

laporan tahunan  
ANNUAL REPORT  
**1999**



COMPANY OF CHOICE



Profesionalisme,  
integritas,  
dan kehandalan  
merupakan acuan  
dalam menjalankan  
usahaanya

*Professionalism, integrity and  
reliability shall be employed  
in the conduct of business*

PT Medco Energi Corporation Tbk. (Perseroan), adalah perusahaan yang berniat untuk bergerak dan berkembang secara aktif dalam bidang energi dan industri lain yang terkait. Perseroan berusaha untuk memenuhi segala kebutuhan kliennya, mempromosikan kerjasama yang saling menguntungkan dengan mitra bisnis, mendukung pemerintah dan peraturan-peraturannya. Organisasi Perseroan selalu berusaha untuk unggul di bidangnya, dan akan selalu mencari tantangan dan kesempatan dalam rangka integrasi yang lebih luas di bidang energi.

Profesionalisme, integritas, dan kehandalan merupakan acuan dalam menjalankan usahanya, serta menyatu dengan tujuan dan aspirasi karyawan, pemegang saham, industri energi dan lingkungannya.

*PT. Medco Energi Corporation Tbk. (The Company), is a company committed to the active development of energy-related industries in Indonesia. It shall serve to meet the needs of its clients, promote fair and beneficial cooperation with its business partners, and support the government and its policies. The organization shall strive to be a leader in each and every endeavor, to enhance integration within the industry.*

*Professionalism, integrity and reliability shall be employed in the conduct of business, and in doing so, embody the common goals and aspirations of its employees, shareholders, the energy industry and the community in general.*

# profil perseroan

## CORPORATE PROFILE

Perseroan mengawali perjalannya dari PT. Meta Epsi Pribumi Drilling Company, yang didirikan oleh Arifin Panigoro pada bulan Juni 1980, yang bergerak dalam bidang jasa kontraktor pengeboran darat di Indonesia. Pertumbuhan Perseroan pada tahun-tahun berikutnya mendorong Perseroan untuk mengembangkan kegiatan dan usaha lain, melalui pembentukan anak-anak perusahaan dalam bidang terkait.

Pada tahun 1983, Perseroan mendirikan PT. Medco Antareja (sebelumnya, PT. Meta Epsi Antareja) yang memfokuskan pada jasa kontraktor pengeboran darat. Kemudian, Perseroan mendirikan PT Apexindo Pratama Duta yang bergerak dalam bidang jasa kontraktor pengeboran lepas pantai.

Setelah memiliki pengalaman sebagai penyedia jasa pengeboran, tahun 1992, Perseroan mengambil alih Technical Assistance Contract (TAC) dan Production Sharing Contract (PSC) milik Tesoro di Kalimantan Timur. Untuk melakukan pengambilalihan ini, Perseroan mendirikan PT. Exspan Kalimantan dan PT. Exspan Tarakan (sebelumnya, PT. Etaksatria Petrasanga dan PT. Eksita Pantranagari) untuk mengoperasikan masing-masing PSC dan TAC tahun 1991.

Pertumbuhan usaha tahun-tahun berikutnya mendorong Perseroan untuk menyesuaikan strateginya melalui restrukturisasi Perseroan pada April 1994, yang membawa perubahan nama Perseroan menjadi PT. Medco Energi Corporation, sebagai investment dan holding Company.

Perseroan menawarkan 21.7% modal dasar yang sudah diperbesar melalui Penawaran Umum Perdana pada bulan Oktober 1994 untuk menjadi perusahaan energi pertama yang terdaftar di Bursa Efek Jakarta.

Pengambilalihan PT. Stanvac Indonesia, (yang dirubah menjadi PT. Exspan Sumatra) akhir tahun 1995, yang mengoperasikan 3 PSC.

Dalam rangka menciptakan pasar bagi temuan gas di Kalimantan Timur, Perseroan tahun 1997 memulai usaha industri hilir dengan melakukan perjanjian Kerja Sama Pengelolaan (KSP) dengan PERTAMINA untuk mengoperasikan pabrik methanol. Dilanjutkan dengan pendirian PT. Medco Methanol Bunyu, sebagai operator. Selain itu, Perseroan melangkah ke luar Indonesia, ketika mengambilalih 3 PSC untuk eksplorasi dan produksi minyak dan gas di Myanmar pada pertengahan 1997 (pada bulan Oktober 1998, salah satu PSC tersebut dikembalikan).

*The Company traces its origins from PT. Meta Epsi Pribumi Drilling Company, which was founded by Arifin Panigoro in June 1980 to engage in onshore contract drilling services throughout Indonesia. The Company's subsequent growth provided the opportunity to pursue other activities and ventures, and, as a consequence, establishment of subsidiary companies in related fields.*

*In 1983, the Company established PT. Medco Antareja (previously known as PT. Meta Epsi Antareja) to specifically focus on onshore contract drilling services. This led to a natural extension of the business with the establishment of PT. Apexindo Pratama Duta in 1991 to provide offshore contract drilling services.*

*After gaining experience as a drilling service provider to the oil and gas industry, in 1992, the Company acquired a Technical Assistance Contract (TAC) and Production Sharing Contract (PSC) in East Kalimantan from Tesoro. To facilitate the acquisition, the Company established PT. Exspan Kalimantan and PT. Exspan Tarakan (previously known as PT. Etaksatria Petrasanga and PT. Eksita Pantranagari) in 1991, to operate the PSC and TAC respectively.*

*Steady growth in ensuing years provided encouragement for the Company to realign its strategy through a company-wide restructuring in April 1994, resulting in a new company name: PT. Medco Energi Corporation, to reflect the Company's new role as an investment and holding company.*

*The Company offered 21.7% of its enlarged capital base through an Initial Public Offering in October 1994 to become the first energy company listed on the Jakarta Stock Exchange.*

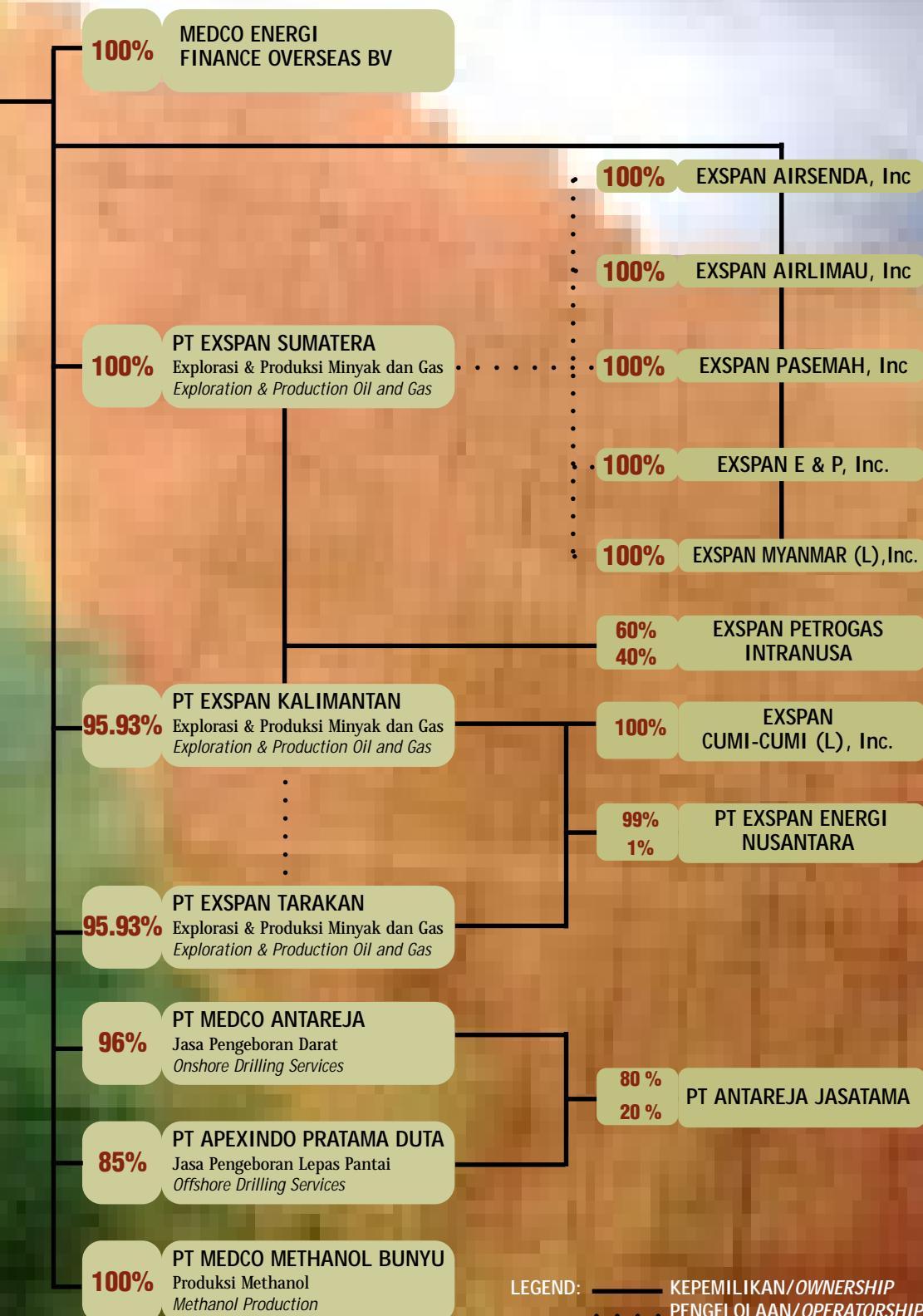
*The acquisition of PT. Stanvac Indonesia, which operates 3 PSCs, (since renamed PT. Exspan Sumatera), in late 1995.*

*In order to create a market for gas discovered in East Kalimantan, the Company in 1997 entered the downstream business with a Joint Management Agreement (JOA) to operate PERTAMINA's methanol plant at Bunyu island. This led to the establishment of PT. Medco Methanol Bunyu, as the operator. In addition, the Company expanded beyond its national borders when it acquired 3 PSCs for oil and gas exploration and production in Myanmar in mid 1997 (in October 1998, one of these PSC blocks was relinquished).*



## struktur perseroan

### CORPORATE STRUCTURE



## dewan penasehat

### BOARD OF ADVISORS



DEWAN PENASEHAT dari kiri ke kanan *BOARD OF ADVISOR from left to right*

ISMAIL SALEH, SH

PROF. DR. SOEBROTO

IR. ARIFIN PANIGORO



#### IR. ARIFIN PANIGORO

Pendiri Kelompok Usaha MEDCO, memulai kiprahnya di dunia perminyakan dan gas sejak tahun 1980. Untuk melanjutkan karir politiknya, beliau mengundurkan diri dari kepengurusan Perseroan tahun 1998, dan sejak itu berperan sebagai penasehat Perseroan, khususnya dalam hal menentukan 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 pursue his political career, he withdrawn from the Company's management in 1998. Since then his role has been as advisor to the Company, notably to help identify new oil and gas business opportunities.*



#### ISMAIL SALEH, SH

Mantan Menteri Kehakiman Republik Indonesia. Sejak bergabung dengan organisasi Perseroan tahun 1993, aktif memberikan nasehat kepada Perseroan dalam menjalankan usaha sesuai dengan hukum dan perundang-undangan yang berlaku di Indonesia.

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



#### PROF. DR. SOEBROTO

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

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

# ikhtisar keuangan

## FINANCIAL HIGHLIGHT

KEUANGAN Dalam miliar Rupiah	1995	1996	1997	1998	1999	FINANCIAL In billion Rupiahs
Kurs nilai tukar akhir tahun per US\$ 1,00 - Neraca	2,308	2,383	4,650	8,025	7,100	Balance Sheet - Closing exchange rate per US\$ 1.00
Kurs nilai tukar rata-rata 12 bulan per US\$ 1,00 - Rugi Laba	2,253	2,348	2,945	9,814	7,809	Net Income - 12 months average exchange rate per US\$ 1.00
Penjualan dan Pendapatan Usaha - Bersih	119.8	360.4	661.5	1,836.0	1,628.6	Net Sales and Operating Revenues
Laba Kotor	56.2	133.6	297.5	1,051.0 <sup>3)</sup>	834.4	Gross Profit
Biaya (Pendapatan) Bunga - Bersih	(3.7)	22.9	(0.3)	37.7	53.8	Interest (Income) Expense - Net
<b>Laba Bersih</b>	<b>25.0</b>	<b>33.5</b>	<b>80.3</b>	<b>353.9</b>	<b>176.0</b>	<b>Net Income</b>
Aktiva Lancar	222.9	361.0	606.7	787.7 <sup>3)</sup>	923.9	Current Assets
Aktiva Tetap - Bersih	182.3	227.2	329.0	485.3	407.9	Property & Equipment - Net
Biaya Pengembangan Pemboran - Bersih	187.2	197.8	614.1	1,262.4	1,352.8	Development Cost - Net
Aktiva Lain-lain	57.6	139.9	511.1	821.9 <sup>3)</sup>	91.7	Other Assets
<b>Jumlah Aktiva</b>	<b>649.9</b>	<b>930.0</b>	<b>2,071.2</b>	<b>3,664.9 <sup>3)</sup></b>	<b>3,363.3</b>	<b>Total Assets</b>
Kewajiban Lancar	172.8	574.0	543.9	1,987.4	423.6	Current Liabilities
Kewajiban Jangka Panjang	217.7	55.9	931.4	483.6 <sup>3)</sup>	609.80	Long Term Liabilities
<b>Jumlah Kewajiban</b>	<b>390.5</b>	<b>629.9</b>	<b>1,475.3</b>	<b>2,471.0 <sup>3)</sup></b>	<b>1,033.40</b>	<b>Total Liabilities</b>
Hak Pemilikan Minoritas	8.9	11.4	20.4	53.2	58.4	Minority Interest
Saldo Laba	33.0	58.8	128.8	482.7	658.6	Retained Earnings
<b>Ekuitas</b>	<b>216.4</b>	<b>247.7</b>	<b>517.3</b>	<b>1,125.0</b>	<b>2,256.7</b>	<b>Stockholders' Equity</b>
Kas yang berasal dari Operasi <sup>4)</sup>	45.5	76.3	135.8	1,170.4	803.0	Cash Generated from Operation <sup>4)</sup>
EBITDA <sup>1)</sup>	57.9	152.2	266.8	860.5	708.3	EBITDA <sup>1)</sup>
Laba Per Saham <sup>2)</sup>	72.5	97.2	232.9	1,026.5	457.8	Earning Per Share <sup>2)</sup>
Kas yang berasal dari Operasi Per Saham <sup>2)</sup>	132.0	221.3	393.9	3,394.8	2,088.8	Cash Generated from Operation Per Share <sup>2)</sup>
Rasio Keuangan Utama	1995	1996	1997	1998	1999	Key Financial Ratio
Laba Bersih/Penjualan & Pendapatan Usaha Bersih	20.9%	9.3%	12.1%	19.3%	10.8%	Net Income/Net Sales & Operating Revenues
Laba Bersih/Jumlah Aktiva	3.8%	3.6%	3.9%	9.7%	5.2%	Net Income/Total Assets
Laba Bersih/Ekuitas	11.6%	13.5%	15.5%	31.5%	7.8%	Net Income/Stockholders' Equity
Aktiva Lancar/Kewajiban Lancar	129.0%	62.9%	111.5%	39.6%	218.1%	Current Assets/Current Liabilities
Kewajiban Lancar/Jumlah Aktiva	26.6%	61.7%	26.3%	54.2%	12.6%	Current Liabilities/Total Assets
Kewajiban Jangka Panjang/Jumlah Aktiva	33.5%	6.0%	45.0%	13.2%	18.1%	Long-term Liabilities/Total Assets
Jumlah Kewajiban/Ekuitas	180.5%	254.3%	285.2%	219.6%	45.8%	Total Liabilities/Stockholders' Equity

Angka-angka tersebut diatas sudah di sesuaikan dengan pembayaran pajak tertunda

1) EBITDA dihitung setelah disesuaikan dengan hak pemilikan minoritas

2) Sebagai perbandingan, perhitungan untuk tahun 1995 - 1998 didasarkan jumlah saham yang beredar pada tanggal 31 December 1998 (344.760.000 saham), sementara itu untuk tahun 1999 dihitung berdasarkan jumlah saham rata-rata tertimbang pada tanggal 31 Desember 1999 (384.425.378 saham)

3) Perubahan angka pada tahun 1998 disebabkan adanya beberapa reklasifikasi akun

4) Kas yang berasal dari Operasi untuk tahun 1998 dan 1999 diambil langsung dari arus kas operasi sebelum perubahan modal kerja

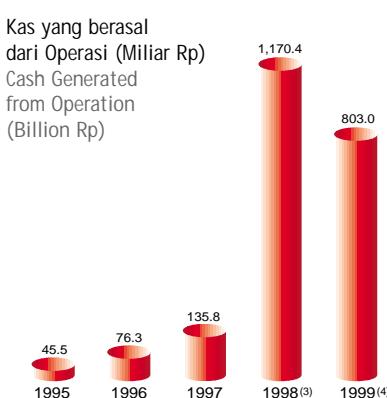
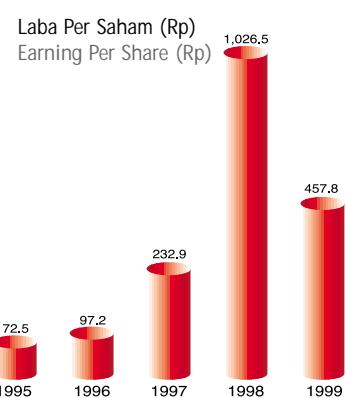
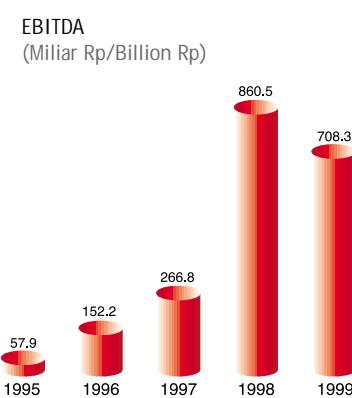
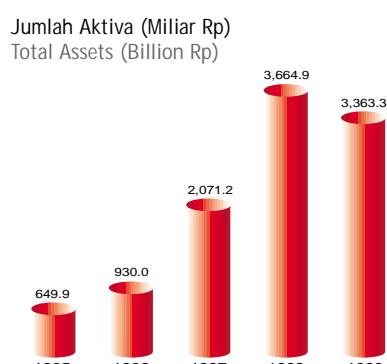
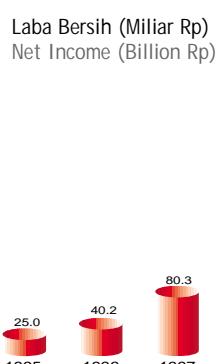
Adjustment for deferred taxes already included in above figures

1) EBITDA calculated after adjustment for minority interest

2) For comparative purposes, calculation for 1995 - 1998 based on number of shares outstanding as of December 31, 1998 (344,760,000 shares), while in 1998 calculated based on weighted average number of share as of December 31, 1999 (384,425,378 shares)

3) Change in 1998 numbers resulting from reclassification of accounts

4) Cash generated from Operation 1998 and 1999 taken directly from Operating cash flows before changes in working capital



## ikhtisar operasi

### OPERATION HIGHLIGHT

OPERASIONAL	1995	1996	1997	1998	1999	OPERATION
<b>EKSPLORASI &amp; PRODUKSI</b>						<b>EXPLORATION &amp; PRODUCTION</b>
Cadangan Minyak Terbukti - MMBO						Proved Oil Reserves - MMBO
Exspan Kalimantan	20.52	20.07	18.65	18.50	11.15 <sup>(3)</sup>	Exspan Kalimantan
Exspan Sumatera	23.28	51.16	90.81	111.39	170.03 <sup>(3)</sup>	Exspan Sumatera
Jumlah Cadangan Minyak Terbukti	43.80	71.23	109.46	129.89	181.18 <sup>(3)</sup>	Total Proved Oil Reserves
Cadangan Gas Terbukti - BCF						Proved Gas Reserves - BCF
Exspan Kalimantan	228.18	238.16	278.69	276.66	87.68 <sup>(3)</sup>	Exspan Kalimantan
Exspan Sumatera	377.89	373.83	379.52	369.07	82.13 <sup>(3)</sup>	Exspan Sumatera
Jumlah Cadangan Gas Terbukti	606.07	611.99	658.21	645.73	169.81 <sup>(3)</sup>	Total Proved Gas Reserves
Produksi Minyak - BOPD						Oil Production - BOPD
Exspan Kalimantan	5,564	5,985	5,981	6,380	5,800	Exspan Kalimantan
Exspan Sumatera	1,931 <sup>(1)</sup>	11,500	14,227	25,959	35,500	Exspan Sumatera
Jumlah Produksi Minyak	7,495	17,485	20,208	32,339	41,300	Total Oil Production
Penjualan Gas - MMCFD						Gas Sales - MMCFD
Exspan Kalimantan	-	-	12.40	18.65	27.20	Exspan Kalimantan
Exspan Sumatera	7.90 <sup>(1)</sup>	48.00	47.90	48.27	44.60	Exspan Sumatera
Jumlah Penjualan Gas	7.90	48.00	60.30	66.92	71.80	Total Gas Sales
Harga Minyak - (US\$/barel)						Oil Price - (US\$/barrel)
Exspan Kalimantan	17.59	20.52	19.24	12.43	17.38	Exspan Kalimantan
Exspan Sumatera	17.40	20.33	19.05	12.35	18.23	Exspan Sumatera
Harga minyak Rata-rata	17.50	20.43	19.15	12.39	17.81	Average Oil Price
Harga Gas - (US\$/MMBTU)						Gas Price - (US\$/MMBTU)
Exspan Kalimantan - Methanol	-	-	1.42	1.42	1.42	Exspan Kalimantan - Methanol
Exspan Kalimantan - PLN	-	-	-	-	2.19	Exspan Kalimantan - PLN
Exspan Sumatera - PUSRI	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	Exspan Sumatera - PUSRI
<b>JASA PENGEBORAN</b>						<b>DRILLING SERVICES</b>
Utilisasi Rig Pengeboran Darat						Onshore Drilling Rig Utilization
Meta Epsi Antareja	32%	54%	85%	53%	25%	Meta Epsi Antareja
Utilisasi Rig Pengeboran Lepas pantai						Offshore Drilling Rig Utilization
Apexindo Pratama Duta	100%	100%	100%	100%	86%	Apexindo Pratama Duta
<b>INDUSTRI HILIR - METHANOL</b>						<b>DOWNTSTREAM INDUSTRY - METHANOL</b>
Produksi - Metrik Ton (MT)	-	-	198.221 <sup>(2)</sup>	233.164	285.383	Production - Metric Ton (MT)
Penjualan - Metrik Ton (MT)	-	-	180.848 <sup>(2)</sup>	228.973	304.134	Sales - Metric Ton (MT)
Harga Rata-rata - US\$/MT (FOB Bunyu)	-	-	200.00 <sup>(2)</sup>	100.31	89.43	Average Price - US\$/MT (FOB Bunyu)

(1) Produksi dua bulan saja

(2) Pengelolaan dimulai bulan April

(3) Untuk cadangan tahun 1999 disertifikasi oleh Gaffney Cline & Associates (GCA)

Cadangan 1995 - 1998, dihitung berdasarkan angka internal Perseroan

(1) Two months production only

(2) Operatorship started on April

(3) Reserves for 1999 were certified by Gaffney Cline & Associates(GCA)

1995 - 1998 reserves were calculated based on Company's Internal numbers

## informasi tambahan

### SUPPLEMENTARY INFORMATION

#### BESARAN MINYAK DAN GAS/OIL AND GAS MEASUREMENT

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



# informasi untuk investor

## INFORMATION FOR INVESTOR

Jumlah Saham	1995	1996*	1997	1998**	1999***	Number of Shares
Jumlah saham beredar dengan nilai Nominal Rp. 500,- per saham				344,760,000	666,490,290	Number of shares outstanding with Par Value of Rp. 500,- per share
Jumlah saham beredar dengan Nilai Nominal						Number of shares outstanding with Par Value of Rp. 1,000,- per share
Rp. 1.000,- per saham	101,400,000	172,380,000	172,380,000			

\* Saham bonus 10:7 July 1996

\*\* Pemecahan nominal saham 1:2 Agustus 1998

\*\*\* Hak Memesan Efek Terlebih Dahulu 10:11 Desember 1999

\* Bonus share of 10:7 July 1996

\*\* Stock split 1:2 August 1998

\*\*\* Right Issue 10:11 December 1999

Periode	Tertinggi Highest (Rupiah)	Terendah Lowest	Penutup Closing	Volume	Period
Kuartal 1 - 1995	3,294	2,824	2,882	100,000	1995 - 1st Quarter
Kuartal 2	3,235	2,471	3,059	314,500	2nd Quarter
Kuartal 3	3,059	2,471	2,588	1,250,000	3rd Quarter
Kuartal 4	2,588	1,809	2,338	1,349,000	4th Quarter
Kuartal 1 - 1996	2,338	1,794	1,897	1,550,500	1996 - 1st Quarter
Kuartal 2	2,000	1,800	1,825	120,000	2nd Quarter
Kuartal 3	3,900	3,500	3,700	9,000,000	3rd Quarter
Kuartal 4	4,500	4,150	4,300	11,000,000	4th Quarter
Kuartal 1 - 1997	4,300	3,325	4,000	5,094,000	1997 - 1st Quarter
Kuartal 2	4,550	3,900	4,475	2,881,000	2nd Quarter
Kuartal 3	4,600	3,950	4,325	3,610,000	3rd Quarter
Kuartal 4	6,725	1,900	6,725	16,708,000	4th Quarter
Kuartal 1 - 1998	3,375	988	1,775	73,281,000	1998 - 1st Quarter
Kuartal 2	1,800	875	1,150	6,003,000	2nd Quarter
Kuartal 3	1,875	350	800	72,455,000	3rd Quarter
Kuartal 4	1,875	575	1,475	128,882,512	4th Quarter
Kuartal 1 - 1999	1,500	900	1,150	47,286,500	1999 - 1st Quarter
Kuartal 2	4,550	1,100	3,525	106,585,008	2nd Quarter
Kuartal 3	3,900	2,600	3,100	131,743,500	3rd Quarter
Kuartal 4	5,000	2,900	4,700	223,096,500	4th Quarter

Tahun Year	Tanggal Pembayaran Date of Payment	Dividen per Saham Dividend per Share
1994	30 Agustus/August 1995	Rp. 50,-
1995	23 Agustus/August 1996	Rp. 75,-
1996	16 Agustus/August 1997	Rp. 60,-
1997	Tidak ada/None	-
1998	Tidak ada/None	-



PT Medco  
Energi  
Corporation Tbk.



Perseroan memiliki misi untuk ikut berpartisipasi membangun perekonomian dalam bidang sumberdaya energi secara bertanggungjawab, yang secara langsung menyumbangkan pada peningkatan kesejahteraan rakyat Indonesia. Misi ini memberikan dorongan kepada Perseroan untuk terus memberikan nilai tambah serta memelihara kepentingan sosial-ekonomi dari para Pemegang Saham, Investor, Masyarakat, Karyawan, Konsumen dan Lingkungan.

Dengan memperhatikan misi dan nilai Perseroan, Perseroan yakin bahwa seluruh mitra potensial, investor, kreditur, calon karyawan, konsumen, yang tertarik mendapatkan bisnis dan mengharapkan keuntungan ekonomis, akan memilih Perseroan sebagai perusahaan yang dapat diandalkan dan dipercaya.

**Perseroan yakin bahwa seluruh mitra potensial, investor, kreditur, calon karyawan, konsumen, yang tertarik mendapatkan bisnis dan mengharapkan keuntungan ekonomis, akan memilih Perseroan sebagai perusahaan yang dapat diandalkan dan dipercaya.**

*The Company believes that potential partners, investors, creditors, future employees and customers interested in seeking business opportunities and mutual economic benefits will choose the Company as a reliable and trusted business partner.*

*The Company's mission is participating to undertake the economic development of energy resources in a responsible manner, and thereby directly contribute to improvement in the Nation's welfare. This mission allows the Company to continually add value for, and preserve the socioeconomic interests of, Shareholders, Investors, Public, the Indonesian Government, Employees and Customers while continuing to protect the Environment.*

*By remaining attentive to these mission and value concepts, the Company believes that potential partners, investors, creditors, future employees and customers interested in seeking business opportunities and mutual economic benefits will choose The Company as a reliable and trusted business partner.*







Sejak semula Perseroan telah memberikan perhatian khusus terhadap lingkungan dan masyarakat dimana Perseroan beroperasi. Perseroan sadar sepenuhnya bahwa kegiatan usahanya memiliki pengaruh langsung terhadap lingkungan dan masyarakat sekitar.

Pada tahun 2000 Perseroan akan mengambil langkah-langkah untuk menjawab berbagai masalah lingkungan dan komunitas seperti halnya polusi suara yang ditimbulkan dari kompresor dan meningkatnya temperatur dari *flare pits*. Langkah-langkah pencegahan diharapkan mencapai pemecahan yang saling menguntungkan.

Perseroan melibatkan diri dalam memenuhi kebutuhan masyarakat, melalui pembangunan klinik, sekolah-sekolah, kesempatan dan penciptaan lapangan kerja yang memiliki pengaruh langsung terhadap kegiatan ekonomi sekitar. Perseroan akan terus berusaha agar keberadaannya diterima masyarakat sekitar.

