RESPONSIBILITY FOR FINANCIAL REPORTING

Laporan Keuangan konsolidasi PT Medco Energi Internasional Tbk untuk penutupan buku yang berakhir pada tanggal 31 Desember 2001 dan 2000 telah disiapkan oleh dan dibawah tanggung jawab manajemen. Laporan Keuangan tersebut telah disusun sesuai dengan Prinsip-prinsip Akuntansi Indonesia dan sebagian lagi berdasarkan perkiraan dan pertimbangan manajemen.

Perseroan dan anak-anak perusahaan menerapkan sistem pengawasan internal termasuk fungsi audit internal untuk menjamin catatan-catatan pembukuan yang ada dapat dipercaya 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 25 Juni 2001.

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, 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 June 25, 2001.

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 2002

DIREKSI BOARD OF DIRECTORS

Ir. Hilmi Panigoro, MSc

Direktur Utama/President Director

Drs. Sugiharto, MBA

Direktur/Director

Ir. Darmoyo Doyoatmojo, MBA, MSc

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

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

Laporan Auditor Independen

No. 240402 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 2001 dan 2000, serta laporan laba rugi, perubahan ekuitas dan arus kas konsolidasi untuk 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. dan Exspan Cumi-Cumi (L) Inc. untuk tahun yang berakhir 31 Desember 2001 dan 2000 yang laporan keuangannya menyajikan jumlah aktiva sebesar 2,88% dan 2,72% dari jumlah aktiva konsolidasi pada tanggal 31 Desember 2001 dan 2000. Laporan keuangan tersebut diaudit oleh auditor independen lain yang laporannya telah diserahkan kepada kami, dan pendapat kami, sejauh yang berkaitan dengan jumlah untuk anak-anak perusahaan tersebut, semata-mata hanya didasarkan atas laporan auditor independen 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 independen lain memberikan dasar memadai untuk menyatakan pendapat.

Menurut pendapat kami, berdasarkan audit kami dan laporan auditor independen lain yang kami sebut di atas, 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 2001 dan 2000, dan hasil usaha, perubahan ekuitas serta arus kas untuk tahun yang berakhir pada tanggal tersebut sesuai dengan prinsip akuntansi yang berlaku umum di Indonesia.

Independent Auditors' Report

No. 240402 MEI LSW SA

The Stockholders, Board 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, 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. and Exspan Cumi-Cumi (L), Inc. for the years ended December 31, 2001 and 2000, which statements reflect total assets constituting 2.88% and 2.72%, respectively, of the consolidated total assets as of December 31, 2001 and 2000. Those statements were audited by other auditors whose reports have been furnished to us, and our opinion, insofar as it relates to the amounts included for those subsidiaries, 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.

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, 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.

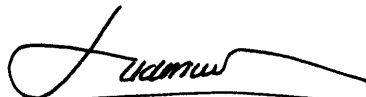
Sebagaimana dijelaskan dalam Catatan 10 dan 33 atas laporan keuangan konsolidasi, Perusahaan melakukan transaksi dengan pihak yang mempunyai hubungan istimewa. Sesuai dengan Keputusan Ketua BAPEPAM No. KEP-84/PM/1996, yang selanjutnya diubah dengan Keputusan No. KEP-12/PM/1997 tanggal 30 April 1997 dan No. KEP-32/PM/2000 tanggal 22 Agustus 2000, transaksi tersebut harus memperoleh persetujuan dari pemegang saham independen. Selanjutnya sesuai dengan surat BAPEPAM No. S-28/PM/S.2/2001 tanggal 26 April 2001 antara lain disebutkan bahwa Perusahaan diwajibkan untuk melakukan Rapat Umum Pemegang Saham (RUPS) dengan salah satu agendanya berupa pemberitahuan kepada pemegang saham independen mengenai telah terjadinya transaksi dengan pihak yang memiliki hubungan istimewa dan batas waktu penyelesaian atas saldo piutang yang timbul dari transaksi tersebut dalam jangka waktu tertentu. Pada tanggal 30 Nopember 2001 dan 21 Desember 2001, Perusahaan mengadakan Rapat Umum Luar Biasa Pemegang Saham Independen sehubungan dengan transaksi tersebut diatas. Rapat tersebut tidak mencapai minimum 50% peserta yang hadir sebagaimana disyaratkan oleh BAPEPAM, sehingga rapat tersebut tidak memenuhi syarat untuk mengambil keputusan atas usulan penjadualan ulang piutang usaha berdasarkan Perjanjian Pengakuan Hutang. Namun demikian, rapat tersebut mengakui adanya potensi transaksi benturan kepentingan. Berdasarkan peraturan BAPEPAM, Rapat Umum Luar Biasa Pemegang Saham Independen berikutnya akan dilaksanakan setelah Perusahaan memperoleh petunjuk dari BAPEPAM. Hingga saat ini, Perusahaan dalam proses memperoleh petunjuk tersebut.

Catatan 38 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.

As discussed in Notes 10 and 33 to the consolidated financial statements, the Company had certain related party transactions that require approvals from independent stockholders. Such approval is required pursuant to Decree No. KEP-84/PM/1996 of the Chairman of the Capital Market Supervisory Board as amended by Decree No. KEP-12/PM/1997 dated April 30, 1997 and No. KEP-32/PM/2000 dated August 22, 2000. Additionally, under BAPEPAM's letter No. S-28/PM/S.2/2001 dated April 26, 2001, the Company is obliged among other things, to hold a general stockholders' meeting in which one of the agenda is to announce to the independent stockholders the transactions with related parties and the maturity date, which shall be within a certain period, of the receivable that arose from those transactions. On November 30, 2001 and December 21, 2001, the Company held Extraordinary Meeting of the Independent Stockholders concerning such transactions. As the quorum did not meet the minimum 50% attendance required by BAPEPAM, the meeting was not qualified to make a decision on the proposed accounts receivable rescheduling under the Debt Acknowledgement Agreement. However, the meeting did acknowledge the occurrence of such potential conflict of interest transactions. Based on BAPEPAM's regulation, the next Extraordinary Meeting of the Independent Stockholders shall be held by the Company once it has obtained the guidance from BAPEPAM. The Company is currently in the process of obtaining such guidance.

Note 38 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

24 April/April 24, 2002

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.

		2001	2000 (Setelah dinyatakan kembali / As restated Catatan/ Notes 40)	
AKTIVA	Catatan/ Notes			ASSETS
AKTIVA LANCAR				CURRENT ASSETS
Kas dan setara kas	2d,3	575.369.869	641.191.311	Cash and cash equivalents
Investasi sementara	2e,4	15.062.476	17.748.678	Temporary investments
Piutang usaha pada pihak ketiga - setelah dikurangi penyisihan piutang ragu-ragu sebesar Rp 16.083.859 ribu tahun 2001 dan Rp 10.318.604 ribu tahun 2000	2f,5,19	683.963.432	624.389.084	Trade accounts receivable from third parties - net of allowance for doubtful accounts of Rp 16,083,859 thousand in 2001 and Rp 10,318,604 thousand in 2000
Piutang lain-lain	6	183.092.963	134.583.463	Other accounts receivable
Persediaan	2g,7	217.922.255	136.836.648	Inventories
Pajak dibayar di muka	2o,8,29	91.072.158	41.875.791	Prepaid taxes
Biaya dibayar di muka	2h	8.514.046	7.016.743	Prepaid expenses
Jumlah Aktiva Lancar		<u>1.774.997.199</u>	<u>1.603.641.718</u>	Total Current Assets
AKTIVA TIDAK LANCAR				NONCURRENT ASSETS
Rekening bank yang dibatasi penggunaannya	9,19	11.328.283	3.198.685	Restricted cash in banks
Piutang pada pihak yang mempunyai hubungan istimewa - setelah dikurangi penyisihan piutang ragu-ragu sebesar Rp 905.705.929 ribu tahun 2001 dan Rp 504.488.885 ribu tahun 2000	2f,10,33	15.752.384	341.662.629	Accounts receivable from related parties - net of allowance for doubtful accounts of Rp 905,705,929 thousand in 2001 and Rp 504,488,885 thousand in 2000
Aktiva pajak tangguhan	2o,29	1.202.352	17.681.327	Deferred tax assets
Investasi saham	2e,11	38.106.845	6.100.866	Investments in shares of stock
Aktiva tetap - setelah dikurangi akumulasi penyusutan sebesar Rp 457.599.280 ribu tahun 2001 dan Rp 334.681.324 ribu tahun 2000	2i,12	1.041.271.843	440.069.780	Property and equipment - net of accumulated depreciation of Rp 457,599,280 thousand in 2001 and Rp 334,681,324 thousand in 2000
Aset minyak dan gas bumi - setelah dikurangi akumulasi penyusutan dan amortisasi sebesar Rp 1.063.989.596 ribu tahun 2001 dan Rp 795.319.701 ribu tahun 2000	2j,13	2.445.761.824	1.942.092.020	Oil and gas properties - net of accumulated depreciation and amortization of Rp 1,063,989,596 thousand in 2001 and Rp 795,319,701 thousand in 2000
Aktiva lain-lain	2k,14	30.516.087	16.120.734	Other assets
Jumlah Aktiva Tidak Lancar		<u>3.583.939.618</u>	<u>2.766.926.041</u>	Total Noncurrent Assets
JUMLAH AKTIVA		<u><u>5.358.936.817</u></u>	<u><u>4.370.567.759</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.

		2001	2000 (Setelah dinyatakan kembali / As restated Catatan/ Notes 40)	
KEWAJIBAN DAN EKUITAS				LIABILITIES AND EQUITY
KEWAJIBAN LANCAR				CURRENT LIABILITIES
Hutang usaha	15,33			Trade accounts payable
Pihak yang mempunyai hubungan istimewa		2.841.326	18.854.165	Related parties
Pihak ketiga		284.483.780	283.147.249	Third parties
Hutang lain-lain	16	105.575.561	104.107.656	Other accounts payable
Hutang pajak	20,17	130.527.424	101.586.529	Taxes payable
Biaya yang masih harus dibayar	2n,18	49.336.235	26.923.500	Accrued expenses
Hutang jangka panjang yang jatuh tempo dalam waktu satu tahun	19	52.337.366	44.294.358	Current maturities of long-term loans
Jumlah Kewajiban Lancar		625.101.692	578.913.457	Total Current Liabilities
KEWAJIBAN TIDAK LANCAR				NONCURRENT LIABILITIES
Kewajiban pajak tangguhan - bersih	20,29	99.506.184	62.420.680	Deferred tax liabilities - net
Hutang pajak jangka panjang - setelah dikurangi bagian yang jatuh tempo dalam waktu satu tahun	17	48.006.603	-	Long-term tax payable - net of current maturities
Hutang jangka panjang - setelah dikurangi bagian yang jatuh tempo dalam waktu satu tahun	19	61.593.376	105.117.447	Long-term loans - net of current maturities
Wesel bayar jangka panjang	20	-	208.402.172	Long-term notes payable
Keuntungan yang ditangguhkan atas pertukaran aktiva bukan moneter		16.746.552	-	Deferred gain on exchange of nonmonetary assets
Jumlah Kewajiban Tidak Lancar		225.852.715	375.940.299	Total Noncurrent Liabilities
SELISIH LEBIH AKTIVA BERSIH DI ATAS BIAYA PEROLEHAN INVESTASI	2b,21	12.883.765	13.817.723	NEGATIVE GOODWILL
HAK MINORITAS ATAS AKTIVA BERSIH ANAK PERUSAHAAN	22	164.330.525	70.841.951	MINORITY INTEREST IN NET ASSETS OF SUBSIDIARIES
EKUITAS				EQUITY
Modal saham - Nilai nominal per saham sebesar Rp 100 tahun 2001 dan 2000				Capital stock - par value per share of Rp 100 in 2001 and 2000
Modal dasar - sebesar 4.000.000.000 saham tahun 2001 dan 2000				Authorized - 4,000,000,000 shares in 2001 and 2000
Modal ditempatkan dan disetor 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)	2l,23	314.396.845	331.908.995	Subscribed and paid up - 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	24	855.555.886	960.628.786	Additional paid - in capital
Selisih penilaian kembali aktiva tetap		162.641	162.641	Revaluation increment in property and equipment
Selisih transaksi perubahan ekuitas anak perusahaan	2e, 25	494.911.864	2.881.783	Difference due to change in equity of subsidiaries
Selisih kurs karena penjabaran laporan keuangan	2c	1.145.280.833	858.829.302	Translation adjustments
Saldo laba				Retained earnings
Ditentukan penggunaannya		66.649.029	-	Appropriated
Tidak ditentukan penggunaannya		1.453.811.022	1.176.642.822	Unappropriated
Jumlah Ekuitas		4.330.768.120	3.331.054.329	Total Equity
JUMLAH KEWAJIBAN DAN EKUITAS		5.358.936.817	4.370.567.759	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.

P.T. MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
DAN ANAK PERUSAHAAN
LAPORAN LABA RUGI KONSOLIDASI
UNTUK TAHUN-TAHUN YANG BERAKHIR
31 DESEMBER 2001 DAN 2000
(Angka dalam tabel dinyatakan dalam ribuan Rupiah)

P.T. MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
AND ITS SUBSIDIARIES
CONSOLIDATED STATEMENTS OF INCOME
FOR THE YEARS ENDED
DECEMBER 31, 2001 AND 2000
(Figures in tables stated in thousands of Rupiah)

	Catatan/ Notes	2001	2000	
PENJUALAN DAN PENDAPATAN USAHA BERSIH	2m,26	3.957.343.221	3.118.297.367	NET SALES AND OPERATING REVENUES
BEBAN PENJUALAN DAN BEBAN LANGSUNG	2m,27	1.586.227.107	1.351.826.465	COST OF SALES AND DIRECT EXPENSES
LABA KOTOR		2.371.116.114	1.766.470.902	GROSS PROFIT
BEBAN USAHA	2m,28			OPERATING EXPENSES
Umum dan administrasi		295.016.845	291.332.512	General and administrative
Pemasaran		31.215.521	15.405.449	Selling
Jumlah Beban Usaha		326.232.366	306.737.961	Total Operating Expenses
LABA USAHA		2.044.883.748	1.459.732.941	INCOME FROM OPERATIONS
PENGHASILAN (BEBAN) LAIN-LAIN				OTHER INCOME (CHARGES)
Pendapatan bunga	3,4,9,10	25.107.059	40.510.663	Interest income
Keuntungan penjualan aktiva tetap	2i	16.970.321	393.693	Gain on sale of property and equipment
Penyisihan untuk piutang ragu-ragu pada pihak yang mempunyai hubungan istimewa	2f,10	(401.217.044)	(359.879.876)	Provision for doubtful accounts receivable from related parties
Laba (rugi) kurs mata uang asing - bersih	2c,34	(74.489.929)	82.828.192	Gain (loss) on foreign exchange - net
Beban bunga	19	(14.541.355)	(70.643.808)	Interest expense
Bagian rugi bersih perusahaan asosiasi	2e,11	(1.735.021)	(737.256)	Equity in net loss of associated companies
Lain-lain - bersih		20.410.255	12.124.940	Others - net
Beban Lain-lain - Bersih		(429.495.714)	(295.403.452)	Other Charges - Net
LABA SEBELUM PAJAK		1.615.388.034	1.164.329.489	INCOME BEFORE TAX
PENGHASILAN (BEBAN) PAJAK	2o,29			TAX BENEFIT (EXPENSE)
Pajak kini		(844.516.453)	(687.621.508)	Current tax
Pajak tangguhan		(53.564.481)	19.325.484	Deferred tax
Beban Pajak		(898.080.934)	(668.296.024)	Tax Expense
POS LUAR BIASA - bersih setelah pajak	20	2.434.825	84.587.510	EXTRAORDINARY ITEM - net of tax
LABA SEBELUM HAK MINORITAS ATAS LABA BERSIH ANAK PERUSAHAAN		719.741.925	580.620.975	INCOME BEFORE MINORITY INTERESTS IN NET INCOME OF SUBSIDIARIES
HAK MINORITAS ATAS LABA BERSIH ANAK PERUSAHAAN	22	(15.223.168)	(8.292.320)	MINORITY INTEREST IN NET INCOME OF SUBSIDIARIES
LABA BERSIH		704.518.757	572.328.655	NET INCOME
LABA PER SAHAM DASAR (dalam Rupiah penuh)	2p,30			BASIC EARNINGS PER SHARE (in full Rupiah)
Termasuk pos luar biasa		218	172	Including extraordinary item
Tidak termasuk pos luar biasa		217	146	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.

		2000 (Setelah dinyatakan kembali / As restated Catatan/ Notes 40)	
	Catatan/ Notes	2001	
MODAL SAHAM	2l,23		CAPITAL STOCK
Saldo awal		331.908.995	Beginning balance
Pembelian kembali saham		(17.512.150)	Treasury stock
Saldo akhir		314.396.845	Ending balance
TAMBAHAN MODAL DISETOR	24		ADDITIONAL PAID-IN CAPITAL
Saldo awal		960.628.786	Beginning balance
Pengurangan		(105.072.900)	Deduction
Saldo akhir		855.555.886	Ending balance
SELISIH PENILAIAN KEMBALI AKTIVA TETAP	2i		REVALUATION OF PROPERTY AND EQUIPMENT
Saldo awal		162.641	Beginning balance
Penambahan (pengurangan)		-	Addition (deduction)
Saldo akhir		162.641	Ending balance
TRANSAKSI PERUBAHAN EKUITAS ANAK PERUSAHAAN	2e, 25		DIFFERENCE DUE TO CHANGE IN EQUITY OF SUBSIDIARIES
Saldo awal		2.881.783	Beginning balance
Penambahan		495.069.936	Addition
Pengurangan		(3.039.855)	Deduction
Saldo akhir		494.911.864	Ending balance
SELISIH KURS KARENA PENJABARAN LAPORAN KEUANGAN	2c		TRANSLATION ADJUSTMENTS
Saldo awal		858.829.302	Beginning balance
Penambahan		286.451.531	Addition
Saldo akhir		1.145.280.833	Ending balance
SALDO LABA	2l,31,40		RETAINED EARNINGS
Ditentukan penggunaannya			Appropriated
Saldo awal		-	Beginning balance
Penambahan (cadangan umum)		66.649.029	Addition (general reserve)
Saldo akhir		66.649.029	Ending balance
Tidak ditentukan penggunaannya			Unappropriated
Saldo Awal		1.176.642.822	Beginning balance
Laba bersih		704.518.757	Net income
Cadangan umum		(66.649.029)	General reserve
Selisih lebih harga pembelian kembali saham treasury diatas nilai pembelian awal		(84.921.238)	Excess of reacquisition cost over original issuance price of treasury stock
Dividen tunai		(275.780.290)	Cash dividends
Saldo Akhir		1.453.811.022	Ending balance
JUMLAH EKUITAS		4.330.768.120	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.

	2001	2000	
ARUS KAS DARI AKTIVITAS OPERASI			CASH FLOWS FROM OPERATING ACTIVITIES
Penerimaan kas dari pelanggan	5.833.817.897	3.178.174.323	Cash receipts from customers
Pembayaran kas kepada pemasok dan karyawan	(3.639.793.670)	(1.273.814.556)	Cash paid to suppliers and employees
Kas dihasilkan dari operasi	2.194.024.227	1.904.359.767	Cash generated from operations
Pembayaran bunga dan beban keuangan	(44.676.552)	(46.469.257)	Interest and financial charges paid
Pembayaran pajak penghasilan	(880.027.879)	(685.694.314)	Income tax paid
Penerimaan dari klaim asuransi	-	12.063.880	Receipt of insurance claim
Kas Bersih Diperoleh Dari Aktivitas Operasi	1.269.319.796	1.184.260.076	Net Cash Provided by Operating Activities
ARUS KAS DARI AKTIVITAS INVESTASI			CASH FLOWS FROM INVESTING ACTIVITIES
Pencairan (penempatan) investasi sementara	11.470.990	(13.229.238)	Proceeds of (placements in) temporary investments
Penerimaan bunga	36.542.702	12.918.533	Proceeds of interest received
Penambahan setoran jaminan	(1.305.759)	(2.024.332)	Addition to security deposits
Perolehan aktiva tetap	(89.544.809)	(64.707.260)	Acquisitions of property and equipment
Hasil pelepasan aktiva tetap	951.803	649.465	Proceeds from disposal of property and equipment
Penambahan aktiva minyak dan gas bumi	(550.147.579)	(310.228.275)	Additions to oil and gas properties
Penerimaan dari piutang kepada pihak yang mempunyai hubungan istimewa	10.666.145	22.694.001	Proceeds of accounts receivable from related parties
Penambahan aktiva lain-lain	(5.901.930)	-	Additions to other assets
Akuisisi anak perusahaan	(16.688.000)	(7.715.372)	Acquisitions of new subsidiaries
Pembayaran uang muka proyek	-	(2.481.324)	Payment of advances to projects
Pembayaran biaya ditangguhkan	-	(36.720.545)	Payment of deferred charges
Kas Bersih Digunakan Untuk Aktivitas Investasi	(603.956.437)	(400.844.347)	Net Cash Used in Investing Activities
ARUS KAS DARI AKTIVITAS PENDANAAN			CASH FLOWS FROM FINANCING ACTIVITIES
Pembayaran hutang bank	(35.499.470)	(14.112.424)	Payments of bank loans
Pembayaran wesel bayar jangka panjang	(208.402.172)	(215.174.238)	Payments of long-term notes payable
Pembelian kembali saham	(207.506.289)	(13.704.213)	Acquisition of treasury stock
Pembayaran dividen	(275.782.156)	(39.909.581)	Dividends paid
Pembayaran pinjaman lain-lain	-	(5.702.566)	Payment of other loans
Pembayaran hutang pembelian aktiva tetap	-	(4.339.109)	Payment of property and equipment contract payables
Pembayaran hutang lembaga keuangan bukan bank	-	(97.395.604)	Payments of loans from non-bank financial institutions
Pembayaran hutang sewa guna usaha	-	(144.883)	Payments of lease liabilities
Kas Bersih Digunakan Untuk Aktivitas Pendanaan	(727.190.087)	(390.482.618)	Net Cash Used in Financing Activities
KENAIKAN (PENURUNAN) BERSIH KAS DAN SETARA KAS	(61.826.728)	392.933.111	NET (DECREASE) INCREASE IN CASH AND CASH EQUIVALENTS
KAS DAN SETARA KAS AWAL TAHUN	641.191.311	167.698.399	CASH AND CASH EQUIVALENTS AT BEGINNING OF YEAR
Pengaruh perubahan kurs mata uang asing	10.647.384	81.909.802	Effect of foreign exchange rate changes
Rekening bank yang dibatasi penggunaannya	(14.642.098)	(1.350.000)	Restricted cash in banks
KAS DAN SETARA KAS AKHIR TAHUN	575.369.869	641.191.311	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.