*From its inception, the Company has taken a special interest in the environment and communities, where it operates. The Company is fully aware that its line of work has a direct impact on the environment and communities around it.*

*In the year 2000, the Company will step up its measures to answer various community and environmental issues, such as noise disruption caused by compressor operations and increased temperature from flare pits. Preventive measures are planned to find mutually beneficial solutions to these problems.*

*The Company's involvement in meeting their needs are through the development of clinics, schools, employment opportunity and the creation of jobs which have direct impacts on the economy of the immediate areas.*



**Peduli terhadap lingkungan sehingga keberadaannya akan diterima oleh masyarakat sekitar.**

*Caring for the environment to ensure that our existence will be welcomed by the communities around us.*



Sebagai perusahaan nasional terbesar dibidangnya, MEDCO  
dibekali dengan keahlian dalam eksplorasi dan  
pengembangan minyak dan gas, optimis akan dapat  
memanfaatkan peluang tersebut dengan sebaik-baiknya.

IR. HERTRIONO KARTOWISASTRO  
KOMISARIS UTAMA/PRESIDENT COMMISSIONER

## sambutan komisaris utama

### PRESIDENT COMMISSIONER'S MESSAGE

Setelah diterpa krisis ekonomi serta pergantian kepemimpinan nasional, yang ditandai dengan pemerintahan yang lebih demokratis, diharapkan secara perlahan kondisi ekonomi Indonesia akan pulih dan dapat menciptakan iklim usaha yang lebih fair bagi tumbuhnya kompetisi usaha yang sehat.

Dengan dicanangkannya otonomi daerah oleh pemerintahan baru, diharapkan pemerintahan daerah dapat ikut berperan dalam mengembangkan ekonominya secara mandiri, dalam jangka panjang diharapkan akan lebih terbuka peluang bagi Perseroan. Peluang ini tentunya tidak akan muncul segera, karena masih diperlukan peraturan-peraturan pendukung untuk menciptakan lingkungan usaha yang lebih menarik.

Sebagai perusahaan nasional terbesar dibidangnya, Perseroan dibekali dengan keahlian dalam eksplorasi dan pengembangan minyak dan gas, optimis akan dapat memanfaatkan peluang tersebut dengan sebaik-baiknya.

Perseroan, sebagai perusahaan publik, menyadari adanya tuntutan keterbukaan informasi dalam era reformasi ini. Perseroan berusaha mendorong keterbukaan manajemen secara konsisten, bukan hanya karena meningkatnya tuntutan keterbukaan, akan tetapi sekaligus sebagai sarana mewujudkan profesionalisme manajemen dan pengelolalan perusahaan secara baik.

*Following a severe economic crisis and political leadership change in Indonesia, marked by a move to a more democratic government, economic conditions in Indonesia are expected to recover gradually and provide a new foundation to attract business and ensure an improved business environment characterized by transparency and fair business competition.*

*The introduction of regional autonomy, endorsed by the new government, is expected to allow regional authorities to participate in determining their own future and should foster business opportunities for the Company in the longer term. It is unlikely, however, that these opportunities will emerge overnight, since the supporting regulations to create a more attractive business environment are yet to be gazetted.*

*As the nation's leading company in its field, the Company is equipped with the required expertise in the exploration for and development of oil and gas, and is therefore well placed to seize any future business opportunity.*



IR. WIJARSO  
KOMISARIS/COMMISSIONER



IR. YANI YUHANI RODYAT, MM  
KOMISARIS/COMMISSIONER

Akhir 1999, Perseroan menyelesaikan restrukturisasi pinjamannya melalui konversi pinjaman menjadi ekuitas, sehingga struktur modal Perseroan menjadi lebih sehat menghadapi peluang-peluang baru. Dengan diselesaikannya masalah keuangan, Perseroan kini dapat memfokuskan pada kegiatan operasional, untuk mengembangkan usaha dan mewujudkan strategi usaha jangka panjang.

Sebagai kelanjutan dari proses Restrukturisasi tersebut, tiga tambahan anggota Komisaris, mewakili ex-kreditor, telah diangkat dalam Rapat Umum Pemegang Saham Luar Biasa tanggal 25 Januari 2000. Untuk itu, kami sampaikan selamat datang kepada para anggota Komisaris baru, Sdr. Gustiaman Deru, Sdr. Michael Watzky serta Sdr. Lap Wai Chan.

*The Company, as a public company, is fully aware of the need for increased transparency in this reformation era. The Company consistently strives to promote management accountability, not only as required by the regulatory authorities, but as a means to ensure professional management practice and good corporate governance.*

*In late 1999, the Company finalized its unsecured debt restructuring efforts to convert debt into equity, placing the Company in a much improved capital structure to face new challenges. With the financial issues resolved, the Company can now focus on operational issues, to expand business and seize opportunities to attain its long term goals.*

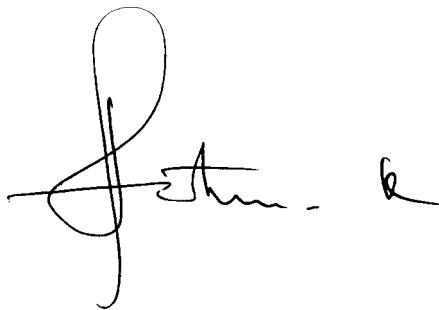
Keberhasilan Perseroan menyelesaikan restrukturisasi tersebut, tidak terlepas dari dukungan dan kesediaan para pemegang saham pendiri untuk menyelesaikan pinjaman perseroan sehingga dapat meningkatkan kemampuan Perseroan untuk berkembang. Hal ini merupakan cerminan atas dukungan dan keyakinannya atas masa depan Perseroan, walaupun kepemilikan sahamnya terdilusi.

Untuk itu, dalam kesempatan ini atas nama Dewan Komisaris, kami menyampaikan penghargaan yang setulus-tulusnya kepada para pemegang saham pendiri. Juga kepada jajaran manajemen Perseroan yang telah berhasil menghadapi kondisi ekonomi dan moneter yang sulit dan membawa Perseroan keluar dari perangkap likuiditas dan menjadikan Perseroan sebagai salah satu perusahaan yang sehat.

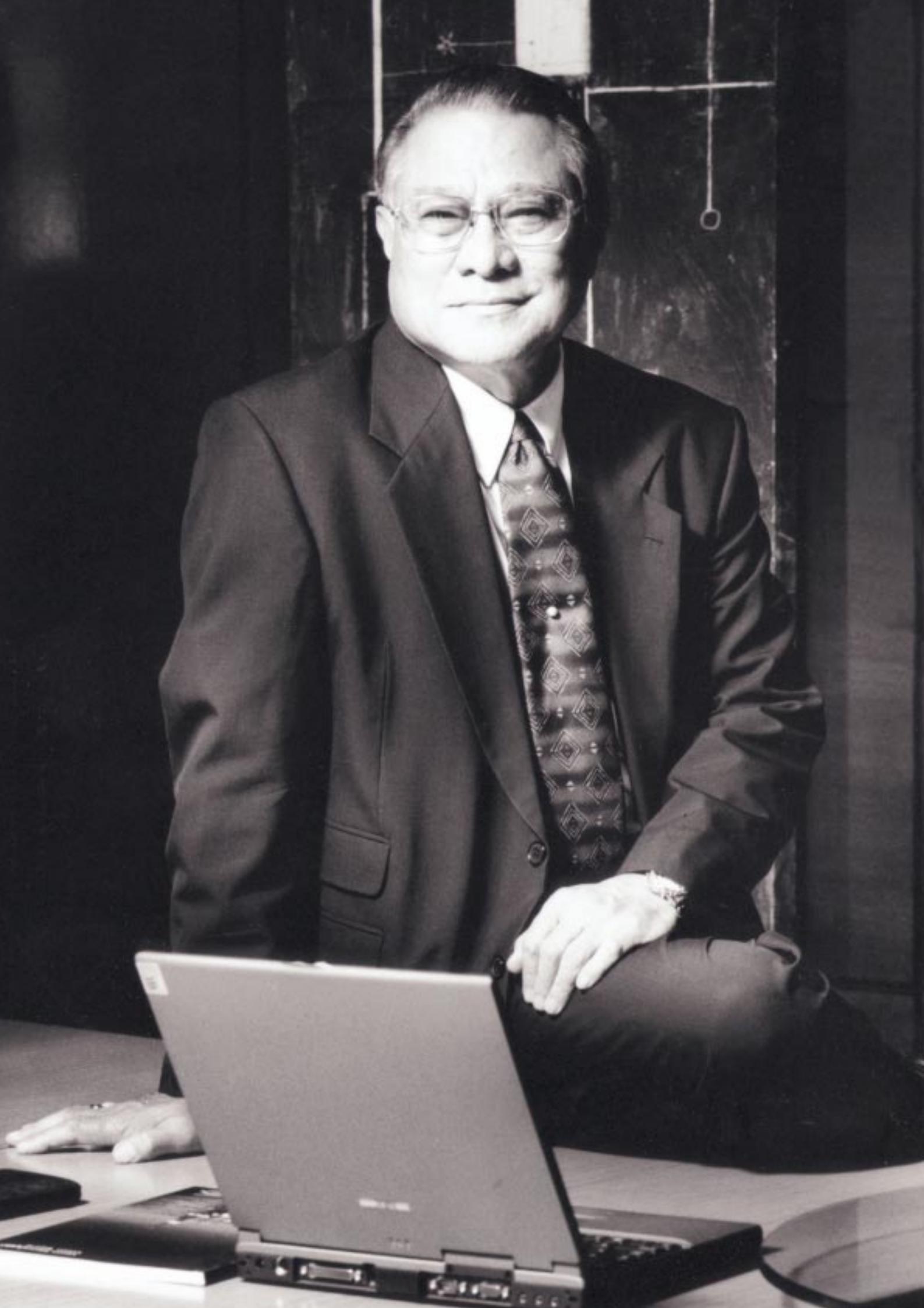
*As a continuation of the Debt Restructuring process, three new members, representing ex-creditors, were appointed to the Board of Commissioners at the Extraordinary General Meeting of Shareholders held on January 25, 2000. We would therefore like to welcome Mr. Gustiaman Deru, Mr. Michael Watzky and Mr. Lap Wai Chan as new members of the Board of Commissioners.*

*The success of this restructuring exercises reflects a commitment and willingness of the Company's founding shareholders to resolve the debts to improve the Company's ability to grow. This reflects their support and belief in the Company's future prospects, inspite of unfavourable dilution of their shares.*

*Therefore, on behalf of the Board of Commissioners, I wish to convey my sincere gratitude to the founding shareholders. On a similar note, allow me to commend the Management in weathering the recent economic turbulence by successfully navigating the Company out of a liquidity trap, thereby elevating the Company into one of the nation's healthiest companies.*



IR. HERTRIONO KARTOWISASTRO  
KOMISARIS UTAMA/PRESIDENT COMMISSIONER



## tujuan perseroan

### CORPORATE GOALS

*“Menjadi perusahaan energi nasional terpadu yang unggul di bidang eksplorasi dan produksi minyak dan gas, jasa pengeboran onshore dan offshore, industri hilir berbasis minyak dan gas, distribusi.” “To become a major integrated Indonesian energy company operating in the fields of oil and gas exploration and production, onshore and offshore drilling services, downstream industries in petrochemicals, and distribution .”*



DIREKSI DARI KIRI KE KANAN BOARD OF DIRECTORS FROM LEFT TO RIGHT

IR. HILMI PANIGORO, MSc

DRS. SUGIHARTO, MBA

IR. JOHN S. KARAMOY

IR. DARMOYO DOYOATMOJO, MBA, MSc

# laporan direksi

## BOARD OF DIRECTORS'S REPORT

### IKHTISAR 1999

- Cadangan minyak terbukti (1P) meningkat 40% menjadi 181,18 juta barel minyak (MMBO)
- Produksi rata-rata minyak mencapai 41.300 barel per hari (BOPD), 28% lebih tinggi dari rata-rata produksi tahun 1998
- Cadangan gas terbukti (1P) pada tahun 1999 adalah menjadi 169,81 miliar kubik kaki (BCF), menurun karena menggunakan definisi SEC
- Penjualan gas mencapai rata-rata 71,80 juta kubik kaki per hari (MMCFD), sedikit lebih tinggi dari tahun 1998
- Ditandatanganinya kesepakatan sementara harga gas dari North Kutai Lama ke pembangkit tenaga listrik Perusahaan Listrik Negara di Samarinda, Kalimantan Timur pada kuartal keempat 1999, sebesar Rp 15.300,-/MMBTU
- Ditandatanganinya perjanjian Kontrak Penjualan dengan Mitsui & Co., Ltd., Jepang pada akhir 1999 untuk menjual 5,4 juta barrel minyak selama 12 bulan
- Produksi methanol mencapai 285.383 metrik ton, meningkat 22% dibandingkan tahun 1998, sementara itu penjualan menjadi 304.134 metrik ton, meningkat 33% dari tahun 1998
- Berhasil merestrukturisasi pinjaman sebesar US\$ 247 juta, dimana US\$ 150 juta dikonversi menjadi ekuitas sedangkan sisanya dikonversikan menjadi pinjaman jangka panjang (jatuh tempo 3 - 8 tahun)
- Rasio hutang terhadap ekuitas (DER) turun menjadi 46% dibandingkan 220% pada tahun 1998

### 1999 HIGHLIGHT

- *Oil proved reserves (1P) increased by 40% to 181.18 million barrels of oil (MMBO)*
- *Daily oil production averaged 41,300 barrels per day (BOPD), 28% higher than the average production in the previous year*
- *Remaining gas proved reserves (1P) were 169.81 billion cubic feet (BCF), less than last year's report to comply with SEC regulation*
- *Sales of natural gas averaged 71.80 million cubic feet per day (MMCFD) in 1999, slightly higher than the previous year*
- *Signature of an interim agreement for natural gas price delivered from North Kutai Lama to the PLN (Government Electricity Company) power plant near Samarinda, East Kalimantan in fourth quarter 1999, for Rp 15,300,-/MMBTU*
- *Signed a Sales Contract agreement with Mitsui & Co., Ltd. of Japan in late 1999 to sell 5.4 million barrels of oil over an initial 12 months period*
- *Methanol production reached 285,383 metric tons, a 22% gain compared to 1998, while total methanol sales increased to 304,134 metric tons, a 33% increase compared to 1998*
- *Successful in restructuring its debts of US\$ 247 million, whereby US\$ 150 million was converted to equity and the remaining was converted into longer term debts (maturing in 3 - 8 years)*
- *Debt to equity ratio (DER) decreased to 46%, compared to 220% in 1998*



## KILASAN OPERASI

### EKSPLORASI DAN PRODUKSI

Pada akhir tahun 1999, Perseroan adalah operator dari 8 wilayah kerja Eksplorasi dan Produksi, yang terdiri dari 2 jenis , yaitu Production Sharing Contract (PSC) dan Technical Asistance Contract (TAC). Selain itu, Perseroan telah memiliki 50% Working Interest di Cumi-cumi PSC yang dioperasikan oleh Lasmo Oil. Diluar dua daerah eksplorasi yang berada di Myanmar.

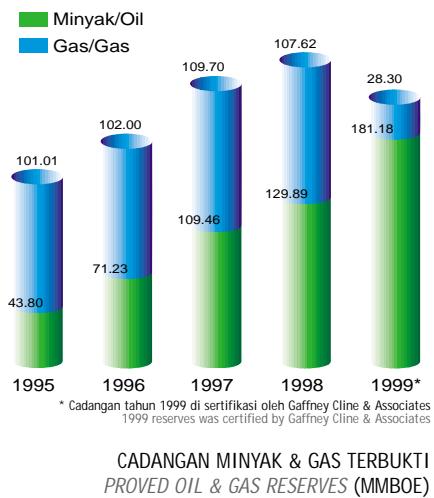
Fokus utama adalah pada operasi di Indonesia, dimana Perseroan mendapatkan keuntungan yang maksimal dari staf yang trampil, yaitu pegawai yang mempunyai pengalaman di ladang minyak lebih dari dua puluh tahun.

Perseroan bertujuan untuk meningkatkan posisinya sebagai operator dengan biaya rendah serta menemukan dan mengembangkan cadangan baru di daerah produksi. Keunggulan teknologi juga dipergunakan untuk mengoptimalkan penemuan minyak dan gas dari ladang yang ada, serta mencari dan mengembangkan cadangan-cadangan baru.

Secara khusus, Perseroan bertujuan untuk menciptakan peluang pasar baru bagi temuan cadangan gas, mengambil alih aset-aset pilihan, khususnya cadangan-cadangan dengan harga menarik, dan melakukan eksplorasi pada daerah-daerah yang baru di akuisisi.

### SERTIFIKASI CADANGAN

Gaffney Cline & Associates (GCA) telah menerbitkan sertifikat cadangan untuk akhir tahun 1999, yang mencakup kategori cadangan terbukti (1P) dan cadangan terbukti dan terduga (2P) untuk seluruh daerah produksi yang dimiliki Perseroan di Sumatra dan Kalimantan.



### OPERATING REVIEW

#### EXPLORATION AND PRODUCTION

*The Company, at year end 1999, was operator of 8 Exploration & Production working area, comprising 2 types, namely Production Sharing Contract (PSC) and Technical Assistance Contract (TAC). In addition the Company held a 50% Working Interest in the Cumi-cumi PSC previously operated by Lasmo Oil, apart from two exploration blocks held in Myanmar.*

*The main focus is on operations in Indonesia, as the Company can achieve maximum benefit of highly trained staff, where the typical oilfield experience of permanent employees exceeds twenty years.*

*The Company aims to leverage its position as a low cost operator to find and develop new reserves in producing blocks. Technological advantage is also applied in order to maximize recovery from existing fields and to find and develop new reserves.*

*In particular, the Company aims to create new market opportunities for discovered gas, to opportunistically acquire selected assets, notably undervalued reserves, and to conduct high-impact exploration in newly acquired blocks.*

#### RESERVE CERTIFICATION

*Gaffney Cline & Associates (GCA) have issued reserves certificates as of year-end 1999 covering Proved (1P) and Proved plus Probable (2P) reserves categories for the Company's producing properties in Sumatra and Kalimantan.*

Cadangan terbukti (1P) didefinisikan sebagai perkiraan jumlah dari minyak atau gas bumi yang dapat diambil dimasa depan dari cekungan tertentu , berdasarkan data enjinering dan geologi, dengan kondisi ekonomi dan operasional sekarang. Jadi cadangan terbukti ini tidak termasuk potensi produksi sesudah masa kontrak berakhir baik untuk PSC maupun TAC, dan untuk gas hanya sampai masa kontrak penjualan. Cadangan yang dapat diproduksi pada masa perpanjangan kontrak dikategorikan sebagai Probable. Cadangan gas yang saat ini belum dapat dipasarkan dimasukkan dalam kategori Possible (3P).

Perusahaan publik yang terdaftar di Amerika Serikat oleh Securities and Exchange Commission (SEC) diharuskan untuk melaporkan cadangan minyak dan gas berdasarkan 1P, sedangkan di negara lain laporan pada umumnya berdasarkan 2P. Oleh karena itu Perseroan memutuskan untuk membuat laporan cadangan yang memenuhi kedua peraturan tersebut.

Gabungan cadangan terbukti (1P) untuk Exspan Sumatera dan Kalimantan, yang disertifikasi oleh GCA pada akhir tahun 1999 adalah 181,18 MMBO dan 169,81 BCF gas, dibandingkan 129,9 MMBO dan 645,7 BCF gas yang dilaporkan pada akhir tahun 1998. Peningkatan cadangan minyak sebesar 51,3 MMBO setara dengan empat kali lipat lebih penggantian cadangan, setelah memperhitungkan produksi tahun 1998 sebesar 11,8 MMBO. Terutama berasal dari pengembangan lebih lanjut lapangan Kaji/ Semoga.

Cadangan terbukti dan terduga (2P) akhir tahun 1999 diperkirakan GCA sebesar 215 MMBO dan 470 BCF gas. Jumlah ini setara dengan 293 MMBOE dimana cadangan gas disetarkan dalam satuan barrel minyak (BOE).

Cadangan gas 1P dan 2P yang disertifikasi tahun 1999 lebih rendah dibandingkan tahun 1998 karena definisi SEC yang ketat, yang memperhitungkan masa kontrak dan kontrak penjualan gas. Perkiraan cadangan pada tahun sebelumnya dihitung berdasarkan asumsi bahwa kontrak akan diperpanjang sesuai pelaporan yang diperbolehkan di Indonesia.

*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 (3P) category.*

*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 reserves to satisfy reporting requirements for each of these regulatory authorities.*

*Aggregate Proved reserves for Exspan Sumatera and Kalimantan , certified by GCA as of year-end 1999, are 181.18 MMBO and 169.81 BCF gas, as compared with 129.9 MMBO and 645.7 BCF gas reported at year-end 1998. The crude oil gain of 51.3 MMBO equates to a more than four-fold reserves replacement, year to year, taking into account 1998 annual production of 11.8 MMBO. Mainly due to further development of Kaji/Semoga field.*

*Proven plus Probable (2P) reserves, as of year-end 1999, are estimated by GCA to be 215 MMBO and 470 BCF gas. This equates to 293 MMBOE if the gas reserve component is expressed in barrels of oil equivalent (BOE).*

*Reduction in certified 1P and 2P gas reserves in 1999 compared to 1998 resulted from application of strict SEC definitions that include stipulations regarding PSC license period and contracted gas sales quantities. Estimates in prior years were prepared based on anticipated contract renewal, as allowed in reporting to authorities in Indonesia.*



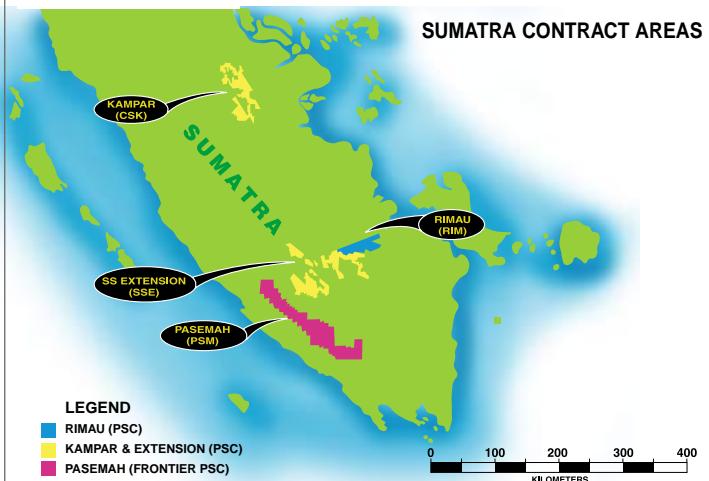
## SUMATERA

Di Sumatera Perseroan mengoperasikan tiga Production Sharing Contract (PSC) di Sumatera Tengah dan Sumatera Selatan dengan jumlah wilayah seluas 16.591 kilometer persegi.

WILAYAH KERJA PT EXSPAN SUMATERA PT Exspan Sumatera Working Areas		
Nama wilayah	Luas dalam km <sup>2</sup>	Masa kontrak
Name of areas	Acreage in kms <sup>2</sup>	Contract expiration
Kampar & Extension PSC	6,493	11/2013
Rimau PSC	1,538	03/2003
Pasemah PSC	8,560	02/2023

## SUMATERA

In Sumatra the Company operates three Production Sharing Contracts (PSCs) in Central and South Sumatra with a total area of 16,591 square kilometers.

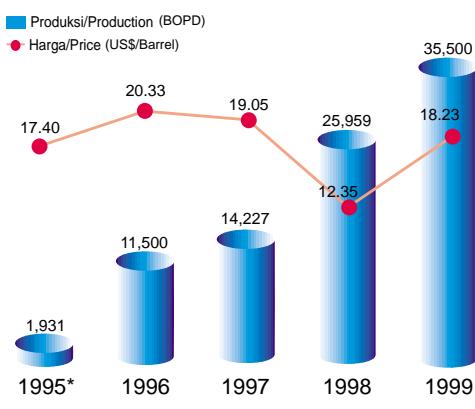


## WILAYAH KERJA SUMATERA / SUMATERA WORKING AREA

**Oil Production.** In 1999, daily average production from all Sumatra operations has increased from 25,959 BOPD in 1998 to 35,500 BOPD in 1999, a significant gain overall, although there was a temporary loss of production in Central Sumatra operations due to plugging at Pertamina's Lirik-Buatan pipeline. Production of 3,500 BOPD was lost over a seven month period from January 1999, with resumption at a reduced rate of 2,000- 2,500 BOPD starting in early July when Exspan initiated trucking by road transport of the produced crude. Nevertheless, Sumatra average production did reach the target forecasted in the previous annual report.

Aggregate oil production for 1999 in Sumatra totaled 12.96 MMBO, up from 9.48 MMBO in 1998. Average realized price per barrel in 1999 was \$18.23, a near 50% increase on the 1998 price of \$12.35.

**Gas sales.** Gas sales averaged 44.6 MMCFD in 1999, a 9% reduction compared to 1998, due to Pertamina's increased supply of gas to the PUSRI fertilizer plant at Palembang. Sale price of the gas is \$1.33/MMBTU.



PRODUKSI MINYAK RATA-RATA VS HARGA MINYAK RATA-RATA, SUMATRA  
AVERAGE OIL PRODUCTION VS AVERAGE OIL PRICE, SUMATRA

**Cadangan.** GCA memberikan sertifikasi untuk seluruh cadangan terbukti (1P) dari Exspan Sumatra sebesar 170.03 MMBO dan 82.13 BCF gas ( hanya gas dalam kontrak penjualan ke PUSRI). Cadangan 2P oleh GCA adalah sebesar 200 MMBO dan 350 BCF gas. Tanpa memperhitungkan cadangan yang termasuk kategori possible (3P) dari ladang statik dan belum dikembangkan, yang oleh Exspan Sumatra diperkirakan sebesar 700 BCF (dua kali perkiraan 2P).

**Program Pengeboran.** Pengeboran sumur produksi di Kaji/Semoga berlangsung bertahap yaitu dua puluh sumur dibor tahun 1999. Di Sumatra, tiga sumur eksplorasi dan satu sumur appraisal sudah dibor tahun 1999, terutama sebagai patokan dalam pelepasan daerah konsensi. Aktivitas ini menghasilkan satu keberhasilan atas sumur appraisal Soka-2, dimana ditemukan adanya satu lapisan minyak dibawah kolom gas yang ditembus pada penemuan sumur Soka-1 tahun 1997. Perkiraan Exspan atas cadangan 2P Soka adalah 74 BCF gas dan 1,7 MMBO minyak, dengan potensi setinggi-tingginya 300 BCF, tergantung keberhasilan pengeboran delineasi berikutnya.

**Fasilitas Produksi.** Aktivitas pembangunan fasilitas dan konstruksi berlangsung sesuai dengan jadwal dan anggaran. Pekerjaan yang penting pada tahun 1999 adalah pemasangan dua jalur pipa stasion booster, dengan stasion ke tiga yang akan diselesaikan awal tahun 2000 untuk meningkatkan kapasitas pipa penyulur minyak. Pemasangan fasilitas injeksi air tahap I (25.000 BWPD) diselesaikan Agustus, sesuai jadwal, dan pemasangan fasilitas tahap II akan diselesaikan pertengahan 2000.

**Ekspor Minyak.** Tonggak sejarah penting lainnya di Sumatra adalah dimulainya eksport minyak pada Desember 1999. Perseroan telah menanda tangani kontrak penjualan dengan Mitsui Co., Ltd. untuk mengekspor minyak sejumlah 5,4 juta barel untuk 12 bulan pertama atau 450.000 barel per bulan melalui tanker terapung di pulau Sambu dekat Singapore dengan menggunakan kapal tanker untuk mengangkut minyak dari Plaju di Sumatra Selatan ke tanker terapung. Jalur ekspor ini memungkinkan Perseroan menjual kelebihan produksi minyaknya dari batas produksi yang dijual ke kilang Pertamina, dan memberikan jaminan pembayaran tepat waktu.

*Reserves. GCA certified proved reserves for all Exspan Sumatera are 170.03 MMBO plus 82.13 BCFgas (representing gas committed to the existing PUSRI gas sales contract only). GCA 2P reserves are 200 MMBO plus 350 BCF gas, without taking into account undeveloped and static field gas which on a 3P (including possible reserve category) basis is estimated by Exspan Sumatra to aggregate 700 BCF (double the 2P estimate).*

*Drilling Program. Development drilling at Kaji /Semoga has continued apace, with twenty wells drilled in 1999. In Sumatra, three exploration wells and one appraisal well were drilled in 1999, in particular to guide mandatory relinquishment obligations. This has resulted in one success, the appraisal well Soka-2, which confirmed the presence of an oil rim below the gas column penetrated in the Soka-1 discovery made in 1997. In-house estimated reserves at Soka on a 2P basis currently total 74 BCF gas plus 1.7 MM bbl oil, with upside gas potential as high as 300 BCF, depending on subsequent delineation drilling success.*

*Production Facilities. Facilities and construction activities remain on schedule and within budget. Major accomplishments in 1999 include the installation of two pipeline booster stations to increase the transmission capacity of the pipeline, with the third station due for commissioning in early 2000. Phase I installation of water injection facilities (25,000 BWPD) was achieved in August, as programmed, and Phase II facilities remain targeted for commissioning by mid-year 2000.*

*Oil Export. Another major milestone in Sumatra operations was the initiation of crude oil export sales, commencing December 1999. the Company has signed a sales agreement with Mitsui Co., Ltd. to export 5.4 million barrels of oil for an initial 12 months period or 450,000 barrels per month via a floating storage tanker located at Sambu island near Singapore. Shuttle tankers are utilized to transport the crude from Plaju in South Sumatra to the floating storage tanker. This export outlet permits the Company to market excess production committed to the Pertamina refinery, and ensures timely payment for crude oil sales.*

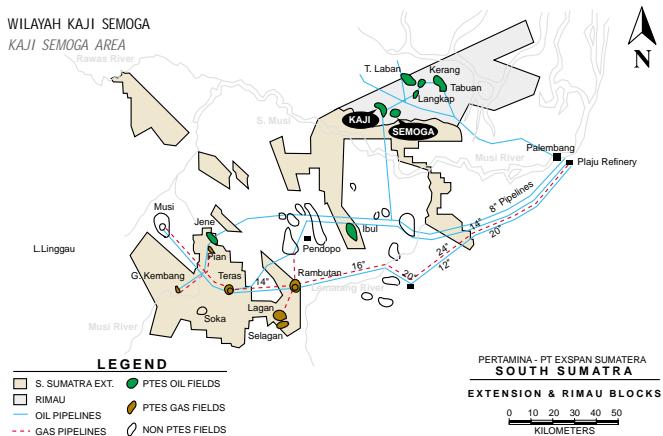


JALUR PIPA MINYAK DARI KAJI SEMOGA KE BOOSTER STASIUN PENGABUAN DAN SERDANG, SUMATERA SELATAN

OIL PIPELINE FROM KAJI SEMOGA TO BOOSTER STATION IN PENGABUAN AND SERDANG, SOUTH SUMATERA

## IKHTISAR KAJI/SEMOGA

Sertifikasi terakhir atas cadangan yang dilakukan GCA mengukuhkan kembali status dari temuan Kaji/Semoga sebagai satu ladang besar (cadangan lebih besar dari 100 MMBO) sesuai definisi American Association of Petroleum Geologists (AAPG). Ini adalah temuan minyak terbesar di darat paling tidak dalam 20 tahun terakhir di Asia Tenggara dan menunjukkan bahwa potensi untuk eksplorasi masih tetap tinggi di daerah ini, yang sebelumnya dianggap sudah jenuh untuk aktivitas eksplorasi dan pengembangan.



### KAJI/SEMOGA HIGHLIGHTS

*The recent reserves certification by GCA re-affirms the status of the Kaji/Semoga discovery as a giant field (with initial recoverable reserves exceeding 100 MMBO) as defined by The American Association of Petroleum Geologists (AAPG). It is the largest onshore oil discovery in at least the last 20 years in South East Asia, and demonstrates that considerable upside exploration potential remains in this region, previously considered to be in a mature phase of exploration and development.*

**Cadangan dan Produksi.** Selama tahun 1999, pembangunan ladang Kaji/Semoga di blok Rimau PSC terus menjadi fokus utama aktifitas di Sumatra. Perkiraaan cadangan terambil di Kaji/Semoga adalah 200.000 MBO (perkiraaan GCA), dengan akumulasi produksi 20.500 MBO pada akhir tahun 1999. Produksi rata-rata minyak dari Kaji/Semoga meningkat dari 27.280 BOPD pada bulan Desember 1998 menjadi 41.230 BOPD pada bulan Desember tahun 1999, diatas perkiraan dan merupakan peningkatan lebih dari 50% per tahun. Produksi ladang Kaji-Semoga di tahun 2000 diarahkan untuk mencapai target rata-rata 54.000 BOPD, dengan menambah kapasitas pipa dan pintu ekspor. Produksi diperkirakan mencapai puncaknya pada tahun 2001 dengan produksi 68.000 BOPD.

**Biaya Produksi.** Biaya untuk menemukan dan mengembangkan Kaji/Semoga berdasarkan 'full cycle economics' diperkirakan sekitar \$1,04/bbl, sampai dengan tahap pembangunan di akhir tahun 2002. Biaya ini jauh lebih rendah dibandingkan proyek ladang minyak darat yang setara dimanapun, bukan hanya ukuran ladang, tetapi juga efisiensi biaya yang dicapai Perseroan ketika melakukan pembangunan ladang dalam masa krisis perekonomian di Asia (1997-1999). Ladang Kaji/Semoga berada dalam lisensi blok Rimau PSC yang akan berakhir tahun 2003. Perundingan dengan Pertamina telah mengalami kemajuan dan perpanjangan kontrak diharapkan akan disetujui dalam tahun 2000.



CLUSTER G DI LAPANGAN KAJI/SEMOGA, SUMATERA SELATAN  
CLUSTER G AT KAJI/SEMOGA FIELD, SOUTH SUMATERA

**Reserve and Production.** During 1999, development of Kaji/Semoga field in the Rimau PSC continued to be the main focus of Sumatra activities. Estimated ultimate recoverable reserves (EUR) at Kaji/Semoga are 200,000 MBO (GCA estimate), with cumulative production 20,500 MBO at year-end 1999. Daily average production from Kaji/Semoga increased from 27,280 BOPD to 41,230 in 1999, above forecasted levels, and represents a gain of more than 50%, year to year. Production outlook for Kaji/Semoga field in 2000 is to achieve a target average of 54,000 BOPD, due in particular to added pipeline capacity and export outlets. Production is anticipated to plateau in 2001 at an annualized rate of 68,000 BOPD.

**Cost of Production.** Finding and development costs for the Kaji/Semoga accumulation are estimated, on a full cycle economics basis, to be around \$1.04/bbl, through the end of the main development phase in 2002. This is significantly lower than comparable onshore oilfield projects elsewhere and reflects not only field size but also the substantial cost efficiencies achieved by the Company when pursuing fast-track field development during the Asian economic crisis period (1997-1999). Kaji/Semoga field is located in the Rimau PSC, with nominal expiry in 2003. Negotiations with Pertamina are at an advanced stage and contract extension is anticipated to be approved in 2000.

## KALIMANTAN

Di Kalimantan Perseroan mengoperasikan satu PSC dan satu TAC di Kalimantan Timur dengan luas wilayah kerja 316 km persegi.

WILAYAH KERJA PT EXSPAN KALIMANTAN PT Exspan Kalimantan Working Areas		
Nama wilayah Name of areas	Luas dalam Km2 Acreage in kms2	Masa kontrak Contract expiration
Tarakan PSC	180	2002
Sangasanga/Samboja/Tarakan TAC	136	2008

**Produksi Minyak.** Produksi harian rata-rata Exspan Kalimantan tahun 1999 sebesar 5.800 BOPD, sesuai perkiraan. Tingkat produksi ini dicapai melalui optimisasi produksi atas sumur-sumur yang ada dengan melakukan perawatan, kerja ulang dan reaktivasi atas sumur-sumur tua, karena pengeboran sumur produksi yang baru ditunda menunggu hasil interpretasi dari seismik tiga dimensi ladang North Kutai Lama. Dua sumur produksi telah dibor tahun 1999, dari tujuh sumur yang direncanakan, satu di ladang North Kutai Lama (Blok Sanga-Sanga) dan satu di ladang Mamburungan (Tarakan).

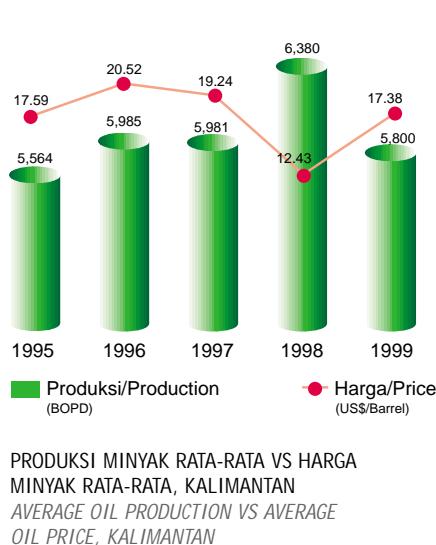
**Penjualan Gas.** Rata-rata penjualan gas di Kalimantan Timur tahun 1999 adalah 27,2 MMCFD, sesuai yang di perkirakan dalam laporan tahunan sebelumnya. Penjualan ini terdiri dari 20,2 MMCFD ke Kilang Methanol Bunyu, atas dasar Take or Pay, dan 7,0 MMCFD ke PLN-Tanjung Batu, dekat Samarinda. Harga gas yang dijual ke Kilang Methanol adalah US\$ 1,42/MMBTU, sementara itu harga jual ke Tanjung Batu masih dalam taraf perundingan. Untuk sementara dalam kwartal pertama tahun 2000, sudah diroundingkan untuk pembayaran sebagian dengan rupiah pada harga Rp.15.300/ MMBTU. Diperkirakan harga berikutnya akan ditetapkan sesuai harga minyak diesel yang dipergunakan PLN.

**Perpanjangan Kontrak.** Perundingan sedang berlangsung dengan Pertamina untuk mendapatkan perpanjangan kontrak dari Tarakan PSC (berakhir Januari 2002), sekaligus perbaikan syarat-syarat atas kontrak pada waktu diperpanjang.

**Cadangan.** Pengujian cadangan oleh GCA pada akhir tahun 1999 untuk Kalimantan, sesuai definisi SEC, yaitu cadangan terbukti (1P) sebesar 11,15 MMBO dan 87,7 BCF gas. Perkiraan cadangan oleh GCA berdasarkan 2P adalah 15 MMBO dan 120 BCF gas, dengan perkiraan 2P cadangan gas cukup untuk dapat memenuhi kontrak penyediaan gas.

## KALIMANTAN

In Kalimantan the Company operates 1 Production Sharing Contract (PSC) and 1 Technical Assistance Contract in East Kalimantan with a total area of 316 square kilometers.



**Oil Production.** East Kalimantan daily production averaged 5,800 BOPD in 1999, essentially as forecast. This level was achieved via production optimization of existing wells through well-service, work-over, and reactivation of old wells, due to the postponement of the majority of new development drilling pending the results of 3-D Seismic interpretation at North Kutai Lama. Two development wells, of the seven originally programmed, were drilled during 1999, one each at North Kutai Lama (Sangasanga block) and Mamburungan (Tarakan).

**Gas Sales.** Gas sales in East Kalimantan averaged 27.2 MMCFD in 1999, as forecast in the previous annual report. Sales comprised 20.2 MMCFD to the Bunyu Methanol Plant, in line with Take or Pay commitment, and 7.0 MMCFD to the PLN power plant at Tanjung Batu, near Samarinda. Gas sales to the Methanol plant are at an agreed price of US\$ 1.42/MMBTU, whereas the Tanjung Batu sales price remains under negotiation. On an interim basis, through first quarter, 2000, partial payment in Rupiah, at Rp 15,300/ MMBTU, has been negotiated. It is anticipated that subsequent pricing will be set according to diesel fuel prices utilized by PLN.

**Extension Negotiation.** Negotiations are underway with Pertamina officials to obtain approval for extension of the Tarakan PSC (expiry January 2002), with a view to also achieve improved contract terms upon renewal.

**Reserve.** Reserve review by GCA at year-end 1999 resulted in certification for Kalimantan on a proved (1P) basis of 11.15 MMBO and 87.7 BCF gas, adopting stringent SEC reserve definitions. The GCA reserve estimate on a 2P basis is 15 MMBO and 120 BCF, with the 2P gas reserve estimate essentially sufficient to meet existing contractual supply agreements.

## WILAYAH KERJA LAINNYA

### MYANMAR

Pada saat ini Perseroan memiliki dua lisensi PSC didaratan Myanmar yang mencakup daerah seluas 2.517 kilometer persegi. Keberhasilan yang dicapai pada tahun 1999 adalah mendapatkan data seismik 2 dimensi sepanjang 250 km dan telah diproses kembali bersama-sama tambahan data lama sepanjang 500 km. Integrasi dan interpretasi data seismik ini dengan data geologi memungkinkan untuk memilih dua prospek pengeboran.

### LAUT NATUNA, INDONESIA

Dalam tahun 1999 rekanan di Cumi-cumi mengebor satu sumur, Mako-1, untuk menguji lapisan pasir Intra Muda, dari data seismik diinterpretasikan mengandung gas. Problem pada lubang sumur merintangi evaluasi lengkap, tetapi indikasi gas yang ditemukan dari open hole log dianggap tidak komersil dan sumur ditutup kembali. Bersama-sama dengan Premier Oil, Perseroan menambah presentase kepemilikan pada Cumi-Cumi PSC menjadi 50% (awalnya hanya 25%), dan Perseroan akan mengambil alih pengoperasiannya dengan mundurnya Lasmo, operator sebelumnya.

### JASA PENGEBORAN

#### PENGEBORAN DARAT

PT Medco Antareja mengoperasikan 12 rig darat dengan kekuatan antara 600 HP sampai 2000 HP dan seluruhnya di kategorikan sebagai rig berkapasitas pengeboran dalam, dengan rata-rata kedalaman melebihi 6.000 kaki. Akhir tahun 1999, lokasi rig-rig tersebut tersebar di seluruh Indonesia seperti yang ditunjukkan dalam tabel berikut.

### OTHER WORKING AREAS

#### MYANMAR

*The Company currently holds two PSC licenses onshore Myanmar embracing an area of 2,517 square kilometers. Accomplishments during 1999 include acquisition of 250 line kilometers of 2-D seismic which has been processed in conjunction with re-processing of an additional 500 kilometers of old data. Integration and interpretation of this seismic dataset with geologic data has allowed the selection of two drillable prospects.*

#### NATUNA SEA, INDONESIA

*During 1999 the Cumi Cumi partners drilled one well, Mako-1, to test the shallow Intra Muda sand, interpreted gas-bearing from seismic evidence. Hole problems precluded complete evaluation, but the gas indicated from open-hole logs was deemed to be sub-commercial and the well was plugged. Together with Premier Oil, the Company has now increased its Working Interest (W.I.) in the Cumi Cumi PSC to 50% (from the 25 % held originally), and the Company will take over operatorship, as a result of the withdrawal of Lasmo, the previous operator.*

#### DRILLING SERVICES

#### ONSHORE DRILLING

*PT Medco Antareja operates 12 onshore rigs with power rating from 600 HP to 2000 HP and all categorized as deep capacity rigs, with average drill depth rating exceeding 6,000 feet. At year end 1999, the rigs were located at widely diverse work locations throughout Indonesia as shown in the accompanying table.*

TABEL LOKASI RIG-RIG DARAT PER DESEMBER 1999/ONSHORE RIGS LOCATION TABLE AS OF 31 DECEMBER 1999

No. Rig	Model	Kekuatan(HP) Power (HP)	Kedalaman Pemboran (kaki) Drilling Depth(feet)	Lokasi Location
2	HS 1500E	1,000	12,000	LA Seram, Central Java
3	HS 1500E	1,000	12,000	Myanmar
4	Skytop Brewster NE95A	1,750	15,000	East Kalimantan
5	Dreco 2000E	2,000	1,700	Langkap
6	Dreco 2000E	2,000	1,700	Bojonegara, West Java
7	Dreco 2000E	2,000	17,000	langkap
8	Gardner Denver 800E	1,000	12,000	Irian (Sorong)
9	Gardner Denver 2000E	2,000	17,000	East Kalimantan
10	Ideco E-2001	2,100	17,000	Pekan Baru
11	Skytop Brewster TR800	1,000	6,233	East Kalimantan
12	National Model 4215-D	600	6,000	South Sumatera
14	Skytop Brewster RR850	800	8,000	East Kalimantan

**Utilisasi.** Persaingan pada industri kontraktor jasa pengeboran tahun 1999 meningkat karena menurunnya kegiatan pengeboran sebagai akibat lemahnya harga minyak tahun 1998 dan kwartal pertama 1999. Meskipun harga minyak meningkat pada kwartal kedua 1999, namun tidak segera diikuti aktifnya kegiatan pengeboran, mengakibatkan rendahnya utilisasi rig darat sepanjang tahun, rata-rata 25% dibandingkan 53% tahun 1998. Walaupun demikian, untuk rig-rig berkapasitas diatas 1.000 HP, Perseroan masih dapat mempertahankan pangsa pasar sebesar 60%, karena efisiensi dan reorganisasi sehingga meningkatkan kemampuan PT Medco Antareja berkompetisi dengan kontraktor lain.



RIG DARAT/ONSHORE RIG

#### PENGEBORAN LEPAS PANTAI

PT Apexindo Pratama Duta mengoperasikan tiga rig lepas pantai. Sejak pendiriannya, sampai dengan kwartal pertama 1999, Perseroan telah mempertahankan 100% utilisasi rig lepas pantainya melalui kontrak jangka panjang dengan TOTAL Indonesia, yang mengoperasikan PSC di Kalimantan Timur.

Lokasi dari rig-rig pengeboran lepas pantai sampai akhir tahun ini di ilustrasikan dalam tabel di bawah ini.

Setelah kontrak dengan TOTAL Indonesia berakhir pada kwartal kedua 1999, Perseroan mendapatkan kontrak jangka pendek untuk rig jack-up Rani Woro dari ELF di Brunei Darussalam. Harga sewa harian untuk kontrak baru adalah US\$ 21.000, menurun dari sebelumnya US\$ 57.000 per hari. Pada Desember 1999, diperoleh kontrak baru dengan TOTAL Sirri di Timur Tengah untuk rig jack-up.

Tahun 1999, harga sewa untuk dua Swamp Barge rig yang dikontrak oleh TOTAL Indonesia masih tetap sama dan kontraknya tetap berlaku sampai tahun 2000.

**Utilization.** The increased industry competition in contract drilling services during 1999 was attributed to a decrease in activity due to depressed oil prices in 1998 and first quarter 1999. Although oil prices picked up in the second quarter of 1999, the time lag in resumption of drilling activities resulted in low rig utilization throughout the year, at an average of 25% compared to 53% in 1998. Nevertheless, for rigs with capacity exceeding 1,000 HP, the Company retains a 60% market share, primarily attributed to efficiency and reorganization efforts, which have resulted in the increased ability of PT Medco Antareja to compete against rival contractors.

#### OFFSHORE DRILLING

PT Apexindo Pratama Duta operates three offshore rigs. Since inception to first quarter 1999, the Company has been able to maintain 100% utilization through long term contracts with TOTAL Indonesia, operating PSCs in East Kalimantan.

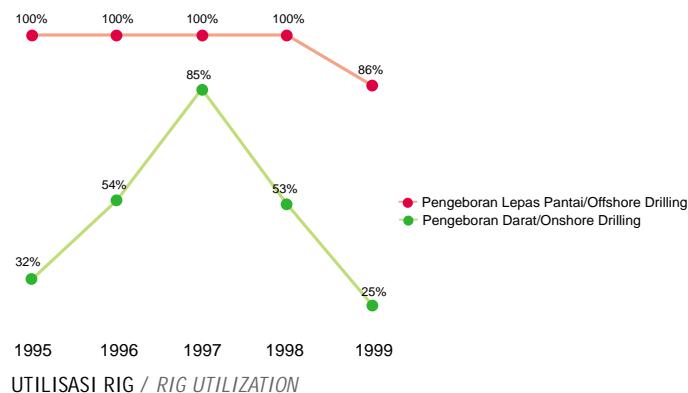
Location of the offshore rigs as at end 1999 is illustrated in the table hereunder.

LOKASI RIG LEPAS PANTAI PER 31 DESEMBER 1999 Offshore Rig Location Table as of December 31 1999

Nama Name	Model	Kedalaman Air Maks.(kaki) Max. Water Depth(feet)	Kedalaman Pemboran Drilling Depth(feet)	Lokasi Location
MAERA	Submersible Barge	25	25,000	East Kalimantan
RANI WORO	Jack Up	350	25,000	Middle East
RAISIS	Submersible Barge	25	25,000	East Kalimantan

Following expiry of the TOTAL Indonesia contract, in second quarter 1999, the Company obtained a short-term contract for the Rani Woro jack-up rig with ELF in Brunei Darussalam. Daily rental rate for the new contract was US\$21,000, down from US\$57,000 per day previously. In December 1999, a new contract was secured for the jack-up in the Middle East with TOTAL Sirri.

In 1999, rental rates for the two swamp-barge rigs contracted to TOTAL Indonesia remain unchanged. The same day rates will apply to these contracts in the year 2000.



## METHANOL

Berdasarkan perjanjian Kerja Sama Pengelolaan, PT MMB bertanggung jawab atas keseluruhan operasi pabrik dan berkewajiban untuk membayar biaya sewa tetap setiap tahun dan biaya tidak tetap setiap bulan kepada Pertamina. Pabrik tersebut merupakan pasar bagi cadangan gas Perseroan yang diproduksi dari pulau Tarakan PSC. PT MMB memproduksi methanol yang berkwalitas tinggi (AA Grade), yang siap untuk dipasarkan kepada pembeli internasional.

**Produksi.** Di tengah masih lesunya perekonomian Indonesia dan kawasan Asia sepanjang 1999, PT MMB masih dapat meningkatkan produksi dan penjualan methanol. Pada tahun 1999, Perseroan memproduksi 285.000 Metrik Ton, meningkat sebesar 33% dibandingkan tahun sebelumnya.

**Harga.** Karena perekonomian masih mengalami kontraksi, permintaan methanol dunia juga mengalami penurunan, dan tertekannya harga methanol dunia. Apabila tahun 1997, PT MMB menjual pada harga rata-rata US\$191/Metrik Ton, tahun 1998 menurun menjadi US\$102/Metrik Ton dan menurun lagi menjadi US\$88/Metrik Ton tahun 1999. Walaupun terjadi penurunan harga, sebagian besar methanol di jual keluar negeri, khususnya Korea Selatan, Taiwan, dan Cina. Sebagian besar penjualan (60%) melalui kontrak jangka panjang, sedangkan sisanya secara tunai.

Sepanjang 1999, PT MMB memfokuskan pada efisiensi, terutama menerapkan prosedur pemeliharaan khusus, termasuk penggantian fasilitas yang hanya benar-benar diperlukan.

**Program Perbaikan.** PT MMB telah memulai persiapan program perbaikan menyeluruh untuk mengoptimalkan kapasitas produksi dengan modifikasi reformer, penggantian waste heat boiler dan katalis pada unit desulfurizer dan reformer, serta merekondisi kompresor. Pekerjaan utama dijadwalkan pada pertengahan 2000. Saat ini, telah dipersiapkan daftar pekerjaan dan daftar barang-barang yang dibutuhkan.

## METHANOL

*Based on the Joint Management Agreement, PT MMB is responsible for management of all plant operations and is obliged to pay Pertamina a pre-determined annual rental plus a variable monthly fee. The plant provides a sales outlet for the Company's gas reserves produced from the adjacent Tarakan island PSC. PT MMB produces high quality methanol (AA-Grade), readily saleable to international buyers.*

**Production.** *Amid an ongoing weak economy in Indonesia and the region during 1999, PT MMB managed to increase methanol production. In 1999, the Company produced 285,000 Metric Tons, an increase of 33% compared to the previous year.*

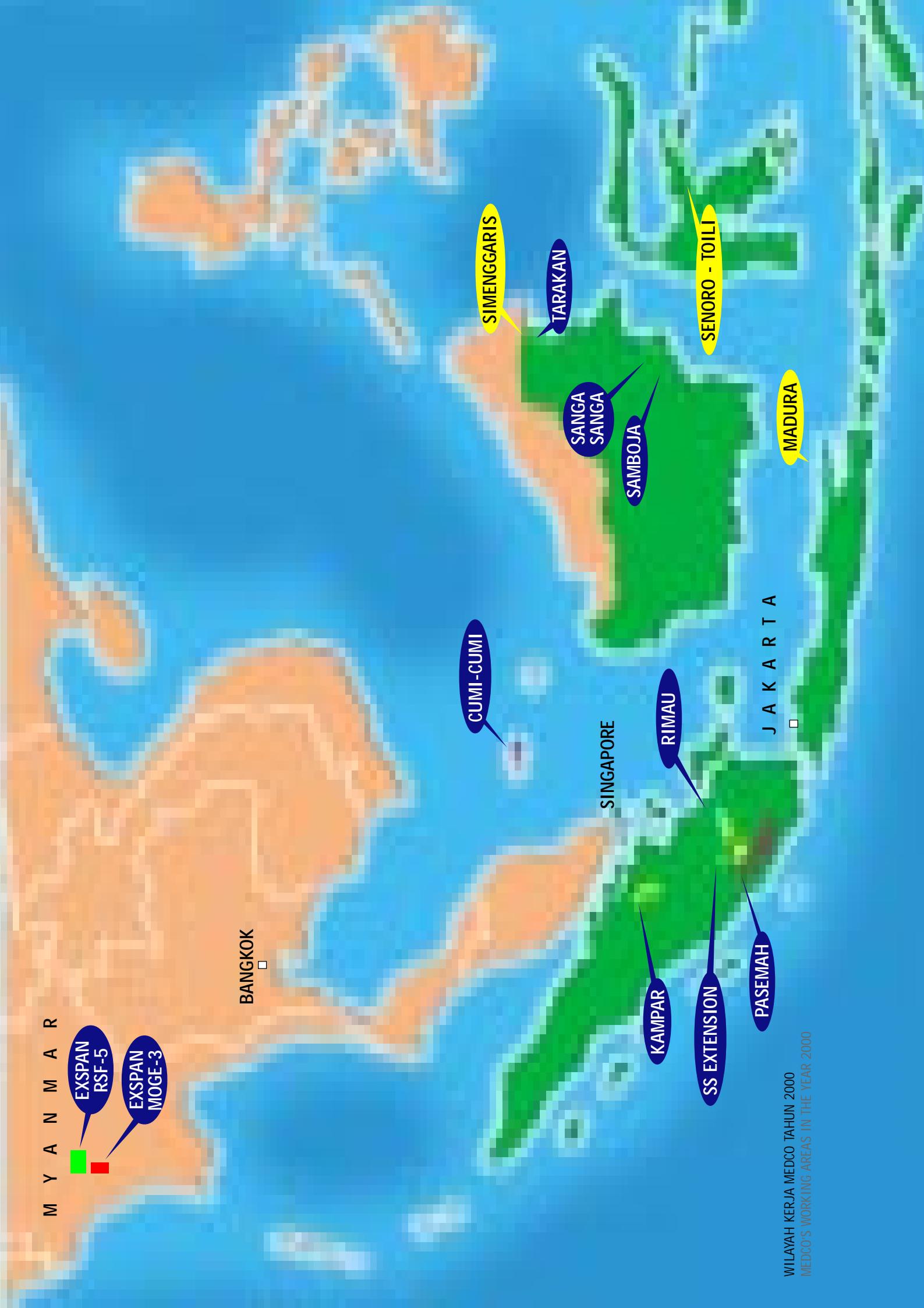
**Price.** *Due to economic contraction, world demand for methanol declined, consequently pushing down global methanol prices. For example, in 1997 PT MMB sold methanol at an average price of US\$191/Metric Ton, declining to US\$102/Metric ton in 1998 and to US\$88/Metric Ton in 1999. Notwithstanding the declining price trend, the majority of methanol sales were to foreign buyers, notably to buyers in South Korea, Taiwan and China. The majority of transactions (60%) were executed via long-term contract, and the remainder through spot sales.*

*During 1999, PT MMB focused on improving efficiency, notably by adopting selected plant maintenance procedures, including replacement of specific equipment components as required.*

**Turn Around Program.** *PT MMB has initiated a plant turn around program, to optimize plant production capacity which will include modification of the reformer, replacement of waste heat boiler and the catalyst at the desulfurizer and reformer units, and reconditioning of the compressor. The main work is scheduled to commence by mid-year 2000. Accomplishments to date include preparation of the scope of work and list of materials required.*



PABRIKMETHANOL / METHANOL PLANT



## PROSPEK TAHUN 2000

### PRODUKSI MINYAK

Total produksi minyak dari seluruh daerah operasi Perseroan diperkirakan rata-rata 66 MBOPD pada tahun 2000. Hal ini merupakan tambahan hampir 60% diatas produksi rata-rata yang dicapai pada tahun 1999, dengan mayoritas tambahan berasal dari ladang Kaji/Semoga. Pada akhir kwartal pertama tahun 2000, MEDCO berada pada peringkat kelima dari operator minyak di Indonesia, diatas operator multi nasional seperti Conoco dan Unocal.

### PRODUKSI GAS

Pada tahun mendatang produksi gas akan menjadi penghasil pendapatan penting bagi Perseroan. Sebagai contoh, Perseroan sedang melakukan negosiasi kontrak baru penjualan gas dengan Perusahaan Gas Negara (PGN), untuk memasok gas 100 MMCFD yang berasal dari ladang-ladang Perseroan di Sumatra Selatan, yang selanjutnya disalurkan ke Jawa Barat mulai tahun 2003. Saat ini, PGN sedang mengusahakan pinjaman dana internasional untuk membiayai pembangunan jalur pipa trans Selat Sunda untuk menyalurkan gas tersebut. Hal yang sama, pada tahun 2000 Perseroan akan merundingkan kontrak penjualan gas untuk memasok perusahaan pertambangan dan listrik di Sulawesi Timur. Sehingga mendorong untuk melakukan eksplorasi pada ladang gas yang baru diakuisisi dengan harga menarik di Senoro.

### CADANGAN

Perseroan mentargetkan meningkatkan cadangannya sebesar 130 MMBOE (2P) pada tahun 2000, atau tambahan sebesar sekitar 50% dari cadangan tahun 1999, setelah memperhitungkan perkiraan produksi 29 MMBOE. Dari jumlah ini, 3/4 diperkirakan adalah minyak (93 MMBO), sehingga perbandingan cadangan minyak/gas tidak berubah diakhir tahun 1999. Penambahan cadangan dapat dicapai melalui usaha sebagai berikut: temuan cadangan baru diperkirakan mencapai 50% dari total, pengeboran sumur produksi serta penilaian kembali Kaji/Semoga memberikan lagi kontribusi 23% (31 MMBOE). Pengembangan cadangan minyak yang dibeli di ladang Tiaka Sulawesi memberikan tambahan 23 MMBO, dan tambahan sisanya sebesar 14 MMBOE akan diperoleh dari komersialisasi 84 BCF gas ladang-ladang statik di Sumatra.