	2001	2000	
PENGUNGKAPAN TAMBAHAN			SUPPLEMENTAL DISCLOSURES
Aktivitas investasi dan pendanaan yang tidak mempengaruhi kas:			Noncash investing and financing activities:
Penambahan aktiva tetap dari penilaian kembali aktiva tetap	648.232.059	-	Increase in property and equipment due to revaluation
Penyisihan piutang ragu - ragu	406.982.299	370.198.481	Provision for doubtful accounts
Investasi saham pada perusahaan asosiasi melalui penyerahan aktiva tetap	33.741.000	-	Investment in associated company through transfer of equipment
Pembebanan aset minyak dan gas bumi	28.925.143	129.159.095	Oil and gas properties charged to expense
Penurunan nilai aset minyak dan gas bumi	11.805.900	-	Impairment of oil and gas properties
Diskonto atas pembelian kembali surat pengakuan hutang	2.843.985	84.587.510	Discount on redemption of notes
Penambahan aktiva tetap melalui hutang kepada pihak yang mempunyai hubungan istimewa	247.896	-	Addition in fixed asset through payables to related party
Pembebanan aktiva tetap	56.980	-	Property and equipment charged to expense
Penghapusan aktiva tetap - sumbangan	-	14.785	Donation of property and equipment
Perolehan aset tetap melalui sumbangan	-	747.200	Acquisition of property and equipment through donation
Pengalihan aktiva minyak dan gas bumi atas akuisisi wilayah kerja	-	77.162.865	Transfer of oil and gas property from acquisition of working acreage
Pengalihan hutang usaha atas akuisisi wilayah kerja	-	52.995.238	Transfer of payable from acquisition of working acreage

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.

Selanjutnya Anggaran Dasar Perusahaan telah mengalami perubahan dengan Akta No. 26 tanggal 17 Nopember 1999 dan Akta No. 36 tanggal 17 Desember 1999 dari Notaris Ny. Poerbaningsih Adi Warsito, S.H., tentang Penawaran Umum Terbatas I dalam rangka Penerbitan Hak Memesan Efek Terlebih Dahulu maksimum sebanyak 379.236.000 saham biasa atas nama dengan nilai nominal Rp 500 per saham. Perubahan atas Anggaran Dasar diakomodasi oleh Akta No. 36 yang disahkan oleh Departemen Hukum dan Perundang-undangan di dalam Surat Keputusan No. C-618.01.04.Th.2000 tertanggal 20 Januari 2000.

Berdasarkan akta No. 32 tanggal 25 Januari 2000 dari Notaris Ny. Poerbaningsih Adi Warsito, S.H. di Jakarta, telah terjadi perubahan anggaran dasar mengenai:

- 1) Perubahan nama Perusahaan menjadi P.T. Medco Energi Internasional Tbk.
- 2) Pemecahan saham Perusahaan dari nominal Rp 500 menjadi Rp 100 per saham.
- 3) Penambahan anggota Komisaris Perusahaan dengan mengangkat Tn. Gustiawan Deru, Tn. Michael Watzky dan Tn. Lap Wai Chan masing-masing sebagai anggota Komisaris.

Perubahan tersebut telah mendapat persetujuan dari Menteri Hukum dan Perundang-undangan dengan Surat Keputusannya No. C-3409 HT.01.04-TH.2000 tanggal 22 Februari 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 Company's articles of association were amended by deed No. 26 dated November 17, 1999 and deed No. 36 dated December 17, 1999 of Notary Mrs. Poerbaningsih Adi Warsito, S.H., concerning a Limited Public Offering of a maximum of 379,236,000 shares with a par value of Rp 500 per share through Rights Issue I. The amendment in the articles of association was notarized by deed No. 36, which was approved by the Department of Law and Legislation in its decision letter No. C-618.01.04.Th. 2000 dated January 20, 2000.

Under notarial deed No. 32 dated January 25, 2000 of Notary Mrs. Poerbaningsih Adi Warsito, S.H., notary in Jakarta, the articles of association were amended concerning:

- 1) The change in the Company's name to P.T. Medco Energi Internasional Tbk.
- 2) Stock split from Rp 500 to Rp 100 par value per share.
- 3) Additions to the members of the board commissioners by promoting Mr. Gustiawan Deru, Mr. Michael Watzky and Mr. Lap Wai Chan.

The above changes were approved by the Minister of Law and Legislation in his decision letter No. C-3409 HT.01.04-TH.2000 dated February 22, 2000.

Anggaran Dasar Perusahaan terakhir diubah dengan Akta No. 10 tanggal 5 Juli 2000 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.

The most recent amendment in the Company's articles of association was made through deed No. 10 dated July 5, 2000 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 stockholders' meeting and extraordinary stockholders' meeting.

Kantor pusat Perusahaan beralamat di Gedung Graha Niaga Lantai 16, Jl. Jenderal Sudirman, Kav. 58, Jakarta 12190.

The Company's head office is located at Graha Niaga Building, 16th Floor, Jalan 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 pemboran 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 2.059 karyawan tahun 2001 dan 1.958 karyawan tahun 2000.

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 industries, 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 average total number of employees of 2,059 in 2001 and 1,958 in 2000.

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

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

	2001	2000
Komisaris Utama :	Ir. John Sadrak Karamoy	Ir. Hertriono Kartowisastro
Komisaris :	Ir. Wijarso	Ir. Wijarso
	Ir. Yani Yuhani Rodyat	Ir. Yani Yuhani Rodyat
	Gustiawan Deru	Gustiawan Deru
	Michael Watzky	Michael Watzky
	Lap Wai Chan	Lap Wai Chan
Direktur Utama :	Ir. Hilmi Panigoro, MSc	Ir. John Sadrak Karamoy
Direktur :	Sugiharto, SE, MBA	Sugiharto, SE, MBA
	Ir. Darmoyo Doyoatmojo, MBA, MSc	Ir. Darmoyo Doyoatmojo, MBA, MSc
	Ir. Rashid Irawan Mangunkusumo	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 Ir. Rashid Irawan Mangunkusumo 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. Ir. Rashid Irawan Mangunkusumo were also appointed on the same date, as new President Director and Director, respectively, whose appointments were approved at the Extraordinary Shareholder's Meeting dated June 25, 2001.

Selanjutnya sehubungan dengan adanya perubahan kepemilikan pada New Link Energy Resources Limited (New Links), pemegang saham pengendali terbesar perusahaan, sebagaimana dijelaskan pada catatan 23, 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.

Gaji dan tunjangan lainnya termasuk pajak penghasilan yang dibayarkan kepada Komisaris dan Direksi Perusahaan sebesar Rp 46.128.015 ribu dan Rp 29.899.070 ribu untuk tahun 2001 dan 2000.

b. Anak Perusahaan

Perusahaan memiliki baik langsung maupun tidak langsung, lebih dari 50% saham anak-anak perusahaan yang berikut ini :

In relation to the change in ownership of New Link Energy Resources Limited (New Links), the Company's controlling shareholder as discussed in Note 23, on February 8, 2002, a General Meeting of Shareholders was held to increase the number, and change 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 a 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.

Salary and other fringe benefit paid to the Commissioners and directors including personal income tax, amounted to Rp 46,128,015 thousand in 2001 and Rp 29,899,070 thousand in 2000.

b. Subsidiaries

The Company has ownership interest of more than 50%, directly and indirectly, in the following subsidiaries:

Anak Perusahaan/Subsidiaries Domisili/Domicile	Jenis Usaha/ Nature of Business	Persentase Kepemilikan/ Percentage of Ownership	Tahun Operasi Komersial/ Start of Commercial Operations	Jumlah Aktiva 31 Desember 2001/ Total Assets as of December 31, 2001
P.T. Antareja Jasatama Jakarta	Membuka lahan untuk aktivitas pertambangan dan jasa penunjang yang berkaitan dengan kegiatan pemboran/ Open fields for mining activities and services related to drilling operation	93,80%	18 Juni / June 18, 1999	4.922.644
P.T. Apexindo Pratama Duta (Apexindo) Jakarta	Jasa pemboran minyak dan gas bumi di lepas pantai dan jasa yang terkait bagi perusahaan yang bergerak di dalam industri minyak dan gas bumi/ Offshore drilling operations of oil and natural gas, and related services for companies involved in oil and gas industry	86,16%	1992	1.330.803.137
P.T. Exspan Tarakan (ET) Jakarta	Eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi dalam rangka Kontrak Bagi Hasil dengan PERTAMINA hingga tahun 2022/ Exploration and production of oil and natural gas under the Production Sharing Contract (PSC) with PERTAMINA until 2022	95,93%	1 Mei / May 1, 1992	417.451.653
P.T. Exspan Kalimantan (EK) Jakarta	Eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi dalam rangka Kontrak Bantuan Teknis dengan PERTAMINA hingga tahun 2008/ Exploration and production of oil and natural gas under the Technical Assistance Contract (TAC) with PERTAMINA until 2008	95,93%	1 Mei / May 1, 1992	664.871.376

Anak Perusahaan/Subsidiaries Domisili/Domicile	Jenis Usaha/ Nature of Business	Persentase Kepemilikan/ Percentage of Ownership	Tahun Operasi Komersial/ Start of Commercial Operations	Jumlah Aktiva 31 Desember 2001/ Total Assets as of December 31, 2001
Exspan Cumi-Cumi (L) Inc. Labuan, Malaysia	Jasa eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi dalam rangka Kontrak Bagi Hasil dengan PERTAMINA hingga tahun 2010. Perusahaan sudah mengajukan pelepasan kontrak tersebut, sampai dengan tanggal laporan ini, pelepasan tersebut masih dalam proses/ Exploration and production of oil and natural gas under PSC with PERTAMINA until 2010. The Company already proposed to relinquish the PSC. Until the date of the auditors' report, the relinquishment is still process	95,93%	Belum beroperasi secara komersial/ Has not yet started commercial operations	185.754
P.T. Exspan Nusantara (EN) Jakarta	Eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi dalam rangka Kontrak Bagi Hasil dengan PERTAMINA hingga tahun 2013/ Exploration and production of oil and natural gas under PSC with PERTAMINA until 2013	99,99%	3 Nopember / November 3, 1995	441.859.340
Exspan Airtenda, Inc. (EAS) Jakarta	Eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi dalam rangka Kontrak Bagi Hasil dengan PERTAMINA hingga tahun 2023/ Exploration and production of oil and natural gas under PSC with PERTAMINA until 2023	100,00%	3 Nopember / November 3, 1995	889.260.320
Exspan Airlimau, Inc. (EAL) Jakarta	Eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi dalam rangka Kontrak Bagi Hasil dengan PERTAMINA hingga tahun 2023/ Exploration and production of oil and natural gas under PSC with PERTAMINA until 2023	100,00%	3 Nopember / November 3, 1995	889.260.320
Exspan Exploration and Production Pasemah, Ltd. (EEP) Jakarta	Eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi dalam rangka Kontrak Bagi Hasil - BOB dengan PERTAMINA hingga tahun 2003/ Exploration and production of oil and natural gas under PSC with PERTAMINA until 2003	100,00%	3 Nopember / November 3, 1995	641.150
Exspan Pasemah, Inc. (EP) Jakarta	Eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi dalam rangka Kontrak Bagi Hasil - BOB dengan PERTAMINA hingga tahun 2003/ Exploration and production of oil and natural gas under PSC with PERTAMINA until 2003	100,00%	3 Nopember / November 3, 1995	641.150

P.T. MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
DAN ANAK PERUSAHAAN
CATATAN ATAS LAPORAN KEUANGAN KONSOLIDASI
31 DESEMBER 2001 DAN 2000 SERTA UNTUK TAHUN-TAHUN
YANG BERAKHIR PADA TANGGAL TERSEBUT - Lanjutan
(Angka dalam tabel dinyatakan dalam ribuan Rupiah)

P.T. MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
AND ITS SUBSIDIARIES
NOTES TO CONSOLIDATED FINANCIAL STATEMENTS
DECEMBER 31, 2001 AND 2000
AND FOR THE YEARS THEN ENDED – Continued
(Figures in tables stated in thousands of Rupiah)

Anak Perusahaan/Subsidiaries Domisili/Domicile	Jenis Usaha/ Nature of Business	Persentase Kepemilikan/ Percentage of Ownership	Tahun Operasi Komersial/ Start of Commercial Operations	Jumlah Aktiva 31 Desember 2001/ Total Assets as of December 31, 2001
P.T. Exspan Energi Nusantara Jakarta	Pengadaan, pendistribusian dan pemeliharaan suplai dari energi listrik/ Generating, distributing and maintaining the supply of electrical energy	94,97%	Belum beroperasi secara komersial/ Has not yet started commercial operations	287.705
P.T. Exspan Petrogas Intranusa (EPI) Jakarta	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	100,00%	1999	167.164.921
P.T. Medco Methanol Bunyu Jakarta	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	100,00%	3 Nopember / November 3, 1995	178.634.756
Medco Energi Finance Overseas (Medco B.V) Belanda/Netherland	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	1.351.101
Senoro Toili (Indonesia) Ltd. Jakarta	Eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi. Participating interest dalam Kontrak Bagi Hasil - Badan Operasi Bersama (BOB) sudah ditransfer ke PT Exspan Tomori Sulawesi pada tanggal 9 Oktober 2000/ Exploration and production of oil and natural gas. Participating interest in PSC - Joint Operating Body (JOB) has been transferred to P.T. Exspan Tomori Sulawesi on October 9, 2000.	100,00%	Belum beroperasi secara komersial/ Has not yet started commercial operations	19
P.T. Exspan Tomori Sulawesi Jakarta	Eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi dalam rangka Kontrak Kerja Bagi Hasil - BOB dengan PERTAMINA hingga tahun 2027/ Exploration and production of oil and natural gas under PSC - JOB with PERTAMINA until 2027	99,99%	Belum beroperasi secara komersial/ Has not yet started commercial operations	162.036.940

P.T. MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
DAN ANAK PERUSAHAAN
CATATAN ATAS LAPORAN KEUANGAN KONSOLIDASI
31 DESEMBER 2001 DAN 2000 SERTA UNTUK TAHUN-TAHUN
YANG BERAKHIR PADA TANGGAL TERSEBUT - Lanjutan
(Angka dalam tabel dinyatakan dalam ribuan Rupiah)

P.T. MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
AND ITS SUBSIDIARIES
NOTES TO CONSOLIDATED FINANCIAL STATEMENTS
DECEMBER 31, 2001 AND 2000
AND FOR THE YEARS THEN ENDED – Continued
(Figures in tables stated in thousands of Rupiah)

Anak Perusahaan/Subsidiaries Domisili/Domicile	Jenis Usaha/ Nature of Business	Persentase Kepemilikan/ Percentage of Ownership	Tahun Operasi Komersial/ Start of Commercial Operations	Jumlah Aktiva 31 Desember 2001/ Total Assets as of December 31, 2001
Medco Simenggaris Pty. Ltd. Jakarta	Eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi dalam rangka Kontrak Kerja Bagi Hasil - BOB dengan PERTAMINA hingga tahun 2028/ Exploration and production of oil and natural gas under the Production Sharing Contract - JOB with PERTAMINA until 2028	75,00%	Belum beroperasi secara komersial/ Has not yet started commercial operations	10.541.346
Medco Madura Pty. Ltd. Jakarta	Eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi dalam rangka Kontrak Bagi Hasil - BOB dengan PERTAMINA hingga tahun 2027/ Exploration and production of oil and natural gas under PSC - JOB with PERTAMINA until 2027	75,00%	Belum beroperasi secara komersial/ Has not yet started commercial operations	32.920.503
Exspan Myanmar (L), Inc. Labuan, Malaysia	Eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi dalam rangka Kontrak Bagi Hasil dengan Myanmar Oil and Gas Enterprise/ Exploration and production of oil and natural gas under PSC with Myanmar Oil and Gas Enterprise	100,00%	Belum beroperasi secara komersial/ Has not yet started commercial operations	154.083.394
Medco International Venture Ltd. Malaysia	Praoperasi eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi/ Preoperation of exploration and production of oil and natural gas	100%	Belum beroperasi secara komersial/ Has not yet started commercial operations	20.800
P.T. Petroner Bengara Energi Jakarta	Eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi dalam rangka Kontrak Bagi Hasil dengan PERTAMINA hingga tahun 2023/ Exploration and production of oil and natural gas under Production Sharing Contract (PSC) with PERTAMINA until 2023	95,00%	Belum beroperasi secara komersial/ Has not yet started commercial operations	4.513.600

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.

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 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 2001, seluruh saham Perusahaan atau sejumlah 3.332.451.450 saham yang telah dikeluarkan telah dicatatkan pada Bursa Efek Jakarta.

c. Public Offering of Shares

On September 13, 1994, the Company obtained the Notice of Effectivity from the Chairman of 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. All these 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 notarial deed No. 32 dated January 25, 2000 of Notary Mrs. Poerbaningsih Adi Warsito S.H., the stockholders approved, among other things, the Company's stock split from Rp 500 to Rp 100 par value per share.

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

As of December 31, 2001, all of the Company's shares totaling 3,332,451,450 shares have been 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 dan peraturan-peraturan yang telah ditetapkan dalam PSC dan TAC bagi anak perusahaan yang bergerak dalam bidang industri minyak dan gas bumi. 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 Rupiah (Rp).

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.

Selisih lebih antara biaya perolehan dan bagian Perusahaan atas nilai wajar aktiva dan kewajiban anak perusahaan diakui sebagai goodwill dan termasuk dalam aset minyak dan gas bumi sebagai penyesuaian nilai wajar 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.

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 and the regulations stipulated under the PSC and TAC for subsidiaries that are involved in oil and gas industry. 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, 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 Indonesian Rupiah (Rp).

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.

The excess of acquisition cost over the Company's interest in fair value of net assets of the subsidiaries acquired was recognized as goodwill and was included under oil and gas property as fair value adjustment, which was 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 fair value of the net assets over cost of the investments is recognized as negative goodwill and is treated as deferred income which is amortized using straight-line method over 20 years.

c. Transaksi dan Penjabaran Laporan Keuangan Dalam Mata Uang Asing

Pembukuan Perusahaan dan anak perusahaan, kecuali untuk Medco B.V. dan anak perusahaan yang bergerak dalam industri minyak dan gas bumi, diselenggarakan dalam satuan Rupiah. 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 anak perusahaan yang bergerak dalam industri minyak dan gas bumi diselenggarakan dalam mata uang US Dollar sedangkan Medco B.V. menyelenggarakan pembukuannya dalam mata uang Euro. Untuk tujuan penyajian laporan keuangan konsolidasi, aktiva dan kewajiban anak-anak perusahaan tersebut pada tanggal neraca dijabarkan ke dalam mata uang Rupiah dengan menggunakan kurs yang berlaku pada tanggal tersebut, sedangkan pendapatan dan beban serta arus kas dijabarkan dengan menggunakan kurs rata-rata. Selisih kurs yang terjadi disajikan sebagai bagian dari ekuitas pada akun "Selisih kurs karena penjabaran laporan keuangan".

d. Kas dan Setara Kas

Kas dan setara kas terdiri dari kas, bank dan semua investasi yang jatuh tempo dalam waktu tiga bulan atau kurang dari tanggal perolehannya dan yang tidak dijaminakan serta tidak dibatasi penggunaannya.

e. Investasi

Deposito berjangka

Deposito berjangka yang jatuh temponya kurang dari tiga bulan namun dijaminakan dan deposito berjangka yang jatuh temponya lebih dari tiga bulan disajikan sebagai investasi sementara dan dinyatakan sebesar nilai nominal.

c. Foreign Currency Transactions and Translations

The books of accounts of the Company and its subsidiaries, except Medco B.V. and subsidiaries involved in oil and natural gas industry, are maintained in Indonesian Rupiah. Transactions during the year involving foreign currencies are recorded at the rates of exchange prevailing at the time the transactions are made. At balance sheet date, monetary assets and liabilities denominated in foreign currencies are adjusted to reflect the rates of exchange prevailing at that date. The resulting gains or losses are credited or charged to current operations.