STASIUN PENGUMPUL UTAMA GAS NKL, KUTAI LAMA UTARA  
NKL NATURAL GAS STATION, NORTH KUTAI LAMA

### OUTLOOK FOR THE YEAR 2000

#### PRODUCTION OF OIL

*Forecast aggregate oil production from all the Company operations is anticipated to average 66 MBOPD in 2000. This represents a near 60% increase on average daily production achieved in 1999, with the majority of the gain to be recorded at Kaji/Semoga field. As at the end of the first quarter, 2000 the Company ranks as the fifth largest crude oil producer/operator in Indonesia, having overtaken multi-national independent operators like Conoco and Unocal.*

#### GAS PRODUCTION

*In subsequent years, gas production will become a more significant revenue generator for the Company. For example, the Company is targeting successful negotiation of a new gas sales agreement with the state gas company PGN, to supply 100 MMCFD gas from the Company fields in South Sumatra for delivery to the West Java market, commencing in 2003. PGN is currently arranging international loan funds to finance construction of the trans-Sunda Strait pipeline required for transmission of the gas. Similarly, in 2000 the Company aims to negotiate gas sales contracts to supply mine plants and town power needs in East Sulawesi. This will allow exploitation of the newly acquired gas discovery at Senoro that is considered to represent a significantly under-valued asset.*

#### RESERVE

*The Company is targeting reserve additions on a 2P basis of 130 MMBOE in 2000, approximately 50% gain compared with 1999 reserves, after taking into account anticipated production withdrawals of 29 MMBOE. Of this total, 3/4 is anticipated to be oil (93 MMBO), thus maintaining the crude oil/ natural gas reserve ratio current at year-end 1999. The reserve gains will be achieved as follows: new discoveries are anticipated to comprise almost 50% of the total, with development drilling and Kaji/ Semoga reassessment contributing a further 23% (31 MMBOE). Production development of purchased oil reserves at Tiaka field, Sulawesi, will allow the crediting of a further 23 MMBO, and the remaining projected gains, 14MMBOE, are anticipated to be achieved from commercialization of 84 BCF from static (shut-in) fields in South Sumatra.*

FASILITAS DI STASIUN PENGUMPUL  
MINYAK , SUMATERA SELATAN  
OIL STATION FACILITY, SOUTH SUMATERA



Perseroan terus mencari jalan untuk meningkatkan produktifitas dari ladang-ladang minyak dan gas dengan teknologi untuk maksimalisasi perolehan minyak, dan menemukan serta mengembangkan cadangan-cadangan baru.

Dalam tiga tahun mendatang, Perseroan berencana meningkatkan cadangannya dua kali lipat dalam ukuran barel setara minyak (BOE) khususnya dari wilayah produksi di Sumatera dan mencari pangsa pasar baru untuk produksi gas yang belum terjual. Perseroan juga berencana meningkatkan cadangannya dengan melakukan eksplorasi pada blok-blok yang baru diakuisisi di Madura dan Simenggaris di Kalimantan Timur.

#### EKSPLORASI

Aktivitas Eksplorasi tahun 2000, akan melakukan pengeboran tujuh sumur eksplorasi di Sumatra, empat sumur eksplorasi dan dua sumur delineasi di blok Rimau dan Extension, dan satu sumur eksplorasi di blok Pasemah. Dana juga sudah disiapkan untuk tiga sumur eksplorasi didaerah penting lainnya di Kalimantan Timur. Tambahan lima sumur juga dipersiapkan dananya untuk eksplorasi di blok Madura, Myanmar dan Natuna. Total biaya berdasarkan perhitungan dryhole untuk program 15 sumur tersebut, diperkirakan tidak melebihi US\$ 24 MM. Total cadangan un-risked untuk prospek-prospek ini diatas 500 MMBOE, dengan faktor risk sebesar 62 MMBOE. Secara keseluruhan dengan perkiraan sangat konservatif, menunjukkan tingkat keberhasilan 1 dari 8.

*The Company continuously seeks ways to increase the productivity of its oil and gas fields by applying the latest technology to maximise recovery from existing fields, and to find and develop new reserves.*

*Over the next three years, the Company aims to double its reserves on a barrels of oil equivalent basis (BOE), in particular from producing acreage in Sumatera, and by creating new markets for unutilized natural gas. The Company also aims to increase reserves by achieving exploration success in newly acquired blocks at Madura and Simenggaris in East Kalimantan.*

#### EXPLORATION

*Exploration activities in 2000 will include the drilling of at least seven exploration wells in Sumatra, comprising four wildcats and two delineation wells in the Rimau and Extension blocks, and at least one wildcat in the frontier Pasemah block. Three exploration wells are budgeted in the other core operating area, East Kalimantan. A further 5 wells are budgeted in exploration blocks at Madura, Myanmar and the Natuna Sea concession. Aggregate well costs on a dry hole basis for the 15 well program are anticipated not to exceed \$24 MM. Aggregate un-risked reserves for these prospects exceeds 500 MMBOE net, with total risked gain forecast of 62MMBOE. This represents an overall chance of success of 1 in 8, a very conservative estimate.*



## SUMATRA

Pada tahun 2000 aktivitas di Sumatra masih akan terpusat pada pembangunan Kaji/Semoga, yang bertujuan untuk mengoptimalkan produksi dan memaksimalkan perolehan minyak. Sebanyak 27 sumur direncanakan untuk dibor pada tahun ini termasuk lima sumur injeksi air. Sebagai bagian dari program "pemeliharaan tekanan", direncanakan untuk meningkatkan injeksi air menjadi 25,000 BWPD di Kaji dan 50,000 BWPD di Semoga yang dengan pengoperasian 25 sumur injeksi air dan sepuluh pompa injeksi air.

**Fasilitas Ekspor.** Perseroan juga merencanakan untuk membangun pipa 8" sepanjang 40 Km dari sebelah Utara Kaji-Semoga ke sungai Tenggulang dimana akan dibangun fasilitas ekspor. Dengan fasilitas ini Perseroan dapat menyalurkan minyak sebanyak 15,000 BOPD. Biaya untuk membangun fasilitas dan pipa ini diperkirakan US\$ 4.0 juta, dan dapat diselesaikan dalam waktu 6 bulan. Dalam rangka memanfaatkan gas ikutan, direncanakan akan memasang kompressor untuk gas-lift dan mengoptimalkan produksi minyak, dan membangun kilang LPG. Gas kering akan di injeksikan kembali ke dalam reservoir, untuk menghindari pencemaran lingkungan dan membantu konservasi energi.

**Perkiraan Produksi.** Diperkirakan produksi harian rata-rata minyak untuk tahun 2000 dari daerah operasi Sumatra adalah 60.900 BOPD. Pada akhir kwartal pertama tingkat produksi harian diharapkan telah mencapai tingkat produksi tersebut, sehingga target tahunan akan tercapai.

## KALIMANTAN

Dana untuk pengeboran tujuh sumur diladang North Kutai Lama (NKL) telah dianggarkan sesuai hasil interpretasi seismik 3 dimensi, untuk mempertahankan produksi dari Kalimantan Timur pada tingkat diatas 6.100 BOPD. Jadwal kerja ulang untuk beberapa sumur yang ada sudah disiapkan untuk mempertahankan produksi gas ke perusahaan listrik negara (PLN) pada tingkat 10 MMCFD. Satu unit kompressor dan fasilitas pemisah CO<sub>2</sub> juga direncanakan akan dipasang pada tahun 2000. Ekspor minyak dari Kalimantan juga ditargetkan pada tahun 2000, baik bersama operator terdekat VICO maupun langsung dieksport melalui fasilitas milik Perseroan di Anggana (sungai Mahakam). Hal ini diperkirakan akan menghasilkan penghematan paling sedikit \$ 0,5 MM per tahun.

Juga ada potensi kebutuhan gas dalam jumlah yang tidak terlalu besar untuk pembangkit listrik di Tarakan (1-2 MMCFD) dan kemungkinan untuk memasok gas ke pembangkit listrik tambahan di Tanjung Batu, Samarinda (Tanjung Batu II).

## SUMATRA

*In 2000 Sumatra activities will again center on Kaji / Semoga development, in order to optimize production and maximize ultimate oil recovery. Some 27 wells are programmed to be drilled, including five water injection wells. As part of the reservoir pressure maintenance program, it is planned to increase water injection at Kaji to 25,000 BWPD, and at Semoga to 50,000 BWPD. This will ultimately involve utilization of 25 water injection wells and 10 water injection pumps.*

**Export Facilities.** *the Company also plans to install a forty kilometer 8" pipeline from Kaji-Semoga field North to the Tenggulang river where export facilities will be constructed. This will allow export of crude totalling 15,000 BOPD. The cost for these facilities and pipeline is estimated to be US\$ 4.0 million, and will be completed in a six-month period. In order to utilize the produced solution gas, it is planned to install a compressor unit to gas-lift the oil and optimize liquids production, and construct an LPG plant. The dry gas will then be re-injected into the reservoir, thus avoiding environmentally objectionable flaring, and aid energy conservation.*

**Production Outlook.** *Annualized average daily oil production of 60,900 BOPD in Sumatra operations is forecasted for the year 2000. At end first quarter daily production had reached this level, hence the annualized target should readily be achieved.*

## KALIMANTAN

*Seven development wells are budgeted for drilling in 2000 at North Kutai Lama (NKL), based on interpretation of 3-D seismic, in order to maintain oil production from East Kalimantan at levels above 6,100 BOPD. Work-over of selected existing wells is also scheduled, in order to maintain gas deliverability to the National Electricity Company (PLN) at a level of 10 MMSCFD. Installation of a compressor and CO<sub>2</sub> removal facilities are also planned for year 2000.*

*Export of crude oil from Kalimantan is also targeted in 2000, either in conjunction with neighboring operator VICO or direct export via the Company's Anggana facilities (Mahakam River). This is anticipated to result in cost savings of at least \$0.5 MM per annum.*

*There is also potential demand for a modest amount of gas for power plant use at Tarakan (1 - 2 MMSCFD) and the possible opportunity to supply gas for an additional power plant at Tanjung Batu, Samarinda (Tanjung Batu - II).*

Teknologi Vibroseis (teknologi baru untuk meningkatkan produksi minyak) yang ditemukan di Russia dan saat ini sedang diuji diladang produksi Caltex Sumatra, akan dipergunakan dalam pilot project diladang TAC Sanga-sanga. Teknologi ini menimbulkan gelombang getaran di permukaan, yang dapat melepaskan minyak dari pori-pori batuan di reservoir, dan meningkatkan migrasi minyak menuju lubang perforasi dari sumur produksi.

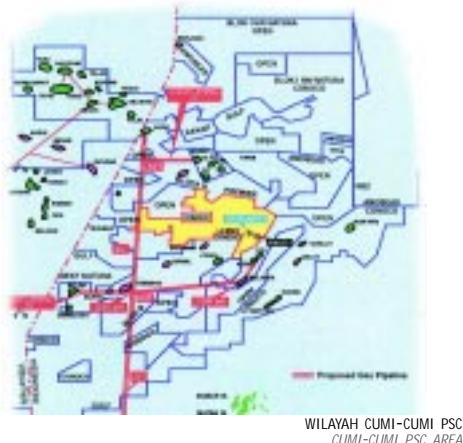
## WILAYAH KERJA LAINNYA

### Myanmar

Di Myanmar, pada tahun 2000 Perseroan akan memenuhi kewajiban kontrak untuk mengebor dua sumur eksplorasi dengan target cadangan sebesar 13 MMBO dan 315 BCF gas berdasarkan un-risked, dengan tingkat keberhasilan 1 berbanding 5. Karena Myanmar adalah negara pengimpor minyak, sehingga selalu terdapat pasar domestik. Jika ditemukan cadangan gas, juga ada pabrik pupuk yang masih membutuhkan suplai dan pembangkit listrik yang membutuhkan pasokan gas.

### Laut Natuna PSC.

Perseroan, merencanakan untuk mengebor sumur eksplorasi dengan target minyak dan gas pada Cumi-Cumi blok tahun 2000. Hal ini akan dilaksanakan dengan melakukan penawaran atas sebagian besar kepemilikan kepada pihak ketiga yang akan memikul sisa komitmen untuk periode 1,5 tahun dari periode eksplorasi selama 10 tahun, (lebih kurang sejumlah \$ 7 MM).



### AKUISISI WILAYAH KERJA BARU

MEDCO secara resmi telah menandatangani pengambilalihan kepemilikan atas tiga blok di Indonesia awal kuartal I tahun 2000. Akuisisi ini terdiri dari: 50% kepemilikan ARCO di Senoro-Toili Joint Operating Body (JOB) di Sulawesi Timur, dan mayoritas kepemilikan di Madura dan Simenggaris PSC-JOB dari operator sebelumnya, Western Resources .

### Senoro-Toili.

Daerah Sulawesi ini mempunyai dua temuan cadangan: cadangan minyak dilepas pantai blok Toili, yang ditemukan pertama kali oleh Union Texas Petroleum tahun 1980an, dan penemuan cadangan gas tahun 1999 didaratkan blok Senoro dimana Arco bertindak sebagai operator. Empat sumur sudah dibor di Tiaka dan cadangan minyak terambil diperkirakan sebesar 23 MMBO, berdasarkan cadangan ditempat sebesar 100 MMBO. Cadangan gas Senoro diperkirakan diatas 1,5 TCF berdasarkan hasil pengeboran sumur temuan dan interpretasi seismik, yang dimiliki secara berimbang antara MEDCO dengan Pertamina.

*Vibroseis technology (a new technology to increase oil production) originally developed in Russia and currently being field tested at Caltex's Sumatra producing areas will be implemented in a pilot program at Sanga-sanga TAC area. The technology involves generation of vibration waves at surface that has been shown to result in increased liberation of crude oil from pore space in subsurface producing reservoirs and improved migration to perforated intervals in existing completed wells.*

## OTHER WORKING AREAS

### Myanmar

*In Myanmar, the Company in 2000 will fulfill contract commitments by drilling two exploration wells targeting potential reserves of 13 MMBO and 315 BCF gas on an un-risked mean basis, with an overall chance of success of around 1 in 5. There is a ready domestic market, as Myanmar remains a net oil importer, and in the event of a gas discovery there is an under-supplied fertilizer plant and municipal power plant nearby, requiring feedstock gas.*

### Natuna Sea PSC

*The Company, plans to drill an exploratory test targeting oil and gas in the Cumi Cumi block in 2000. This will be achieved by farm-out of a significant W.I. to a third party in exchange for a "carry" through the remaining 1.5 year period of the 10 year exploration work commitment (approximately \$ 7 MM gross expenditure).*

## NEWLY ACQUIRED ACREAGE

*The Company formally sign to acquire significant working interests in three blocks in Indonesia in early 1Q 2000. These acquisitions comprise of ARCO's 50 % working interest in the Senoro-Toili PSC Joint Operating Body (JOB) in East Sulawesi, and majority working interest in the Madura and Simenggaris PSC-JOBs acquired from the previous operator Western Resources.*

### Senoro-Toili

*The Sulawesi acreage includes two discoveries: the Tiaka oil accumulation in the offshore Toili block, originally discovered in the 1980's by the then operator Union Texas Petroleum, together with the recent (1999) Senoro gas discovery in the onshore portion of the Senoro block with Arco as operator. Four wells have been drilled at Tiaka and recoverable reserves are estimated to be 23MMBO, based on oil in-place estimate of 100MMBO. The Senoro gas reserve is estimated to exceed 1.5 TCF on a gross basis, held equally between the Company and JV partner Pertamina, based on the discovery well results and seismic interpretation.*



Pada tahun tahun mendatang produksi gas akan menjadi penghasil pendapatan penting bagi MEDCO.

Sebagai contoh, MEDCO sedang melakukan negosiasi kontrak baru penjualan gas dengan Perusahaan Gas Negara (PGN), untuk memasok gas 100 MMCFD yang berasal dari ladang-ladang MEDCO di Sumatra Selatan, yang selanjutnya disalurkan ke Jawa Barat mulai tahun 2003.

Tahun ini Perseroan akan memulai komersialisasi blok ini. Pertama, merundingkan kontrak penjualan gas ke perusahaan pertambangan dan ke pembangkit listrik setempat. Penjualan awal gas diperkirakan sebesar 80 MMCFD untuk kontrak selama dua puluh tahun. Usaha ini bersama dengan peluang pasar yang lain dapat meng-komersialisasikan cadangan gas kurang lebih 600 BCF. Selanjutnya, tahun ini rencana pengembangan cadangan minyak Tiaka akan diajukan ke Pertamina untuk dimintakan persetujuannya, yang pembangunannya akan dimulai tahun 2001. Sementara perundingan komersial berlangsung, belum ada rencana aktivitas pengeboran tahun 2000.

### Madura dan Simenggaris

Wilayah kerja Madura mencakup daerah seluas 2.719 kilometer persegi yang berada didataran Madura, dekat kota Surabaya yang merupakan ibukota dan pusat industri Jawa Timur. Perseroan memegang presentase kepemilikan sebesar 48,75%, Western 16,25% dan Pertamina 35%. wilayah kerja ini mempunyai work commitment sejumlah \$11,9 MM untuk periode dua tahun. Perseroan akan mengebor dua sumur eksplorasi pada tahun 2000, dengan potensi cadangan sebesar 108 MMBO dan 173 BCF gas unrisked.

Wilayah kerja Simenggaris mencakup daerah seluas 2,734 kilometer persegi didataran Kalimantan, dekat daerah operasi Perseroan di Tarakan. Perseroan memegang 46.8% kepemilikan, Western Resources 15,63% dan Pertamina 37.5%. Wilayah kerja ini mempunyai work commitment sebesar \$ 11,5 MM untuk jangka waktu tiga tahun. Perseroan berencana untuk mengebor satu sumur eksplorasi tahun ini, dengan target cadangan 24 MMBO dan 97 BCF gas unrisked.

#### JASA PENGEBORAN

#### DARAT

Stabilitas harga minyak dunia diperkirakan akan berpengaruh positif pada kegiatan E&P dan utilisasi pengeboran darat tahun 2000. Dengan reputasi PT Medco Antareja yang baik, dan hubungan baik dengan pelanggan, dukungan material dan kesiapan rig, merupakan landasan untuk mengantisipasi meningkatnya kegiatan pengeboran. Pengalaman dalam under-balancing dan directional drilling, serta tersedianya tambahan jasa well logging dengan tim manajemen proyek yang berpengalaman memungkinkan Perseroan untuk melakukan semua jenis kontrak termasuk proyek turn key. Perseroan memperkirakan tingkat utilisasi rig mencapai 65% tahun 2000 meningkat dari 25% tahun lalu.

Untuk mencapai target tersebut, Perseroan telah menambah beberapa staf berpengalaman dan meningkatkan kemampuan perlengkapan rig. Dengan telah aktifnya kegiatan pengeboran Perseroan di Myanmar, satu rig telah dipergunakan dalam jangka panjang. Tahun 2000, Perseroan telah mendapatkan 5 kontrak tambahan dengan harga sewa harian yang lebih baik.

*It is intended to initiate commercialization efforts this year; firstly to negotiate gas sales contracts to mine plants currently producing in the region, together with potential supply of gas to municipal power plants. Sales of 80 MMCF are envisioned initially, over a twenty-year contract period. This would allow monetization of approximately 600BCF of the gas reserve, with other market opportunities to be exploited subsequently. Furthermore, a Plan of Development for the Tiaka oil accumulation will be prepared and submitted for approval by Pertamina this year, with field development anticipated to commence in 2001. No drilling activities are budgeted in 2000, while commercial negotiations are ongoing.*

### Madura and Simenggaris

*The Madura working area embraces an area of 2,719 square kilometers located onshore Madura island, and is adjacent to Surabaya city, the administrative capital and manufacturing hub of East Java. the Company holds a W.I. of 48.75%, with Western retaining 16.25% and Pertamina 35%. The concession involves a firm expenditure commitment of \$11.9MM during a two-year timeframe. the Company plans to drill two exploratory wells in 2000, with gross reserve potential of 108 MMBO and 173 BCF on an unrisked basis.*

*The Simenggaris working area, 2,734 square kilometers in areal extent, is located onshore Kalimantan, near to the Company's Tarakan operations. the Company has acquired a W.I. of 46.87%, with Western Resources retaining 15.63% and Pertamina 37.5%. The concession involves a firm work commitment of \$11.5 MM over a three year period, with the Company planning to drill one exploration well in 2000, targeting potential gross reserves of 24 MMBO and 97 BCF on an unrisked basis.*

#### DRILLING SERVICES

#### ONSHORE

*The continued firmness in global oil price is anticipated to favourably impact E&P activities and hence onshore rig utilization in the year 2000. PT Medco Antareja's impressive track-record, materials support and overall rig readiness, provide a sound platform to meet the expected up-turn in drilling activities. Proven expertise in under-balanced and directional drilling, and availability of ancillary well logging services from a subsidiary company coupled with an experienced project management team allow the Company to bid on all types of contracts including turn key projects. An improvement in rig utilization to 65% is predicted in year 2000, up from 25% the previous year.*

*In order to achieve the target, the Company has hired additional experienced staff and has up-graded rig equipment. In conjunction with start-up of drilling activities in the Company's working interest in Myanmar, one rig has been re-located there on a long-term basis. In the year 2000, the Company has acquired additional 5 contracts at higher daily rental rates.*

## LEPAS PANTAI

Perseroan telah membuka kantor perwakilan di Jabeel Ali, Dubai, untuk membantu pemasaran rig jack-up Rani Woro di Teluk Persia.

Perseroan telah dikenal dengan rig jack-up berkemampuan tinggi, dan kedua rig swamp bargenya yang dijalankan tenaga-tenaga berpengalaman. Perseroan menargetkan tingkat utilisasi rig diatas 80% pada tahun 2000. Dalam upaya mendapatkan kontrak baru di luar negeri, Perseroan berencana untuk membeli jack up rig lagi dalam beberapa tahun mendatang untuk dapat memenuhi permintaan pasar.

**Tingkat Kecelakaan Nihil.** Seiring dengan semakin tingginya kesadaran lingkungan dan keselamatan kerja, Perseroan mencanangkan target untuk mencapai Tingkat Kecelakaan Kerja Nihil tahun 2000. Peningkatan keselamatan operasi pengeboran menguntungkan karyawan, kontraktor maupun masyarakat luas.

## METHANOL

Perseroan mengantisipasi adanya kenaikan harga methanol dunia dalam jangka pendek ini. Perseroan telah mengimplementasikan efisiensi biaya dan berencana melakukan program perbaikan total, serta akan melakukan negosiasi ulang kontrak, termasuk besarnya harga sewa pabrik dan harga pasokan gas, dengan Pertamina.

Dalam mengantisipasi ketatnya persaingan di pasar methanol dunia, Perseroan berencana melakukan pembentahan organisasi pemasaran sehingga lebih efisien.

Dahulu, methanol digunakan terutama dalam pembuatan formaldehyde. Dengan semakin meluasnya aplikasi penggunaan methanol permintaan methanol diperkirakan akan meningkat di masa datang.

Pada tahun 2000, Perseroan memprediksi produksi methanol menurun menjadi 220.000 metrik ton, karena adanya perbaikan total pabrik, yang memakan waktu beberapa bulan.



JACK-UP RIG RANI WORO

## OFFSHORE

*The Company has opened a branch office at Jabeel Ali, Dubai, to assist efforts to market the Rani Woro jack-up rig in the Persian Gulf region.*

*The Company has gained renown for the high caliber of its jack-up and two swamp barge rigs, manned by highly experienced personnel. A rig utilization rate exceeding 80% is targeted in the year 2000.*

*In an effort to secure additional new contracts abroad, the Company is planning to acquire another jack-up rig within the next several years to satisfy anticipated increased market demand.*

**Zero Lost Time Incidents.** *Along with increased environmental and work safety awareness, the Company aims to achieve a zero lost time incident target in the year 2000. Improved safety in drilling operations benefits employees, contractors and the local community.*

## METHANOL

*The Company anticipates an increase in the global price of methanol in the short term. The Company has implemented cost efficiencies and plans to conduct a plant turn around program, and will endeavor to re-negotiate contract terms, including plant rental fee and feedstock gas price, with Pertamina.*

*In anticipation of continued tight competition in the global methanol market, the Company plans to reorganize its marketing department to improve overall efficiency.*

*In the past, methanol was primarily used in the production of formaldehyde. Wider applications of methanol usage should result in increased demand for methanol in the future.*

*In the year 2000, the Company forecasts a reduction in methanol production to 220,000 metric tons, due to the execution of the methanol plant turn around, a program that will take several months to complete.*



## **DISKUSI DAN ANALISA MANAJEMEN**

### **KONDISI KEUANGAN DAN HASIL USAHA**

#### **IKHTISAR KEUANGAN**

##### **PENJUALAN BERSIH**

Penjualan bersih menurun sebesar 11.3 %, dari Rp.1,84 triliun tahun 1998 menjadi Rp.1,63 triliun tahun 1999, karena adanya apresiasi Rupiah sebesar rata-rata 20% terhadap dollar AS, dari Rp.9.814/US\$ tahun 1998 menjadi Rp.7.809/US\$ tahun 1999. Apabila dinyatakan dalam dollar AS mengalami peningkatan yang cukup sehat, dari US\$186 juta menjadi US\$210 juta, meningkat sebesar 14 %. Peningkatan ini dicapai walaupun utilisasi rig masih rendah dan harga methanol masih tertekan dibandingkan tahun lalu.

**Minyak dan Gas.** Rata-rata produksi minyak harian meningkat menjadi 41.300 BOPD tahun 1999 dari 32.339 BOPD tahun 1998 (meningkat 28%). Sementara penjualan rata-rata gas per hari relatif tetap. Penjualan bersih dari minyak dan gas meningkat sebesar Rp.147 miliar (16%), dari Rp.935 miliar tahun 1998 menjadi Rp.1.082 miliar tahun 1999. Dalam US\$, penjualan bersih Perseroan dari minyak dan gas meningkat sebesar 51%, dari US\$92 juta tahun 1998 menjadi US\$139 juta tahun 1999. Harga rata-rata minyak tahun 1999 meningkat menjadi US \$17,81/barel dari US\$12,9/barel tahun 1998, atau meningkat sebesar US\$5,42/barel (44%) dibandingkan tahun 1998.

**Jasa Pengeboran.** Penjualan bersih dari jasa pengeboran pada tahun 1999 menurun sebesar 50%, dari Rp.688 miliar tahun 1998 menjadi Rp.336 miliar tahun 1999, karena masih rendahnya utilisasi rig dan tertekannya harga sewa harian. Oleh karena Perseroan harus memelihara peralatan tersebut agar tetap dalam kondisi siap untuk dioperasikan, sehingga biaya langsung tidak mengalami penurunan yang sebanding dengan penurunan pendapatan. Biaya yang cukup besar timbul khususnya untuk mobilisasi dan asuransi pemindahan rig jack-up Rani Woro ke Dubai dan pembelian suku cadang serta reparasi rig pengeboran darat. Akibatnya, laba kotor dari jasa pengeboran turun menjadi Rp.96 miliar dari Rp.402 miliar tahun 1998.



### **MANAGEMENT DISCUSSION AND ANALYSIS**

#### **FINANCIAL AND OPERATIONAL RESULTS**

##### **FINANCIAL REVIEW**

###### **NET SALES**

*Net sales declined by 11.3%, from Rp.1.84 trillion in 1998 to Rp.1.63 trillion in 1999, reflecting a strengthening, by 20% in the average Rupiah exchange rate, from Rp.9,814/US\$ in 1998 to Rp. 7,809/US\$ in 1999. In US dollar terms, showed a healthy increase from US\$186 million to US\$210 million, a 14% gain. This was achieved despite lower rig utilization rate and depressed methanol price compared to the previous year.*

**Oil and gas.** Average daily oil production increased to 41,300 BOPD in 1999 from 32,339 BOPD in 1998 (a gain of 28%). Net sales from oil and gas increased by Rp.147 billion (16%), from Rp.935 billion in 1998 to Rp. 1,082 billion in 1999. Meanwhile, daily average of gas sales relatively remain unchange. When expressed in US\$, the Company's oil and gas net sales increased by 51%, from US\$92 million in 1998 to US\$139 million in 1999. The average realized oil price in 1999 increased to US\$17.81/barrel from US\$12.39/barrel, representing an improvement of US\$5.42/barrel (44%) compared to 1998.

**Drilling Services.** Net sales from drilling subsidiaries in 1999 declined by 50%, from Rp. 688 billion in 1998 to Rp. 336 billion in 1999, due to the low rig utilization and depressed daily rental rate. Because the Company has to maintain the drilling units in good operational condition, direct costs did not decrease proportionately with decline in revenues. In particular, significant costs were incurred, including mobilization and insurance charges in relocating the Rani Woro jack-up rig to Dubai and in purchasing of spare parts and repair costs for the onshore drilling rigs. As a result, operational profit from drilling operations declined to Rp.96 billion from Rp.402 billion in 1998.

**Methanol.** Penjualan bersih dari methanol tahun 1999 masih hampir sama sebesar Rp.211 miliar tahun 1999 dibandingkan Rp.213 tahun 1998, karena masih rendahnya harga jual methanol dunia. Fokus utama Perseroan dalam memproduksi methanol adalah untuk memberikan nilai tambah cadangan gas yang diproduksi dari pulau Tarakan. Dengan melakukan effisiensi, Perseroan berhasil menekan harga pokok penjualan dari Rp.235 miliar tahun 1998 menjadi Rp.231 miliar tahun 1999, sehingga kerugian usaha tahun 1999 dapat ditekan menjadi Rp.45 miliar dari Rp. 47 miliar tahun 1998.

#### LABA USAHA

Tahun 1999, laba usaha yang dinyatakan dalam Rupiah, menurun sebesar 23%, dari Rp.828 miliar tahun 1998 menjadi Rp.640 miliar tahun 1999. Proporsi beban langsung terhadap penjualan bersih, meningkat menjadi 48% tahun 1999, dibandingkan 41% tahun 1998, karena adanya peningkatan biaya lifting, penyusutan dan amortisasi.

#### LABA SEBELUM PAJAK

Walaupun ada penurunan pembayaran bunga sebesar Rp. 33 miliar pada tahun 1999, laba sebelum pajak menurun sebesar Rp142 miliar (24%) dari Rp.580 miliar tahun 1998 menjadi Rp.438 miliar. Tahun 1999, Perseroan telah melakukan pembebaan biaya penyisihan piutang ragu-ragu perusahaan terafiliasi sebesar Rp.145 miliar, karena meningkatnya tagihan, yang semula berupa setoran jaminan kepada perusahaan afiliasi agar Perseroan mendapatkan hak pengoperasian ladang minyak di Kazakstan.