The books of accounts of the subsidiaries involved in oil and natural gas industry are maintained in U.S. Dollars. Medco B.V. maintains its books of accounts in Euro currency. For consolidation purposes, assets and liabilities of these subsidiaries have been translated into Indonesian Rupiah using the rates of exchange prevailing at balance sheet date while revenues and expenses and cash flows were translated using the average rates of exchange. The resulting foreign exchange differences are credited or charged to "Translation Adjustments" under the Equity.

d. Cash and Cash Equivalents

Cash and cash equivalents consist of cash on hand and in banks and all unrestricted investments with maturities of three months or less from the date of placement.

e. 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.

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 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.

f. Penyisihan Piutang Ragu-Ragu

Perusahaan dan anak perusahaan menetapkan penyisihan piutang ragu-ragu berdasarkan penelaahan terhadap masing-masing akun piutang pada akhir tahun.

g. 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.

h. Biaya Dibayar Dimuka

Biaya dibayar dimuka diamortisasi selama manfaat masing-masing biaya dengan menggunakan metode garis lurus.

i. 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 yang berlaku. Peningkatan nilai aktiva karena penilaian kembali dikreditkan pada selisih penilaian kembali aktiva tetap dalam akun ekuitas.

Investments in associated companies

Investments in shares of stock with 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 net income or loss is adjusted for the straight-line amortization over five years of goodwill. The carrying amount of the 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 of Equity in 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 difference due to change of equity in subsidiaries or associated companies and recognized as income or expenses in the period the investments are disposed of.

f. Allowance for Doubtful Accounts

Allowance for doubtful accounts is provided based on a review of the status of the individual receivable accounts at the end of the year.

g. 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.

h. Prepaid Expenses

Prepaid expenses are amortized over their beneficial periods using the straight-line method.

i. 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 Government Regulation. Revaluation increment in property and equipment was credited to a separate account under equity.

Penyusutan dihitung dengan menggunakan metode garis lurus berdasarkan taksiran masa manfaat ekonomis aktiva tetap sebagai berikut:

Depreciation is computed using the straight-line method based on the estimated useful lives of the assets as follows:

	<u>Tahun/Years</u>	
Bangunan dan prasarana	20	Buildings and land improvements
Peralatan pemboran lepas pantai	17 - 21	Offshore drilling rigs
Peralatan pemboran darat	4 - 8	Onshore drilling rigs
Pipa-pipa pemboran lepas pantai	4	Offshore drilling pipes
Peralatan pembuat lumpur	5	Mud equipment
Perlengkapan pemboran lepas pantai	5	Offshore rig equipment
Perlengkapan pemboran darat	8	Onshore rig equipment
Kendaraan bermotor	3 - 5	Vehicles
Leasehold improvement	3 - 8	Leasehold improvement
Peralatan kantor dan lainnya	3 - 5	Office and other equipment

Tanah dinyatakan berdasarkan biaya perolehan dan tidak disusutkan.

Land is stated at cost and is not depreciated.

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.

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.

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.

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.

Aktiva dalam penyelesaian dinyatakan sebesar biaya perolehan, termasuk biaya pinjaman yang terjadi selama masa pembangunan yang timbul dari hutang yang digunakan untuk pembangunan aktiva tersebut. Akumulasi biaya perolehan akan dipindahkan ke aktiva tetap yang bersangkutan pada saat selesai dan siap digunakan.

Construction in progress is stated at cost which includes borrowing costs during construction on debts incurred to finance the construction. Construction in progress is transferred to the respective property and equipment account when completed and ready for use.

j. Aset Minyak dan Gas Bumi

j. Oil and Gas Properties

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 aset minyak dan gas bumi, biaya pemboran sumur eksplorasi yang ditemukan cadangan terbukti dan biaya pemboran sumur pengembangan dikapitalisasi. Biaya pemboran sumur eksplorasi yang tidak ditemukan cadangan terbukti, geologi dan geofisika serta biaya eksplorasi lainnya dicatat sebagai beban pada saat terjadi.

The Company's subsidiaries engaged in oil and gas industry use the successful efforts method of accounting for oil and gas activities. Under this method, cost to acquire mineral interest in oil and gas properties, to drill and equip exploratory wells that find proved reserves and to drill and equip development wells are capitalized. Cost to drill exploratory wells that do not find proved reserves, geological and geophysical cost and other exploration costs are charged to income as incurred.

Biaya pemboran sumur eksplorasi termasuk biaya pemboran sumur pengembangan tipe tes stratigraphic dikapitalisasi dan dicatat sebagai bagian dari aset sumur, perlengkapan dan fasilitas dalam pengerjaan. Apabila cadangan terbukti tersebut tidak ditemukan, maka semua biaya eksplorasi yang terakumulasi tersebut dibebankan sebagai beban periode berjalan.

Biaya pemboran sumur pengembangan dan sumur pengembangan tipe tes stratigraphic, termasuk biaya sumur kering, platform, perlengkapan sumur dan fasilitas produksi terkait, dikapitalisasi sebagai aset sumur, perlengkapan dan fasilitas dalam pengerjaan. Aset sumur, perlengkapan dan fasilitas dalam pengerjaan dipindahkan ke aset sumur, perlengkapan dan fasilitas yang bersangkutan pada saat kegiatan pemboran atau konstruksi dinyatakan selesai.

Depresiasi dan amortisasi dari kapitalisasi biaya perolehan aset minyak dan gas bumi dihitung dengan menggunakan metode satuan unit produksi berdasarkan estimasi cadangan yang diharapkan dapat diproduksi.

Biaya untuk memperoleh hak eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi ditangguhkan dan dicatat sebagai area yang belum dioperasikan atau area yang sudah dioperasikan. Penilaian atas akun ini dilakukan secara periodik dan penurunan nilai yang terjadi diakui sebagai kerugian tahun berjalan.

k. Biaya yang Ditangguhkan

Biaya yang terjadi sehubungan dengan perolehan hak pengelolaan Kilang Methanol Bunyu milik PERTAMINA ditangguhkan dan diamortisasi selama tiga tahun dengan menggunakan metode garis lurus karena umur ekonomis ini lebih pendek dari umur pengelolaan kilang.

l. 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.

m. Pengakuan Pendapatan dan Beban

Pendapatan dari jasa pemboran dan jasa terkait lainnya diakui pada saat jasa diberikan kepada pelanggan.

Pendapatan dari penjualan minyak mentah dan gas bumi diakui berdasarkan produksi dan pengiriman ke PERTAMINA.

The costs of drilling exploratory wells, including the cost of drilling exploratory-type stratigraphic test wells are initially capitalized and recorded as part of uncompleted wells, 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 the capitalized costs of oil and gas properties are calculated based on a unit of production, using the estimated recoverable reserves that are expected to be produced.

Costs to acquire the rights to explore and produce oil and gas are recorded as unoperated acreage or operated acreage. This account is periodically assessed for impairment in value, and a loss is recognized at the time of impairment.

k. Deferred Charges

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 since the economic life of these expenditures is shorter than the lease period of methanol refinery.

l. 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.

m. Revenue and Expense Recognition

Revenue from drilling service is recognized when the service is rendered to customer.

Revenue from sale of crude oil and gas is recognized based on production and delivery to PERTAMINA.

Pendapatan dari penjualan methanol diakui pada saat barang diserahkan kepada pelanggan.

Revenue from sale of methanol is recognized when the goods are delivered to the customer.

Beban diakui sesuai dengan manfaatnya pada periode yang bersangkutan.

Expense is recognized when incurred.

n. Program Pensiun dan Manfaat Karyawan

n. Pension and Other Employee Benefit Plans

1. Program Pensiun

1. Pension Plan

Anak perusahaan yang bergerak dalam industri minyak dan gas bumi menyelenggarakan program pensiun iuran pasti untuk semua karyawan tetap lokalnya. Manfaat pensiun dibiayai dari kontribusi anak perusahaan dan karyawannya berdasarkan persentase tertentu gaji karyawan. Beban pensiun anak perusahaan diakui saat terjadinya.

Subsidiaries involved in 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

2. Other Employee Benefit Plans

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.

The Company and its subsidiaries recognize the employee benefit 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 Manpower and the terms of the employment contract of the employees.

Biaya jasa kini dibebankan pada periode terjadinya. Biaya jasa lalu diperlakukan sebagai kewajiban transisi yang diamortisasi selama 5 tahun dengan menggunakan metode garis lurus.

Current service cost is charged to operations in the current period. Past service cost is treated as transitional liability, which is amortized over 5 years using straight-line method.

Metode perhitungan aktuarial yang digunakan adalah Metode Projected Unit Credit.

The actuarial calculation method used is the Projected Unit Credit Method.

o. Pajak Penghasilan

o. Income Tax

Perusahaan dan anak perusahaan menghitung pajak penghasilan berdasarkan Pernyataan Standar Akuntansi Keuangan (PSAK) No. 46 tentang "Akuntansi Pajak Penghasilan".

The Company and its subsidiaries determine their income taxes in accordance with PSAK No. 46, "Accounting for Income Taxes".

Pajak Penghasilan Badan dan Pajak Dividen

Corporate Income Tax and Dividend Tax

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.

Subsidiaries involved in oil and gas industry are subject to a final tax rate of 35% as stated in 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.

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.

Subsidiaries operating under the provisions of 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 (nondeductible) items.

Perbedaan antara nilai tercatat aktiva dan kewajiban dalam laporan keuangan dengan dasar pengenaan pajak final tidak diakui sebagai aktiva atau kewajiban pajak tangguhan.

The difference between the financial statement carrying amounts of assets and liabilities and their respective final tax bases are not recognized as deferred tax assets or liabilities.

Pajak Penghasilan Tidak Final

Beban pajak kini ditentukan berdasarkan laba kena pajak dalam periode yang bersangkutan yang dihitung berdasarkan tarif pajak yang berlaku.

Non-final Income Tax

Current tax expense 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.

Deferred tax assets and liabilities are recognized for the future tax consequences attributable to differences between the financial statement carrying amounts of existing assets and liabilities and their respective tax bases. Deferred tax liabilities are recognized for all taxable temporary differences and deferred tax assets are recognized for deductible temporary differences to the extent that it is probable that taxable income will be available in future periods against which the deductible temporary differences can be utilized.

Pajak tangguhan diukur dengan menggunakan tarif pajak yang berlaku atau secara substansial telah berlaku pada tanggal neraca. Pajak tangguhan dibebankan atau dikreditkan dalam laporan laba rugi, kecuali untuk hal-hal yang secara langsung dibebankan atau dikreditkan ke ekuitas dimana pajak tangguhan tersebut juga dibebankan atau dikreditkan langsung ke ekuitas.

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.

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.

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.

p. 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.

p. Earnings per Share

Basic earnings per share is computed by dividing net income by the weighted average number of shares outstanding during the year.

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.

Diluted earning per share is computed by dividing net income with the weighted average number of shares outstanding as adjusted for the effects of all dilutive potential ordinary shares.

q. Informasi Segmen

Informasi segmen Perusahaan dan anak perusahaan disajikan menurut pengelompokan (segmen) usaha.

Segmen usaha adalah komponen yang dapat dibedakan dan menghasilkan suatu produk atau jasa yang berbeda menurut pembagian industri atau sekelompok produk atau jasa sejenis yang berbeda, terutama untuk para pelanggan di luar entitas perusahaan atau anak perusahaannya.

Informasi segmen disajikan sesuai dengan kebijakan akuntansi yang digunakan untuk menyajikan laporan keuangan konsolidasi.

q. Segment Information

The Company and its subsidiaries segment information is presented based on business segments.

A business segment is a distinguishable component that is engaged in providing an individual product or service or a group of related products or services that are different from those of other business segments, primarily to customers outside the Company or its subsidiaries.

Segment information is prepared using the accounting policies adopted for preparing and presenting the consolidated financial statements.

3. KAS DAN SETARA KAS

	<u>2001</u>	<u>2000</u>
Kas	<u>163.778</u>	<u>311.076</u>
Bank		
Pihak yang mempunyai hubungan istimewa		
Rupiah		
Bank Himpunan Saudara 1906	9.118.061	5.776.572
Pihak ketiga		
Rupiah		
Citibank	51.193.600	728.489
P.T. Bank Mandiri (Persero)	9.670.227	7.102.232
Bank Internasional Indonesia	837.266	79.752
Bank Niaga	604.904	331.444
Bank Lippo	238.798	274.954
Bank Rakyat Indonesia	152.339	3.745.974
Bank Danamon	9.060	8.846
Chase Manhattan Bank	5.962	1.765
U.S. Dollar		
Citibank	466.842.760	267.804.066
Standard Chartered Bank	5.829.111	2.651.780
Bank Niaga	5.652.711	853.832
The Dai-Ichi Kangyo Bank	4.142.280	3.193.959
P.T. Bank Mandiri (Persero)	1.067.852	659.258
Chase Manhattan Bank	183.331	173.194
Myanmar Foreign Trade Bank	161.512	225.558
The Fuji Bank Ltd, Singapura	143.472	127.680
Hong Kong Shanghai Banking Corporation	69.232	9.691
Bank Internasional Indonesia	24.987	18.252.645
Bank Danamon	12.379	9.514
Bank IFI	3.804	3.335
AED Dirham		
Citibank	<u>1.050.174</u>	<u>499.259</u>
Sub-jumlah	<u>557.177.600</u>	<u>312.824.875</u>

3. CASH AND CASH EQUIVALENTS

Cash on hand	
Cash in banks	
Related party	
Rupiah	
Bank Himpunan Saudara 1906	
Third parties	
Rupiah	
Citibank	
P.T. Bank Mandiri (Persero)	
Bank Internasional Indonesia	
Bank Niaga	
Bank Lippo	
Bank Rakyat Indonesia	
Bank Danamon	
Chase Manhattan Bank	
U.S. Dollar	
Citibank	
Standard Chartered Bank	
Bank Niaga	
The Dai-Ichi Kangyo Bank	
P.T. Bank Mandiri (Persero)	
Chase Manhattan Bank	
Myanmar Foreign Trade Bank	
The Fuji Bank Ltd, Singapore	
Hong Kong Shanghai Banking Corporation	
Bank Internasional Indonesia	
Bank Danamon	
Bank IFI	
AED Dirham	
Citibank	
Subtotal	

	2001	2000	
Deposito berjangka			Time deposits
Pihak yang mempunyai hubungan istimewa			Related party
Rupiah			Rupiah
Bank Himpunan Saudara 1906	9.770.731	4.704.300	Bank Himpunan Saudara 1906
Pihak ketiga			Third parties
Rupiah			Rupiah
Bank Niaga	1.921.000	11.018.923	Bank Niaga
P.T. Bank Mandiri (Persero)	305.000	805.000	P.T. Bank Mandiri (Persero)
Citibank	-	4.500.000	Citibank
U.S. Dollar			U.S. Dollar
Citibank	5.207.538	47.399.300	Citibank
Bank Niaga	988.000	15.861.303	Bank Niaga
Deutsche Bank	-	191.900.000	Deutsche Bank
Standard Chartered Bank	-	47.975.000	Standard Chartered Bank
The Dai-ichi Kangyo Bank	-	4.202.610	The Dai-ichi Kangyo Bank
Sub-jumlah	18.192.269	328.366.436	Subtotal
Jumlah	575.369.869	641.191.311	Total
Tingkat bunga deposito berjangka per tahun			Interest rates on time deposits per annum
Rupiah	11% - 17%	6% - 13,22%	Rupiah
U.S. Dollar	1% - 5%	3,50% - 6,65%	U.S. Dollar

4. INVESTASI SEMENTARA

4. TEMPORARY INVESTMENTS

	2001	2000	
Deposito berjangka lebih dari 3 bulan			Time deposits with maturity of more than 3 months
U.S. Dollar			U.S. Dollar
The Dai-ichi Kangyo Bank	-	2.110.900	The Dai-ichi Kangyo Bank
Deposito berjangka yang dijaminan			Time deposits used as collateral
Rupiah			Rupiah
Standard Chartered Bank	-	8.876.997	Standard Chartered Bank
U.S. Dollar			U.S. Dollar
The Dai-ichi Kangyo Bank	8.164.000	-	The Dai-ichi Kangyo Bank
Hong Kong Shanghai Banking Corporation	4.934.800	4.552.828	Hong Kong Shanghai Banking Corporation
P.T. Bank Mandiri (Persero)	1.047.800	924.478	P.T. Bank Mandiri (Persero)
Bank Niaga	915.876	1.283.475	Bank Niaga
Jumlah	15.062.476	17.748.678	Total
Tingkat bunga per tahun			Interest rates per annum
Rupiah	-	7,5%	Rupiah
U.S. Dollar	2% - 5%	5% - 7%	U.S. Dollar

Deposito berjangka tersebut dijaminan sehubungan penerbitan bank garansi, letter of credit dan performance bonds dalam kegiatan usaha normal.

Time deposits are used as collateral in relation to the issuance of bank guarantees, letter of credit and performance bonds in the normal course of the business.

5. PIUTANG USAHA PADA PIHAK KETIGA

a. Berdasarkan langganan:

	<u>2001</u>	<u>2000</u>
Pihak ketiga		
Pelanggan dalam negeri	571.130.866	471.512.037
Pelanggan luar negeri	<u>128.916.425</u>	<u>163.195.651</u>
Jumlah	700.047.291	634.707.688
Penyisihan piutang ragu-ragu	<u>(16.083.859)</u>	<u>(10.318.604)</u>
Bersih	<u>683.963.432</u>	<u>624.389.084</u>

b. Berdasarkan umur:

	<u>2001</u>	<u>2000</u>
Belum jatuh tempo	366.390.674	315.344.114
1 s/d 30 hari	198.712.714	220.795.914
31 s/d 60 hari	79.253.588	40.784.170
61 s/d 90 hari	13.468.755	24.549.726
91 s/d 120 hari	13.012.539	20.260.213
> 120 hari	<u>29.209.021</u>	<u>12.973.551</u>
Jumlah	700.047.291	634.707.688
Penyisihan piutang ragu-ragu	<u>(16.083.859)</u>	<u>(10.318.604)</u>
Bersih	<u>683.963.432</u>	<u>624.389.084</u>

c. Berdasarkan mata uang:

	<u>2001</u>	<u>2000</u>
Rupiah	4.091.792	24.906.473
U.S. Dollar	695.752.426	609.701.790
Singapore Dollar	53.635	99.425
Dirham (AED)	<u>149.438</u>	<u>-</u>
Jumlah	700.047.291	634.707.688
Penyisihan piutang ragu-ragu	<u>(16.083.859)</u>	<u>(10.318.604)</u>
Bersih	<u>683.963.432</u>	<u>624.389.084</u>

5. TRADE ACCOUNTS RECEIVABLE FROM THIRD PARTIES

a. By debtor:

Third parties	
Local debtors	
Foreign debtors	
Total	
Allowance for doubtful accounts	
Net	

b. By age category:

Not yet due	
1 - 30 days past due	
31- 60 days past due	
61- 90 days past due	
91- 120 days past due	
More than 120 days past due	
Total	
Allowance for doubtful accounts	
Net	

c. By currency:

Rupiah	
U.S. Dollar	
Singapore Dollar	
Dirham (AED)	
Total	
Allowance for doubtful accounts	
Net	

Mutasi penyisihan piutang ragu-ragu

Saldo awal	10.318.604	1.437.563
Penambahan	5.765.255	10.318.604
Pengurangan	<u>-</u>	<u>(1.437.563)</u>
Saldo akhir	<u>16.083.859</u>	<u>10.318.604</u>

Changes in the allowance for doubtful accounts	
Beginning balance	
Additions	
Deductions	
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 MEA atas pengoperasian peralatan pemboran darat No. 2,5,6,9 dijamin sehubungan dengan pinjaman sindikasi yang diperoleh Perusahaan (Catatan 19).

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 MEA's onshore drilling rigs No. 2,5,6,9 is used as collateral for the Company's syndicated loan (Note 19).

6. PIUTANG LAIN-LAIN

	2001
PERTAMINA	114.443.805
Pinjaman karyawan	31.824.141
Lain-lain	36.825.017
Jumlah	<u>183.092.963</u>

Piutang ke PERTAMINA berasal dari Pajak Pertambahan Nilai (PPN) yang telah dibayarkan oleh anak perusahaan yang bergerak di bidang minyak dan gas bumi yang dapat direimburse ke PERTAMINA, dan biaya operasional PERTAMINA di lapangan yang dibayar oleh anak perusahaan.

6. OTHER ACCOUNTS RECEIVABLE

	2000
PERTAMINA	92.801.719
Loans to employees	16.759.903
Others	25.021.841
Total	<u>134.583.463</u>

Accounts receivable from PERTAMINA represents value added tax that have been paid by subsidiaries involved in oil and gas industry which are reimbursable from PERTAMINA, and also PERTAMINA's field operational expenses that were advanced by subsidiaries.

7. PERSEDIAAN

	2001	2000 (Setelah dinyatakan kembali / As restated Catatan/ Note 40)
Suku cadang, perlengkapan sumur dan lainnya	186.294.428	124.711.069
Barang dalam perjalanan	19.167.407	7.812.672
Methanol	14.636.751	4.546.080
Jumlah	220.098.586	137.069.821
Penyisihan penurunan nilai persediaan	(2.176.331)	(233.173)
Jumlah - Bersih	<u>217.922.255</u>	<u>136.836.648</u>
Mutasi penyisihan penurunan nilai persediaan		
Saldo awal	233.173	-
Penambahan	1.943.158	233.173
Saldo akhir	<u>2.176.331</u>	<u>233.173</u>

Pada tanggal 31 Desember 2001, persediaan dan aktiva tetap kecuali tanah telah diasuransikan dengan nilai pertanggungan sebesar US\$ 269.434.322 dan Rp 6.362.378 ribu (Catatan 12). Manajemen berpendapat bahwa nilai pertanggungan tersebut cukup untuk menutupi kemungkinan kerugian yang dialami Perusahaan dan anak perusahaan.

7. INVENTORIES

	2000 (Setelah dinyatakan kembali / As restated Catatan/ Note 40)
Spareparts, well supplies and others	124.711.069
Materials in transit	7.812.672
Methanol	4.546.080
Total	137.069.821
Allowance for decline in value Net	(233.173)
Changes in the allowance for decline in value of inventory	
Beginning balance	-
Additions	233.173
Ending balance	233.173

At December 31, 2001, all inventories and property and equipment, except land, were insured for US\$ 269,434,322 and Rp 6,362,378 thousand (Note 12). Management believes that the insurance coverage is adequate to cover possible losses of the Company and its subsidiaries.

8. PAJAK DIBAYAR DI MUKA

	<u>2001</u>	<u>2000</u>
Perusahaan		
Pajak penghasilan badan lebih bayar	6.231.362	6.596.349
Pajak pertambahan nilai	<u>351.456</u>	<u>-</u>
Anak Perusahaan		
Pajak pertambahan nilai	35.046.375	18.962.931
Pajak penghasilan badan lebih bayar	<u>49.442.965</u>	<u>16.316.511</u>
Jumlah	<u>84.489.340</u>	<u>35.279.442</u>
Jumlah	<u>91.072.158</u>	<u>41.875.791</u>

The Company
Corporate income tax overpayments
Value added tax

Subsidiaries
Value added tax
Corporate income tax overpayments
Total

Total

9. REKENING BANK YANG DIBATASI PENGGUNAANNYA

	<u>2001</u>	<u>2000</u>
Standard Chartered Bank (US\$ 1.089.258)	11.328.283	-
P.T. Bank Mandiri (Persero) (US\$ 333.370)	<u>-</u>	<u>3.198.685</u>
Jumlah	<u>11.328.283</u>	<u>3.198.685</u>

Standard Chartered Bank (US\$ 1,089,258)
P.T. Bank Mandiri (Persero) (US\$ 333,370)
Total

Rekening giro pada Standard Chartered Bank merupakan dana sehubungan dengan fasilitas garansi bank yang diperoleh anak perusahaan dari bank yang bersangkutan.

Current account in Standard Chartered Bank represents refundable deposits in connection with the guarantee facilities obtained by the subsidiary from the bank.

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 angsuran pokok ditambah bunga bulan berikutnya (Catatan 19). Meskipun demikian, Perusahaan mendepositkan dana yang diwajibkan pada rekening tersebut mendekati tanggal pembayaran pokok dan bunga.

Current account in P.T. Bank Mandiri (Persero) represents the escrow account required under the credit facility obtained by the subsidiary from P.T. Bank Mandiri (Persero). The escrow account is required to have a minimum balance equivalent to the principal installment plus next month's interest (Note 19). The Company however deposits the required funding on this account near the principal and interest payment dates.

10. PIUTANG PADA PIHAK YANG MEMPUNYAI HUBUNGAN ISTIMEWA

	<u>2001</u>	<u>2000</u>
Medco Central Asia Ltd. (MCA)	551.912.588	509.278.615
PT Medco Duta (DUTA)	305.713.155	284.797.837
PT Medco Inti Dinamika (INTI)	53.073.342	51.981.979
Mesa Drilling Inc.	8.066.145	-
Probe Technology Service Inc.	2.600.000	-
Lain-lain	<u>93.083</u>	<u>93.083</u>
Jumlah	<u>921.458.313</u>	<u>846.151.514</u>
Penyisihan piutang ragu-ragu	<u>(905.705.929)</u>	<u>(504.488.885)</u>
Jumlah	<u>15.752.384</u>	<u>341.662.629</u>

10. ACCOUNTS RECEIVABLE FROM RELATED PARTIES

Medco Central Asia Ltd. (MCA)
PT Medco Duta (DUTA)
PT Medco Inti Dinamika (INTI)
Mesa Drilling Inc.
Probe Technology Service Inc.
Others
Total
Allowance for doubtful accounts
Total

Mutasi penyisihan piutang ragu-ragu

Changes in allowance for doubtful accounts

	2001	2000	
Saldo awal	504.488.885	144.609.009	Beginning balance
Penambahan	<u>401.217.044</u>	<u>359.879.876</u>	Addition
Saldo akhir	<u>905.705.929</u>	<u>504.488.885</u>	Ending balance

Piutang dari MCA semula dicatat sebagai uang muka jaminan dalam rangka perolehan hak pengoperasian JSC-Mangistaumunaigaz (JSC-M) dengan penjelasan sebagai berikut :

- 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.

MOU tersebut berlaku sampai dengan 12 Nopember 1999 dan tidak diperpanjang. Sejak saat itu setoran jaminan tersebut disajikan sebagai piutang usaha pada pihak yang mempunyai hubungan istimewa. MCA saat ini sedang dalam proses restrukturisasi hutang-hutangnya.

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 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 cadangan piutang ragu-ragu masing-masing Rp 905.705.929 ribu pada tahun 2001 dan Rp 504.488.885 ribu pada tahun 2000.

Receivable from MCA was originally recorded as security deposit paid to MCA to secure the rights to operate JSC-Mangistaumunaigaz (JSC-M) described as follows :

- 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 operation.

The MOU was in effect until November 12, 1999 and was not extended. Since that date, the security deposit was presented as accounts receivable from related parties. MCA is still in the process of restructuring its debts.

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 Rupiah and 8% to 5% for U.S. Dollar. In addition, the repayment terms of the loans were also changed to 8 years 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 the management provided an allowance for doubtful accounts of Rp 905,705,929 thousand in 2001 and Rp 504,488,885 thousand in 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 afiliasi tersebut maka Perusahaan tetap melakukan pencatatan secara extracomptable dan diakui sebagai 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 yang harus memperoleh persetujuan dari Pemegang Saham Independen.

Pada tanggal 30 Nopember 2001 dan 21 Desember 2001, Perusahaan mengadakan Rapat Umum pemegang saham Independen sehubungan dengan transaksi tersebut diatas. Rapat tersebut tidak mencapai minimum 50% peserta yang hadir sebagaimana disyaratkan oleh BAPEPAM, sehingga rapat tidak memenuhi persyaratan dalam mengambil keputusan untuk mengusulkan penjadwalan ulang piutang usaha berdasarkan Perjanjian Pengakuan Hutang. Namun demikian, rapat tersebut mengakui adanya potensi transaksi benturan kepentingan.

Sesuai dengan keputusan Ketua BAPEPAM diatas, maka Rapat Umum Luar Biasa Pemegang Saham Independen akan diadakan setelah memperoleh petunjuk dari BAPEPAM. Hingga saat ini Perusahaan masih dalam proses untuk mendapatkan petunjuk tersebut.

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, therefore, the Company still records the interest in extracomptable and recognizes it 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 may be construed as a conflict of interest between the Company and its related parties.

On November 30, 2001 and December 21, 2001, the Company held an Extraordinary Meeting of the Independent Stockholders concerning such transactions. As the quorum did not meet the minimum 50% attendance required by BAPEPAM, the meeting was not qualified to make a decision on the proposed accounts receivable rescheduling under the Debt Acknowledge Agreement. However, the meeting did acknowledge the occurrence of such potential conflict of interest transactions.

Based on BAPEPAM's regulation, the Extraordinary Meeting of the Independent Stockholders shall be held by the Company once it has obtained the guidance from BAPEPAM. The Company is currently in the process of obtaining such guidance.

11. INVESTASI SAHAM

	<u>2001</u>
Mesa Drilling Inc.	31.977.034
Probe Technology Service Inc.	<u>6.129.811</u>
Jumlah	<u>38.106.845</u>

11. INVESTMENTS IN SHARES OF STOCK

	<u>2000</u>
Mesa Drilling Inc.	-
Probe Technology Service Inc.	<u>6.100.866</u>
Total	<u>6.100.866</u>

Mesa Drilling Inc.

Investasi saham merupakan penyertaan saham Apexindo, anak perusahaan, sebesar 50% pada Mesa Drilling Inc. (MESA). MESA adalah perusahaan yang berkedudukan di Texas, Amerika Serikat, yang bergerak di bidang jasa pemboran di darat. Investasi saham ini dilakukan dalam bentuk penyerahan satu unit peralatan pengeboran (rig) dengan nilai yang disepakati sebesar US\$ 3.000.000 sebagaimana tercantum dalam Agreement for the Sale and Purchase of and Subscription for Shares in Mesa Drilling Inc. tanggal 20 April 2001.

Pada tanggal 31 Desember 2001, jumlah tercatat investasi ini berdasarkan metode ekuitas adalah sebagai berikut:

	<u>2001</u>
Jumlah investasi awal (US\$ 3.000.000)	33.741.000
Bagian rugi bersih perusahaan asosiasi	<u>(1.763.966)</u>
Jumlah tercatat	<u><u>31.977.034</u></u>

Probe Technology Service Inc.

Investasi saham merupakan penyertaan saham EPI, anak perusahaan, sebesar 36,6% pada Probe Technology Service Inc. sebuah perusahaan yang berkedudukan di Texas, Amerika Serikat yang bergerak dibidang jasa dan teknologi perminyakan. Dengan harga beli sebesar US\$ 875.000 atau senilai Rp 6.838.122 ribu pada tanggal 11 Mei 2000.

Pada tanggal 31 Desember 2001 dan 2000, jumlah tercatat investasi ini berdasarkan metode ekuitas adalah sebagai berikut:

	<u>2001</u>	<u>2000</u>
Saldo awal	6.100.866	6.838.122
Bagian laba (rugi) bersih perusahaan asosiasi	<u>28.945</u>	<u>(737.256)</u>
Jumlah tercatat	<u><u>6.129.811</u></u>	<u><u>6.100.866</u></u>

Mesa Drilling Inc.

This account represents 50% interest of Apexindo, a subsidiary, in Mesa Drilling, Inc. (MESA). MESA is a company located in Texas, USA which is engaged in onshore drilling operation. The investment was paid by transferring one unit of rig at an agreed amount of US\$ 3,000,000 as stated in the Agreement for the Sale and Purchase of and Subscription for shares in Mesa Drilling Inc. dated April 20, 2001.

At December 31, 2001, the carrying amount of this investment, which is accounted for under the equity method, is as follows:

Initial investment (US\$ 3,000,000)
Equity in net loss
Carrying amount

Probe Technology Service Inc.

This account represents 36.6% equity ownership of EPI, a subsidiary, in Probe Technology Service Inc., a company domiciled in Texas, United States which is involved in services and oil technology. The investment was acquired for US\$ 875,000 or Rp 6,838,122 thousand on May 11, 2000.

At December 31, 2001 and 2000, the carrying amount of this investment, which is accounted for under the equity method, is as follows:

Beginning balance
Equity in net income (loss)
Carrying amount

12. AKTIVA TETAP

12. PROPERTY AND EQUIPMENT

	1 Januari / January 1, 2001	Penambahan/ Additions	Pengurangan/ Deductions	Reklasifikasi/ Reclassifications	31 Desember / December 31, 2001	
Biaya perolehan atau penilaian kembali:						At cost or revalued amounts:
Pemilikan langsung						Direct acquisitions
Tanah	3.992.362	52.356	-	-	4.044.718	Land
Bangunan dan prasarana	5.305.865	199.569	-	-	5.505.434	Buildings and land improvements
Peralatan dan perlengkapan pemboran	593.741.157	688.978.792	12.332.026	32.153.007	1.302.540.930	Onshore and offshore drilling rigs and equipment
Kendaraan bermotor	76.274.945	9.630.935	1.410.190	442.320	84.938.010	Vehicles
Peralatan kantor dan lainnya	39.278.814	1.797.725	162.528	-	40.914.011	Office and other equipment
Leasehold improvement	42.241.414	-	-	6.702.479	48.943.893	Leasehold Improvement
Aktiva dalam penyelesaian	13.916.547	37.365.386	-	(39.297.806)	11.984.127	Construction in progress
Jumlah	774.751.104	738.024.763	13.904.744	-	1.498.871.123	Total
Akumulasi penyusutan:						Accumulated depreciation:
Pemilikan langsung						Direct acquisitions
Bangunan dan prasarana	519.639	272.071	-	-	791.710	Buildings and land improvements
Peralatan dan perlengkapan pemboran	274.696.363	115.560.332	11.592.950	-	378.663.745	Onshore and offshore drilling rigs and equipment
Kendaraan bermotor	27.823.246	9.170.975	1.254.443	-	35.739.778	Vehicles
Peralatan kantor dan lainnya	23.449.428	1.466.707	162.528	-	24.753.607	Office and other equipment
Leasehold improvement	8.192.648	9.457.792	-	-	17.650.440	Leasehold Improvement
Jumlah	334.681.324	135.927.877	13.009.921	-	457.599.280	Total
Nilai Buku Bersih	440.069.780				1.041.271.843	Net Book Value
	1 Januari / January 1, 2000	Penambahan/ Additions	Pengurangan/ Deductions	Reklasifikasi/ Reclassifications	31 Desember / December 31, 2000	
Biaya perolehan atau penilaian kembali:						At cost or revalued amounts:
Pemilikan langsung						Direct acquisitions
Tanah	3.992.362	-	-	-	3.992.362	Land
Bangunan dan prasarana	5.305.865	-	-	-	5.305.865	Buildings and land improvements
Peralatan dan perlengkapan pemboran	563.857.044	13.906.534	-	15.977.579	593.741.157	Onshore and offshore drilling rigs and equipment
Kendaraan bermotor	46.081.105	30.740.310	546.470	-	76.274.945	Vehicles
Peralatan kantor dan lainnya	37.583.210	1.872.824	177.220	-	39.278.814	Office and other equipment
Leasehold improvement	5.520.870	36.720.544	-	-	42.241.414	Leasehold Improvement
Aktiva dalam penyelesaian	10.964.216	18.929.910	-	(15.977.579)	13.916.547	Construction in progress
Jumlah	673.304.672	102.170.122	723.690	-	774.751.104	Total
Akumulasi penyusutan:						Accumulated depreciation:
Pemilikan langsung						Direct acquisitions
Bangunan dan prasarana	257.647	261.992	-	-	519.639	Buildings and land improvements
Peralatan dan perlengkapan pemboran	224.717.110	49.979.253	-	-	274.696.363	Onshore and offshore drilling rigs and equipment
Kendaraan bermotor	17.698.459	10.283.070	158.283	-	27.823.246	Vehicles
Peralatan kantor dan lainnya	17.185.176	6.301.251	36.999	-	23.449.428	Office and other equipment
Leasehold improvement	2.760.435	5.432.213	-	-	8.192.648	Leasehold Improvement
Jumlah	262.618.827	72.257.779	195.282	-	334.681.324	Total
Nilai Buku Bersih	410.685.845				440.069.780	Net Book Value

Pada tahun 2001, MEA dan Apexindo telah 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, sebesar Rp 495.069.936 ribu dicatat sebagai bagian dari ekuitas pada akun "selisih perubahan ekuitas anak perusahaan".

Pada tahun 2001, penambahan biaya perolehan aktiva tetap termasuk hasil penilaian kembali adalah sebagai berikut :

In 2001, MEA and Apexindo have 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 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 Market Data Approach. On August 27, 2001, MEA and Apexindo obtained the approval from Tax Service Office through Decision Letter No. KEP-02/WPJ.04/KP.1205/2001. The revaluation increment of Rp 495,069,936 thousand, net of minority interest, was recorded as part of equity and recognized as "difference due to change in in equity of subsidiaries".

The additions to property and equipment in 2001 included the revaluation increment as follows :

	<u>2001</u>	
Tanah	52.356	Land
Bangunan dan prasarana	199.569	Building and land improvements
Peralatan dan perlengkapan pemboran	688.978.792	Onshore and offshore drilling rigs and equipment
Kendaraan	9.630.935	Vehicles
Peralatan kantor dan peralatan lainnya	<u>1.797.725</u>	Office and other equipment
Jumlah	<u><u>700.659.377</u></u>	Total

Beban penyusutan dialokasikan sebagai berikut:

Allocation of depreciation expense is as follows:

	<u>2001</u>	<u>2000</u>	
Beban penjualan dan beban langsung	129.416.714	66.473.436	Cost of sales and direct expenses
Beban usaha	<u>6.511.163</u>	<u>5.784.343</u>	Operating expenses
Jumlah	<u><u>135.927.877</u></u>	<u><u>72.257.779</u></u>	Total

Peralatan dan perlengkapan pemboran darat milik MEA No. 2, 5, 6, 9 digunakan sebagai jaminan sehubungan dengan penerimaan pinjaman sindikasi (Catatan 19).

MEA's onshore drilling rigs No. 2, 5, 6, 9 are used as collateral for the Company's syndicated loan (Note 19).

Perusahaan dan anak perusahaan memiliki beberapa bidang tanah yang terletak di Pondok Pinang, Jakarta, dengan hak legal berupa Hak Guna Bangunan yang berjangka waktu 20 (dua puluh) tahun yang akan jatuh tempo 18 Juni 2018. Manajemen berpendapat tidak terdapat masalah dengan perpanjangan hak atas tanah karena seluruh tanah diperoleh secara sah dan didukung dengan bukti pemilikan yang memadai.

The Company and its subsidiaries own several pieces of land located in Pondok Pinang, Jakarta with Building Use Rights (Hak Guna Bangunan or HGB) for a period of 20 years until June 18, 2018. 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.

Pada tanggal 31 Desember 2001, persediaan dan aktiva tetap kecuali tanah telah diasuransikan dengan nilai pertanggungan sebesar US\$ 269.434.322 dan Rp 6.362.378 ribu (Catatan 7). Manajemen berpendapat bahwa nilai pertanggungan tersebut cukup untuk menutupi kemungkinan kerugian yang timbul dari aktiva yang diasuransikan.

At December 31, 2001, all inventories and property and equipment, except land, were insured for US\$ 269,434,322 and Rp 6,362,378 thousand (Note 7). Management believes that the insurance coverage is adequate to cover possible losses on the assets insured.

13. ASET MINYAK DAN GAS BUMI

13. OIL AND GAS PROPERTIES

	2001	2000	
Area yang sudah dioperasikan	230.136.130	236.310.208	Operated acreage
Area yang belum dioperasikan	9.453.600	11.034.250	Unoperated acreage
Sumur dan perlengkapan dan fasilitasnya	2.412.693.172	1.728.062.561	Wells and related equipment and facilities
Perlengkapan kantor	39.680.295	27.297.765	Office equipment
Kendaraan	26.975.052	23.174.026	Vehicles
Sumur, perlengkapan dan fasilitas dalam pengerjaan	431.313.095	364.432.915	Uncompleted wells, equipment and facilities
Penyesuaian nilai wajar	359.500.076	347.099.996	Fair value adjustment
Jumlah	3.509.751.420	2.737.411.721	Total
Akumulasi depreasi dan amortisasi	(1.063.989.596)	(795.319.701)	Accumulated depreciation and amortization
Jumlah Tercatat	2.445.761.824	1.942.092.020	Net Book Value

Pada tanggal 31 Desember 2001, seluruh aset sumur, perlengkapan dan fasilitasnya yang dimiliki oleh anak perusahaan yang bergerak di bidang minyak dan gas bumi telah diasuransikan untuk risiko kebakaran, pencurian dan risiko lainnya dengan nilai pertanggungan sebesar US\$ 34.223.313. Manajemen berpendapat bahwa nilai pertanggungan tersebut cukup untuk menutupi kemungkinan kerugian atas aset-aset tersebut.

At December 31, 2001, all wells and related equipment and facilities of subsidiaries involved in oil and gas industry were insured against fire, theft, and other possible risks for US\$ 34,223,313. Management believes that the insurance coverage is adequate to cover possible losses on the properties insured.

Estimasi Cadangan

Reserve Estimation

Cadangan minyak dan gas bumi tidak dapat diukur secara pasti. Estimasi cadangan didasarkan atas faktor-faktor yang berhubungan dengan reservoir performance yang memerlukan keahlian untuk menginterpretasikan data yang tersedia, maupun faktor harga, biaya dan faktor-faktor ekonomis lainnya. Oleh karena itu, estimasi cadangan dapat berubah selama masa produksi dari cadangan tersebut.