#### LABA BERSIH

Laba bersih menurun dari Rp.354 miliar tahun 1998, menjadi Rp.176 miliar tahun 1999, antara lain disebabkan adanya kenaikan pajak sebesar Rp.57 miliar.

#### KAS DARI KEGIATAN OPERASI

Pada tahun 1999, kas dari kegiatan operasi menurun sebesar Rp.367 miliar, dari Rp. 1.170 miliar tahun 1998 menjadi Rp.803 miliar.

Sisa kas bersih yang dapat digunakan untuk kegiatan operasi adalah sebesar Rp.202 miliar, setelah digunakan untuk modal kerja dan pembayaran pajak tahun 1999.

Kegiatan investasi Perseroan mengandalkan sepenuhnya dana internal yang dihasilkan dari kegiatan operasional, oleh karena tidak adanya sumber pendanaan dari luar, sebagai akibat krisis keuangan, setelah pembayaran hutang dan pendanaan lainnya, sisa kas dan setara kas pada akhir tahun masih meningkat menjadi Rp.168 miliar dari Rp.123 miliar tahun 1998.

**Pengeluaran Investasi.** Pada tahun 1999, pengeluaran investasi untuk meningkatkan produksi minyak dan gas seluruhnya sebesar US\$ 27 juta, dimana sebesar US\$23,9 juta (90%) dipergunakan untuk operasi di Sumatera dan sisanya sebesar US\$3,1 juta (10%) digunakan di Kalimantan. Kegiatan investasi di Sumatera difokuskan pada pengeboran sumur pengembangan, pembangunan fasilitas produksi dan pemasangan pipa, sedangkan di Kalimantan, pengeluaran investasi dipergunakan untuk reaktifasi dan rehabilitasi sumur-sumur.

**Methanol.** Net sales from methanol in 1999 remained essentially unchanged at Rp. 211 billion in 1999 compared to Rp.213 billion in 1998, due to the ongoing depressed global methanol price. the Company's main focus in producing methanol is to monetize gas reserves at Tarakan island.

Through improved efficiencies, the Company reduced the cost of goods sold from Rp. 235 billion in 1998 to Rp. 231 billion in 1999, thereby reducing the operational loss from the methanol subsidiary to Rp. 45 billion in 1999 from Rp. 47 billion in 1998.

#### INCOME FROM OPERATIONS

In 1999, income from operations, expressed in Rupiah terms, declined by 23%, from Rp. 828 billion in 1998 to Rp. 640 billion. Direct costs, as a percentage of net sales, increased to 48% in 1999, compared to 41% in 1998, due to increased lifting costs, depreciation and amortization.

#### INCOME BEFORE TAX.

Despite a decrease in interest payments by Rp. 33 billion in 1999, income before tax declined by Rp. 142 billion (24%) from Rp. 580 billion in 1998 to Rp.438 billion. In 1999, the Company has included a provision for doubtful accounts from related parties of Rp.145 billion, among others due to increase in receivables, originally advanced as security deposit to an affiliate company in order for the Company to qualify as an operator in Kazakstan.

#### NET INCOME.

Net income decreased from Rp. 354 billion in 1998 to Rp. 176 billion in 1999, partly due to increase in income tax by Rp. 57 billion.

#### CASH GENERATED FROM OPERATIONS.

In 1999, cash generated from operations decreased by Rp.367 billion, from Rp. 1,170 billion in 1998 to Rp.803 billion. The cash balance available for operational activities was Rp. 202 billion, after taking into account working capital and tax payments in 1999. the Company's investment activities were funded from internally generated cash from operations, in the absence of external sources of financing, as a consequence of the Asian financial crisis, even after payment of debt and other financing, the remaining cash and cash equivalent at the end of year still increased to Rp.168 billion from Rp.123 billion in 1998.

**Capital Expenditure.** In 1999, upstream capital expenditures (Capex) amounted to US\$27 million, with US\$ 23.9 million (90%) expended in Sumatera operations and the balance of US\$ 3.1 million (10%) spent in Kalimantan. Investment activities in Sumatera focused on development drilling, and construction of production facilities and pipeline, whereas in Kalimantan the Capex funds were used for well reactivation and workovers.

**Pengeluaran Operasional.** Pengeluaran operasional untuk minyak dan gas tahun 1999 seluruhnya sebesar US\$70 juta. Sebesar US\$38,4 juta berupa dana tunai, yang sebagian besar (74%) dipergunakan untuk kegiatan di Sumatera dan sisanya di Kalimantan.

#### RESTRUKTURISASI HUTANG

Setelah negosiasi selama 18(delapan belas) bulan, Perseroan pada bulan Oktober 1999 mencapai kesepakatan dengan para kreditur konkuren untuk melakukan restrukturisasi hutang Perseroan sebesar US\$247 juta, dimana sebesar US\$150 juta dikonversikan menjadi 294.684.500 saham baru melalui Penawaran Umum Terbatas dengan Hak Memesan Efek Terlebih Dahulu dengan harga Rp. 3.500,- per saham, sebesar US\$66 juta dikonversi menjadi Guaranteed Floating Rates Notes, jatuh tempo tahun 2007 dan sisanya direstrukturisasi secara bilateral.

#### PENINGKATAN EKUITAS

Kombinasi dari konversi hutang dan laba ditahan pada tahun berjalan, meningkatkan ekuitas dua kali lipat dari Rp.1.125 miliar tahun 1998, menjadi Rp.2.257 miliar tahun 1999. dan Rasio hutang terhadap ekuitas menurun secara signifikan, dari 220% tahun 1998 menjadi hanya 46% akhir tahun 1999.

#### LIKUIDITAS DAN HUTANG JANGKA PENDEK

Aktiva lancar pada penutupan buku tahun 1999 meningkat sebesar 17%, dari Rp 788 miliar pada tahun lalu menjadi Rp. 924 miliar pada tahun 1999. Hutang jangka pendek Perseroan menurun menurun dari Rp. 1.987 miliar tahun 1998 menjadi Rp. 424 miliar akhir tahun 1999.

#### KENAIKAN HUTANG JANGKA PANJANG

Walaupun ada pelunasan hutang jangka panjang sebesar Rp. 99 miliar tahun 1999, hutang jangka panjang Perseroan meningkat sebesar Rp.180 miliar, karena konversi hutang jangka pendek menjadi hutang jangka panjang (3 sampai 8 tahun). Rasio hutang jangka panjang terhadap total aktiva sedikit mengalami peningkatan dari 13,2% tahun 1998 menjadi 18,1% tahun 1999.

#### SUMBER PENDANAAN

Posisi likuiditas Perseroan terus membaik setelah ditandatanganinya perjanjian eksport minyak dengan Mitsui Co., Ltd., Jepang bulan Desember 1999, diharapkan akan memperbaiki peringkat kredit Perseroan, dan memudahkan Perseroan mendapatkan pendanaan dari luar. Rasio aktiva lancar terhadap kewajiban lancar pada penutupan buku 1999, menjadi sangat sehat (meningkat lebih dari lima kali lipat), dari hanya 40% tahun 1998, menjadi 218 % pada tahun 1999.

***Operational Expenditures.** Oil and gas operational expenditures (Opex) in 1999 totaled US\$70 million. Of this amount, US\$ 38.4 million was in the form of cash funds, with the majority (74%) being spent in Sumatera and the remainder spent in Kalimantan activities.*

#### *DEBT RESTRUCTURING.*

*Following 18 months negotiations, the Company in October 1999 reached an agreement with unsecured creditors to restructure the company's debt of US\$ 247 million, whereby US\$150 million was converted to 294,684,500 new shares via a Limited Rights offering with pre-emptive right at Rp. 3,500/share, US\$ 66 million was converted into Guaranteed Floating Rate Notes, maturing in 2007 and the balance was restructured on bilateral basis.*

#### *INCREASE IN EQUITY*

*When combined with current retained earnings, equity doubled from Rp. 1,125 billion in 1998 to Rp. 2,257 billion in 1999 and debt to equity ratio declined significantly, from 220% in 1998 to only 46% at year-end 1999.*

#### *LIQUIDITY AND SHORT TERM DEBT*

*Current assets at close of 1999 increased by 17%, to Rp 924 billion from Rp. 788 billion in 1998. As a result of the debt restructuring, the Company's short term debt decreased from Rp. 1,987 billion at year end 1998 to Rp. 424 billion at the end of 1999.*

#### *INCREASE IN LONG TERM DEBT*

*Although repayment of long term debt totalling Rp. 99 billion was achieved in 1999, the Company's long term debt increased by Rp 180 billion overall, as a result of conversion in short term debt to long term debt (3 to 8 years maturity). The ratio of long term debt to total assets increased slightly, from 13.2% in 1998 to 18.1% in 1999.*

#### *SOURCE OF FINANCING*

*The Company's liquidity position is steadily increasing, aided by signature of an oil export agreement with MITSUI Co. Ltd., Japan in December 1999. This will improve the Company's credit rating and hence, will ease the Company to generate out-source financing. the Company's current ratio at the end of 1999, increased by more than five-fold, from 40% in 1998 to 218%.*



## RISIKO MANAJEMEN

### RISIKO FLUKTUASI HARGA KOMODITI.

Harga minyak akan sangat ditentukan faktor-faktor ekonomi global. Oleh karenanya akan mempengaruhi pendapatan Perseroan.

Karena porsi pendapatan dari minyak dan gas terus meningkat dari 35% pada tahun lalu meningkat menjadi 65% pada tahun 1999, penerimaan Perseroan akan sangat di pengaruhi oleh harga minyak dunia. Akan tetapi, sampai dengan saat ini Perseroan belum secara aktif melakukan hedging untuk mengurangi dampak dari fluktuasi harga minyak. Saat ini, Perseroan sedang mengadakan pembicaraan dengan beberapa pihak untuk menjajaki kemungkinan melakukan forward contract penjualan minyak secara fisik maupun melalui financial forward sales dan option. Sementara itu, penjualan gas relatif stabil , karena harga jual gas ditetapkan berdasarkan kontrak jangka panjang.

### RISIKO LIKUIDITAS.

Sebagian terbesar minyak yang diproduksi Perseroan dijual kepada Pertamina, oleh karenanya, risiko likuiditas juga akan tergantung pada likuiditas Pertamina. Dengan telah melakukan ekspor dan pembeli yang lebih terdiversifikasi, risiko likuiditas menjadi semakin mengecil.

### RISIKO NILAI TUKAR.

Pembukuan Perseroan dicatat dan dilaporkan dalam mata uang Rupiah. Sebagai konsekwensinya, laba dan rugi usaha Perseroan, akan terpengaruh oleh adanya perubahan dari nilai tukar Rupiah terhadap Dollar Amerika Serikat.

Untuk laporan Neraca tahun 1999, Perseroan menggunakan nilai tukar pada penutupan buku tanggal 31 Desember 1999 sebesar Rp. 7.100/US\$ sedangkan nilai tukar untuk laporan Rugi Laba, digunakan nilai tukar rata-rata sepanjang tahun 1999, dari tanggal 1 Januari 1999 sampai dengan 31 Desember 1999. 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 lindung nilai secara alamiah.

### RISK MANAGEMENT

#### FLUCTUATION OF COMMODITY PRICE.

*The price of oil is anticipated to remain volatile, affected by global economic factors, which in turn will impact the Company's revenues.*

*The Company's revenue stream generated from oil and gas production has shown a steady increase from 35% of total income in 1998 to 65% in 1999. Although to date the Company has not hedged its revenue to compensate for oil price fluctuation. Currently, the Company is pursuing negotiations to arrange physical or forward option contracts for sale of oil. Natural gas revenues remain stable since gas sales prices are determined based on long term contracts.*

#### LIQUIDITY RISK.

*In the upstream sector, the Company's liquidity risk historically has primarily been a function of Pertamina's liquidity, since the majority of the Company's oil production is sold directly to Pertamina. Exporting of oil will ensure diversification of buyers and lessen liquidity concerns in future.*

#### EXCHANGE RATE RISK.

*All the Company's revenues are in US dollars whereas the balance sheet and income statements are reported in Rupiah, therefore, fluctuation in the Rupiah/US Dollar exchange rate will have an impact on financial performance.*

*An exchange rate of Rp. 7,100/US\$ was applied in the preparation of the year end 1999 balance sheet, whereas the average monthly exchange rate for each of the last 12 (twelve) months, from January to December, was used to prepare the statement of income. Since all the Company revenues are in US Dollars, and portion of the operational costs are booked in US Dollars, natural hedging has already been applied indirectly on part of the exchange rate risk.*

## PERISTIWA SETELAH TANGGAL NERACA

**Hasil RULBS.** Dalam Rapat Umum Pemegang Saham Luar Biasa tanggal 25 Januari 2000, Perseroan merubah namanya menjadi PT. Medco Energi Internasional Tbk. dan disetujui penambahan tiga anggota Komisaris dari para pemegang saham baru. Juga telah disetujui untuk melakukan pemecahan saham, dimana satu saham dipecah menjadi lima saham baru.

**Pengambilalihan Wilayah Kerja Baru.** Pada akhir tahun 1999, Perseroan merundingkan untuk mengakuisisi tiga wilayah kerja baru, yaitu Sulawesi Timur (blok Senoro dan Toili) dari Atlantic Richfield Company (ARCO), Jawa Timur (pulau Madura) dan Kalimantan Timur (blok Simenggaris dekat pulau Tarakan) dari Western Resources pada kwartal pertama tahun 2000. Perjanjian resmi untuk masing-masing blok berhasil ditandatangani pada kwartal pertama tahun 2000. Akuisisi ini mencerminkan penerapan dari strategi Perseroan tersebut diatas, khususnya menciptakan pasar gas yang baru di Sulawesi dan juga di Sumatra Selatan, dan pada saat bersamaan melakukan eksplorasi pada daerah-daerah baru seperti blok Madura dan Simenggaris.

**VSIT.** Awal 2000, Perseroan menandatangani perjanjian kerja sama penggunaan VSIT (Vibro Seismic Impact Technology). Teknologi ini dikembangkan di Rusia, telah membuktikan peningkatan produksi minyak dari ladang-ladang tua, seperti ladang-ladang minyak Perseroan di Sangasanga, Kalimantan Timur.

### KEBIJAKAN DIVIDEN

Perseroan berencana untuk membayarkan dividen tunai kepada seluruh pemegang saham sekali dalam setahun. Besarnya dividen tunai akan dikaitkan dengan keuntungan Anak Perusahaan dan/atau pendapatan dividen yang diterima Perseroan dari Anak Perusahaan pada tahun yang bersangkutan. Pembayaran ini akan dilakukan berdasarkan prosentase tertentu dari laba bersih. Perseroan pada tahun yang bersangkutan, dengan memperhatikan posisi keuangan atau tingkat kesehatan Perseroan dan Anak Perusahaan.

Untuk tahun buku yang berakhir 31 Desember 1999, Perseroan berencana untuk mernbayarkan dividen tunai. Kepada para pemegang saham yang besarnya akan ditentukan dalam Rapat Umum Pernegang Saham Tahun 2000 ini.

### SUBSEQUENT EVENT

**EGM Results.** During Extraordinary General Meeting of the Stockholders on 25 January 2000, the Company changed its name to PT. Medco Energi Internasional Tbk. The shareholders also approved appointment of three additional members to the Board of Commissioners and the proposal to split existing shares into five new shares was approved.

**Newly Acquired Blocks.** At year-end 1999 the Company was negotiating to acquire significant working interests in 3 areas, namely East Sulawesi (the Senoro and Toili blocks) from Atlantic Richfield Company (ARCO), East Java (Madura island) and East Kalimantan (Simanggaris block, onshore, adjacent to Tarakan island) from Western Resources. Formal agreements have since been signed for each of these blocks, in first quarter, 2000. These acquisitions reflect application of the Company strategy outlined above: notably the creation of new gas markets in Sulawesi (new acquisition/ undervalued reserves) as well as South Sumatra, together with high-impact exploration in the newly acquired Madura and Simenggaris blocks.

**VSIT.** In early 2000, the Company signed an agreement to conduct a joint study for the application of VSIT (Vibro Seismic Impact Techno-logy). This technology, originally developed in Russia, provides the possibility to increase productivity levels in depleted oil fields such as those operated by the Company at Sangasanga, East Kalimantan.

### DIVIDEND POLICY

The Company plans to distribute an annual cash dividend to shareholders. The issuance of such a dividend will be based on the profits of Subsidiaries and/or dividend income received from Subsidiaries in the related year. The dividend amount will be calculated as a percentage of net income, after taking into consideration the parent Company's and Subsidiaries' financial positions

For the period ended December 31 1999, the Company plans to pay a cash dividend to shareholders, with the actual amount to be determined and approved at the Annual General Shareholders Meeting in June, 2000.



## Sebuah Tim yang Handal

*The Team that Makes it Happen*

### KEBIJAKAN PENGELOLAAN USAHA

Sebagai sebuah perusahaan publik, Perseroan memiliki komitmen untuk selalu memenuhi ketentuan perundungan yang berlaku sesuai dengan ketentuan keterbukaan yang ditetapkan Bapepam dan senantiasa memenuhi standar etika praktek berusaha sesuai standar etika yang berlaku baik bagi industri sejenis maupun masyarakat secara luas.

Manajemen Perseroan dilaksanakan oleh Dewan Direksi yang diawasi oleh Dewan Komisaris dan mempertanggung jawabkan hasil kerjanya kepada para pemegang saham pada Rapat Umum Pemegang Saham tahunan. Setiap anggota Dewan Komisaris tidak diperkenankan merangkap jabatan eksekutif di anak perusahaan Perseroan.

Pada tahun 1998, Perseroan menunjuk satu gugus tugas (task force) untuk merumuskan Management Policy and Control System (MPCS) sebagai landasan kebijakan pengelolaan perusahaan. Salah satu kebijakan tersebut adalah dengan telah diberlakukannya "Monetary Authority Table", yang mengatur kewenangan keuangan masing masing eksekutif dalam menjalankan kegiatan operasional Perseroan sekaligus sebagai sarana kontrol internal.

#### CORPORATE GOVERNANCE POLICY

*As a public company, the Company is firmly committed to comply with all regulations in line with the Capital Market Supervising Agency (Bapepam) disclosure requirements. Our goal is to maintain the highest ethical standards from the standpoint of industry and society as a whole.*

*MEDCO is governed by a Board of Commissioners who represent shareholders' interests and supervise the Board of Directors. Members of the Board of Commissioners are ineligible to hold management positions in subsidiary companies.*

*In 1998, the Company appointed a task force team to formulate a Management Policy and Control System (MPCS) document to be used as a platform to guide corporate governance practice. As one of several policies, the Company has established a Monetary Authority Table to provide monetary approval guidelines for each executive in conducting day to day operations. This will function also as an internal control instrument.*

Sejak January 2000, Perseroan menerapkan Kebijakan Etika Berusaha (Business Ethic Policy) untuk meningkatkan integritas dan kejujuran dalam melaksanakan kegiatan usahanya. Dalam waktu dekat, Perseroan akan menerbitkan kebijakan "Guidelines for Executives" untuk menjelaskan tentang hak dan kewajiban setiap eksekutif dalam menjalankan tugas sebagai anggota pimpinan perusahaan dalam menggunakan kekayaan perusahaan.

Dalam rangka meningkatkan internal control, struktur organisasi Perseroan sebelumnya telah dilakukan perbaikan untuk meningkatkan standar internal control, yang antara lain dibentuknya Komite Investasi dan Operasi (Investment and Operation Committee), Komite Organisasi dan Sumber Daya Manusia (Human Resources and Organizational Committee) dan Komite Audit (Audit Committee).

Komite Investasi dan Operasional bertugas menetapkan kebijakan investasi, pengembangan usaha dan aspek operasional Perseroan. Komite Organisasi dan Sumber Daya Manusia menetapkan kebijakan dalam pengembangan sumber daya manusia dan kebijakan organisasi.

Posisi Komite Audit adalah independen dari Dewan Direksi Perseroan, dan melapor kepada Dewan Komisaris. Komite Audit, yang anggotanya termasuk anggota Dewan Komisaris diharuskan untuk bertemu secara berkala guna melakukan review atas temuan audit dan mengambil langkah-langkah memperbaiki kelemahan-kelemahan dalam sistem pengawasan internal.

Dewan Komisaris juga menghadiri rapat mingguan Dewan Direksi untuk meriview dan mengambil keputusan keputusan strategis, seperti pengembangan usaha, kebijakan sumber daya manusia, masalah-masalah lingkungan.

Manajemen Perseroan secara aktif telah melakukan langkah-langkah yang diperlukan untuk menjamin terselenggaranya pengelolaan usaha secara baik untuk kepentingan para stakeholder Perseroan, misalnya dengan memberikan laporan keuangan yang lebih tepat waktu dan akurat. Saat ini Perseroan sedang meneliti Anggaran Dasar Perseroan untuk melakukan penyesuaian, agar lebih terjamin terlaksananya fungsi internal kontrol, akuntabilitas pengelolaan perusahaan secara keseluruhan.

*Commencing January 2000, the Company has enacted a Business Ethics Policy to serve as a guideline to ensure integrity and probity in business practice. In the near future the Company will issue a policy document titled "Guidelines for Executives" that will affirm the responsibilities of each executive in maintaining, utilizing and managing the Company's human resource assets.*

*In order to enhance internal control functions, the prior organizational structure has been revamped to satisfy enhanced internal control standards including the formation of an Investment and Operation Committee, a Human Resource and Organizational Committee and an Audit Committee.*

*The Investment and Operation Committee is responsible to set up investments, business development policies and operational aspects of the company. Human Resources and Organizational Committee duties include establishing human resources and organizational policies.*

*The Audit Committee, independent of the Board of Directors, reports to the Board of Commissioners. The committee, which includes members of the Board of Commissioners is required to meet regularly to review internal audit findings and to take steps to remedy weaknesses in the internal audit control system.*

*The Board of Commissioners also attends weekly meetings of the Board of Directors to review and approve strategic business decisions regarding investments, business development plans, human resource policies, and environmental matters.*

*The Management is steadfast in taking the necessary steps to pursue good corporate governance for the benefit of stakeholders, such as timely and accuracy of financial reporting. the Company is currently scrutinizing the Company Corporate Deeds and will adjust these as necessary in order to enhance internal control functions, accountability and overall corporate governance.*

## TANGGUNG JAWAB MANAJEMEN ATAS LAPORAN KEUANGAN

Laporan Keuangan konsolidasi PT Medco Energi Corporation Tbk. (Perseroan) untuk penutupan buku yang berakhir pada tanggal 31 Desember 1999 dan 1998 telah disiapkan oleh dan dibawah tanggung jawab manajemen. Laporan keuangan tersebut telah sesuai dengan Prinsip Prinsip Akuntansi Indonesia dan sebagian lagi berdasarkan perkiraan dan keputusan manajemen.

Perseroan dan anak-anak perusahaan menerapkan sistem pengawasan internal termasuk fungsi audit internal untuk menjamin bukti-bukti 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 telah diaudit oleh Hans Tuanakota & Mustofa (afiliasi Deloitte Touche Tohmatsu), sebuah kantor audit independen yang diusulkan Direksi dan telah disetujui para pemegang saham dalam Rapat Umum Pemegang Saham Tahun 1999.

Auditor melaksanakan audit sesuai dengan standar audit yang ditetapkan oleh Ikatan Akuntan Indonesia (IAI) untuk mendapatkan jaminan bahwa prinsip-prinsip akuntansi telah digunakan secara wajar, juga melakukan pemeriksaan bahwa semua transaksi telah dilakukan dan dibukukan secara benar.

### MANAGEMENT'S RESPONSIBILITY FOR FINANCIAL STATEMENTS

*The consolidated financial statements of PT Medco Energi Corporation Tbk. (the Company) for the years ending on December 31, 1999 and 1998 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 its findings to the Audit Committee, notably for consideration in approving the consolidated financial statements for issuance to shareholders.*

*the Company's consolidated financial statements have been audited by Hans Tuanakota & Mustofa (an affiliate of Deloitte Touche Tohmatsu), independent auditors as proposed by the Board of Directors and approved by the shareholders at the 1999 Annual General Shareholders' Meeting*

*The Auditors conduct their audits in accordance with auditing standards established by the Indonesian Institute of Accountants to provide assurance that standard accounting principles have been properly applied and, on a test basis, also to confirm that transactions where executed and recorded correctly.*

Jakarta, Juni 2000  
DEWAN DIREKSI/BOARD OF DIRECTOR

Ir. John S. Karamoy  
DIREKTUR UTAMA/PRESIDENT DIRECTOR

Sugiharto, SE, MBA  
DIREKTUR/DIRECTOR

Ir. Darmoyo Doyoatmojo, MBA, MSc  
DIREKTUR/DIRECTOR

Ir. Hilmi Panigoro, MSc  
DIREKTUR/DIRECTOR

## riwayat hidup

### CURRICULUM VITAE

#### DEWAN KOMISARIS BOARD OF COMMISSIONERS



**Ir. Hertriono Kartowisastro**  
Komisaris Utama  
*President Commissioner*

Salah satu pendiri MEDCO Grup. Menyelesaikan pendidikannya dari Fakultas Teknik Mesin ITB tahun 1974. Saat ini juga menjabat sebagai Komisaris Utama di anak perusahaan Perseroan yang bergerak di bidang jasa pengeboran (PT Meta Epsi Antareja dan PT Apexindo Pratama Duta). Sebelumnya menjabat sebagai Direktur Utama Perseroan (1994 - 1998) dan anak perusahaannya yang bergerak di bidang jasa pengeboran.

*One of the founders of MEDCO Group. Graduated in Mechanical Engineering from ITB (Bandung Institute of Technology) in 1974. Currently he is also a President Commisioner of drilling services subsidiaries PT Medco Antareja and PT Apexindo Pratama Duta. He was formerly President Director of the Company and President Director of the drilling services subsidiaries (1994 - 1998).*



**Ir. Wijarso**  
Komisaris  
*Commissioner*

Bergabung dengan MEDCO Grup tahun 1993. Menyelesaikan pendidikannya dari Fakultas Teknik Kimia, Universitas Gajah Mada, Yogyakarta pada tahun 1956. Saat ini juga menjabat sebagai Komisaris Utama di anak perusahaan Perseroan, PT Medco Methanol Bunyu. Sebelumnya menjabat sebagai anggota Dewan Penasihat Perseroan (1993 - 1998). Pernah menduduki beberapa jabatan penting di Departemen Pertambangan dan Energi.

*Joined MEDCO Group in 1993. Graduated in Chemical Engineering from Gajah Mada University in 1956. Currently he is also a President Commisioner of subsidiary of the Company,PT Medco Methanol Bunyu. Prior to joining the Company he was a member of the Board of Advisor (1993 - 1998). He held several key positions at the Ministry of Mines and Energy.*



**Ir. Yani Yuhani Rodyat, MM**  
Komisaris  
*Commissioner*

Bergabung dengan MEDCO Grup tahun 1994. Menyelesaikan pendidikannya dari Fakultas Teknik Elektro, ITB pada tahun 1975 dan memperoleh gelar MM dari Sekolah Tinggi Manajemen Bandung pada tahun 1997. Sampai saat ini juga menduduki jabatan sebagai Direktur di beberapa perusahaan di lingkungan MEDCO Grup.

*Joined MEDCO Group in 1994. Graduated in Electrical Engineering from ITB in 1975 and received a Masters Degree in Management from the Bandung Graduate School of Management, in 1997. Currently holds Director positions at several MEDCO Group subsidiaries.*

## DEWAN DIREKSI BOARD OF DIRECTORS



Ir. John S. Karamoy  
Direktur Utama  
President Director

Bergabung dengan MEDCO Grup tahun 1992. Meraih gelar Sarjana dari Fakultas Teknik Kimia, ITB tahun 1963. Menghabiskan 32 tahun (1955-1987) bekerja di PT Stanvac Indonesia dan 5 tahun (1987-1992) di HUFFCO INDONESIA (sekarang Vico) dan menjabat berbagai jabatan penting di perusahaan tersebut. Sebelumnya menjabat sebagai anggota Dewan Komisaris Perseroan (1994-1998) dan Direktur Utama di PT Exspan Kalimantan dan PT Exspan Sumatera, anak perusahaan yang bergerak di bidang eksplorasi dan produksi minyak dan gas.

*Joined MEDCO Group in 1992. Graduated in Chemical Engineering from ITB in 1963. Spent 32 years (1955-1987) working at PT Stanvac Indonesia and another 5 years (1987-1992) at HUFFCO INDONESIA (now Vico) and held a number of key positions in these organizations. He was formerly a member of the Company's Board of Commissioners (1994-1998) and President Director of both PT Exspan Kalimantan and PT Exspan Sumatera, subsidiaries involved in Exploration and Production of oil and gas.*



Drs. Sugiharto, MBA  
Direktur  
Director

Bergabung dengan MEDCO Grup tahun 1991. Meraih gelar Sarjana dari Fakultas Ekonomi, Universitas Indonesia tahun 1987 dan meraih gelar MBA dari Indonesian School of Management dan Amsterdam School of International Relation tahun 1993. Sebelum bergabung dengan Perseroan, menduduki beberapa jabatan penting di SGV-Utomo, Bankers Trust Company dan Chemical Bank di Jakarta. Pada periode 1994-1998, menjabat sebagai Direktur Perseroan dan Komisaris beberapa anak perusahaannya.