Oil and gas reserves cannot be measured exactly. Reserve estimates are based on many factors related to reservoir performance which require evaluation by engineers interpreting the available data, as well as price, costs and other economic factors. Accordingly, reserve estimates are subject to revision as additional data becomes available during the producing life of a reservoir.

Estimasi cadangan minyak dan gas bumi di wilayah kerja Sumatera, Kalimantan dan Tarakan berdasarkan estimasi Perusahaan adalah sebagai berikut :

Estimated oil and gas reserves in Sumatera, Kalimantan and Tarakan based on the Company's estimation are as follows:

	Minyak/ Crude oil	Gas	
	Dalam ribu barrel/ In thousands of barrels	Dalam juta kaki kubik/ In millions of cubic feet	
<u>Proved Reserves</u>			<u>Proved Reserves</u>
Saldo 1 Januari 2000	234.400	790.674	Balance as of January 1, 2000
Revisi atas estimasi sebelumnya	67.414	20.518	Revision to previous estimate
Produksi selama tahun 2000	<u>(24.441)</u>	<u>(31.739)</u>	Production in 2000
Saldo 31 Desember 2000	277.373	779.453	Balance as of December 31, 2000
Revisi atas estimasi sebelumnya	125.084	21.098	Revision to previous estimate
Produksi selama tahun 2001	<u>(30.165)</u>	<u>(37.992)</u>	Production in 2001
Saldo 31 Desember 2001	<u>372.292</u>	<u>762.559</u>	Balance as of December 31, 2001
<u>Developed and Undeveloped Reserves</u>			<u>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	<u>(24.441)</u>	<u>(31.739)</u>	Production in 2000
Saldo 31 Desember 2000	219.818	572.095	Balance as of December 31, 2000
Revisi atas estimasi sebelumnya	24.488	23.220	Revision to previous estimate
Produksi selama tahun 2001	<u>(30.165)</u>	<u>(37.992)</u>	Production in 2001
Saldo 31 Desember 2001	<u>214.141</u>	<u>557.323</u>	Balance as of December 31, 2001

Pada akhir tahun, jumlah cadangan dievaluasi oleh konsultan energi independen. Berdasarkan laporan konsultan energi independen Gaffney, Cline & Associate Pte. Ltd (GCA) yang berlokasi di Singapura, jumlah cadangan terbukti minyak sebesar 160.537 ribu barrel pada 31 Desember 2001 dan 180.119 ribu barrel per 31 Desember 2000 dan sebesar 103.876 juta kaki kubik pada tahun 2001 dan 140.280 juta kaki kubik per 31 Desember 2000 untuk gas.

Cadangan minyak menurut Perusahaan sebesar 214,14 juta barrel untuk cadangan terbukti (1P) dan 372,29 juta barrel untuk kategori cadangan terbukti dan probable (2P) yang dihitung dengan menggunakan standar dan metodologi yang sama dengan laporan tahunan sebelumnya menunjukkan perbedaan yang substansial dengan cadangan minyak menurut perhitungan GCA masing-masing sebesar 160,5 juta barrel untuk kategori 1P dan 363,9 juta barrel untuk kategori 2P. Karena adanya pandangan yang kontras dan perbedaan yang masih dapat dipertimbangkan sehubungan dengan pengelompokan antara cadangan terbukti dan probable, maka Perusahaan memutuskan untuk meminta LEMIGAS, konsultan independen lain yang memiliki wewenang untuk mensertifikasi semua cadangan mineral di Indonesia, untuk memberikan penilaian independen atas cadangan terbukti dan probable minyak pada akhir tahun 2001.

At the end of each year, total reserves are evaluated by independent energy consultants. Based on the report of Gaffney, Cline & Associate Pte. Ltd (GCA), independent energy consultants located in Singapore, the proved developed and undeveloped oil reserves are 160,537 thousand barrels as of December 31, 2001 and 180,119 thousand barrels as of December 31, 2000, while the proved gas reserves are 103,876 million cubic feet as of December 31, 2001 and 140,280 million cubic feet as of December 31, 2000.

The Company's reserves calculation for Crude Oil amounting to 214.14 million barrels for proved reserves (1P) and 372.29 million barrels for proved and probable category (2P) were calculated based on the same standard and methodology used in previous Annual Report. The oil and gas reserves calculated by the Company are substantially different from those prepared by GCA who calculated 160.5 million barrels of 1P and 363.9 million barrels of 2P respectively. Because of the considerable variance and contrasting views with respect to reserves categories as proved and those considered as probable, the Company decided to engage another independent consultant, LEMIGAS, which has an authority to certify all the mineral reserves in Indonesia, to provide independent assessment of the Company's proved and probable crude oil reserves as of the year end 2001.

Berdasarkan laporan pendahuluan LEMIGAS tanggal 22 April 2002, cadangan minyak terbukti di Blok Kaji dan Semoga baik yang sudah dikembangkan maupun yang belum dikembangkan sebesar 153.570 ribu barrel yang mewakili 74% dari jumlah cadangan minyak. Berdasarkan hasil diskusi Perusahaan dengan LEMIGAS, laporan final LEMIGAS tidak akan berbeda secara material dengan laporan pendahuluan yang mendekati estimasi Perusahaan.

Based on LEMIGAS preliminary report dated April 22, 2002, the Company's proved developed and undeveloped oil reserves for Kaji and Semoga Block, amounts to 153,570 thousands barrels which represent 74% of total oil reserves. Based on the Company's discussion with LEMIGAS, the result of LEMIGAS's final report will not be materially different from the preliminary report which is close to the Company's own estimate.

14. AKTIVA LAIN-LAIN

	2001	2000
Wesel tagih- Kredit Asia Finance, Ltd.	41.492.057	41.492.057
Setoran jaminan	11.071.794	10.288.493
Biaya ditangguhkan - bersih	58.003	1.790.014
Uang muka pembelian aktiva tetap	7.499.491	7.499.491
Lain-lain	19.386.290	2.057.380
Jumlah	79.507.635	63.127.435
Dikurangi penyisihan wesel tagih dan uang muka pembelian aktiva tetap	(48.991.548)	(47.006.701)
Bersih	30.516.087	16.120.734

Wesel tagih Kredit Asia Finance, Ltd., Hong Kong dengan nilai nominal sebesar US\$ 5.170.350 dengan 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 ditangguhkan merupakan biaya-biaya yang dikeluarkan sehubungan dengan perolehan hak pengelolaan Kilang Methanol Bunyu yang diamortisasi selama 3 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 %.

14. OTHER ASSETS

Notes receivable -
Kredit Asia Finance, Ltd.
Security deposits
Deferred charges - net
Advanced payment for property
and equipment
Others
Total
Allowance for possible losses
on notes receivable
and advanced payment for
property and equipment
Net

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. These notes have 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.

Deferred charges consist of the costs of acquiring the rights to manage Bunyu Methanol Plant, which is being amortized for 3 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 established a 100% provision for possible losses on this account.

15. HUTANG USAHA

a. Berdasarkan pemasok

	2001	2000
Pihak yang mempunyai hubungan istimewa PT Andrawina Praja Sarana	2.841.326	18.854.165
Pihak ketiga		
Pemasok dalam negeri	269.841.954	260.093.654
Pemasok luar negeri	14.641.826	23.053.595
Sub-jumlah	284.483.780	283.147.249
Jumlah	287.325.106	302.001.414

b. Berdasarkan mata uang

	2001	2000
Rupiah	36.143.614	43.531.021
U.S. Dollar	249.425.821	256.289.942
Singapore Dollar	1.581.440	2.165.370
Euro	127.994	-
Yen	42.921	-
French Franc	3.316	15.081
Jumlah	287.325.106	302.001.414

Jangka waktu kredit yang timbul dari pembelian material, baik dari pemasok dalam maupun luar negeri berkisar 30 sampai 60 hari.

15. TRADE ACCOUNTS PAYABLE

a. By creditor

Related party PT Andrawina Praja Sarana
Third parties
Local suppliers
Foreign suppliers
Subtotal
Total

b. By currency

Rupiah
U.S. Dollar
Singapore Dollar
Euro
Yen
French Franc
Total

Purchases of material, both from local and foreign suppliers, have credit terms of 30 to 60 days.

16. HUTANG LAIN-LAIN

	2001	2000
Beyond Petroleum (BP)	47.176.657	43.525.002
PERTAMINA	33.769.985	39.802.920
Lainnya	24.628.919	20.779.734
Jumlah	105.575.561	104.107.656

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.

Hutang kepada PERTAMINA merupakan hutang atas penggunaan pipa milik PERTAMINA yang digunakan oleh anak perusahaan.

16. OTHER ACCOUNTS PAYABLE

Beyond Petroleum (BP)
PERTAMINA
Others
Total

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.

Accounts payable to PERTAMINA arose from utilisation of pipeline facilities of PERTAMINA by subsidiaries.

17. HUTANG PAJAK

17. TAXES PAYABLE

	2001	2000	
<u>Perusahaan</u>			<u>The Company</u>
Pajak Penghasilan			Income tax
Pasal 21	11.651.803	6.648.780	Article 21
Pasal 23	71.880	1.929.739	Article 23
Pasal 26	64.439	11.029.152	Article 26
Pajak Pertambahan Nilai	1.464.505	2.278.204	Value added tax
Sub-jumlah	<u>13.252.627</u>	<u>21.885.875</u>	Subtotal
<u>Anak Perusahaan</u>			<u>Subsidiaries</u>
Pajak Penghasilan Badan	74.849.094	53.603.119	Corporate income tax
Pajak Penghasilan			Income tax
Pasal 21	5.863.520	11.916.197	Article 21
Pasal 23	7.588.076	7.412.310	Article 23
Pasal 25	3.247.757	690.132	Article 25
Pasal 26	133.601	171.390	Article 26
Bagian hutang pajak pasal 19 yang akan jatuh tempo dalam waktu satu tahun (setelah dikurangi bagian jangka panjang sebesar Rp 48.006.403 ribu)	16.002.201	-	Current maturities of income tax article 19 (net of long-term portion of Rp 48,006,403 thousand)
Pajak Pertambahan Nilai	9.590.548	5.907.506	Value added tax
Sub-jumlah	<u>117.274.797</u>	<u>79.700.654</u>	Subtotal
Jumlah	<u><u>130.527.424</u></u>	<u><u>101.586.529</u></u>	Total

Pada tahun 2001, Apexindo dan MEA, anak perusahaan, melakukan penilaian kembali atas aktiva tetapnya. Hutang pajak (pasal 19) yang timbul atas selisih penilaian kembali aktiva tetap tersebut adalah sebesar Rp 648.232.059 ribu yang dapat diangsur selama lima tahun.

In 2001, Apexindo and MEA, subsidiaries, had revalued their property and equipment. Tax payable (article 19) on the revaluation amounted to Rp 648,232,059 thousand which can be paid in installment over five years.

Pada tahun 2000 Perusahaan telah memperoleh Surat Ketetapan Pajak Lebih Bayar (SKPLB) Pajak Penghasilan Badan tahun 1997 sebesar Rp 1.371.376.010 yang telah diperhitungkan oleh Kantor Pelayanan Pajak (KPP) dengan STP PPh pasal 21 tahun 2000 sebesar Rp 519.820, SKP PPh pasal 21 tahun 1997 sebesar Rp 71.358.734, SKP PPh pasal 23 tahun 1997 sebesar Rp 390.184.847, SKP PPh pasal 26 tahun 1997 sebesar Rp 358.270.454, SKP PPh pasal 4 (2) tahun 1997 sebesar Rp 1.641.410 serta STP PBB tahun 1997 dan 1998 sebesar Rp 34.314.096 dan sisanya sebesar Rp 515.086.649 telah diterima oleh Perusahaan pada tanggal 8 Juni 2000.

In 2000, the Company received Overpayment Tax Assessment Letter (SKPLB) for 1997 corporate income tax overpayment of Rp 1,371,376,010, from which the following income taxes were deducted: article 21 income tax payable for 2000 of Rp 519,820; underpayment per tax assessment letter of article 21 income tax for 1997 of Rp 71,358,734; article 23 income tax for 1997 Rp 390,184,847; article 26 income tax for 1997 of Rp 358,270,454; article 4 (2) income tax for 1997 of Rp 1,641,410; and land and building taxes payable for 1997 and 1998 totaling Rp 34,314,096. The net amount of refund of Rp 515,086,649 was received by the Company on June 8, 2000.

Perusahaan juga telah menerima SKPLB PPN masa Desember tahun 1997 sebesar Rp 578.171.272 yang telah diperhitungkan oleh KPP dengan SKP PPN tahun 1999 sebesar Rp 11.865.016, STP PPh-23 tahun 1999 sebesar Rp 65.369, STP PPh-21 tahun 2000 sebesar Rp 25.000, STP PPh pasal 4 (2) tahun 2000 sebesar Rp 2.830.284 serta untuk kompensasi PPN setelah masa Desember 1999 sebesar Rp 228.694.872. Sisa sebesar Rp 334.690.731 telah diterima oleh Perusahaan pada tanggal 7 Agustus 2000.

Dalam tahun 2001, Perusahaan menerima SKPLB Pajak Penghasilan Badan tahun 1998 dan 1999 sebesar Rp 1.006.697 ribu dan Rp 3.015.313 ribu yang telah diperhitungkan oleh KPP dengan STP PPh pasal 21 tahun 1998 sebesar Rp 6.162 ribu; STP PPh pasal 23 tahun 1998 dan 1999 masing-masing sebesar Rp 1.447.098 ribu dan Rp 1.264.835 ribu, STP PPh pasal 26 tahun 1998 dan 1999 masing-masing sebesar Rp 2.231.734 ribu dan Rp 24.882 ribu; STP PPh pasal 4 (2) tahun 1998 sebesar Rp 89.345 ribu dan PPN dalam negeri tahun 1998 dan 1999 masing-masing sebesar Rp 15.516 ribu dan Rp 24.882 ribu. Sisa atas kurang bayar sebesar Rp 1.082.443 ribu telah dibayar pada tahun 2001.

The Company also received SKPLB for Value Added Tax (VAT) for December 1997 for overpayment of Rp 578,171,272 from which the following were deducted: 1999 VAT of Rp 11,865,016; 1999 article 23 income tax payable of Rp 65,369; 2000 article 21 income tax payable of Rp 25,000; 2000 article 4 (2) income tax payable of Rp 2,830,284 and VAT payable after the period of December 1999 of Rp 228,694,872. The net of refund of Rp 334,690,731 was received by the Company on August 7, 2000.

In 2001, the Company received SKPLB for 1998 and 1999 corporate income tax overpayment of Rp 1,006,697 thousand and Rp 3,015,313 thousand, respectively, from which the following income taxes were deducted: underpayment of 1998 article 21 income tax of Rp 6,162 thousand; 1998 and 1999 article 23 income tax of Rp 1,447,098 thousand and Rp 1,264,835 thousand, respectively; 1998 and 1999 article 26 income tax of Rp 2,231,734 thousand and Rp 24,882 thousand, respectively; 1998 article 4 (2) income tax of Rp 89,345 thousand; and 1998 and 1999 domestic VAT of Rp 15,516 thousand and Rp 24,882 thousand, respectively. The net underpayment of Rp 1,082,443 thousand has been paid in 2001.

18. BIAYA YANG MASIH HARUS DIBAYAR

	<u>2001</u>
Manfaat karyawan lainnya (Catatan 32)	23.106.998
Lain-lain	26.229.237
Jumlah	<u>49.336.235</u>

18. ACCRUED EXPENSES

	<u>2000</u>	
	-	Other employee benefits (Note 32)
	26.923.500	Others
	<u>26.923.500</u>	Total

19. HUTANG JANGKA PANJANG

	<u>2001</u>
Hutang sindikasi	
US \$ 6.288.840 pada tahun 2001 dan US\$ 9.321.840 tahun 2000	65.403.936
Hutang bank	
P.T. Bank Mandiri (Persero)	
US \$ 4.666.039 pada tahun 2001 dan US\$ 6.250.000 tahun 2000	48.526.806
Jumlah	<u>113.930.742</u>
Dikurangi bagian yang jatuh tempo dalam waktu satu tahun	52.337.366
Jumlah	<u>61.593.376</u>
Tingkat bunga per tahun selama tahun berjalan	6% - 9%

19. LONG-TERM LOANS

	<u>2000</u>	
		Syndicated loan
	89.443.055	US \$ 6,288,840 in 2001 and US\$ 9,321,840 in 2000
		Bank loan
		P.T. Bank Mandiri (Persero)
		US\$ 4,666,039 in 2001 and US\$ 6,250,000 in 2000
	<u>59.968.750</u>	Total
	<u>149.411.805</u>	
		Less current maturities
		Noncurrent portion
		Interest rates per annum during the year
		7% - 10%

Hutang Sindikasi

Perusahaan bersama-sama dengan 4 anak perusahaannya yakni Apexindo, MEA, EK dan ET memperoleh pinjaman sindikasi dengan fasilitas pinjaman revolving 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 5 dan 12).

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. - 3,5% per tahun untuk periode 10 Agustus 2001 sampai dengan jatuh tempo.
Jangka waktu	: 3 tahun, jatuh tempo 10 Agustus 2002.
Jaminan	: Peralatan pemboran (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.

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 syndicate 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 utilisation of the related rigs (Notes 5 and 12).

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\$ 11,750,000	: Credit facility
Payable monthly	: Principal amount + interest
DKB 's Cost of Fund + Margin.	: Interest Rate
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 annum for the period from August 10, 2001 until maturity date.	
3 years, maturing on August 10, 2002.	: Loan period
Drilling equipment (Rig) 2, 5, 6 and 9 and the related receivables from the operations thereof.	: Collateral

Certain restriction have been retained in the loan agreement.

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 selama bulan November 2000 sampai dengan Oktober 2001.
	-	US\$ 2.000.000 selama bulan November 2001 sampai dengan Oktober 2002.
	-	US\$ 3.000.000 selama bulan November 2002 sampai dengan Oktober 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.

Bank Loan

On August 28, 1996, Apexindo, a subsidiary, obtained a short-term bank loan of US\$ 6,250,000 from BDN Bank AG, Germany, with 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 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 monthly from November 2000 to October 2001.
-		US\$ 2,000,000 monthly from November 2001 to October 2002.
-		US\$ 3,000,000 monthly from November 2002 to October 2003.
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.

Disamping ketentuan dan persyaratan tersebut di atas, Apexindo tidak diperkenankan menerima pinjaman baru kecuali pinjaman subordinasi tanpa persetujuan P.T. Bank Mandiri (Persero). Apexindo juga harus mempertahankan rasio total kewajiban bersih terhadap total ekuitas tidak lebih dari 2 dibanding 1 dan saldo rekening giro di P.T. Bank Mandiri (Persero) minimal sebesar angsuran pokok ditambah bunga bulan berikutnya.

In addition to the terms and conditions described above, Apexindo is not allowed to obtain new loan except subordinated loan, without prior approval from P.T. Bank Mandiri (Persero). Apexindo also has to maintain a debt to equity ratio not exceeding 2 to 1 and the current account with P.T. Bank Mandiri (Persero) shall have a minimum balance equivalent to one month principal installment plus interest of the following month.

20. WESEL BAYAR JANGKA PANJANG

20. LONG-TERM NOTES PAYABLE

	<u>2000</u>	
Series A Guaranteed Floating Rate Notes jatuh tempo 2007 (Note Seri A) - US\$ 2.868.000	27.518.460	Series A Guaranteed Floating Rate Notes due in 2007 (Series A Notes) - US\$ 2,868,000
Series B Guaranteed Floating Rate Notes jatuh tempo 2007 (Note Seri B) - US\$ 18.851.872	180.883.712	Series B Guaranteed Floating Rate Notes due in 2007 (Series B Notes) - US\$ 18,851,872
Jumlah	<u>208.402.172</u>	Total
Tingkat bunga per tahun	3,7 % - 6,9 %	Interest rates per annum

Pada tahun 1999, Medco B.V., 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 Manhattan Bank, dengan ketentuan dan kondisi sebagai berikut :

In 1999, Medco B.V., 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 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

Guaranteed Floating Rate Notes - Series B

Jangka waktu	: 8 tahun, jatuh tempo 2007	8 years, due in 2007	: Loan period
Pelunasan Pokok (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 3 rd , 4 th and 5 th year - 20% per annum of the face value, for 6 th and 7 th year - 30% per annum of the face value, for 8 th 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 1 st year - LIBOR + 2.50% per annum for 2 nd year - LIBOR + 3.25% per annum for 3 rd year - LIBOR + 3.50% per annum for 4 th year - LIBOR + 4.50% per annum for 5 th year - LIBOR + 6.00% per annum for 6 th and 7 th year - LIBOR + 7.00% per annum for 8 th year	: Applicable interest Rates (payable semi-annually)
Tanggal pembayaran bunga	: 1 Februari dan 1 Agustus	February 1 and August 1	: Interest payment date

Perusahaan melunasi sebagian Note Seri A dan Seri B melalui pembelian kembali wesel bayar bersangkutan dengan harga di bawah nilai nominal selama tahun 2001 dan 2000. Laba yang timbul dari transaksi masing-masing sebesar Rp 2.434.825 ribu di tahun 2001 dan Rp 84.587.510 ribu 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 Rp 2,434,825 thousand in 2001 and Rp 84,587,510 thousand in 2000, which was recorded as extraordinary income.