*Joined MEDCO Group in 1991. Graduated from Economic Faculty of the University of Indonesia in 1987 and received his MBA degree from the Indonesian School of Management and Amsterdam School of International Relations in 1993. He held key positions at SGV-Utomo, Bankers Trust Company and Chemical Bank in Jakarta, before joining MEDCO Group. Over the period 1994-1998, he was a member of the Company's Board of Directors and several subsidiaries.*



Ir. Darmoyo Doyoatmojo, MBA, MSc.  
Direktur  
Director

Bergabung dengan MEDCO Grup tahun 1974. Meraih gelar Sarjana dari Fakultas Teknik Elektro ITB tahun 1975, meraih gelar MBA dan MSc tahun 1990 dan 1991 dari University of Southern California, USA. Sebelumnya menjabat sebagai Direktur Perseroan (1994-1998) dan Komisaris beberapa anak perusahaan Perseroan.

*Joined MEDCO Group in 1974. Graduated in Electrical Engineering from ITB in 1975 and received MBA and MSc degrees from the University of Southern California, USA, in 1990 and 1991, respectively. He is also a former member of the Company's Board of Directors (1994-1998) and commissioner of several subsidiaries of the Company.*



Ir. Hilmi Panigoro, MSc.  
Direktur  
Director

Bergabung dengan MEDCO Grup tahun 1997. Meraih gelar Sarjana dari Fakultas Teknik Geologi, ITB tahun 1981, mengikuti MBA Core Program di Thunderbird University, Arizona tahun 1984, dan meraih gelar MSc dari Colorado School of Mines, USA tahun 1988. Sebelum bergabung dengan Perseroan, bekerja di HUFFCO (sekarang Vico) selama 14 tahun (1982-1996) dan menduduki posisi penting di perusahaan tersebut. Saat ini juga menjabat sebagai Direktur Utama di MEDCO Grup dan Komisaris di PT Meta Epsi Antareja dan PT Apexindo Pratama Duta.

*Joined Medco Group in 1997. Graduated in Geological Engineering from ITB in 1981, attended MBA Core Program at Thunderbird University, Arizona in 1984, and was awarded MSc degree from the Colorado School of Mines, USA in 1988. Before joining the Company, he spent 14 years (1982-1996) working at HUFFCO Indonesia (now Vico) and held a senior management there. Currently he is also Chief Executive Officer of MEDCO Group and Commissioner at PT Medco Antareja and PT Apexindo Pratama Duta.*

laporan keuangan  
FINANCIAL REPORT

---

**P.T. MEDCO ENERGI CORPORATION Tbk  
DAN ANAK PERUSAHAAN**

LAPORAN KEUANGAN KONSOLIDASI  
UNTUK TAHUN-TAHUN YANG BERAKHIR  
31 DESEMBER 1999 DAN 1998

DAN LAPORAN AUDITOR INDEPENDEN

***P.T. MEDCO ENERGI CORPORATION Tbk  
AND ITS SUBSIDIARIES***

*CONSOLIDATED FINANCIAL STATEMENTS  
FOR THE YEARS ENDED DECEMBER 31, 1999 AND 1998*

*AND INDEPENDENT AUDITORS' REPORT*

---

## daftar isi

### TABLE OF CONTENTS

---

LAPORAN AUDITOR INDEPENDEN/*INDEPENDENT AUDITORS' REPORT* **50**

LAPORAN KEUANGAN KONSOLIDASI/*CONSOLIDATED FINANCIAL STATEMENTS*

Pada tanggal 31 Desember 1999 dan 1998 serta untuk tahun-tahun yang berakhir pada tanggal tersebut/  
*As of December 31, 1999 and 1998 and for the years then ended*

Neraca Konsolidasi / *Consolidated Balance Sheets* **52**

Laporan Laba Rugi Konsolidasi / *Consolidated Statements of Income* **54**

Laporan Perubahan Ekuitas Konsolidasi / *Consolidated Statements of Changes in Equity* **55**

Laporan Arus Kas Konsolidasi / *Consolidated Statements of Cash Flows* **56**

Catatan atas Laporan Keuangan Konsolidasi / *Notes to Consolidated Financial Statements* **58**

---



Laporan Auditor Independen

No. 150400 MEC LA SAC

Pemegang Saham, Dewan Komisaris dan Direksi  
P.T. Medco Energi Corporation Tbk

Kami telah mengaudit neraca konsolidasi P.T. Medco Energi Corporation Tbk dan anak perusahaan tanggal 31 Desember 1999 dan 1998, serta laporan laba rugi konsolidasi, perubahan ekuitas dan arus kas konsolidasi untuk tahun-tahun yang berakhir pada tanggal tersebut. Laporan keuangan adalah tanggung jawab manajemen Perusahaan. Tanggung jawab kami terletak pada pernyataan pendapat atas laporan keuangan berdasarkan audit kami. Kami tidak mengaudit laporan keuangan Exspan Myanmar (L) Inc. (EMLI) dan Exspan Cumi-Cumi (L) Inc, untuk tahun yang berakhir 31 Desember 1999 yang laporan keuangannya menyajikan jumlah aktiva masing-masing sebesar 1,521% dan 0,8408% dari jumlah aktiva konsolidasi pada tanggal 31 Desember 1999. Laporan keuangan tersebut diaudit oleh auditor independen lain yang dalam laporannya menyatakan pendapat wajar tanpa pengecualian atas laporan keuangan anak perusahaan tersebut, yang laporannya telah diserahkan kepada kami, dan pendapat kami, sejauh yang berkaitan dengan jumlah untuk 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 Corporation Tbk dan anak perusahaan tanggal 31 Desember 1999 dan 1998, dan hasil usaha, serta arus kas untuk tahun-tahun yang berakhir pada tanggal tersebut sesuai dengan prinsip akuntansi yang berlaku umum.

Sebagaimana dijelaskan dalam Catatan 2 atas laporan keuangan konsolidasi, pada tahun 1999 Perusahaan dan anak perusahaan mengubah metode akuntansi pajak penghasilan untuk disesuaikan dengan Pernyataan Standar Akuntansi Keuangan No. 46 dan menyajikan kembali laporan keuangan konsolidasi tahun 1998 atas perubahan tersebut.

Sebagaimana dijelaskan dalam Catatan 9 dan 37 dari laporan keuangan konsolidasi, Perusahaan melakukan transaksi dengan pihak yang mempunyai hubungan istimewa. Sesuai dengan Keputusan Ketua Bapepam No. KEP-84/PM/1996, transaksi tersebut harus memperoleh persetujuan dari Pemegang Saham Independen.

Catatan 43 atas laporan keuangan konsolidasi, berisi pengungkapan kondisi ekonomi Indonesia yang mempengaruhi kegiatan usaha Perusahaan dan anak perusahaan. Pada tahun 1998, Perusahaan dan anak perusahaan tidak dapat membayar pokok hutang beserta bunga yang telah jatuh tempo dan beberapa kewajiban sesuai dengan perjanjian pinjaman. Akan tetapi pada tahun 1999, Perusahaan dan anak perusahaan telah merestrukturisasi kurang lebih 96% dari hutang-hutang kepada para kreditur utama. Laporan keuangan konsolidasi terlampir mencakup dampak kondisi ekonomi tersebut sepanjang hal itu dapat ditentukan dan diperkirakan.

**HANS TUANAKOTTA & MUSTOFA**  
Izin Usaha No. 98.2.0240

Drs. Lukman Abdulah  
Izin No. 98.1.0383  
15 April 2000

**Independent Auditors' Report**

No. 150400 MEC LA SAC

The Stockholders, Board of Commissioners and Directors  
P.T. Medco Energi Corporation Tbk

We have audited the accompanying consolidated balance sheets of P.T. Medco Energi Corporation Tbk and its subsidiaries as of December 31, 1999 and 1998, 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 year ended December 31, 1999, which statements reflect total assets constituting 1.521% and 0.8408%, respectively, of the consolidated total assets as of December 31, 1999. Those statements were audited by other auditors whose reports thereon, with unqualified opinion, 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 report of other auditors provide a reasonable basis for our opinion.

In our opinion, based upon 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 Corporation Tbk and its subsidiaries as of December 31, 1999 and 1998, and the results of their operations and their cash flows for the years then ended, in conformity with generally accepted accounting principles.

As discussed in Note 2 to the consolidated financial statements, in 1999, P.T. Medco Energi Corporation Tbk and its subsidiaries have changed their method of accounting for income taxes to conform with the Statement of Financial Accounting Standards No. 46 and restated the 1998 consolidated financial statements for the change.

As discussed in Notes 9 and 37 to the consolidated financial statements, the Company has had related party transactions. Based on the Decree of the Chairman of the Capital Market Supervisory Board No. KEP-84/PM/1996, those transactions require approvals from independent stockholders.

Note 43 to the consolidated financial statements includes a summary of the effects of the economic condition in Indonesia on the Company and its subsidiaries' operations. In 1998, the Company and its subsidiaries were not able to fulfill their obligation to pay the principal and interest due on loans and other obligations stipulated in the loan agreements. However, in 1999 the Company and its subsidiaries completed the restructuring of about 96% of their loans with their major creditors. The accompanying consolidated financial statements include the effects of the economic condition to the extent they can be determined and estimated.

**HANS TUANAKOTTA & MUSTOFA**  
Business License No. 98.2.0240

  
Drs. Lukman Abdullah  
License No. 98.1.0383  
April 15, 2000

*The accompanying consolidated financial statements are not intended to present the financial position and results of operations 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.*

P.T. MEDCO ENERGI CORPORATION Tbk  
 DAN ANAK PERUSAHAAN  
 NERACA KONSOLIDASI  
 31 DESEMBER 1999 DAN 1998

P.T. MEDCO ENERGI CORPORATION Tbk  
 AND ITS SUBSIDIARIES  
 CONSOLIDATED BALANCE SHEETS  
 DECEMBER 31, 1999 AND 1998

	Catatan/Notes	1999	1998 (Disajikan kembali - Catatan 2/As restated-Note 2)
<b>AKTIVA</b>		Rp '000	Rp '000
<b>AKTIVA LANCAR</b>			<b>ASSETS</b>
Kas dan setara kas	3e,4	167,698,399	CURRENT ASSETS
Investasi sementara	3f,5	10,286,311	Cash and cash equivalents
Piutang usaha pada pihak ketiga - setelah dikurangi penyiihan piutang ragu-ragu sebesar Rp 1.437.563 ribu pada tahun 1999 dan 1998	3g,6,21,22,23	523,505,059	Temporary investments
		387,147,179	Trade accounts receivable from third parties - net of allowance for doubtful accounts of Rp 1,437,563 thousand in 1999 and 1998
Piutang lain-lain		30,892,693	Other accounts receivable
Persediaan	3h,7	157,329,687	Inventories
Pajak dibayar di muka	3o,8	29,457,637	Prepaid taxes
Biaya dibayar di muka	3i	4,681,615	Prepaid expenses
Jumlah Aktiva Lancar		<u>923,851,401</u>	Total Current Assets
<b>AKTIVA TIDAK LANCAR</b>			<b>NON-CURRENT ASSETS</b>
Piutang usaha pada pihak yang mempunyai hubungan istimewa - setelah dikurangi penyiihan piutang ragu-ragu sebesar Rp 144.609.009 ribu pada tahun 1999	3d,3g,9,37	583,511,965	Accounts receivable from related parties - net of allowance for doubtful accounts of Rp 144,609,009 thousand in 1999
Rekening bank yang dibatasi penggunaannya	10,22,23	3,408,000	Restricted cash in banks
Aktiva tetap - setelah dikurangi akumulasi penyusutan sebesar Rp 259.858.392 ribu tahun 1999 dan Rp 195.364.364 ribu tahun 1998	11,21,22,23	407,925,410	Property and equipment - net of accumulated depreciation of Rp 259,858,392 thousand in 1999 and Rp 195,364,364 thousand in 1998
Biaya pengembangan	3l,12		Development costs
Berwujud		1,530,678,310	Capital costs
Tidak berwujud		311,927,540	Non-capital costs
Akumulasi penyusutan dan amortisasi		(489,750,170)	Accumulated depreciation and amortization
Jumlah		<u>1,352,855,680</u>	Total
Biaya pengembangan dalam pelaksanaan	3l,13	64,241,431	Development cost under construction
Aktiva pajak tangguhan	2,3o,35	9,253,965	Deferred tax assets
Uang muka proyek	14	385,437	Project advance payments
Setoran jaminan	3d,15,23,37	4,215,645	Security deposits
Biaya emisi saham yang ditangguhkan - bersih		-	Deferred stock issuance cost - net
Aktiva lain-lain - lainnya	16	<u>13,621,316</u>	Other assets
Jumlah Aktiva Tidak Lancar		<u>2,439,418,849</u>	Total Non-current Assets
<b>JUMLAH AKTIVA</b>		<u>3,363,270,250</u>	<b>TOTAL ASSETS</b>

P.T. MEDCO ENERGI CORPORATION Tbk  
 DAN ANAK PERUSAHAAN  
 NERACA KONSOLIDASI  
 31 DESEMBER 1999 DAN 1998 (Lanjutan)

P.T. MEDCO ENERGI CORPORATION Tbk  
 AND ITS SUBSIDIARIES  
 CONSOLIDATED BALANCE SHEETS  
 DECEMBER 31, 1999 AND 1998 (Continued)

	Catatan/Notes	1999	1998 (Disajikan kembali - Catatan 2/As restated-Note 2)
		Rp '000	Rp '000
<b><u>KEWAJIBAN DAN EKUITAS</u></b>			
<b>KEWAJIBAN JANGKA PENDEK</b>			
Hutang usaha	3d,17,37		
Pihak ketiga		126,900,189	201,112,135
Pihak yang mempunyai hubungan istimewa		10,866,088	17,214,329
Hutang lain-lain		30,929,224	41,298,410
Hutang pajak	2,30,18	87,217,013	115,892,744
Biaya yang masih harus dibayar	19	19,344,971	28,647,748
Wesel bayar	20,41	-	184,699,068
Hutang jangka panjang yang jatuh tempo dalam waktu satu tahun			Current maturities of long-term liabilities
Hutang bank	6,11,21	56,336,228	Bank loans
Hutang pembelian aktiva tetap	6,11,22	4,339,109	Property and equipment purchase contract payables
Hutang lembaga keuangan bukan bank	6,11,23	87,488,784	Loans from non-bank financial institutions
Hutang sewa guna usaha	3k,24	209,599	Lease liabilities
Hutang swap	26,41	-	Swap payable
Wesel bayar jangka panjang	25,41	-	Long-term notes payable
Jumlah Kewajiban Jangka Pendek		423,631,205	Total Current Liabilities
KEWAJIBAN JANGKA PANJANG			LONG-TERM LIABILITIES
Kewajiban pajak tangguhan	30,35	73,318,802	Deferred tax liabilities
Hutang jangka panjang - setelah dikurangi bagian yang jatuh tempo dalam waktu satu tahun			Long-term liabilities - net of current maturities
Hutang bank	6,11,21	66,185,064	Bank loans
Hutang pembelian aktiva tetap	6,11,22	-	Property and equipment purchase contract payables
Hutang lembaga keuangan bukan bank	6,11,23	-	Loans from non-bank financial institutions
Hutang sewa guna usaha	3k,24	-	Lease liabilities
Wesel bayar jangka panjang	25,41	470,261,400	Long-term notes payable
Jumlah Kewajiban Jangka Panjang		609,765,266	Total Long-term Liabilities
SELISIH LEBIH AKTIVA BERSIH DI ATAS BIAYA PEROLEHAN INVESTASI	3b,27	14,751,682	EXCESS OF NET ASSETS OVER COST OF INVESTMENTS
HAK PEMILIKAN MINORITAS ATAS AKTIVA BERSIH ANAK PERUSAHAAN	3b,28	58,385,408	MINORITY INTERESTS IN NET ASSETS OF SUBSIDIARIES
EKUITAS			EQUITY
Modal saham - Nilai nominal Rp 500 per saham			Capital stock - Rp 500 par value per share
Modal dasar - 800.000.000 saham			Authorized - 800,000,000 shares
Modal ditempatkan dan disetor 666,490.290 saham tahun 1999 dan 344.760.000 saham tahun 1998	29	333,245,145	Subscribed and paid up - 666,490,290 shares in 1999 and 344,760,000 shares in 1998
Agio saham	30	967,910,870	Additional paid-in capital
Selisih penilaian kembali aktiva tetap	3j	3,044,424	Revaluation increment in property and equipment
Selisih kurs karena penjabaran laporan keuangan	3c	293,906,739	Translation adjustments
Saldo laba		658,629,511	Retained earnings
Jumlah Ekuitas		2,256,736,689	Total Equity
JUMLAH KEWAJIBAN DAN EKUITAS		3,363,270,250	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 CORPORATION Tbk  
 DAN ANAK PERUSAHAAN  
 LAPORAN LABA RUGI KONSOLIDASI  
 UNTUK TAHUN-TAHUN YANG BERAKHIR  
 31 DESEMBER 1999 DAN 1998

P.T. MEDCO ENERGI CORPORATION Tbk  
 AND ITS SUBSIDIARIES  
 CONSOLIDATED STATEMENTS OF INCOME  
 FOR THE YEARS ENDED  
 DECEMBER 31, 1999 AND 1998

	Catatan/Notes	1999	1998 (Disajikan kembali - Catatan 2/As restated-Note 2)	
		Rp '000	Rp '000	
PENJUALAN BERSIH	3n,32	1,628,590,090	1,836,008,150	NET SALES
BEBAN LANGSUNG	3n,33	(794,177,304)	(784,428,981)	DIRECT COSTS
LABA KOTOR		834,412,786	1,051,579,169	GROSS PROFIT
BEBAN USAHA	3n,34			OPERATING EXPENSES
Umum dan administrasi		(188,011,175)	(209,491,173)	General and Administrative
Pemasaran		(6,159,533)	(14,177,893)	Selling
Jumlah Beban Usaha		(194,170,708)	(223,669,066)	Total Operating Expenses
LABA USAHA		640,242,078	827,910,103	INCOME FROM OPERATIONS
PENGHASILAN (BEBAN) LAIN-LAIN				OTHER INCOME (CHARGES)
Pendapatan bunga	4,5,9,10	55,351,424	103,971,915	Interest Income
Keuntungan penjualan aktiva tetap	3j,11	247,366	4,343,987	Gain on sale of property and equipment
Beban bunga	20,21,22,23,24,25	(109,166,077)	(141,727,216)	Interest expense
Rugi kurs mata uang asing - bersih	3c,38	(22,700,590)	(177,880,061)	Loss on foreign exchange - net
Penyisihan untuk piutang ragu-ragu pada pihak yang mempunyai hubungan istimewa	3g,9	(144,609,009)	-	Provision for doubtful accounts receivable from related parties
Lain-lain - bersih		18,226,176	(36,288,075)	Others - net
Beban Lain-lain - Bersih		(202,650,710)	(247,579,450)	Other Charges - Net
LABA SEBELUM BEBAN PAJAK		437,591,368	580,330,653	INCOME BEFORE TAX
PENGHASILAN (BEBAN) PAJAK	3o,35			TAX INCOME (EXPENSE)
Pajak kini		(260,424,382)	(168,994,406)	Current tax
Pajak tangguhan		5,949,337	(28,369,496)	Deferred tax
Jumlah Beban Pajak		(254,475,045)	(197,363,902)	Total Tax Expense
LABA SEBELUM HAK MINORITAS ATAS LABA BERSIH ANAK PERUSAHAAN		183,116,323	382,966,751	INCOME BEFORE MINORITY INTERESTS IN NET INCOME OF SUBSIDIARIES
HAK MINORITAS ATAS LABA BERSIH ANAK PERUSAHAAN	3b	(7,152,443)	(29,102,190)	MINORITY INTERESTS IN NET INCOME OF SUBSIDIARIES
LABA BERSIH		175,963,880	353,864,561	NET INCOME
LABA PER SAHAM (dalam Rupiah penuh)	3p,36			EARNINGS PER SHARE (in full Rupiah)
Dasar		458	1,026	Basic

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 CORPORATION Tbk  
 DAN ANAK PERUSAHAAN  
 LAPORAN PERUBAHAN EKUITAS KONSOLIDASI  
 UNTUK TAHUN-TAHUN YANG BERAKHIR  
 31 DESEMBER 1999 DAN 1998

P.T. MEDCO ENERGI CORPORATION Tbk  
 AND ITS SUBSIDIARIES  
 CONSOLIDATED STATEMENTS OF  
 CHANGES IN EQUITY  
 FOR THE YEARS ENDED  
 DECEMBER 31, 1999 AND 1998

	Catatan/Notes	1999	1998 (Disajikan kembali - Catatan 2/As restated-Note 2)
		Rp '000	Rp '000
MODAL SAHAM			
Saldo awal		172,380,000	172,380,000 Beginning balance
Penambahan	30	<u>160,865,145</u>	<u>-</u> Addition
Saldo akhir		333,245,145	172,380,000 Ending balance
AGIO SAHAM			
Saldo awal		2,720,000	2,720,000 Beginning balance
Penambahan	30	<u>965,190,870</u>	<u>-</u> Addition
Saldo akhir		967,910,870	2,720,000 Ending balance
SELISIH PENILAIAN KEMBALI AKTIVA TETAP			
		<u>3,044,424</u>	<u>3,044,424</u> REVALUATION INCREMENT IN PROPERTY AND EQUIPMENT
SELISIH KURS KARENA PENJABARAN LAPORAN KEUANGAN			
Saldo awal		464,183,227	210,331,059 Beginning balance
Penambahan (pengurangan) tahun berjalan		(170,276,488)	253,852,168 Addition (deduction) during the year
Saldo akhir		<u>293,906,739</u>	<u>464,183,227</u> Ending balance
SALDO LABA			
Saldo Awal, sebelum penyesuaian perubahan kebijakan akuntansi		482,665,631	164,774,021 Beginning balance
Pengaruh kumulatif akibat perubahan penerapan kebijakan akuntansi	2	<u>-</u>	(35,972,951) Cumulative effect in prior years of change in accounting for income taxes
Saldo awal setelah penyesuaian		<u>482,665,631</u>	<u>128,801,070</u> Beginning balance as restated
Laba bersih tahun berjalan		<u>175,963,880</u>	<u>353,864,561</u> Net income during the year
Saldo Akhir		<u>658,629,511</u>	<u>482,665,631</u> Ending balance
JUMLAH EKUITAS		<u>2,256,736,689</u>	<u>1,124,993,282</u> 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.

P.T. MEDCO ENERGI CORPORATION Tbk  
 DAN ANAK PERUSAHAAN  
 LAPORAN ARUS KAS KONSOLIDASI  
 UNTUK TAHUN-TAHUN YANG BERAKHIR  
 31 DESEMBER 1999 DAN 1998

P.T. MEDCO ENERGI CORPORATION Tbk  
 AND ITS SUBSIDIARIES  
 CONSOLIDATED STATEMENTS OF CASH FLOWS  
 FOR THE YEARS ENDED  
 DECEMBER 31, 1999 AND 1998

	1999	1998 (Disajikan kembali - Catatan 2/As restated-Note 2)
	Rp '000	Rp '000
<b>ARUS KAS DARI AKTIVITAS OPERASI</b>		
Income before tax		
Adjustments for:		
Penyesuaian untuk :		
Penyusutan aktiva tetap	65,185,877	59,737,544
Penyusutan dan amortisasi biaya pengembangan	88,488,619	78,612,713
Amortisasi biaya emisi saham	1,039,405	1,329,344
Amortisasi biaya ditangguhkan	2,072,301	1,152,156
Penyisihan piutang ragu-ragu	148,974,732	42,929,620
Beban bunga dan provisi	109,116,179	141,727,216
Pendapatan bunga	(55,351,424)	(103,971,915)
Amortisasi penyesuaian nilai wajar - bersih	15,601,128	28,147,463
Keuntungan penjualan aktiva tetap	(247,366)	(4,343,987)
Kerugian (keuntungan) bersih selisih kurs yang belum direalisasi	(9,454,694)	344,731,151
Arus kas operasi sebelum perubahan modal kerja	803,016,125	1,170,381,958
Perubahan modal kerja :		
Wesel tagih	448,903	-
Piutang usaha kepada pihak ketiga	(189,925,107)	(267,874,951)
Persediaan	35,131,174	(35,328,477)
Pajak dibayar di muka	(3,819,769)	(15,419,309)
Biaya dibayar di muka	2,450,719	6,649,392
Piutang lain-lain	6,242,472	(11,476,160)
Hutang usaha kepada pihak ketiga	(78,409,857)	(21,974,950)
Hutang lain-lain	(68,205,818)	16,954,109
Hutang pajak	10,948,247	69,023,610
Biaya yang masih harus dibayar	(94,193,523)	(72,420,568)
Kas dihasilkan dari operasi	423,683,566	838,514,654
Pembayaran pajak penghasilan	(285,530,761)	(120,578,908)
Kas Bersih Diperoleh Dari Aktivitas Operasi	138,152,805	717,935,746
<b>ARUS KAS DARI AKTIVITAS INVESTASI</b>		
Penempatan investasi sementara	(5,091,903)	(6,151,193)
Penerimaan bunga	5,369,091	15,710,297
Penurunan (penambahan) piutang kepada pihak yang mempunyai hubungan istimewa	92,845,067	(70,831,393)
Hasil penjualan aktiva tetap	581,968	6,302,244
Penambahan aktiva tetap	(27,540,146)	(89,973,486)
Penambahan biaya pengembangan	(262,074,135)	(233,043,314)
Penurunan (penambahan) biaya pengembangan dalam pelaksanaan	123,577,460	(132,309,050)
Penurunan (penambahan) setoran jaminan	31,406,876	(212,922,614)
Pencairan deposito berjangka	-	17,345,000
Penambahan aktiva dalam penyelesaian	(8,356,069)	(2,611,069)
Penurunan aktiva lain-lain - lainnya	3,465,688	-
Penambahan biaya ditangguhkan	-	(5,520,870)
Deposito dalam bank terlikuidasi	-	5,450,000
Penurunan uang muka proyek	7,871,330	9,711,421
Kas Bersih Digunakan Untuk Aktivitas Investasi	(37,944,773)	(698,844,027)
<b>CASH FLOWS FROM OPERATING ACTIVITIES</b>		
Income before tax		
Adjustments for:		
Depreciation of property and equipment		
Depreciation and amortization of development costs		
Amortization of stock issuance cost		
Amortization of deferred charges		
Provision for doubtful accounts		
Interest expense and provision		
Interest income		
Amortization of fair value adjustment - net		
Gain on sale of property and equipment		
Unrealized loss (gain) on foreign exchange		
Operating cash flows before changes in working capital		
Changes in working capital :		
Notes receivable		
Trade accounts receivable from third parties		
Inventories		
Prepaid taxes		
Prepaid expenses		
Others accounts receivable		
Trade payables to third parties		
Other accounts payable		
Taxes payables		
Accrued expenses		
Cash generated from operations		
Income tax paid		
Net Cash Provided by Operating Activities		
<b>CASH FLOWS FROM INVESTING ACTIVITIES</b>		
Placement in temporary investments		
Interest received		
Decrease (increase) in accounts receivable from related parties		
Proceeds from sale of property and equipment		
Acquisitions of property and equipment		
Increase in development costs		
Decrease (increase) in development costs under construction		
Decrease (increase) in security deposits		
Withdrawal of temporary investments		
Additions to construction in progress		
Decrease in other assets-others		
Increase in deferred charges		
Deposits in liquidated banks		
Decrease in project advance payments		
Net Cash Used in Investing Activities		

**P.T. MEDCO ENERGI CORPORATION Tbk  
DAN ANAK PERUSAHAAN  
LAPORAN ARUS KAS KONSOLIDASI (Lanjutan)  
UNTUK TAHUN-TAHUN YANG BERAKHIR  
31 DESEMBER 1999 DAN 1998**

**P.T. MEDCO ENERGI CORPORATION Tbk  
AND ITS SUBSIDIARIES  
CONSOLIDATED STATEMENTS OF  
CASH FLOWS (Continued)  
FOR THE YEARS ENDED  
DECEMBER 31, 1999 AND 1998**

	1999	1998 (Disajikan kembali - Catatan 2/As restated-Note 2)
	Rp '000	Rp '000
<b>ARUS KAS DARI AKTIVITAS PENDANAAN</b>		CASH FLOWS FROM FINANCING ACTIVITIES
Penambahan agio saham	81,137,370	- Additions to additional paid-in capital
Penurunan (penambahan) dana yang dibatasi penggunaannya	17,630,380	(4,037,764) Decrease (increase) in restricted cash in banks
Pelunasan hutang bank jangka pendek	(4,258,576)	(4,898,026) Payments of banks loans
Pembayaran hutang pembelian aktiva tetap	(57,834,272)	(71,580,934) Payments of property and equipment purchase contract
Pembayaran hutang lembaga keuangan bukan bank	(70,454,611)	(93,529,745) Payments of loans from non-bank financial institution
Penambahan (pembayaran) hutang sewa guna usaha	53,388	(184,200) Proceeds from (payments of) lease liabilities
Penambahan wesel bayar jangka panjang	-	244,122,155 Proceeds from long-term notes payables
Pembayaran bunga dan provisi	(15,608,420)	(56,355,964) Payment of interest expense and provision
Penambahan setoran modal	<u>13,522,895</u>	- Additional issuance of capital stock
Kas Bersih Diperoleh Dari (Digunakan Untuk) Aktivitas Pendanaan	(35,811,846)	13,535,522 Net Cash Provided by (Used in) Financing Activities
<b>PENGARUH PERUBAHAN SELISIH KURS TERHADAP KAS DAN SETARA KAS</b>	<u>(19,635,674)</u>	EFFECTS OF EXCHANGE RATE CHANGES IN CASH AND CASH EQUIVALENTS
KENAIKAN BERSIH KAS DAN SETARA KAS	64,396,186	29,309,471 NET INCREASE IN CASH AND CASH EQUIVALENTS
KAS DAN SETARA KAS AWAL TAHUN	<u>122,937,887</u>	61,001,175 CASH AND CASH EQUIVALENTS AT BEGINNING OF PERIOD
KAS DAN SETARA KAS AKHIR TAHUN	<u>167,698,399</u>	<u>122,937,887</u> CASH AND CASH EQUIVALENTS AT END OF PERIOD
<b>AKTIVITAS INVESTASI DAN PENDANAAN YANG TIDAK MEMPENGARUHI ARUS KAS</b>		NONCASH INVESTING AND FINANCING ACTIVITIES
Penambahan agio saham dari restrukturisasi hutang	884,053,500	- Additions to premiums on capital stock from debt restructuring
Penambahan modal saham dari restrukturisasi hutang	147,342,250	- Additions to capital stock from debt restructuring
Penyisihan piutang ragu-ragu	148,974,732	42,929,620 Provision for doubtful accounts
Reklasifikasi biaya pengembangan dalam pelaksanaan ke biaya pengembangan	57,402,471	Reclassification of development costs under construction
Kapitalisasi kerugian kurs mata uang asing ke (penurunan nilai) aktiva tetap pemilikan langsung	(47,752,105)	180,566,991 to development costs
Reklasifikasi aktiva dalam penyelesaian ke aktiva tetap pemilikan langsung	10,379,017	122,034,817 Capitalization of loss (adjustment of gain) on foreign exchange
Kapitalisasi kerugian kurs mata uang asing ke (penurunan nilai) biaya pengembangan pemboran	(67,035,658)	3,734,453 to property and equipment
Reklasifikasi aktiva sewa guna usaha ke aktiva tetap pemilikan langsung (nilai buku)	-	145,254,713 Reclassification of construction in progress to property and equipment - direct acquisitions
Reklasifikasi simpanan di bank terlikuidasi pada piutang pihak yang mempunyai hubungan istimewa	-	24,823 Capitalization of loss (adjustment of gain) on foreign exchange
Penambahan aktiva tetap melalui hutang pembelian aktiva tetap pemilikan langsung	-	10,850,000 receivable from related parties
Penyisihan rekening pada bank terlikuidasi	-	426,600 Additions to property and equipment from purchase contract payables
Penambahan aktiva tetap dari pemakaian persediaan	-	1,773,091 Provision for possible losses on current accounts with liquidated bank
	2,938,828	2,938,828 Additions to property and equipment from inventory usages

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 CORPORATION Tbk DAN ANAK PERUSAHAAN  
CATATAN ATAS LAPORAN KEUANGAN KONSOLIDASI  
31 DESEMBER 1999 DAN 1998 SERTA UNTUK TAHUN-TAHUN YANG  
BERAKHIR PADA TANGGAL TERSEBUT

**1. UMUM**

**a. Pendirian dan Informasi Umum**

P.T. Medco Energi Corporation 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 beberapa kali perubahan, terakhir diubah 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. Laporan Data Akta Perubahan Anggaran Dasar Perusahaan yang memuat Akta No. 36 tersebut telah diterima dan dicatat oleh Departemen Hukum dan Perundang-undangan RI tertanggal 20 Januari 2000 No. C-618.01.04.Th.2000.