Rincian pelunasan tersebut adalah sebagai berikut:

Details of redemption are summarized below:

Note Seri A

	USD	Series A Notes
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

Note Seri B

	USD	Series B Notes
Nilai nominal	23.451.000	Nominal Value
Pelunasan selama tahun berjalan	(4.599.128)	Redemption during the year
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

21. SELISIH LEBIH AKTIVA BERSIH DI ATAS BIAYA PEROLEHAN INVESTASI

Selisih lebih nilai wajar aktiva bersih diatas biaya perolehan saham berasal dari akuisisi dari anak-anak perusahaan berikut ini:

	2001	2000
Exspan Exploration and Production Pasemah, Ltd.	7.065.410	7.065.410
Exspan Pasemah, Inc.	7.065.410	7.065.410
Exspan Airstenda, Inc.	1.877.753	1.877.753
Exspan Airlimau, Inc.	1.807.104	1.807.104
P.T. Apexindo Pratama Duta	782.909	782.909
P.T. Exspan Kalimantan	80.569	80.569
Jumlah	18.679.155	18.679.155
Dikurangi akumulasi amortisasi	5.795.390	4.861.432
Nilai Buku	12.883.765	13.817.723

21. 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
P.T. Exspan Kalimantan
Total
Less accumulated amortization
Net book value

22. HAK MINORITAS

a. Hak minoritas atas aktiva bersih anak perusahaan

	2001	2000 (Setelah dinyatakan kembali/ As restated Catatan/Note 40)
P.T. Apexindo Pratama Duta	131.231.321	45.027.250
P.T. Exspan Kalimantan	22.022.360	15.246.351
P.T. Exspan Tarakan	13.017.092	9.483.366
P.T. Exspan Nusantara	13.643	1.921
P.T. Medco Methanol Bunyu	(5.279)	(3.593)
Medco Simenggaris Pty, Ltd.	(794.282)	(197.479)
Medco Madura Pty, Ltd.	(1.380.010)	(361.926)
P.T. Petroner Bengara	225.680	-
P.T. Medco Antareja	-	1.646.061
Jumlah	164.330.525	70.841.951

22. MINORITY INTERESTS

a. Minority interests in net assets of subsidiaries

P.T. Apexindo Pratama Duta
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
P.T. Medco Antareja
Total

b. Hak minoritas atas laba (rugi) bersih anak perusahaan

	2001	2000
P.T. Apexindo Pratama Duta	8.367.036	5.506.341
P.T. Exspan Kalimantan	5.702.104	2.728.462
P.T. Exspan Tarakan	2.702.743	2.396.951
P.T. Exspan Nusantara	738	522
P.T. Medco Methanol Bunyu	(1.694)	(455)
Medco Simenggaris Pty, Ltd.	(572.766)	(175.647)
Medco Madura Pty, Ltd.	(974.993)	(321.909)
P.T. Medco Antareja	-	(1.841.945)
Jumlah	15.223.168	8.292.320

b. Minority interests in net income (loss) of subsidiaries

P.T. Apexindo Pratama Duta
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. Medco Antareja
Total

23. MODAL SAHAM

23. CAPITAL STOCK

Nama Pemegang Saham	2001			Name of Stockholder
	Jumlah Saham/ Number of Shares	Persentase Kepemilikan/ Ownership Percentage	Jumlah Modal Disetor/ Total Paid-up Capital	
New Links Energy Resources Limited	2.847.356.565	85,44%	284.735.657	New Links Energy Resources Limited
P.T. Medco Duta	78.360.000	2,35%	7.836.000	P.T. Medco Duta
P.T. Multifabrindo Gemilang	2.000.000	0,06%	200.000	P.T. Multifabrindo Gemilang
P.T. Nuansa Grahacipta	2.970.000	0,09%	297.000	P.T. Nuansa Grahacipta
Masyarakat (dibawah 5%)	401.764.885	12,06%	40.176.488	Public (less than 5%)
Jumlah	3.332.451.450	100,00%	333.245.145	Total
Dikurangi saham treasuri	(188.483.000)	-	(18.848.300)	Less treasury stock
Jumlah	3.143.968.450	100,00%	314.396.845	Total
Nama Pemegang Saham	2000			Name of Stockholder
	Jumlah Saham/ Number of Shares	Persentase Kepemilikan/ Ownership Percentage	Jumlah Modal Disetor/ Total Paid-up Capital	
New Links Energy Resources Limited	2.847.356.565	85,44%	284.735.657	New Links Energy Resources Limited
P.T. Medco Duta	78.360.000	2,35%	7.836.000	P.T. Medco Duta
P.T. Multifabrindo Gemilang	2.000.000	0,06%	200.000	P.T. Multifabrindo Gemilang
P.T. Nuansa Grahacipta	2.970.000	0,09%	297.000	P.T. Nuansa Grahacipta
Masyarakat (dibawah 5%)	401.764.885	12,06%	40.176.488	Public (less than 5%)
Jumlah	3.332.451.450	100,00%	333.245.145	Total
Dikurangi saham treasuri	(13.361.500)	-	(1.336.150)	Less treasury stock
Jumlah	3.319.089.950	100,00%	331.908.995	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 tentang transaksi benturan kepentingan.

Based on Chairman of BAPEPAM's decree No. KEP-45/PM/1998 dated August 14, 1998, shares of stock reacquired by public company can be resold to the Company's directors and employees through Employees Stock Option Plan, which has been approved in the 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.

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 its directors and employees at a maximum of 5% of the total shares issued and will be issued within three years by the Company with 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 is still to be determined by Board of Commissioners of the Company. 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.

Berdasarkan RUPS, sebagaimana yang tercantum dalam akta Pernyataan Keputusan Rapat No.76 tanggal 25 Juni 2001, dari notaris Ny. Poerbaningsih Adi Warsito, S.H., pemegang saham Perusahaan juga menyetujui tambahan pembelian kembali saham-saham dengan perkiraan biaya maksimum Rp 264 milyar.

Based on the General Meeting of Stockholders, as stated in deed No. 76 dated June 25, 2001, of Notary Mrs. Poerbaningsih Adi Warsito, S.H., the stockholders also agreed to repurchase additional shares at a maximum cost of Rp 264 billion.

Untuk periode 2001 dan 2000, Perusahaan telah memperoleh kembali saham treasury masing-masing sebanyak 175.121.500 saham dengan total biaya Rp 207.506.287 ribu dan 13.361.500 saham dengan total biaya Rp 13.704.212 ribu atau seluruhnya berjumlah 188.483.000 saham treasury dengan total biaya sebesar Rp 221.210.500 ribu.

The Company has reacquired 175,121,500 treasury stocks at a total cost of Rp 207,506,287 thousand in 2001 and 13,361,500 treasury stocks at a total cost of Rp 13,704,212 thousand in 2000, or an aggregate of 188,483,000 treasury stocks at a total cost of Rp 221,210,500 thousand.

Pada tahun 2001 dan 2000, perubahan jumlah saham beredar adalah sebagai berikut :

Changes in the shares outstanding in 2001 and 2000 are as follows:

	Jumlah saham/ Number of Shares	
Jumlah saham setelah pemecahan saham pada 31 Mei 2000	3.332.451.450	Number of shares after stock split on May 31, 2000
Dikurangi: saham treasury pada tahun 2000	(13.361.500)	Less: treasury stock in 2000
Saldo 31 Desember 2001	3.319.089.950	Balance as of December 31, 2000
Dikurangi: saham treasury pada tahun 2001	(175.121.500)	Less: treasury stock in 2001
Saldo 31 Desember 2001	3.143.968.450	Balance as of December 31, 2001

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.

On December 12, 2001, New Links Energy Resources Limited (New Links), the controlling shareholder, announced that there has been a change in its ownership. New Links, which owns 85.44% controlling interest in the Company, was owned jointly by Encore International Ltd (controlled by 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% of its shares in New Links to PTTEP Offshore Investment Company Limited (PTTEPO), a subsidiary of PTT Exploration and Production, a company listed on 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 about 34.18% in the Company.

Oleh karenanya, berdasarkan ketentuan Bapepam No. KEP-4/PM/2000 tanggal 13 Maret 2000, New Links diwajibkan untuk melakukan penawaran tender kepada pemegang saham publik. Berdasarkan surat Bapepam No. KEP-10/PM/2000, maka penawaran tender saham dilakukan melalui salah satu perusahaan sekuritas yang ditunjuk dengan penawaran untuk membeli (jika pemegang saham publik mengambil opsi untuk menjual) seluruh saham publik sebesar 178.883.001 lembar atau 5,37% dari saham perusahaan dengan harga Rp 1.525 per lembar, yakni harga rata-rata tertinggi selama 90 hari sebelum pengumuman awal transaksi jual beli dilakukan.

Based on Bapepam Regulation, No. KEP-4/PM/2000, dated March 13, 2000, New Links is obligated to perform tender offer of shares to public shareholders. Based on Bapepam Regulation, No. KEP-10/PM/2000, tender offer will be arranged by one of the security companies, which has been appointed to purchase (if public shareholders exercise the option to sell) all of the public shares totaling 178,883,001 shares or 5.37% of the Company's share at a price of Rp 1,525 per share, which is the highest average price within 90 days before the initial announcement of the sale and purchase transaction.

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.

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.

Bilamana sebagai akibat penawaran tender ini saham publik menjadi kurang dari 5% maka perusahaan merencanakan untuk menjual kembali saham treasury sehingga jumlah saham publik tidak lebih rendah dari 5% saham yang dicatatkan di Bursa Efek Jakarta.

In the event this offering resulted in public shareholding become less than 5%, the Company will sell the treasury shares, so that the public shareholding will be no less than 5% of shares listed on the Jakarta Stock Exchange.

24. TAMBAHAN MODAL DISETOR

24. ADDITIONAL PAID-IN CAPITAL

	2001	2000	
Agio saham	854.821.070	959.893.970	Premium on stock
Modal sumbangan	734.816	734.816	Donated capital
Jumlah	<u>855.555.886</u>	<u>960.628.786</u>	Total

Mutasi agio saham adalah sebagai berikut:

Changes in additional paid in capital:

	Jumlah/Total	
Pengeluaran 22.000.000 saham melalui penawaran umum perdana kepada masyarakat tahun 1994	73.700.000	Sale of 22,000,000 shares through public offering in 1994
Pembagian saham bonus tahun 1998	(70.980.000)	Distribution of bonus shares in 1998
Pengeluaran 321.730.290 saham melalui penawaran umum terbatas I kepada pemegang saham tahun 1999	<u>965.190.870</u>	Issuance of 321,730,290 shares through rights offering I to stockholders in 1999
Saldo agio saham per 31 Desember 1999	967.910.870	Balance as of December 31, 1999
Disagio pembelian kembali saham tahun 2000	<u>(8.016.900)</u>	Discount on treasury stock acquired in 2000
Saldo agio saham per 31 Desember 2000	959.893.970	Balance as of December 31, 2000
Disagio pembelian kembali saham tahun 2001	<u>(105.072.900)</u>	Discount on treasury stock acquired in 2001
Saldo agio saham per 31 Desember 2001	<u>854.821.070</u>	Balance as of December 31, 2001

25. SELISIH TRANSAKSI PERUBAHAN EKUITAS ANAK PERUSAHAAN

25. DIFFERENCE DUE TO CHANGE IN EQUITY OF SUBSIDIARIES

	2001	2000	
Revaluasi aktiva tetap			Revaluation increment
Saldo awal	2.881.783	2.881.783	Beginning balance
Penambahan (Catatan 12)	495.069.936	-	Addition (Note 12)
Jumlah	497.951.719	2.881.783	Subtotal
Pengaruh penerbitan saham baru dalam rangka penggabungan usaha anak perusahaan	(3.039.855)	-	Effect of new shares issued in relation with subsidiaries' merger
Jumlah	<u>494.911.864</u>	<u>2.881.783</u>	Total

26. PENJUALAN DAN PENDAPATAN USAHA BERSIH

26. NET SALES AND OPERATING REVENUES

	2001	2000	
Penjualan minyak dan gas bumi	3.075.231.511	2.577.635.824	Oil and gas sales
Jasa pemboran	472.652.550	279.837.065	Drilling operations
Penjualan methanol	295.766.572	179.275.014	Methanol sales
Kontrak lainnya	83.614.034	63.568.699	Other contracts
Jasa mobilisasi	30.078.554	17.980.765	Mobilization fees
Jumlah	<u>3.957.343.221</u>	<u>3.118.297.367</u>	Total

Berikut adalah rincian penjualan/pendapatan usaha yang melebihi 10% dari jumlah penjualan/pendapatan bersih masing-masing pada tahun 2001 dan 2000 :

Details of sales/operating revenues which individually represent more than 10% of the net sales/revenues in 2001 and 2000 are as follows:

	2001	2000	
PERTAMINA	1.401.911.099	1.130.073.433	PERTAMINA
Mitsui Oil (Asia) Hongkong Ltd.	1.673.320.412	1.447.562.391	Mitsui Oil (Asia) Hongkong Ltd.
Jumlah	3.075.231.511	2.577.635.824	Total

27. BEBAN PENJUALAN DAN BEBAN LANGSUNG

27. COST OF SALES AND DIRECT EXPENSES

	2001	2000	
Minyak dan gas bumi			Oil and gas
Beban lifting	512.749.113	438.668.963	Lifting expenses
Beban eksplorasi	126.626.398	139.423.611	Exploration expenses
Beban penyusutan dan amortisasi	192.690.202	124.117.412	Depreciation and amortization
Beban penjualan minyak	-	139.545.866	Cost of sales of oil
Sub-jumlah	832.065.713	841.755.852	Subtotal
Jasa pemboran			Drilling services
Penyusutan aktiva tetap	120.098.477	62.120.337	Depreciation of property and equipment
Tenaga kerja	108.113.681	84.886.024	Labor
Perawatan dan perbaikan	99.546.437	72.086.596	Repairs and maintenance
Sewa	42.114.775	33.712.545	Rental
Jasa boga	31.547.909	19.952.864	Catering
Peralatan pemboran	30.090.261	34.938.344	Drilling equipment
Transportasi	15.884.612	9.074.526	Transportation
Perpindahan rig	15.563.988	23.507.027	Rigs movement
Asuransi	13.567.549	6.715.359	Insurance
Lain-lain	27.315.014	6.396.348	Others
Sub-jumlah	503.842.703	353.389.970	Subtotal
Beban pokok penjualan - methanol	250.318.691	156.680.643	Cost of sales - methanol
Jumlah	1.586.227.107	1.351.826.465	Total

84% dan 100% pembelian jasa boga masing-masing pada tahun 2001 dan 2000 dilakukan dengan pihak yang mempunyai hubungan istimewa (Catatan 33).

84% in 2001 and 100% in 2000 of the total charges for catering services were from related parties (Note 33).

Berikut ini adalah rincian pembelian bahan baku methanol, suku cadang dan jasa boga yang melebihi 10% dari jumlah pembelian bersih masing-masing pada tahun 2001 dan 2000 :

Purchases of raw materials of methanol, spare parts and catering services in 2001 and 2000 included purchases from suppliers which individually represent more than 10% of the total purchases for the respective years:

	2001	2000	
PERTAMINA	139.610.140	64.746.532	PERTAMINA
P.T. Andrawina Praja Sarana	30.901.422	16.776.224	P.T. Andrawina Praja Sarana
Oil Service and Trading Inc.	16.091.349	14.143.340	Oil Service and Trading Inc.
Selective Marine Services Co. (LLC)	12.680.899	7.219.607	Selective Marine Services Co. (LLC)
CV. Tiga Putra	11.973.313	10.356.459	CV. Tiga Putra
Jumlah	211.257.123	113.242.162	Total

28. BEBAN USAHA

28. OPERATING EXPENSES

	2001	2000	
Umum dan Administrasi			General and administrative
Tenaga kerja	141.225.706	73.892.367	Salaries and wages
Beban manfaat karyawan - lainnya	23.106.998	-	Other employee benefit
Beban profesional	17.060.995	12.637.267	Professional fees
Amortisasi penyesuaian nilai wajar - bersih	14.394.012	18.116.783	Amortization of fair value adjustments - net
Biaya kontrak	12.725.343	76.670.466	Contract charges
Perawatan dan perbaikan	9.072.619	18.649.867	Repairs and maintenance
Perlengkapan kantor	7.721.401	6.913.684	Office supplies and equipment
Penyusutan aktiva tetap	6.511.163	5.784.343	Depreciation of property and equipment
Biaya penyisihan piutang ragu-ragu	5.765.255	10.318.604	Provision for doubtful accounts
Sumbangan	2.275.970	1.851.885	Donation
Sewa	2.174.002	14.610.854	Rental
Beban administrasi bank	1.983.293	1.610.263	Bank charges
Asuransi	1.015.449	408.729	Insurance
Amortisasi biaya ditangguhkan	232.009	532.011	Amortization of deferred charges
Lain-lain	49.752.630	49.335.389	Others
Jumlah	<u>295.016.845</u>	<u>291.332.512</u>	Total
Pemasaran			Selling
Perjalanan dinas	27.505.304	11.610.547	Business travel
Iklan dan promosi	2.868.278	1.549.656	Advertising and promotion
Biaya Jamuan	841.939	2.245.246	Entertainment
Jumlah	<u>31.215.521</u>	<u>15.405.449</u>	Total
Jumlah Beban Usaha	<u>326.232.366</u>	<u>306.737.961</u>	Total Operating Expenses

29. PAJAK PENGHASILAN

29. INCOME TAX

Penghasilan (beban) pajak Perusahaan dan anak perusahaan terdiri dari:

Tax benefit (expense) of the Company and its subsidiaries consists of the following:

	2001	2000	
Pajak kini			Current tax
Anak perusahaan	<u>(844.516.453)</u>	<u>(687.621.508)</u>	Subsidiaries
Pajak tangguhan			Deferred tax
Perusahaan	47.145	428.999	The Company
Anak perusahaan	<u>(53.611.626)</u>	<u>18.896.485</u>	Subsidiaries
Jumlah	<u>(53.564.481)</u>	<u>19.325.484</u>	Subtotal
Jumlah	<u>(898.080.934)</u>	<u>(668.296.024)</u>	Total

Pajak Kini

Current Tax

Rekonsiliasi antara laba sebelum pajak menurut laporan laba rugi konsolidasi dengan rugi fiskal Perusahaan adalah sebagai berikut :

A reconciliation between income before tax per consolidated statements of income and the Company's fiscal loss is as follows:

	2001	2000	
Laba konsolidasi sebelum pajak penghasilan menurut laporan laba rugi	1.614.978.874	1.164.329.489	Income before tax per consolidated statements of income
Dikurangi laba sebelum pajak penghasilan anak perusahaan	1.646.196.584	1.357.846.900	Less income before tax of subsidiaries
Rugi Perusahaan sebelum pajak penghasilan dan pos luar biasa	(31.217.710)	(193.517.411)	Loss before tax of the Company and extraordinary item
Pos luar biasa	2.434.825	53.839.958	Extraordinary item
Rugi Perusahaan sebelum pajak penghasilan	(28.782.885)	(139.677.453)	Loss before tax of the Company
Perbedaan temporer :			Temporary difference:
Penyusutan dan amortisasi	157.150	1.429.996	Depreciation and amortization
Beban (pendapatan) yang tidak dapat dikurangkan menurut fiskal :			Permanent difference:
Pendapatan yang sudah dikenakan pajak final	(459.956.344)	(87.651.420)	Income subjected to final income tax
Beban yang tidak dapat dikurangkan	362.282.372	373.877.288	Nondeductible expenses
Laba (rugi) kena pajak sebelum kompensasi kerugian	(126.299.707)	147.978.411	Taxable income (fiscal loss) before loss carryforwards
Kerugian tahun lalu sebelum koreksi Surat Ketetapan Pajak (SKP)	(163.188.876)	(311.167.287)	Prior year fiscal loss carryforward
Koreksi sehubungan dengan Surat Ketetapan Pajak (SKP)	(226.747.886)	-	Adjustment of prior year fiscal loss due to tax assessment
Kerugian tahun lalu setelah Surat Ketetapan Pajak (SKP)	(389.936.762)	(311.167.287)	Prior year fiscal loss per tax assessment
Rugi fiskal	(516.236.469)	(163.188.876)	Remaining fiscal loss carryforwards

Penyisihan pajak penghasilan badan untuk tahun-tahun yang berakhir pada tanggal 31 Desember 2001 dan 2000 adalah nihil karena Perusahaan masih mengalami kerugian secara fiskal. Sehingga perusahaan memiliki lebih bayar pajak penghasilan badan sebesar Rp 6.231.362 pada tahun 2001 dan Rp 6.596.349 pada tahun 2000.

The Company has fiscal losses carried forward in 2001 and 2000, thus no provision for current income tax was made. The Company's overpayment of corporate income tax amounted to Rp 6,231,362 and Rp 6,596,349 in 2001 and 2000, respectively.

Kerugian fiskal Perusahaan untuk tahun 2001 telah sesuai dengan Surat Pemberitahuan Tahunan (SPT) yang disampaikan oleh Perusahaan ke Kantor Pelayanan Pajak.

The Company's fiscal loss in 2001 was in accordance with the Annual Tax Returns 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:

	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	
<u>Aktiva Pajak Tangguhan</u>						<u>Deferred Tax Assets</u>
Rugi fiskal	9.837.455	9.195.487	19.032.942	(19.032.942)	-	Fiscal loss
Penyusutan aktiva tetap dan amortisasi biaya ditangguhkan	(583.490)	(768.125)	(1.351.615)	2.553.967	1.202.352	Depreciation of property and equipment and amortization of deferred charges
Jumlah	9.253.965	8.427.362	17.681.327	(16.478.975)	1.202.352	Total
<u>Kewajiban pajak tangguhan</u>						<u>Deferred tax liability:</u>
Rugi fiskal	(1.274.028)	1.274.028	-	(11.195.582)	(11.195.582)	Fiscal loss
Penyusutan aktiva tetap dan amortisasi biaya ditangguhkan	74.490.693	(12.070.013)	62.420.680	48.281.088	110.701.766	Depreciation of property and equipment and amortization of deferred charges
Amortisasi biaya emisi saham yang ditangguhkan	102.137	(102.137)	-	-	-	Amortization of stock issuance cost
Jumlah	73.318.802	(10.898.122)	62.420.680	37.085.506	99.506.184	Total
Penghasilan (beban) pajak tangguhan		19.325.484		(53.564.481)		Deferred tax income (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	2000	
Laba sebelum beban pajak menurut laporan laba rugi konsolidasi (laba akuntansi)	1.614.978.874	1.164.329.489	Income before tax per consolidated statements of income
Dikurangi : laba sebelum pajak penghasilan anak perusahaan	1.646.196.584	1.357.846.900	Less : income before tax of subsidiaries
Rugi sebelum pajak penghasilan Perusahaan	(31.217.710)	(193.517.411)	Loss before tax of the Company
Pos luar biasa	2.434.825	53.839.958	Extraordinary item
Rugi Perusahaan sebelum pajak penghasilan	(28.782.885)	(139.677.453)	Loss before tax of the Company
Penghasilan pajak berdasarkan tarif pajak yang berlaku	8.634.866	41.903.236	Tax benefit using effective tax rates
Ditambah penghasilan (beban) yang tidak dapat dikurangkan menurut fiskal :			Tax effects of permanent differences:
Pendapatan yang sudah dikenakan pajak final	137.986.903	26.295.426	Income already subjected to final income tax
Beban yang tidak dapat dikurangkan	(108.684.712)	(112.163.186)	Nondeductible expenses
Aktiva pajak tangguhan yang belum dipulihkan kembali atas rugi fiskal yang diestimasi tidak akan terealisasi	-	44.393.523	Unrecognize deferred tax asset on tax losses estimated to be unrealizable
Pengakuan aktiva pajak tangguhan atas rugi fiskal yang dipulihkan kembali	(37.889.912)	-	Recognition of deferred tax asset on previously unrecognized tax losses
Jumlah	(8.587.721)	(41.474.237)	Total
Penghasilan pajak Perusahaan	47.145	428.999	Tax benefit of the Company
Penghasilan (beban) pajak anak perusahaan	(898.128.079)	(668.725.023)	Tax benefit (expense) of subsidiaries
Jumlah Beban Pajak	(898.080.934)	(668.296.024)	Total Tax Expense

30. LABA PER SAHAM

a. Termasuk Pos Luar Biasa

Berikut ini adalah data yang digunakan untuk perhitungan laba per saham dasar:

	2001	2000
<u>Jumlah saham</u>		
Jumlah rata-rata tertimbang saham biasa untuk perhitungan laba per saham dasar (dalam ribuan lembar)	3.233.772	3.331.944

30. EARNINGS PER SHARE

a. Including Extraordinary Item

The computation of basic earnings per share is based on the following data:

<u>Number of shares</u>
Weighted average number of ordinary shares for computation of basic earnings per share (in thousands)

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 23).

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 23).

	2001	2000	
<u>Laba per saham</u>			<u>Earnings per share</u>
a. Termasuk Pos Luar Biasa			a. Including Extraordinary Item
Laba bersih untuk tahun berjalan	704.518.757	572.328.655	Net income for the year
Laba per saham dasar	218	172	Basic earnings per share
b. Tidak Termasuk Pos Luar Biasa			b. Excluding Extraordinary Item
Laba bersih tahun berjalan	704.518.757	572.328.655	Net income for the year
Pos luar biasa - bersih setelah pajak	(2.434.825)	(84.587.510)	Extraordinary item - net of tax
Laba untuk perhitungan laba per saham dasar	702.083.932	487.741.145	Earnings for computation of basic earnings per share
Laba per saham dasar	217	146	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 was no dilutive potential ordinary shares in both years.

31. DIVIDEN TUNAI DAN CADANGAN UMUM

Dalam tahun 2001, Perusahaan membagikan dividen tunai sebesar Rp 275.780.290 ribu atau sebesar Rp 85 per saham dan menetapkan cadangan umum sebesar Rp 66.649.029 ribu 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.

Dalam tahun 2000, Perusahaan membagikan dividen tunai final sebesar Rp 39.989.417 ribu 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.

31. CASH DIVIDENDS AND GENERAL RESERVE

In 2001, the Company distributed cash dividends of Rp 275,780,290 thousand or Rp 85 per share and decided to make general reserve of Rp 66,649,029 thousand or 20% of subscribed and paid up capital. This was based on the decision of stockholders in their annual stockholders meeting on June 25, 2001.

In 2000, the Company distributed cash dividends of Rp 39,989,417 thousand or Rp 12 per share. This was based on the decision of stockholders in their annual stockholders meeting on June 23, 2000.

32. PROGRAM PENSIUN DAN MANFAAT KARYAWAN LAINNYA

Program Pensiun

Anak perusahaan yang bergerak dalam industri minyak dan gas bumi menyelenggarakan program pensiun iuran pasti untuk semua karyawan tetap lokalnya, dimana manfaat pensiun yang akan dibayar dihitung berdasarkan penghasilan dasar pensiun 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 2001 sebesar 2% dari penghasilan brutonya dan 6% merupakan kontribusi pemberi kerja.

32. PENSION AND OTHER EMPLOYEE BENEFITS

Pension Plans

The subsidiaries involved in oil and gas industry, 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% are contributed by the subsidiaries in 2001.

Rekonsiliasi atas kewajiban pensiun sebagai berikut :

The reconciliation of pension liability is as follows:

	2001	2000	
Saldo awal	236.411	108.575	Beginning balance
Beban pensiun tahun berjalan	3.511.687	2.341.503	Pension cost for the year
Iuran pensiun dibayar tahun berjalan	(3.428.824)	(2.213.667)	Pension contribution paid during the year
Saldo akhir	319.274	236.411	Ending balance

Program Manfaat Karyawan Lainnya

Other Employee Benefits

Pada tahun 2001, Perusahaan dan anak perusahaan mencatat kewajiban manfaat karyawan sehubungan dengan kematian, pensiun atau pengunduran diri berdasarkan Keputusan Menteri Tenaga Kerja Republik Indonesia No. Kep-150/Men/2000 tanggal 20 Juni 2000 dan jangka waktu kontrak kerja dari karyawan.

In 2001, the Company and its subsidiaries recognized the employees benefit 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 and the terms of the employment contract of the employees.

Jumlah kewajiban manfaat karyawan yang diakui di neraca adalah sebagai berikut :

The amount of benefit obligation recognized in the balance sheet is as follows:

	2001	
Nilai sekarang kewajiban manfaat karyawan	210.111.497	Present value of benefit obligation
Nilai wajar aktiva dana pensiun (selain pada DPLK Tugu Mandiri)	(94.070.890)	Fair value of plan assets (excluding DPLK Tugu Mandiri)
Kewajiban transisi (tidak ada pendanaan)	116.040.607	Unfunded obligation
Kewajiban transisi yang belum diakui	(92.933.609)	Unrecognized transitional liabilities
Kewajiban bersih, bagian dari biaya yang masih harus dibayar	23.106.998	Net liability, included in accrued expenses

Aktiva dana pensiun merupakan dana yang disimpan secara terpisah pada P.T. Bank Mandiri (Persero) atas nama karyawan.

The pension plan assets represent separate fund maintained in a bank account with P.T. Bank Mandiri (Persero) on behalf of the employees.

Beban pensiun yang diakui di laporan laba rugi (selain iuran pensiun DPLK) merupakan amortisasi kewajiban transisi sebesar Rp 23.106.998 ribu pada tahun 2001.

Employee benefit expense in the income statement (except pension contribution DPLK) represents the amortization of transitional liabilities in 2001 amounting to Rp 23,106,998 thousand.

33. SIFAT DAN TRANSAKSI HUBUNGAN ISTIMEWA

Sifat hubungan istimewa

- a. Perusahaan yang pemegang 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)
- b. 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. 84% dan 100% dari jumlah pembelian jasa boga pada tahun 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 1% dan 6,2% dari jumlah hutang pada tanggal 31 Desember 2001 dan 2000.
- b. Apexindo, anak perusahaan, menyewa ruangan kantor milik INTI, yang menurut pendapat manajemen, dilakukan dengan harga sewa dan kondisi normal sebagaimana halnya bila dilakukan dengan pihak ketiga.
- c. Perusahaan dan anak perusahaan juga mempunyai transaksi diluar usaha dengan pihak-pihak yang mempunyai hubungan istimewa seperti yang telah diungkapkan pada Catatan 10.

33. 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)
- b. 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 transaction included the following:

- a. 84% in 2001 and 100% in 2000 of the total catering services were provided by APS which, 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 1% and 6.2%, respectively of the total liabilities as of December 31, 2001 and 2000.
- b. Apexindo, a subsidiary, rent their office space from INTI, which, according to management, were made at similar prices and conditions as those made with third parties.
- c. The Company and its subsidiaries also entered into nontrade transactions with related parties as described in Note 10.

34. AKTIVA DAN KEWAJIBAN MONETER DALAM MATA UANG ASING

Pada tanggal 31 Desember 2001 dan 2000, Perusahaan dan anak perusahaan mempunyai aktiva dan kewajiban moneter dalam mata uang asing sebagai berikut:

34. MONETARY ASSETS AND LIABILITIES DENOMINATED IN FOREIGN CURRENCIES

At December 31, 2001 and 2000, the Company and its subsidiaries had monetary assets and liabilities denominated in foreign currencies as follows:

		2001		2000		
	Original Currency	Mata uang asing/ Foreign currency	Equivalent in Rp '000	Mata uang asing/ Foreign currency	Equivalent in Rp '000	
<u>Aktiva</u>						
Kas dan setara kas	USD	47.147.016	490.328.970	62.668.340	601.302.725	Cash and cash equivalents
	AED	368.870	1.050.173	190.077	499.259	
Investasi sementara	USD	1.448.318	15.062.476	924.615	8.871.681	Temporary investment
Piutang usaha	USD	66.899.272	695.752.426	63.543.698	609.701.790	Trade accounts receivable
	SGD	9.542	53.636	17.950	99.425	
	AED	52.490	149.439	-	-	
Dana yang dibatasi penggunaannya	USD	1.089.258	11.328.283	333.370	3.198.685	Restricted cash in banks
Piutang pada pihak yang mempunyai hubungan istimewa	USD	1.505.702	15.659.301	32.244.035	773.453.794	Accounts receivable from related parties
Piutang lain-lain	USD	11.004.212	114.443.805	4.158.634	39.902.093	Other receivable
Aktiva lain-lain	USD	1.223.425	23.775.649	393.584	3.776.438	Other assets
Jumlah			1.367.604.158		2.040.805.890	Total
<u>Kewajiban</u>						
Hutang usaha	USD	23.983.252	249.425.821	26.710.781	256.289.942	Trade accounts payable
	SGD	281.345	1.581.440	390.928	2.165.370	
	FRF	2.367	3.316	11.100	15.081	
	YEN	543.304	42.921	-	-	
	EUR	13.930	127.994	-	-	
Hutang lain-lain	USD	7.783.331	80.946.642	9.680.512	92.884.513	Other accounts payable
Hutang jangka panjang	USD	10.954.879	113.930.742	15.571.840	149.411.805	Long-term loans
Wesel bayar jangka panjang	USD	-	-	21.719.872	208.402.172	Long-term notes payable
Jumlah			446.058.876		709.168.883	Total
Jumlah aktiva bersih			921.545.282		1.331.637.007	Net assets

*) Termasuk aktiva dan kewajiban moneter anak perusahaan yang pembukuannya diselenggarakan dalam mata uang US Dollar dan EURO.

*) Including the monetary assets and liabilities of the subsidiaries which maintain their books in US Dollar and EURO currency.

Pada tanggal 31 Desember 2001 dan 2000, kurs konversi yang digunakan Perusahaan dan anak perusahaan serta kurs yang berlaku pada tanggal 24 April 2002 sebagai berikut:

The conversion rates used by the Company and its subsidiaries on December 31, 2001 and 2000 and the prevailing rates on April 24, 2002 are as follows:

Mata uang asing/Foreign currency	24 April 2002 Rp	31 Desember / December 31	
		2001 Rp	2000 Rp
1 USD	9.354	10.400	9.595
1 EUR	8.302	9.188	8.912
1 SGD	5.133	5.621	5.539
1 AED	2.610	2.847	2.627
100 YEN	7.177	7.916	-

Pendapatan, beban dan arus kas dari anak perusahaan yang menggunakan mata uang selain Rupiah diterjemahkan dengan menggunakan kurs rata-rata sebesar Rp 10.266 dan Rp 8.534 per US\$ 1 untuk tahun 2001 dan 2000.

Revenues, expenses and cash flows of the subsidiaries using currency other than Rupiah were translated using the average rates of exchange of Rp 10,266 and Rp 8,534 for US\$1 in 2001 and 2000, respectively.

35. INFORMASI SEGMENT USAHA

Perusahaan dan anak perusahaan pada saat ini melakukan kegiatan usaha sebagai berikut :

- a. Eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi
- b. Jasa pengeboran .
- c. Produksi methanol.
- a. Penjualan Bersih

	2001	
	%	Jumlah/Amount
Eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi	77,71	3.075.231.511
Jasa pengeboran	14,82	586.345.138
Produksi methanol	7,47	295.766.572
Jumlah	100,00	3.957.343.221

- b. Beban Penjualan dan Beban Langsung

	2001	
	%	Jumlah/Amount
Eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi	52,46	832.065.713
Jasa pengeboran	31,76	503.842.703
Produksi methanol	15,78	250.318.691
Jumlah	100,00	1.586.227.107

35. BUSINESS SEGMENT INFORMATION

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.
- a. Net Sales

	2000	
	%	Jumlah/Amount
Eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi	82,66	2.577.635.824
Jasa pengeboran	11,59	361.386.529
Produksi methanol	5,75	179.275.014
Jumlah	100,00	3.118.297.367

- b. Cost of Sales and Direct Expenses

	2000	
	%	Jumlah/Amount
Eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi	62,27	841.755.852
Jasa pengeboran	26,14	353.389.970
Produksi methanol	11,59	156.680.643
Jumlah	100,00	1.351.826.465

Exploration and production of oil and gas
Drilling services
Methanol production

Total

Exploration and production of oil and gas
Drilling services
Methanol productions

Total

c. Beban Usaha

	2001		2000	
	%	Jumlah/Amount	%	Jumlah/Amount
Eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi	60,57	197.590.920	69,97	214.632.406
Jasa pengeboran	25,73	83.933.564	16,84	51.633.443
Produksi methanol	13,70	44.707.882	13,19	40.472.112
Jumlah	100,00	326.232.366	100,00	306.737.961

c. Operating Expenses

Exploration and production of oil and gas
Drilling services
Methanol production

Total

d. Laba Usaha

	2001		2000	
	%	Jumlah/Amount	%	Jumlah/Amount
Eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi	99,99	2.044.449.629	104,21	1.521.247.566
Jasa pengeboran	(0,03)	(308.879)	(2,99)	(43.636.884)
Produksi methanol	0,04	742.998	(1,2)	(17.877.741)
Jumlah	100,00	2.044.883.748	100,00	1.459.732.941

d. Income from Operations

Exploration and production of oil and gas
Drilling services
Methanol production

Total

e. Jumlah Aktiva

	2001		2000	
	%	Jumlah/Amount	%	Jumlah/Amount
Eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi	66,46	3.559.568.099	64,64	2.824.973.511
Jasa pengeboran	26,80	1.435.022.195	15,65	684.145.497
Produksi methanol	3,27	178.634.756	5,10	222.838.627
Aktiva pendukung *)	3,47	185.711.767	14,67	638.610.124
Jumlah	100,00	5.358.936.817	100,00	4.370.567.759

e. Total Assets

Exploration and production of oil and gas
Drilling services
Methanol production
Supporting assets *)

Total

*) Mewakili semua aktiva induk perusahaan dan anak perusahaan lainnya yang tidak dialokasikan ke tiap segmen.

*) Represent assets of parent company and other subsidiary which are not allocated to each segment.

f. Depresiasi dan Amortisasi

	2001		2000	
	%	Jumlah/Amount	%	Jumlah/Amount
Eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi	60,83	210.382.883	66,48	142.953.762
Jasa pengeboran	35,64	123.283.379	29,65	63.751.768
Produksi methanol	3,53	12.206.387	3,87	8.318.455
Jumlah	100,00	345.872.649	100,00	215.023.985

f. Depreciation and amortization

Exploration and production of oil and gas
Drilling services
Methanol production

Total

36. IKATAN

- a. Anak perusahaan yang bergerak dalam industri minyak dan gas bumi mengadakan ikatan berdasarkan PSC 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) Pembagian minyak dan gas bumi yang diproduksi 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 25.000 barel sampai dengan 50.000 barel per hari dan apabila produksi meningkat mencapai rata-rata 50.000 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 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 harus mengeluarkan US\$ 1.000.000 dan perpanjangan tahunan kedua dan ketiga harus mengeluarkan masing-masing US\$ 2.000.000.

36. COMMITMENTS

- a. The subsidiaries entered into PSC 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 production bonus to PERTAMINA if the oil production averages 25,000 barrels to 50,000 barrels per day and additional bonus of US\$ 1,000,000 to US\$ 10,000,000 if production increases to an average of 50,000 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 part of the contract area to PERTAMINA. The obligations to surrender parts of the contract area do not apply to the surface area of any field in which Petroleum has been discovered.
- b. EN has signed three PSC 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 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 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.

- c. Perusahaan bersama-sama dengan 5 anak perusahaannya yakni Apexindo, MEA, EK, EN dan MMB memperoleh Bond and Guarantees Facility, General Banking Facility, Advance Payment Facility, Import Facility, 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 dengan Corporate Guarantee dari Perusahaan.

Pada tanggal 31 Desember 2001 Bond Guarantee Facility yang telah digunakan oleh Apexindo dan MMB sebesar US\$ 4.826.337.

- d. Pada tanggal 29 Desember 2001, Perusahaan mengadakan perjanjian perikatan jual beli 21.719.000 lembar saham dengan P.T. Hertech Kharisma, P.T. Antareja Hetrindo Kharisma, P.T. Dutatech Persada, dan Tuan Sutan Fadil Ilhamsyah, pemegang saham minoritas P.T. Apexindo Pratama Duta. Berdasarkan perjanjian tersebut Perusahaan berkomitmen untuk membeli saham dari pemegang saham minoritas sebesar 21.719.000 saham dari jumlah keseluruhan Rp 10.859.500 ribu atau 1,41% dari saham Apexindo.

- c. The Company, Apexindo, MEA, EK, EN and MMB have Bond and Guarantees Facility, General Banking Facility, Advance Payment Facility, Import Facility, with maximum amount of US\$ 5,000,000, 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.

At December 31, 2001, Apexindo and MMB has utilized the Bond Guarantee Facility in the amount of US\$ 4,826,337.

- d. On December 29, 2001, the Company entered into sale and purchase agreement with P.T. Hertech Kharisma, P.T. Antareja Hetrindo Kharisma, P.T. Dutatech Persada, and Mr. Sutan Fadil Ilhamsyah, the minority shareholders of P.T. Apexindo Pratama Duta. Under the agreement, the Company is committed to purchase from such minority shareholders 21,719,000 shares with a total par value of Rp 10,819,500 thousand or 1.41% of Apexindo's total outstanding shares.

37. KEWAJIBAN KONTIJENSI

Anak perusahaan yang didirikan di Delaware, USA, tetapi tidak memiliki operasi di USA, sedang mempelajari potensi hutang pajak mereka. Potensi pajak yang timbul, jika ada, tidak dapat ditentukan pada tanggal laporan ini.

38. DAMPAK KONDISI EKONOMI TERHADAP KEGIATAN PERUSAHAAN DAN ANAK PERUSAHAAN

Banyak negara di wilayah regional Asia Pasifik, termasuk Indonesia, sejak pertengahan tahun 1997, mengalami dampak memburuknya kondisi ekonomi, terutama karena depresiasi mata uang negara-negara tersebut. Akibat utamanya adalah sangat langkanya likuiditas, tingginya tingkat bunga, melemahnya mata uang Rupiah dan penundaan pelaksanaan proyek konstruksi tertentu. Sampai saat ini, Indonesia masih terpengaruh oleh krisis ekonomi berkepanjangan yang terutama disebabkan oleh tidak stabilnya nilai tukar mata uang asing dan harga saham di pasar modal.