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 (on-shore and off-shore drilling), serta melakukan investasi baik melalui Perusahaan maupun anak-anak perusahaan.

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

Usaha komersial Perusahaan dimulai sejak tanggal 13 Desember 1980.

Susunan pengurus Perusahaan pada tanggal 31 Desember 1999 dan 1998 adalah sebagai berikut :

President Commissioner Commissioners	:	Ir. Hertriono Kartowisastro Ir. Wijarso Ir. Yani Yuhani Rodyat	President Commissioner Commissioners
President Director Directors	:	Ir. John Sadrik Karamoy Drs. Sugiharto, MBA Ir. Darmoyo Dyoatmojo, MBA, MSc Ir. Hilmi Panigoro, MSc	President Director Directors

Jumlah karyawan Perusahaan rata-rata 2.279 karyawan tahun 1999 dan 2.048 karyawan tahun 1998.

P.T. MEDCO ENERGI CORPORATION Tbk AND ITS SUBSIDIARIES  
NOTES TO CONSOLIDATED FINANCIAL STATEMENTS  
DECEMBER 31, 1999 AND 1998 AND FOR THE YEARS THEN  
ENDED

**1. GENERAL**

**a. Establishment And General Information**

P.T. Medco Energi Corporation Tbk (the Company) was established under the Domestic Investment Law No. 6, year 1968 as amended by Law No. 12, year 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 the State Gazette of the Republic of Indonesia No. 102 dated December 22, 1981, Supplement No. 1020.

To comply with Corporate Law No.1 year 1995 and Capital Market Law No. 8 year 1995, the Company's articles of association were amended by notarial deed No.159 dated June 26, 1997 of Notary Poerbaningsih Adi Warsito, S.H. This change 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 the State Gazette of the Republic of Indonesia No. 64 dated August 10, 1999, Supplement No. 4861. The Company's articles of association have been amended several times, most recently by notarial deed No. 26 dated November 17, 1999 and No. 36 dated December 17, 1999 of Notary Mrs. Poerbaningsih Adi Warsito, S.H., concerning a Limited 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 accommodated by notarial deed No. 36 have been approved by the Department of Justice and Legislation in its decision letter No. C-618.01.04.Th. 2000 dated January 20, 2000.

In accordance with article 2 of the Company's articles of association, the scope of its activities comprises of exploration, production and support services for oil and natural gas and other energy industries, including on-shore and off-shore drilling, and making investments through the Company and its subsidiaries.

The Company's head office is located at Graha Niaga Building, 16th Floor, Jalan Jenderal Sudirman, Kav. 58, Jakarta 12190.

The Company commenced commercial operations on December 13, 1980.

The Company's management as of December 31, 1999 and 1998 consists of the following:

		Percentase Pemilikan Percentage of Ownership			
		1999	1998	%	%
b. <u>Anak Perusahaan</u>				a. <u>Subsidiaries</u>	
Perusahaan memiliki baik langsung maupun tidak langsung, lebih dari 50% saham anak-anak perusahaan yang berikut ini :				The Company has ownership interest of more than 50%, directly and indirectly, in the following subsidiaries:	
1) P.T. Meta Epsi Antareja Drilling Company (MEA) Kegiatan usaha utama adalah menyelenggarakan jasa pemboran minyak dan gas bumi di darat dan jasa yang terkait bagi perusahaan yang bergerak dalam industri minyak dan gas bumi. Anak perusahaan ini didirikan di Jakarta tahun 1983.	96	96		1) P.T. Meta Epsi Antareja Drilling Company (MEA) The company's main line of business is to conduct on-shore drilling operations of oil and natural gas, and related services for companies dealing in oil and gas industry. The company was established in Jakarta in 1983.	
2) P.T. Antareja Jasatama, 80% sahamnya dimiliki oleh MEA dan 20% dimiliki oleh Apexindo. Kegiatan utama perusahaan adalah membuka lahan untuk aktivitas pertambangan. Anak perusahaan ini didirikan di Jakarta pada tanggal 18 Juni 1999.	93,80	-		2) P.T. Antareja Jasatama, 80% of the shares is owned by MEA and 20% is owned by Apexindo. The company's main line of business is to open fields for mining activities. The company was established in Jakarta on June 18, 1999.	
3) P.T. Apexindo Pratama Duta (Apexindo) Kegiatan usaha utama adalah menyelenggarakan jasa pemboran minyak dan gas bumi di lepas pantai dan jasa yang terkait bagi perusahaan yang bergerak dalam industri minyak dan gas bumi. Anak perusahaan ini diakuisisi tahun 1992.	85	85		3) P.T. Apexindo Pratama Duta (Apexindo) The company's main line of business is to conduct off-shore drilling operations of oil and natural gas and the related services, for companies dealing in oil and gas industry. This subsidiary was acquired in 1992.	
4) P.T. Exspan Tarakan (ET) Kegiatan usaha utama adalah eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi dalam rangka Kontrak Kerja Bagi Hasil (Production Sharing Contract/PSC) dengan PERTAMINA hingga tahun 2002, yang diambil alih dari Tesoro Tarakan Petroleum Company yakni anak perusahaan dari Tesoro Petroleum Corporation, USA.	95,93	95,93		4) P.T. Exspan Tarakan (ET) The company's main line of business is exploration and production of oil and natural gas under the Production Sharing Contract (PSC) with PERTAMINA until year 2002. This PSC was taken over from Tesoro Tarakan Petroleum Company, a subsidiary of Tesoro Petroleum Corporation, USA.	
5) P.T. Exspan Kalimantan (EK) Kegiatan usaha utama adalah eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi dalam rangka Kontrak Bantuan Teknis (Technical Assistance Contract/TAC) dengan PERTAMINA hingga tahun 2008, yang diambil alih dari Tesoro Indonesia Petroleum Company yakni anak perusahaan dari Tesoro Petroleum Corporation, USA.	95,93	95,93		5) P.T. Exspan Kalimantan (EK) The company's main line of business is exploration and production of oil and natural gas under the Technical Assistance Contract (TAC) with PERTAMINA until year 2008. This TAC was taken over from Tesoro Indonesia Petroleum Company, a subsidiary of Tesoro Petroleum Corporation, USA.	
6) Exspan Cumi-Cumi (L) Inc., 100% sahamnya dimiliki oleh EK. Kegiatan usaha utama Perusahaan adalah menyelenggarakan jasa eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi. Anak perusahaan ini didirikan di Labuan, Malaysia pada tanggal 12 Juli 1999. Sampai saat ini anak perusahaan tersebut masih dalam tahap eksplorasi.	95,93	-		6) Exspan Cumi-Cumi (L) Inc., 100% of its shares is owned by EK. The company's main line of business is exploration and production of oil and natural gas. The company was established in Labuan, Malaysia on July 12, 1999. The company is still in the exploration stage.	

	Percentase Pemilikan Percentage of Ownership		7) P.T. Exspan Sumatera (ES) The company's main line of business is exploration and production of oil and natural gas under the Production Sharing Contract with PERTAMINA until year 2013. This was acquired through the purchase of shares of P.T. Stanvac Indonesia owned by Esso Eastern, Inc. and Mobil Petroleum Company, Inc. on November 3, 1995.
	1999 %	1998 %	
7) P.T. Exspan Sumatera (ES) Kegiatan usaha utama adalah eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi dalam rangka Kontrak Kerja Bagi Hasil dengan PERTAMINA hingga tahun 2013. Anak perusahaan ini diakuisisi melalui pembelian saham P.T. Stanvac Indonesia milik Esso Eastern, Inc. dan Mobil Petroleum Company, Inc. pada tanggal 3 Nopember 1995.	99,99	99,99	
8) Exspan Airsenda, Inc. Kegiatan usaha utama adalah eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi dalam rangka Kontrak Kerja Bagi Hasil dengan PERTAMINA hingga tahun 2003. Anak perusahaan ini diakuisisi melalui pembelian saham Esso Airsenda, Inc. milik Esso Eastern, Inc. pada tanggal 3 Nopember 1995.	100	100	8) Exspan Airsenda, Inc. The company's main line of business is exploration and production of oil and natural gas under the Production Sharing Contract with PERTAMINA until 2003. The company was acquired through the purchase of shares of Esso Airsenda, Inc. owned by Esso Eastern, Inc. on November 3, 1995.
9) Exspan Airlimau, Inc. Kegiatan usaha utama adalah eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi dalam rangka Kontrak Kerja Bagi Hasil dengan PERTAMINA hingga tahun 2003. Anak perusahaan ini diakuisisi melalui pembelian seluruh saham Mobil Airlimau, Inc. milik Mobil Petroleum Company, Inc. pada tanggal 3 Nopember 1995.	100	100	9) Exspan Airlimau, Inc. The company's main line of business is exploration and production of oil and natural gas under the Production Sharing Contract with PERTAMINA until year 2003. The company was acquired through the purchase of all the shares of Mobil Airlimau, Inc. owned by Mobil Petroleum Company, Inc. on November 3, 1995.
10) Exspan Pasemah, Inc. Kegiatan usaha utama adalah eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi dalam rangka Kontrak Kerja Bagi Hasil dengan PERTAMINA hingga tahun 2023. Anak perusahaan ini diakuisisi melalui pembelian seluruh saham Mobil Pasemah, Inc. milik Mobil Petroleum Company, Inc. pada tanggal 3 Nopember 1995. Sampai saat ini anak perusahaan tersebut belum beroperasi secara komersial.	100	100	10) Exspan Pasemah, Inc. The company's main line of business is exploration and production of oil and natural gas under the Production Sharing Contract with PERTAMINA until year 2023. The company was acquired through the purchase of all the shares of Mobil Pasemah Inc. owned by Mobil Petroleum Company, Inc. on November 3, 1995. This company has not started its commercial operations.
11) Exspan Exploration and Production Pasemah, Ltd. Kegiatan usaha utama adalah eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi dalam rangka Kontrak Kerja Bagi Hasil dengan PERTAMINA hingga tahun 2023. Anak perusahaan ini diakuisisi melalui pembelian seluruh saham biasa Exxon Overseas Investment Corporation dan saham preferen milik Esso Exploration Holdings Inc. pada tanggal 3 Nopember 1995. Sampai saat ini anak perusahaan tersebut belum beroperasi secara komersial.	100	100	11) Exspan Exploration and Production Pasemah, Ltd. The company's main line of business is exploration and production of oil and natural gas under the Production Sharing Contract with PERTAMINA until year 2023. The company was acquired through the purchase of all the ordinary shares of Exxon Overseas Investment Corporation and all preference shares owned by Esso Exploration Holdings, Inc. on November 3, 1995. This company has not started its commercial operations.
12) P.T. Medco Methanol Bunyu Kegiatan usaha utama adalah memproduksi methanol dan derivatifnya dalam rangka pelaksanaan Perjanjian Pengelolaan Kilang Methanol Bunyu dengan PERTAMINA. Anak perusahaan ini didirikan pada tanggal 29 Januari 1997 dan kegiatan usaha secara komersial dimulai sejak bulan April 1997.	99,99	99,99	12) P.T. Medco Methanol Bunyu The company's main line of business is production of methanol and its derivatives under the Refinery Agreement with PERTAMINA. The company was established on January 29, 1997 and started its commercial operations in April 1997.

	Percentase Pemilikan Percentage of Ownership	
	1999 %	1998 %
13) Exspan Myanmar (L), Inc.  Kegiatan usaha utama adalah menambang minyak dan gas bumi dalam rangka Kontrak Kerja Bagi Hasil dengan Myanmar Oil and Gas Enterprise (MOGE). Anak perusahaan ini didirikan di Labuan, Malaysia pada tanggal 25 Februari 1997. Sampai saat ini anak perusahaan tersebut belum beroperasi secara komersial.	100	100
14) P.T. Exspan Energi Nusantara.  Sahamnya dimiliki oleh EK dan ET masing-masing sebesar 99% dan 1%. Kegiatan usaha utama adalah pengadaan, pemeliharaan dan penunjang ketenagalistrikan serta peningkatan nilai tambah, pengadaan sumber dan pendistribusian energi. Anak perusahaan ini didirikan di Jakarta pada tanggal 7 Oktober 1997. Sampai saat ini anak perusahaan tersebut belum beroperasi secara komersial.	95,93	95,93
15) P.T. Exspan Petrogas Intranusa  Sahamnya dimiliki oleh ES dan EK, masing-masing dengan jumlah yang sama pada 31 Desember 1998 dan 60% dan 40% sahamnya dimiliki oleh ES dan EK pada 31 Desember 1999 hasil akuisisi ES sebesar 10% dari kepemilikan EK. Kegiatan utama adalah menjalankan kegiatan dan/atau memberikan jasa atau pelayanan kepada perusahaan-perusahaan yang dalam bidang eksplorasi dan produksi pertambangan migas. Anak perusahaan ini didirikan di Jakarta pada tanggal 7 Oktober 1997.	98,37	97,96
16) Medco Energi Finance Overseas B.V. (Medco B.V.)  Kegiatan usaha utama adalah menghimpun dana dengan cara mengeluarkan surat hutang dan surat berharga maupun obligasi. Anak perusahaan ini didirikan di Amsterdam pada tanggal 14 Oktober 1999.	100	-
13) Exspan Myanmar (L), Inc.  The company's main line of business is oil and natural gas mining under the Production Sharing Contract with Myanmar Oil and Gas Enterprise (MOGE). The company was established in Labuan, Malaysia on February 25, 1997. The company has not started its commercial operations.	100	100
14) P.T. Exspan Energi Nusantara.  99% the shares is owned by EK and 1% is owned by ET. The company's main line of business is generation, distribution and maintaining the supply of electrical energy. The company was established in Jakarta on October 7, 1997. This company has not started its commercial operations.	95,93	95,93
15) P.T. Exspan Petrogas Intranusa  The shares are owned by ES and EK, each having equal ownership interests as of December 31, 1998 and a 60% and 40% ownership interests as of December 31, 1999 resulting from the acquisition by ES of 10% of EK's interest in the company. The company's main line of business is conducting activities and/or rendering services to companies dealing with oil and natural gas exploration and production. The company was established in Jakarta on October 7, 1997.	98,37	97,96
16) Medco Energi Finance Overseas B.V. (Medco B.V.)  The company's main line of business is to raise funds by issuing debt securities, marketable securities as well as obligation papers. This company was established in Amsterdam on October 14, 1999.	100	-

### **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 31 Desember 1999, seluruh saham Perusahaan atau sejumlah 666.490.290 saham telah dicatatkan pada Bursa Efek Jakarta.

### **2. PENERAPAN STANDAR AKUNTANSI KEUANGAN BARU**

Pada tahun 1999, Perusahaan dan anak perusahaan untuk pertama kalinya menerapkan standar akuntansi keuangan (PSAK) sebagai berikut:

PSAK No.1 (revisi 1998)	Penyajian Laporan keuangan
PSAK No. 46	Akuntansi Pajak Penghasilan
PSAK No. 56	Laba per saham

#### **PSAK No. 1 (revisi 1998)**

PSAK ini mengatur/merumuskan tentang penyajian dan pengungkapan informasi keuangan. Penyajian laporan keuangan konsolidasi tahun berjalan telah dimodifikasi sesuai dengan ketentuan standard tersebut. Untuk tujuan komparatif dan konsistensi penyajian, laporan keuangan konsolidasi tahun 1998 telah disajikan kembali.

#### **PSAK No. 46**

Dengan penerapan PSAK No. 46, aktiva dan kewajiban pajak tangguhan diakui atas konsekuensi pajak periode mendatang yang timbul dari perbedaan antara jumlah tercatat aktiva dan kewajiban menurut laporan keuangan dengan dasar pengenaan pajak aktiva dan kewajiban. Sebelum penerapan PSAK No. 46, pajak penghasilan ditentukan berdasarkan laba kena pajak yang dihitung sesuai dengan ketentuan dan peraturan pajak dalam tahun yang bersangkutan. Perubahan standar akuntansi yang baru ini diterapkan secara retroaktif, oleh karenanya angka-angka komparatif tahun 1998 telah disajikan kembali. Pengaruh atas perubahan ini telah menurunkan beban pajak sejumlah Rp 5.949.337 ribu pada tahun berjalan dan meningkatkan beban pajak sejumlah Rp 28.369.496 ribu pada tahun 1998. Saldo laba awal tahun 1998 berkurang sebesar Rp 35.972.951 ribu yang merupakan pengaruh kumulatif dari penyesuaian yang terjadi yang berhubungan dengan periode sebelum tahun 1998. Berikut disajikan pos-pos penting dalam laporan keuangan tahun 1998 sesudah dan sebelum penyajian kembali:

### **c. Public Offering of Shares of the Company**

On September 13, 1994, the Company obtained the Notice of Effectivity No. S-1588/PM/1994 from the Chairman of the Capital Market Supervisory Agency (Bapepam) for the public offering of 22,000,000 shares with par value of Rp 1,000 per share. On October 12, 1994, these shares were listed in Jakarta Stock Exchange.

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 in Jakarta Stock Exchange on November 19, 1999.

As of December 31, 1999 all of the Company's shares totaling 666,490,290 shares have been listed in Jakarta Stock Exchange.

### **2. ADOPTION OF NEW FINANCIAL ACCOUNTING STANDARDS**

In 1999, the Company and its subsidiaries adopted the following Statements of Financial Accounting Standards (PSAK):

PSAK No.1 (revised 1998)	Presentation of Financial Statements
PSAK No. 46	Accounting for Income Taxes
PSAK No. 56	Earnings Per Share

#### **PSAK No. 1 (revised 1998)**

This PSAK is concerned with the presentation and disclosure of financial information. The presentation in the current year's consolidated financial statements has been modified to conform with this standard. The 1998 consolidated financial statements have been restated for comparative purposes and consistency of presentation.

#### **PSAK No. 46**

Under PSAK No. 46, 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. Prior to the adoption of PSAK No. 46, income tax was determined based on the taxable income for the year computed in accordance with tax rules and regulations. This change in accounting policy was applied retroactively, thus the comparative amounts for 1998 have been restated accordingly. The effect of the change is a decrease of Rp 5,949,337 thousand in tax expense in the current year and an increase of Rp 28,369,496 thousand in tax expense in 1998. The beginning balance of retained earnings for 1998 has been reduced by Rp 35,972,951 thousand, which is the cumulative effect of the change in policy on periods prior to 1998. Following is a summary of the significant accounts in the 1998 consolidated financial statements before and after the restatement:

	1998		
	Sesudah Disajikan Kembali Asrestated	Sebelum Disajikan Kembali Aspreviously reported	
	Rp'000	Rp'000	
Pajak tangguhan	19,298,929	-	Deferred tax assets
Jumlah aktiva	3,664,906,678	3,645,607,749	Total assets
Kewajiban pajak tangguhan	89,313,104	-	Deferred tax liabilities
Hak minoritas atas aktiva bersih anak perusahaan	53,162,533	65,706,234	Minority interests in subsidiaries
Jumlah ekuitas	1,124,993,282	1,182,463,756	Total equity
Jumlah kewajiban dan ekuitas	3,664,906,678	3,645,607,749	Total liabilities and equity
Beban pajak			Tax expense
Pajak kini	(168,994,406)	(168,994,406)	Current tax
Pajak tangguhan	(28,369,496)	-	Deferred tax
Jumlah	(197,363,902)	(168,994,406)	Total tax expense
Laba sebelum hak minoritas atas laba bersih anak perusahaan	382,966,751	411,336,247	Income before minority interests in income of subsidiaries
Hak minoritas atas aktiva bersih anak perusahaan	(29,102,190)	(35,974,163)	Minority interests in income of subsidiaries
Laba bersih	353,864,561	375,362,084	Net income
Laba per saham (dalam rupiah penuh)			Earning per share (in fully Rupiah amounts)
Laba bersih	1,026	1,089	Basic
Saldo laba :			Retained earnings :
Awal periode	128,801,070	164,774,021	At the beginning of year
Akhir periode	482,665,631	540,136,105	At the end of year

#### PSAK No. 56

Standar ini bertujuan untuk menetapkan teknik penghitungan, penyajian dan pengungkapan laba per saham (EPS) yang harus diterapkan oleh perusahaan publik yang memiliki saham biasa atau efek berpotensi saham biasa.

Berdasarkan standar ini, LPS dasar dihitung dengan membagi laba atau rugi bersih yang tersedia bagi pemegang saham biasa dengan jumlah rata-rata tertimbang saham biasa yang beredar dalam satu periode. Sedangkan untuk menghitung LPS dilusian, laba bersih residual dan jumlah rata-rata tertimbang saham biasa beredar harus disesuaikan dengan memperhitungkan dampak dari semua efek berpotensi saham biasa yang dilutif. Apabila dalam satu periode ada perubahan jumlah saham beredar sebagai akibat dari suatu peristiwa yang tidak mengubah sumber daya, selain peristiwa konversi efek berpotensi saham biasa, maka jumlah rata-rata tertimbang saham yang beredar selama satu periode dan untuk seluruh periode sajian harus disesuaikan dengan perubahan tersebut.

Penerapan PSAK ini tidak mengakibatkan terjadinya perubahan dasar perhitungan laba per saham tahun berikutnya.

#### **3. KEBIJAKAN AKUNTANSI**

##### **a. Penyajian Laporan Keuangan Konsolidasi**

Mata uang pelaporan yang digunakan untuk penyusunan laporan keuangan konsolidasi adalah mata uang Rupiah.

#### PSAK No. 56

The objective of this standard is to prescribe the principles for the determination, presentation and disclosure of earnings per share (EPS). This standard should be applied by companies whose ordinary shares or potential ordinary shares are publicly traded.

Based on this standard, basic EPS is computed by dividing the net income or loss attributable to ordinary stockholders by the weighted average number of shares outstanding during the year. For the computation of diluted EPS, the net income attributable to ordinary stockholders and the weighted average number of shares outstanding should be adjusted for the effects of all dilutive potential ordinary shares. The weighted average number of ordinary shares outstanding during the period and for all periods presented should be adjusted for events, other than the conversion of potential ordinary shares, that have changed the number of ordinary shares outstanding, without a corresponding change in resources.

The adoption of this PSAK did not result to changes on the basis of computation of earnings per share in prior year.

#### **3. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES**

##### **a. Consolidated Financial Statement Presentation**

The reporting currency used in the preparation of the consolidated financial statements is the Indonesian Rupiah.

Laporan keuangan konsolidasi disusun berdasarkan nilai historis, kecuali beberapa akun tertentu disusun berdasarkan pengukuran lain sebagaimana diuraikan dalam kebijakan akuntansi masing-masing akun tersebut.

Laporan keuangan konsolidasi disusun dengan menggunakan prinsip dan praktik akuntansi yang berlaku umum di Indonesia dan Pernyataan Standar Akuntansi Keuangan No. 29 tentang Standar Khusus Akuntansi untuk Minyak dan Gas Bumi yang ditetapkan oleh Ikatan Akuntan Indonesia dan peraturan-peraturan yang telah ditetapkan dalam PSC dan TAC bagi anak perusahaan yang bergerak dalam bidang industri minyak dan gas bumi.

Laporan arus kas konsolidasi disusun dengan menggunakan metode tidak langsung dengan mengelompokkan arus kas dalam aktivitas operasi, investasi dan pendanaan.

#### 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 biaya perolehan dan bagian Perusahaan atas nilai wajar aktiva dan kewajiban anak perusahaan diakui sebagai goodwill 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 dalam waktu 20 tahun.

#### 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 31 Desember 1999 dan 1998, aktiva dan kewajiban moneter dalam mata uang asing disesuaikan dengan menggunakan kurs tengah wesel eksport yang dikeluarkan Bank Indonesia masing-masing sebesar Rp 7.100 dan Rp 8.025 per US\$ 1. Keuntungan atau kerugian kurs yang timbul dikreditkan atau dibebankan dalam laporan laba rugi tahun yang bersangkutan, kecuali selisih kurs pada tahun 1998 yang disebabkan depresiasi luar biasa yang timbul dari kewajiban moneter dalam mata uang asing sehubungan dengan perolehan suatu aktiva, dimana lindung nilai (hedging) tidak mungkin dilakukan, dikapitalisasi ke aktiva yang bersangkutan dengan syarat bahwa jumlah tercatat aktiva setelah kapitalisasi tidak melebihi jumlah terendah antara biaya pengganti dan jumlah yang mungkin diperoleh kembali dari penjualan atau pemanfaatan aktiva tersebut.

Pembukuan anak perusahaan yang bergerak dalam industri minyak dan gas bumi diselenggarakan dalam mata uang US Dollar sedangkan Medco B.V., anak perusahaan yang

The consolidated financial statements are prepared on the historical cost basis, except for certain accounts which are measured on the bases described in the related accounting policies.

The consolidated financial statements have been prepared using accounting principles and reporting practices generally accepted in Indonesia and Statement of Financial Accounting Standards No. 29, "Accounting for Oil and Natural Gas Industry" issued by the Indonesian Institute of Accountants and the regulations stipulated under the PSC and TAC for subsidiaries which are involved in the oil and gas industry.

The consolidated statements of cash flows are prepared using the indirect method with classification of cash flows into operating, investing and financing activities.

#### 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%.

Significant intercompany balances and transactions including unrealized gain/loss on intercompany transactions were eliminated to reflect the financial position and 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 recorded as goodwill under development costs as fair value adjustment and 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 was recognized as negative goodwill and was treated as deferred income which is amortized using straight-line method over 20 years.

#### c. Foreign Currency Transactions and Translations

The books of accounts of the Company and its subsidiaries, except for Medco B.V. and subsidiaries which are 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 December 31, 1999 and 1998, monetary assets and liabilities denominated in foreign currencies were adjusted to reflect the middle rates of export drafts, published by Bank Indonesia (Rp 7,100 and Rp 8,025 per US\$ 1 as of December 31, 1999 and 1998, respectively). The resulting gains or losses are credited or charged to current operations, except for foreign exchange differences in 1998 resulting from the severe depreciation of the Indonesian Rupiah against which there was no practical means of hedging and arising from monetary liabilities denominated in foreign currencies related to the acquisition of an asset which were capitalized to the related assets, provided that the adjusted carrying amount of the assets does not exceed the lower of the replacement cost and the amount recoverable for the sale or use of the assets.

The books of accounts of the subsidiaries which are involved in oil and natural gas industry are maintained in US Dollar. Medco B.V., the Company's subsidiary established in

berkedudukan di Amsterdam menyelenggarakan pembukunya dalam mata uang Euro. Untuk tujuan penyajian laporan keuangan konsolidasi, aktiva dan kewajiban anak perusahaan tersebut dijabarkan ke dalam mata uang Rupiah masing-masing dengan menggunakan kurs tengah wesel ekspor Bank Indonesia pada tanggal 31 Desember 1999 dan 1998 masing-masing sebesar Rp 7.100 dan Rp 8.025 per US\$ 1, sedangkan pendapatan dan beban serta arus kas dijabarkan dengan menggunakan kurs rata-rata selama periode yang bersangkutan yang pada tahun 1999 dan 1998 masing-masing sebesar Rp 7.809 dan 9.814. Untuk Medco B.V., aktiva dan kewajiban yang dicatat dalam mata uang Euro dalam neraca pertama-tama dijabarkan dalam mata uang US Dollar menggunakan kurs penjabaran Perusahaan yang kemudian dijabarkan ke dalam mata uang Rupiah menggunakan kurs tengah wesel ekspor Bank Indonesia. Selisih kurs yang terjadi disajikan sebagai bagian dari ekuitas pada akun "Selisih kurs karena penjabaran laporan keuangan".