37. CONTINGENT LIABILITY

The Company's subsidiaries incorporated in the State of Delaware, USA, have no operation in U.S. and are studying their potential tax liabilities. The potential tax exposure, if any, is not yet determined at the date of the audit report.

38. EFFECTS OF ECONOMIC CONDITION ON THE ACTIVITIES OF THE COMPANY AND ITS SUBSIDIARIES

Since the middle of 1997, many Asia Pacific countries, including Indonesia, have been experiencing adverse economic condition mainly resulting from currency depreciation in the region, the principal consequences of which have been an extreme lack of liquidity, high interest rate, the weakening of Rupiah currency and suspension of certain construction projects. Until now, Indonesia is still affected by the extended economic crisis primarily due to very unstable foreign exchange rates and price of shares in the capital market.

Meskipun demikian, manajemen berkeyakinan bahwa kondisi tersebut tidak akan berpengaruh secara signifikan terhadap kelangsungan usaha Perusahaan dan anak perusahaan, karena Perusahaan mengalami surplus kas sebagai akibat keuntungan yang terus menerus meningkat, sehingga Perusahaan dan anak perusahaan telah berhasil melunasi pinjaman-pinjamannya dalam jumlah yang signifikan pada akhir tahun 2001.

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.

The management, however, believes that the conditions do not have significant effect on the continuity of the Company and its subsidiaries. The Company and its subsidiaries had repaid a significant amount of their loans at the end of 2001 as they have cash surplus as a result of continued profitability during the period.

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.

39. PERISTIWA PENTING SETELAH TANGGAL NERACA

- a. Pada tanggal 25 Januari 2002, Perusahaan mendirikan MEI Euro Finance Limited (MEFL) di Mauritius yang semata-mata hanya untuk penerbitan obligasi Euro (Eurobond). Selanjutnya MEFL menerbitkan Senior Unsecured Notes sebesar US\$ 100 juta dengan tingkat bunga sebesar 10% per tahun dengan harga penawaran awal 98,9% di Bursa Efek Singapura pada tanggal 19 Maret 2002 yang dijamin oleh Perusahaan.
- b. Pada Januari 2002, Perusahaan berhasil memenangkan penawaran tender untuk Ensearch Far East Limited (Ensearch), dengan kepemilikan 25% dari blok Tuban, Jawa Timur, dan EEX Asahan Limited (EEX Asahan), dengan kepemilikan 15% dari blok Asahan, di lepas pantai Sumatra Utara. Ensearch dan EEX Asahan, masing-masing adalah anak perusahaan EEX International Inc., yang seluruh sahamnya dimiliki oleh perusahaan EEX Corporation, perusahaan minyak dan gas bumi yang berkedudukan di Houston. Blok Tuban memproduksi minyak sebanyak 11,000 barrel per hari, sedangkan blok Asahan masih dalam tahap eksplorasi. Penyelesaian dari akuisisi ini tergantung pada hasil due diligence dan eksekusi dari pada perjanjian jual beli terkait.

39. SUBSEQUENT EVENTS

- a. On January 25, 2002, the Company established MEI Euro Finance Limited (MEFL) in Mauritius, solely in relation to the issuance of Eurobond. Subsequently, MEFL has issued US\$ 100 million Senior Unsecured Notes with 10% coupon at initial offering price of 98.9%. The notes, which are guaranteed by the Company, were listed on the Singapore Stock Exchange on March 29, 2002.
- b. In January 2002, the Company successfully bid for Ensearch Far East Limited (Ensearch), together with a 25% interest in the Tuban block, onshore in East Java, and EEX Asahan Limited (EEX Asahan), together with a 15% interest in the Asahan block, offshore of North Sumatra. Ensearch and EEX Asahan are both subsidiaries of EEX International Inc., a wholly owned subsidiary of EEX Corporation, a Houston based independent oil and gas company. The Tuban block is a producing field with gross oil production of 11,000 barrels per day, while the Asahan block is still in the exploration stage. The completion of these acquisitions is subject to due diligence process and the execution of the respective sales and purchase agreements.

- c. Pada tanggal 12 April 2002, Apexindo (anak perusahaan) telah melaporkan dan mencatatkan peningkatan modal saham yang ditempatkan sebesar Rp 246.196.211 ribu yang berasal dari pembagian dividen saham dan agio saham sebagaimana telah disetujui dalam Rapat Umum Pemegang Saham tanggal 28 Desember 2001 sebagaimana tercantum dalam akta No. 13 tanggal 28 Desember 2001 dari Notaris Mardiah Said, S.H.

Kenaikan modal ditempatkan dan disetor penuh tersebut dilakukan sehubungan dengan rencana Apexindo untuk mencatatkan sahamnya di Bursa Efek Jakarta di tahun 2002.

- d. Pada tanggal 15 Nopember 2001, Perusahaan menandatangani perjanjian dengan Falcon Oil Pte, Ltd. untuk menjual 15% saham Medco Simenggaris Pty, Ltd. dan 24% saham Medco Madura Pty, Ltd. sehingga kepemilikan Perusahaan di anak perusahaan tersebut menjadi masing-masing sebesar 60% dan 51%. Kedua perusahaan yang sahamnya akan dijual tersebut memiliki working interest masing-masing di ladang minyak JOB-PSC Simenggaris, Kalimantan Timur seluas 2.794 km² dan di JOB-PSC Pulau Madura seluas 2.719 km².

Atas penjualan saham Simenggaris tersebut, Perusahaan menerima US 1 atas nilai saham yang terjual dan penggantian sebesar US\$ 140.000 atas 20% dari biaya yang berhubungan dengan program kerja dan biaya operasi Simenggaris. Atas penjualan saham Madura tersebut, Perusahaan menerima US 1 atas nilai saham yang terjual dan penggantian sebesar US\$ 448.000 atas 32% dari biaya yang berhubungan dengan program kerja dan biaya operasi Madura.

Total nilai transaksi sebesar US\$ 588.002 telah diterima Perusahaan pada tanggal 19 Februari 2002.

- e. Pada tanggal 4 Februari 2002, Standard & Poor's memberikan peringkat "B+" dan prakiraan stabil bagi surat-surat hutang Perusahaan, peringkat yang sama diberikan juga kepada senior unsecured notes senilai US\$ 150 juta yang direncanakan akan diterbitkan oleh MEI Euro Finance Limited, anak perusahaan yang dimiliki sepenuhnya, dan dijaminakan oleh Perusahaan.

PT Pemeringkat Efek Indonesia (PEFINDO) juga telah melakukan pemeringkatan atas kinerja Perusahaan, dan pada tanggal 29 Januari 2002 memberikan peringkat kredit korporasi "AA-" dan prakiraan stabil kepada Perusahaan.

- c. On April 12, 2002, Apexindo (a subsidiary) has reported and registered an increase in subscribed capital in the amount of Rp 246,196,211 thousand, which was derived from distribution of stock dividend and additional paid-in capital as approved at the General Meeting of Shareholders held on December 28, 2001 as stated in notarial deed No. 13 dated December 28, 2001 of Mardiah Said, S.H.

The increase in the subscribed and paid-up capital was made in conjunction with Apexindo's plan to be listed on Jakarta Stock Exchange in 2002.

- d. 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. Both subsidiaries have working interest in oil field each in JOB-PSC Simenggaris, East Kalimantan (2.794 km²) and JOB-PSC Madura Island (2.719 km²).

For the sale of the Simenggaris shares, the Company is to receive US\$ 1 for the shares sold and US\$ 140,000 as reimbursement of 20% of the cost related to the work program and operational cost of Simenggaris. For the sale of the Madura shares, the Company is to receive US\$ 1 for the shares sold and US\$ 448,000 as reimbursement of 32% of the cost related to the work program and operational cost of Madura.

For the above transactions, the Company has received a total of US\$ 558,000 on February 19, 2002.

- e. The Company was assigned a single "B+" corporate credit rating with stable outlook by the Standard & Poor's on February 4, 2002. Similar rating was also assigned to the proposed US\$ 150 million senior unsecured notes, issued by MEI Euro Finance Limited, a wholly owned subsidiary, which are guaranteed by the Company.

PT Pemeringkat Efek Indonesia (PEFINDO) also rated the Company's performance and it assigned an "AA-" corporate rating with stable outlook to the Company on January 29, 2002.

- | | |
|--|--|
| <p>f. PT Exspan Nusantara melakukan pengeboran sumur eksplorasi Kembar-I dengan kedalaman total 5.873 kaki pada bulan Februari 2002, yang berhasil menemukan minyak dan gas di formasi classic Baturaja. Di pertengahan Maret 2002, Perseroan menemukan cadangan hidrokarbon setebal 68 kaki di sumur Kembar-I. Hasil pengujian awal yang dilakukan oleh Perusahaan menunjukkan kapasitas pengaliran 240 BOPD minyak mentah pada 46^o API, serta 4 MMSCF gas per hari pada katup pipa 26/64" dan tekanan 1.100 PSL.</p> <p>g. Pada tanggal 1 Maret 2002, salah satu dari tiga anjungan lepas pantai milik PT Apexindo Pratama Duta, anak perusahaan di bidang jasa pengeboran, mengalami kerusakan akibat kebakaran di lokasi pengeboran di Delta Mahakam, Kalimantan Timur. Anjungan tersebut telah dikontrakkan kepada Total FinaElf selama hampir 10 tahun tanpa "down-time" akibat kecelakaan. Perbaikan terhadap anjungan akan memakan waktu 3 sampai 6 bulan. Perusahaan berpendapat bahwa peristiwa tersebut tidak akan mempengaruhi hasil operasi Perusahaan secara signifikan.</p> <p>h. Mulai 1 Januari 2002, Menteri Keuangan melalui keputusannya No. MEI-641/PJ.42/2001 tanggal 19 Oktober 2001 menyetujui rencana Perusahaan untuk mengatur pembukuan dan pencatatannya menggunakan mata uang US Dollar.</p> | <p>f. PT Exspan Nusantara had drilled Kembar-I exploration well (TD 5,873 feet) in February 2002 and discovered oil and gas in the pra-Baturaja classic. In the mid of March 2002, the Company found 68 feet of Hydrocarbon bearing reservoir at Kembar-I well. Currently the testing is being conducted by the Company and the preliminary results indicated the oil flow at the rate of 240 BOPD of 46^o API crude oil and 4 MMSCF/D of gas on 20/64" choke with well head pressure of 1,100 PSL.</p> <p>g. In March 1, 2002, one of the three offshore rigs owned by PT Apexindo Pratama Duta, the Company's drilling services subsidiary, was damaged due to fire resulting from a well blow out at Mahakam Delta, East Kalimantan. The rig was contracted to Total FinaElf (formerly Total Indonesia) for close to 10 years with no loss time accident. It will take 3 to 6 months to repair the rig. Management is confident that this will not significantly affect the results of operations of Company.</p> <p>h. Starting January 1, 2002, the Minister of Finance through his decree No. MEI-641/PJ.42/2001 dated October 19, 2001 approved the Company's application to maintain its book and records using the US Dollar.</p> |
|--|--|

40. PENYAJIAN KEMBALI ATAS LAPORAN KEUANGAN DAN REKLASIFIKASI AKUN

Pada tahun 2001, EK, anak perusahaan, membuat penyesuaian atas jumlah persediaan suku cadang yang sudah termasuk dalam perhitungan biaya penggantian dari PERTAMINA pada tahun-tahun sebelumnya. Dampak dari penyesuaian ini telah dicerminkan pada saldo laba awal tahun dan hak minoritas atas aktiva bersih anak perusahaan per 31 Desember 2000.

40. RESTATEMENT OF FINANCIAL STATEMENT AND RECLASSIFICATIONS OF ACCOUNTS

In 2001, EK, a subsidiary, has made a prior year adjustment related to the correction of the quantity of its spare parts inventory which had been originally included in the calculation of cost recovery with PERTAMINA in prior years. The effect of this adjustment has been reflected in the beginning balance of retained earnings and minority interests in net assets of subsidiaries as of December 31, 2000.

Beberapa akun dalam laporan keuangan tahun 2000 juga telah direklasifikasi agar sesuai dengan penyajian laporan keuangan tahun 2001. Akun-akun laporan keuangan tahun 2000 yang direklasifikasi dan dinyatakan kembali adalah sebagai berikut:

Certain accounts in 2000 financial statements have been reclassified to conform with 2001 financial statement presentation. The accounts in 2000 financial statements which are reclassified and restated are as follows:

	2000		
	As restated	As previously reported	
	Rp'000		
Persediaan	136.836.648	180.063.879	Inventory
Jumlah aktiva lancar	1.603.641.718	1.646.868.949	Total Current Asset
Aktiva tetap - nilai bersih dari akumulasi depresiasi	440.069.780	406.021.014	Property, Plant and Equipment - net of accumulated depreciation
Aktiva lain-lain	16.120.734	50.169.500	Other Assets
Jumlah aktiva	4.370.567.759	4.413.794.990	Total Assets
Hak minoritas atas aktiva bersih anak perusahaan	70.841.951	72.601.299	Minority Interest in net assets of subsidiaries
Selisih kurs karena penjabaran laporan keuangan			Translation adjustment
Awal tahun	273.196.568	293.906.739	At beginning of year
Akhir tahun	858.829.302	890.322.420	At end of year
Saldo laba			Retained earnings
Awal tahun	648.654.746	658.629.511	At beginning of year
Akhir tahun	1.176.642.822	1.186.617.587	At end of year



DATA PERUSAHAAN
CORPORATE DATA



KOMISARIS

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 diantaranya PT Exspan Nusantara, PT Exspan Kalimantan dan PT Exspan Tarakan. Sebelumnya menjabat Direktur Utama Perseroan (1998-Oktober 2001) dan anggota Komisaris Perseroan (1994-1998).

IR. WIJARSO

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

IR. YANIYUHANI 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 Komisaris PT Medco Energi Internasional Tbk dan sebagai Direktur di beberapa perusahaan di lingkungan Grup Medco.

IR. GUSTIAMAN DERU, MBA

Bergabung dengan PT Medco Energi Internasional Tbk 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 di Credit Suisse First Boston, Hong Kong. Sebelumnya pernah menjabat sebagai Direktur di ING Barings, Hong Kong (1996-1998) dan Direktur di Peregrine, Singapore/Hong Kong (1994-1996).

MICHAEL WATZKY, BSc

Bergabung dengan PT Medco Energi Internasional Tbk sebagai Komisaris tahun 2000. Menyelesaikan pendidikan S1 dari State University of New York, Albany, USA di bidang Akuntansi tahun 1988. Saat ini juga menjabat sebagai Direktur di Credit Suisse First Boston, Hong Kong. Sebelumnya pernah menjabat sebagai *Partner* di Sefimex Group, Mexico City dan USA (1992-1997).

LAP WAI CHAN, BA

Bergabung dengan PT Medco Energi Internasional Tbk sebagai Komisaris tahun 2000. Menyelesaikan pendidikan S1 dari University of Chicago, USA di bidang Ekonomi tahun 1987. Saat ini juga menjabat sebagai Managing Director di Credit Suisse First Boston, Hong Kong. Sebelumnya menjabat sebagai Direktur di ING Barings.

IR. JOHN S. KARAMOY

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).

IR. WIJARSO

Joined Medco Group in 1993. Graduated in Chemical Engineering, Gajah Mada University in 1956. Currently Independent Commissioner of 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 member of the Company's Board of Advisors (1993-1998) and also held various key positions at the Ministry of Mines and Energy.

IR. YANIYUHANI RODYAT, MM

Joined Medco Group 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 of PT Medco Energi Internasional Tbk and Director at several Medco Group subsidiaries.

IR. GUSTIAMAN DERU, MBA

Joined PT Medco Energi Internasional Tbk 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 Director of Credit Suisse First Boston. Previously Director of ING Barings, Hong Kong (1996-1998) and Director of Peregrine, Hong Kong (1994-1996).

MICHAEL WATZKY, BSc

Joined PT Medco Energi Internasional Tbk as Commissioner in 2000. Received Bachelor of Science degree in Accounting from the State University of New York, Albany, USA. in 1988. Presently Director at Credit Suisse First Boston, Hong Kong. Previously a Partner of Sefimex Group, Mexico City and USA. (1992-1997).

LAP WAI CHAN, BA

Joined PT Medco Energi Internasional Tbk as Commissioner in 2000. Received Bachelor of Arts degree in Economic from the University of Chicago, USA. in 1987. Presently Managing Director at Credit Suisse First Boston, Hong Kong. Previously Director of ING Barings.



DIREKSI

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. Saat ini menjabat sebagai Direktur Utama PT Medco Energi Internasional Tbk, Komisaris Utama di anak perusahaan yang bergerak di bidang jasa pengeboran, PT Apexindo Pratama Duta dan Komisaris di beberapa anak perusahaan yang bergerak di bidang eksplorasi dan produksi, PT Exspan Nusantara, PT Exspan Kalimantan dan PT Exspan Tarakan. Sebelumnya menjabat sebagai anggota Direksi Perseroan (1998-Oktober 2001) dan pernah menduduki jabatan penting di HUFFCO (sekarang Vico) selama 14 tahun (1982-1996).

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. Direktur PT Medco Energi Internasional Tbk. sejak 1994. Saat ini juga menjabat sebagai Komisaris di beberapa anak perusahaan Perseroan yang bergerak di bidang eksplorasi dan produksi migas, PT Exspan Nusantara dan PT Exspan Kalimantan. Sebelum bergabung dengan Medco Energi, pernah menduduki beberapa jabatan penting di SGV-Utomo, Bankers Trust Company dan Chemical Bank di Jakarta.

IR. DARMOYO DOYOATMOJO, MBA, MSc

Bergabung dengan Grup Medco tahun 1974. 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 pengeboran, PT Apexindo Pratama Duta dan juga di anak perusahaan yang bergerak di bidang eksplorasi dan produksi migas, PT Exspan Nusantara dan PT Exspan Tarakan.

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 dibidang 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).

IR. HILMI PANIGORO, MSc

Joined Medco Group in 1997. Graduated in Geology Engineering, Bandung Institute of Technology in 1981, attended MBA Core Program at Thunderbird University, USA in 1984 and received his MSc degree from Colorado School of Mine, USA in 1988. Currently President Director of PT Medco Energi Internasional Tbk, President Commissioner of the drilling services subsidiary, PT Apexindo Pratama Duta and Commissioner of exploration and production of oil and gas subsidiaries, PT Exspan Nusantara, PT Exspan Kalimantan and PT Exspan Tarakan. Previously a member of the Company's Board of Directors (1998-October 2001) and also held various key positions at HUFFCO (now Vico) for 14 years (1982-1996).

DRS. SUGIHARTO, MBA

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.

IR. DARMOYO DOYOATMOJO, MBA, MSc

Joined Medco Group in 1974. 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.

RASHID I. MANGUNKUSUMO, BSc, MEng

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 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).



WILAYAH KERJA MEDCO

MEDCO WORKING AREAS



ANAK PERUSAHAAN

SUBSIDIARIES COMPANIES

PT EXSPAN NUSANTARA

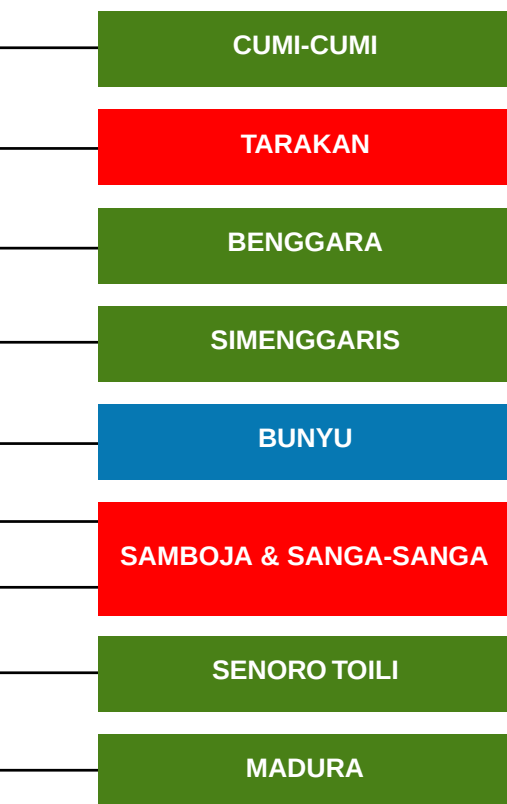
● Gedung Bidakara, 12th-17th Floor
Jl. Jend. Gatot Subroto Kav. 71-73
Jakarta 12870, Indonesia
Tel. [62-21] 8379 3345
Fax. [62-21] 8379 3373
<http://www.exspan.co.id>

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>



Legend:

- Producing Properties
- Exploration Properties
- Methanol Plant



INFORMASI PERUSAHAAN CORPORATE INFORMATION

PT MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk

O 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

O MEDC

PENCATATAN SAHAM/STOCK EXCHANGE LISTINGS

O Bursa Efek Jakarta / Jakarta Stock Exchange

BIRO ADMINISTRASI EFEK/SHARE REGISTRAR

O PT Sinartama Gunita
Jl. Lombok No. 71
Jakarta 10350, Indonesia
Tel. [62-21] 3190 1508
Fax. [62-21] 3190 1510

O 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

O 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

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)