#### d. Transaksi Hubungan Istimewa

Pihak-pihak yang mempunyai hubungan istimewa adalah :

- 1) perusahaan baik langsung maupun melalui satu atau lebih perantara, mengendalikan, atau dikendalikan oleh, atau berada di bawah pengendalian bersama, dengan Perusahaan (termasuk holding companies, subsidiaries dan fellow subsidiaries);
- 2) perusahaan asosiasi;
- 3) perorangan yang memiliki, baik secara langsung maupun tidak langsung, suatu kepentingan hak suara di Perusahaan yang berpengaruh secara signifikan, dan anggota keluarga dekat dari perorangan tersebut (yang dimaksudkan dengan anggota keluarga dekat adalah mereka yang dapat diharapkan mempengaruhi atau dipengaruhi perorangan tersebut dalam transaksinya dengan Perusahaan);
- 4) karyawan kunci, yaitu orang-orang yang mempunyai wewenang dan tanggung jawab untuk merencanakan, memimpin dan mengendalikan kegiatan Perusahaan yang meliputi anggota dewan komisaris, direksi dan manajer dari Perusahaan serta anggota keluarga dekat orang-orang tersebut; dan
- 5) perusahaan di mana suatu kepentingan substansial dalam hak suara dimiliki baik secara langsung maupun tidak langsung oleh setiap orang yang diuraikan dalam butir (3) atau (4), atau setiap orang tersebut mempunyai pengaruh signifikan atas perusahaan tersebut. Ini mencakup perusahaan-perusahaan yang dimiliki anggota dewan komisaris, direksi atau pemegang saham utama dari Perusahaan dan perusahaan-perusahaan yang mempunyai anggota manajemen kunci yang sama dengan Perusahaan.

Semua transaksi dengan pihak-pihak yang mempunyai hubungan istimewa, baik yang dilakukan dengan atau tidak dengan tingkat bunga atau harga, persyaratan dan kondisi yang sama sebagaimana dilakukan dengan pihak ketiga, diungkapkan dalam laporan konsolidasi.

#### e. 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 dijaminkan serta tidak dibatasi penggunaannya.

Amsterdam maintains its books in Euro currency. For consolidation purposes, assets and liabilities of subsidiaries which are involved in oil and natural gas industry were translated into Indonesian Rupiah using the middle rates of export drafts published by Bank Indonesia on December 31, 1999 and December 31, 1998 of Rp 7,100 and Rp 8,025 per US\$ 1, respectively, while revenues and expenses were translated using the average rate of exchange of Rp 7,809 in 1999 and Rp 9,814 in 1998 during the period. For Medco B.V., assets and liabilities denominated in Euro currency at balance sheet are firstly translated into US Dollar using the Company's own translation rate before being subsequently translated into Rupiah using Bank Indonesia middle rate of export drafts. The resulting foreign exchange difference is credited or charged to "Translation Adjustments" under the Equity.

#### d. Transactions with Related Parties

Related parties consist of the following:

- 1) companies that directly, or indirectly, through one or more intermediaries, control, or are controlled by, or are under common control with, the Company (including holding companies, subsidiaries and fellow subsidiaries);
- 2) associated companies;
- 3) individuals owning, directly or indirectly, an interest in the voting power of the Company that gives them significant influence over the company, and close members of the family of any such individuals (close members of the family are those who can influence or can be influenced by such individuals in their transactions with the Company);
- 4) key management personnel who have the authority and responsibility for planning, directing and controlling the Company's activities, including commissioners, directors and managers of the Company and close members of their families; and
- 5) companies in which a substantial interest in the voting power is owned, directly or indirectly, by any person described in (3) or (4) or over which such a person is able to exercise significant influence. These includes companies owned by commissioners, directors or major stockholders of the Company and companies which have a common key member of management as the Company.

All transactions with related parties, whether or not made at similar interest rates or prices, terms and conditions as those done with third parties, are disclosed in the consolidated financial statements.

#### e. 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.

#### **f. Investasi Sementara**

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

#### **g. Penyisihan Piutang Ragu-Ragu**

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

#### **h. 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 menggunakan metode rata-rata tertimbang.

#### **i. Biaya Dibayar Dimuka**

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

#### **j. Aktiva Tetap Pemilikan Langsung**

Aktiva tetap Perusahaan dan anak perusahaan, kecuali aktiva tertentu yang dinilai kembali, dinyatakan berdasarkan biaya perolehan setelah dikurangi akumulasi penyusutan. Aktiva tetap tertentu, kecuali hak atas tanah, yang diperoleh sampai dengan 12 September 1986, telah dinilai kembali sesuai dengan Peraturan Pemerintah No. 45 tanggal 2 Oktober 1986. Peningkatan nilai aktiva karena penilaian kembali dikreditkan pada selisih penilaian kembali aktiva tetap dalam akun ekuitas.

Aktiva tetap disusutkan dengan menggunakan metode garis lurus (straight-line method) berdasarkan taksiran masa manfaat ekonomis aktiva tetap sebagai berikut :

	<u>Tahun</u>		<u>Years</u>
Bangunan	20	Buildings	20
Peralatan pemboran lepas pantai	15	Offshore drilling rigs	15
Pipa-pipa pemboran lepas pantai	4	Offshore drilling pipes	4
Peralatan pembuat lumpur (mud equipment)	5	Mud equipment	5
Perlengkapan peralatan pemboran lepas pantai	5	Offshore rig equipment	5
Peralatan pemboran darat dan perlengkapannya	8	Onshore rig equipment	8
Kendaraan bermotor	3 - 5	Motor vehicles	3 - 5
Peralatan dan perabotan kantor dan lainnya	3 - 5	Furniture, fixtures and office equipment	3 - 5

Tanah dinyatakan berdasarkan biaya perolehan dan tidak disusutkan.

Beban pemeliharaan dan perbaikan dibebankan pada laporan laba rugi pada saat terjadinya, pemugaran dan peningkatan daya guna termasuk rekondisi peralatan pemboran dalam jumlah besar 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 periode yang bersangkutan.

#### **f. Temporary Investments**

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 investment and are stated at face value.

#### **g. Allowance for Doubtful Accounts**

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

#### **h. 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.

#### **i. Prepaid Expenses**

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

#### **j. Property and Equipment - Direct Acquisitions**

Property and equipment, except for certain revalued assets, are stated at cost less accumulated depreciation. Certain property and equipment, except landrights, acquired on or before September 12, 1986 were revalued in accordance with Government Regulation No. 45 dated October 2, 1986. Revaluation increment in property and equipment was credited to a separate account under equity.

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

	<u>Tahun</u>		<u>Years</u>
Bangunan	20	Buildings	20
Offshore drilling rigs	15	Offshore drilling rigs	15
Offshore drilling pipes	4	Offshore drilling pipes	4
Mud equipment	5	Mud equipment	5
Offshore rig equipment	5	Offshore rig equipment	5
Onshore rig equipment	8	Onshore rig equipment	8
Motor vehicles	3 - 5	Motor vehicles	3 - 5
Furniture, fixtures and office equipment	3 - 5	Furniture, fixtures and office equipment	3 - 5

Land is stated at cost and is not depreciated.

The cost of maintenance and repairs is charged to operations as incurred, significant renewals and betterments including rig reconditioning 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 merupakan biaya-biaya yang berhubungan secara langsung dengan pembangunan fasilitas dan persiapan aktiva tetap dan dinyatakan sebesar biaya perolehan. Biaya-biaya tersebut termasuk biaya pinjaman yang terjadi selama masa pembangunan yang timbul dari hutang yang digunakan untuk pembangunan aktiva tersebut. Aktiva dalam penyelesaian dipindahkan ke aktiva tetap pada saat selesai dan siap digunakan.

#### k. Sewa Guna Usaha

Transaksi sewa guna usaha dikelompokkan sebagai capital lease apabila memenuhi kriteria sebagai berikut:

- 1) Penyewa guna usaha memiliki hak opsi untuk membeli aktiva yang disewa guna usaha pada akhir masa sewa guna usaha dengan harga yang telah disetujui bersama pada saat dimulainya perjanjian sewa guna usaha.
- 2) Seluruh pembayaran berkala yang dilakukan oleh penyewa guna usaha ditambah dengan nilai sisa dapat menutup pengembalian biaya perolehan barang modal yang disewa guna usaha beserta bunganya sebagai keuntungan perusahaan sewa guna usaha.
- 3) Masa sewa guna usaha minimum dua tahun.

Transaksi sewa guna usaha yang tidak memenuhi kriteria tersebut di atas dikelompokkan sebagai transaksi sewa menyewa biasa (operating lease).

Aktiva dan kewajiban sewa guna usaha dicatat sebesar nilai tunai dari seluruh pembayaran sewa guna usaha ditambah nilai sisa (harga opsi). Aktiva sewa guna usaha disusutkan dengan metode dan berdasarkan taksiran masa manfaat ekonomis yang sama dengan aktiva tetap - pemilikan langsung (lihat kebijakan akuntansi mengenai aktiva tetap - pemilikan langsung).

#### I. Biaya Eksplorasi dan Pengembangan

Anak perusahaan yang bergerak dalam bidang eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi menggunakan metode successful effort dimana semua biaya pemboran sumur eksplorasi dikapitalisasi dan dicatat sebagai biaya pengembangan dalam pelaksanaan. Apabila cadangan terbukti tersebut tidak ditemukan, maka semua biaya eksplorasi yang terakumulasi dibebankan sebagai beban periode berjalan, dan apabila sumur eksplorasi mempunyai cadangan terbukti, maka akun ini akan dipindahkan ke akun biaya pengembangan berwujud atau tidak berwujud. Sedangkan biaya-biaya diluar biaya-biaya yang dialokasikan ke sumur-sumur eksplorasi yang mempunyai cadangan terbukti diperlakukan sebagai beban pada saat transaksi.

Biaya pengembangan merupakan biaya pengembangan sumur di ladang yang memiliki cadangan terbukti, yang meliputi platforms, peralatan sumur, dan fasilitas pendukung produksi, termasuk biaya pemboran sumur kering, dikapitalisasi sebagai biaya pengembangan berwujud dan tidak berwujud.

Biaya pengembangan, baik berwujud dan tidak berwujud, disusutkan dan diamortisasi dengan menggunakan metode unit produksi berdasarkan taksiran cadangan terbukti.

Construction in progress represents costs directly associated with the construction of facilities and the preparation of property and equipment for intended use. These costs include interest during construction on debts obtained to finance the construction. Construction in progress is transferred to the respective property and equipment accounts when completed and ready for use.

#### k. Leases

Lease transactions are recorded as capital leases when the following criteria are met:

- 1) The lessee has the option to purchase the leased assets at the end of the lease term at a price mutually agreed upon at the inception of the lease agreement.
- 2) All periodic lease payments made by the lessee plus residual value shall represent a return of the cost of leased asset and interest thereon as the profit of the lessor.
- 3) Minimum lease period is two years.

Lease transactions that do not meet the above criteria are recorded as operating leases.

Leased assets and lease liabilities under the capital lease method are recorded at the present value of the total installments plus residual value (option price). Leased assets are depreciated using the same method and estimated useful lives used for directly acquired property and equipment (see accounting policy for property and equipment - direct acquisitions).

#### I. Exploration and Development Costs

Subsidiaries which are in the business of exploring and producing oil and natural gas use successful efforts method in which all expenditures incurred in the exploration and development of producing wells are capitalized and recorded as development cost under construction. However, should the efforts be determined unsuccessful, such costs are then charged against income. Conversely, these costs are transferred to capital or non-capital development costs when the exploration wells are determined to have proven reserve. Costs other than those allocated to exploration wells that have proven reserves, are charged to operation at the time of the transaction.

Development costs - Costs of development of wells (wells determined to have proven reserves), include costs of dry holes, platforms, well equipment and attendant production facilities which are capitalized as capital or non-capital cost.

Development costs, capital or non-capital, are depreciated and amortized using the unit of production method based on the estimated proven reserves.

#### **m. Biaya Emisi Saham yang Ditangguhkan**

Biaya-biaya yang terjadi sehubungan dengan emisi saham kepada masyarakat ditangguhkan dan diamortisasi dengan menggunakan metode garis lurus selama lima tahun mulai Oktober 1994.

#### **n. Pengakuan Pendapatan dan Beban**

Pendapatan dari jasa pemboran diakui pada saat jasa diberikan yang diperhitungkan berdasarkan jadwal waktu dan faktur tagihan bulanan.

Pendapatan dari produksi minyak dan gas bumi diakui pada saat minyak mentah dan gas bumi diproduksi dan disimpan. Bagian Perusahaan ditentukan atas produksi minyak dan gas bumi berdasarkan PSC dan TAC sebagai berikut :

- P.T. Exspan Sumatera, pembagian minyak dan gas bumi adalah sebagai berikut :
  - First Tranche Petroleum, yang merupakan 20% dari jumlah produksi sebelum dikurangi cost recovery, dialokasikan kepada P.T. Exspan Sumatera sebesar 27,1493% untuk minyak dan 54,2986% untuk gas. Produksi di luar First Tranche Petroleum, setelah dikurangi cost recovery dan investment credit, dan setelah disesuaikan dengan Domestic Market Obligation (DMO), dialokasikan kepada P.T. Exspan Sumatera sebesar 27,1493% untuk minyak dan 54,2986% untuk gas.
  - Nilai penggantian investment credit sebesar 16% dari nilai investasi atas fasilitas produksi minyak, dikurangkan dari jumlah produksi, sebelum dikurangi cost recovery.
  - P.T. Exspan Sumatera, terikat untuk menyertakan 25% dari 27,1493% produksi minyaknya untuk pasar domestik, yang dikenal sebagai DMO. Untuk itu P.T. Exspan Sumatera menerima US\$ 0,20 per DMO barrel untuk minyak yang diproduksi dari sumur yang telah berproduksi sebelum tanggal efektif Production Sharing Contract (PSC), dan 10% dari harga rata-rata tertimbang untuk minyak yang berasal dari sumur baru selama periode satu tahun.
  - P.T. Exspan Sumatera berhak atas cost recovery yang terdiri atas capital cost dan non capital cost.
  
- Exspan Airlimau, Inc. dan Exspan Airsenda, Inc. pembagian minyak dan gas bumi adalah sebagai berikut :
  - First Tranche Petroleum, yang merupakan 20% dari jumlah produksi sebelum dikurangi cost recovery, dialokasikan kepada Exspan Airlimau, Inc. dan Exspan Airsenda, Inc. sebesar 26,7857% untuk minyak dan 62,5% untuk gas. Produksi di luar First Tranche Petroleum, setelah dikurangi cost recovery dan investment credit, dan setelah disesuaikan dengan DMO, dialokasikan kepada Exspan Airlimau, Inc. dan Exspan Airsenda, Inc. sebesar 26,7857% untuk minyak dan 62,5% untuk gas.
  - Nilai penggantian investment credit sebesar 15,78% dari nilai investasi atas fasilitas produksi minyak, dikurangkan dari jumlah produksi, sebelum dikurangi cost recovery.
  - Exspan Airlimau, Inc. dan Exspan Airsenda, Inc., terikat untuk menyertakan 25% dari 26,7857% produksi minyaknya untuk pasar domestik. Untuk 60 bulan pertama masa produksi, dimulai pada tanggal 1 Januari 1997, per DMO barrel dinilai sebesar harga rata-rata tertimbang, dan setelah berakhir masa tersebut harga per DMO barrel dari sumur yang berproduksi sebelum dan sesudah tanggal 1 Januari 1997 masing-masing menjadi US\$ 0,20 dan 15% dari harga rata-rata tertimbang.

#### **m. Deferred Stock Issuance Cost**

Expenses incurred in connection with the issuance of the Company's shares of stock to the public are deferred and amortized over five years using the straight-line method starting October 1994.

#### **n. Revenue and Expense Recognition**

Revenues from drilling activities are recognized when services are rendered based on time sheet and monthly invoices.

Revenues from oil and gas industry are recognized based on crude oil and gas produced and stored. The Company and its subsidiaries' share in the production of oil and gas is determined based on the terms and conditions of the PSC and TAC as follows:

- P.T. Exspan Sumatera's share of crude oil and gas is calculated based on the following:
  - The First Tranche Petroleum which is equivalent to the first 20% of total production before any deduction for cost recovery is allocated to P.T. Exspan Sumatera at 27.1493% for crude oil and 54.2986% for gas. After the First Tranche Petroleum, the remaining production in excess of amounts received for prior and current years' cost recovery and investment credits, adjusted by the Domestic Market Obligation (DMO), is allocated to P.T. Exspan Sumatera at 27.1493% for crude oil and 54.2986% for gas.
  - An investment credit equivalent to 16% of total production before cost recovery is recoverable.
  - P.T. Exspan Sumatera is required to supply approximately 25% of 27.1493% of the total crude oil production to the domestic market, known as DMO. The Company will receive US\$ 0.20 per DMO barrel for crude oil produced from fields already producing at the effective date of the PSC; and 10% of the weighted average price of all crude oil produced and sold from new fields during the calendar year.
  - P.T. Exspan Sumatera is entitled to a cost recovery for its capital and non-capital costs.
  
- Exspan Airlimau, Inc. and Exspan Airsenda, Inc. share of crude oil and gas are calculated based on the following:
  - The First Tranche Petroleum which is equivalent to the first 20% of total production before any deduction for cost recovery is allocated to Exspan Airlimau, Inc. and Exspan Airsenda, Inc. at 26.7857% for crude oil and 62.5% for gas. After the First Tranche Petroleum, the remaining production in excess of the amounts received for prior and current years cost recovery and investment credits, adjusted by the DMO, is allocated to Exspan Airlimau, Inc. and Exspan Airsenda, Inc. at 26.7857% for crude oil and 62.5% for gas.
  - An investment credit equivalent to 15.78% of total production before cost recovery is recoverable.
  - Exspan Airlimau, Inc. and Exspan Airsenda, Inc. are required to supply approximately 25% of 26.7857% of the total crude oil production to the domestic market. For the first 60 months production period, starting from January 1, 1997, the fee per DMO barrel will be charged at the weighted average price of all crude oil produced. After the 60 months period, the fee per DMO barrel supplied from fields producing before and after January 1, 1997 will be US\$ 0.20 and 15% of the weighted average price, respectively.

- Exspan Airlimau, Inc. dan Exspan Airsenda, Inc. berhak atas cost recovery yang terdiri atas capital cost dan non capital cost.
- Exspan Pasemah, Inc. dan Exspan Exploration & Production Pasemah, Ltd., pembagian minyak dan gas bumi adalah sebagai berikut :
- First Tranche Petroleum, yang merupakan 15% dari jumlah produksi sebelum dikurangi cost recovery, dialokasikan kepada Exspan Pasemah, Inc. dan Exspan Exploration & Production Pasemah, Ltd. sebesar 62,5% untuk minyak dan 71,4286% untuk gas. Produksi minyak di luar First Tranche Petroleum, setelah dikurangi cost recovery, dan setelah disesuaikan dengan DMO, dialokasikan kepada Exspan Pasemah, Inc. dan Exspan Exploration & Production Pasemah, Ltd. sebesar 62,5% untuk minyak dan 71,4286% untuk gas.
  - Exspan Pasemah, Inc. dan Exspan Exploration & Production Pasemah, Ltd., terikat untuk menyertakan 25% dari 62,5% produksi minyaknya untuk pasar domestik. Untuk 60 bulan pertama masa produksi, per DMO barrel dinilai sebesar harga rata-rata tertimbang, dan setelah berakhir masa tersebut harga per DMO barrel turun menjadi 25% dari harga rata-rata tertimbang yang berlaku.
  - Exspan Pasemah, Inc. dan Exspan Exploration & Production Pasemah Ltd. berhak atas cost recovery yang terdiri atas capital cost dan non capital cost.
- P.T. Exspan Tarakan, pembagian minyak dan gas bumi adalah sebagai berikut :
- Produksi setelah dikurangi cost recovery dan investment credit, dan setelah disesuaikan dengan domestic market obligation, dialokasikan kepada P.T. Exspan Tarakan sebesar 34,0909% untuk minyak dan 68,1818% untuk gas.
  - Nilai penggantian investment credit sebesar 20% dari nilai investasi atas fasilitas produksi minyak, dikurangkan dari jumlah produksi, sebelum dikurangi cost recovery.
  - P.T. Exspan Tarakan, terikat untuk menyertakan kurang lebih 8,5% dari produksi minyaknya untuk pasar domestik. Untuk 5 tahun pertama masa produksi, per DMO barrel dinilai sebesar harga rata-rata tertimbang, dan setelah berakhir masa tersebut harga per DMO barrel menjadi US\$ 0,20.
  - P.T. Exspan Tarakan berhak atas cost recovery yang terdiri atas capital cost dan non capital cost.
- P.T. Exspan Kalimantan, pembagian minyak dan gas bumi adalah sebagai berikut :
- Produksi minyak dan gas bumi setelah dikurangi bagian non shareable, dikurangi cost recovery dan investment credit, dan setelah disesuaikan dengan DMO, dialokasikan pada P.T. Exspan Kalimantan dengan perhitungan sebagai berikut :
- Jika biaya produksi melebihi 36,54% dari porsi shareable, komponen perhitungannya adalah sebagai berikut :
- 36,54% dari porsi shareable dikurangi biaya produksi, ditambah 35% dari 63,46% porsi shareable.
  - 0,92308 dari 36,54% atas porsi shareable dikurangi biaya produksi, ditambah 35% dari 63,46% porsi shareable, dikurangi porsi DMO, ditambah jumlah yang diterima P.T. Exspan Kalimantan dari porsi DMO, atau nihil, mana yang lebih besar.
- Exspan Airlimau, Inc. and Exspan Airsenda, Inc. are entitled to a cost recovery for their capital and non-capital costs.
- Exspan Pasemah, Inc. and Exspan Exploration and Production Pasemah, Ltd.'s share of crude oil and gas are calculated based on the following:
- The First Tranche Petroleum which is equivalent to the first 15% of total production before any deduction for cost recovery is allocated to Exspan Pasemah, Inc. and Exspan Exploration and Production Pasemah, Ltd. at 62.5% for crude oil and 71.4286% for gas. After the First Tranche Petroleum, the remaining production in excess of amounts received for prior and current years' cost recovery adjusted by the DMO, is allocated to Exspan Pasemah, Inc. and Exspan Exploration and Production Pasemah, Ltd. at 62.5% for crude oil and 71.4286% for gas.
  - Exspan Pasemah, Inc. and Exspan Exploration and Production Pasemah, Ltd. are required to supply approximately 25% of 62.5% of the total crude oil production to the domestic market. For the first 60 months production period, the fee per DMO barrel will be charged at the weighted average price of all crude oil produced. After the 60 months period, the fee per DMO barrel will be decreased to 25% of the weighted average price.
  - Exspan Pasemah, Inc. and Exspan Exploration and Production Pasemah, Ltd. are entitled to a cost recovery for their capital and non-capital costs.
- P.T. Exspan Tarakan's share of crude oil and gas is calculated based on the following:
- Production after any deduction for cost recovery and investment credits, adjusted by DMO, is allocated to P.T. Exspan Tarakan at 34.0909% for crude oil and 68.1818% for gas.
  - An investment credit equivalent to 20% of total production before cost recovery is recoverable.
  - P.T. Exspan Tarakan is required to supply approximately 8.5% of the total crude oil production to the domestic market. For the first 5 years production period, the fee per DMO barrel will be charged at the weighted average price of crude oil produced. After the 5 years period, the fee per DMO barrel will be US\$ 0.20.
  - P.T. Exspan Tarakan is entitled to a cost recovery for its capital and non-capital costs.
- P.T. Exspan Kalimantan's share of crude oil and gas is calculated based on the following:
- Crude oil production in excess of non-shareable crude oil, less amounts received for prior and current years' cost recovery and investment credits, adjusted by DMO, is allocated to P.T. Exspan Kalimantan using the following calculation:
- If operating costs exceed 36.54% of shareable crude oil, P.T. Exspan Kalimantan shall be entitled to take and receive:
- 36.54% of shareable crude less operating cost, plus 35% of 63.46% of shareable crude oil.
  - 0.92308 multiplied by the sum of 36.54% of shareable crude oil less operating cost, plus 35% of 63.46% of shareable crude oil, less the portion of DMO, plus amount received by P.T. Exspan Kalimantan from the portion of DMO.

Jika biaya produksi sama dengan atau kurang dari 36,54% dari porsi shareable, komponen perhitungannya adalah sebagai berikut :

- 35% dari porsi shareable dikurangi 35% biaya produksi.
- 0,92308 dari 35% porsi shareable dikurangi 35% biaya produksi, dikurangi porsi DMO, dan ditambah jumlah yang diterima P.T. Exspan Kalimantan dari porsi DMO.

- Nilai penggantian sebesar 17% dari nilai investasi atas fasilitas produksi minyak, dikurangkan dari jumlah produksi, sebelum dikurangi cost recovery.
- P.T. Exspan Kalimantan, terikat untuk menyertakan kurang lebih 8,75% dari produksi minyaknya untuk pasar domestik, yang dikenal sebagai DMO. Untuk itu selama 5 tahun, P.T. Exspan Kalimantan menerima sebesar harga rata-rata tertimbang per barrel minyak yang diproduksi dari sumur baru dan new secondary recovery project. Setelah berakhir masa tersebut P.T. Exspan Kalimantan akan menerima US\$ 0,20 per DMO barrel.
- P.T. Exspan Kalimantan berhak atas cost recovery yang terdiri atas capital cost dan non capital cost.

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

Beban diakui sesuai dengan manfaatnya pada periode yang bersangkutan (accrual basis).

#### **o. Pajak Penghasilan**

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

##### **Pajak Penghasilan Final dan Pajak Dividen**

Pajak penghasilan badan anak-anak perusahaan yang bergerak dalam bidang eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi, dihitung berdasarkan Kontrak Kerja Bagi Hasil sebesar 35%, kecuali untuk Exspan Airsenda Inc. serta Exspan Airlimau Inc. sebesar 30%, masing-masing dari laba atas seluruh penerimaan minyak dan gas bumi setelah dikurangi biaya. Pajak dividen ditetapkan sebesar 20%, kecuali P.T. Exspan Sumatera sebesar 15% dan P.T. Exspan Tarakan sebesar 13% dari laba bersih setelah dikurangi pajak perseroan. Untuk Kontrak Kerja Bantuan Teknis, pajak penghasilan badan dihitung sebesar 35% dari laba atas seluruh penerimaan minyak dan gas bumi setelah dikurangi biaya produksi di luar biaya bunga. Pajak dividen ditetapkan sebesar 13% dari laba bersih setelah dikurangi pajak perseroan.

Perbedaan antara nilai terbawa aktiva dan kewajiban dalam laporan keuangan dan berdasarkan basis pajak final tidak diakui sebagai aktiva atau kewajiban pajak tangguhan.

Biaya pajak penghasilan final diakui secara proporsional berdasarkan pendapatan yang diakui dalam periode berjalan.

Perbedaan antara pembayaran pajak penghasilan final dan pajak final dalam laporan laba rugi konsolidasi diakui sebagai pajak dibayar dimuka atau hutang pajak.

If operating costs are equal to or less than 36.54% of shareable crude oil, P.T. Exspan Kalimantan shall be entitled to take and receive:

- 35% of shareable crude oil less 35% of operating costs.
- 0.92308 multiplied by the sum of 35% of shareable crude oil less 35% of operating costs, less the portion of DMO, plus amount received by P.T. Exspan Kalimantan from the portion of DMO.

- An investment credit equivalent to 17% of total production before cost recovery is recoverable.
- P.T. Exspan Kalimantan is required to supply approximately 8.75% of the total crude oil produced to the domestic market. For a period of 5 calendar years, the fee per DMO barrel from each new field and new secondary recovery projects will be charged at the weighted average price of crude oil produced. Subsequent to the 5 calendar years, the fee per DMO barrel to be received by P.T. Exspan Kalimantan will be US\$ 0.20.
- P.T. Exspan Kalimantan is entitled to a cost recovery for its capital and non-capital costs.

Revenues from sales of methanol are recognized when goods are delivered to the customer.

Expenses are recognized when incurred (accrual basis).

#### **o. Income Tax**

Income tax is determined in accordance with Statement of Financial Accounting Standards No. 46, "Accounting for Income Taxes".

##### **Final Income Tax and Dividend Tax**

Subsidiaries involved in the oil and gas industry are subject to a final tax rate of 35% as stated in the Production Sharing Contract, except for Exspan Airsenda, Inc. and Exspan Airlimau, Inc. which use 30% based on net income, after deducting all production and operating expenditures from gross oil revenues. Dividend tax is computed using 20% tax rate, except for P.T. Exspan Sumatera which uses 15% and P.T. Exspan Tarakan which uses 13% based on the taxable income after corporate income tax. For the Technical Assistance Contract, corporate income tax is computed at 35% based on net profit, after deducting all production and operating expenditures, excluding interest expense, from gross oil revenue. Dividend tax is also computed using 13% based on the net income after corporate income tax.

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.

Final income tax expense is recognized in proportion to income recognized in the current period.

The difference between the final income tax paid and the final tax expense in the consolidated statements of income is recognized as prepaid tax or tax payable.

#### Pajak Penghasilan Tidak Final

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

Aktiva dan kewajiban pajak tangguhan diakui atas konsekuensi pajak periode mendatang yang timbul dari perbedaan jumlah tercatat aktiva dan kewajiban menurut laporan keuangan dengan dasar pengenaan pajak aktiva dan kewajiban. Kewajiban pajak tangguhan diakui untuk semua perbedaan temporer kena pajak dan aktiva pajak tangguhan diakui untuk perbedaan temporer yang boleh dikurangkan, sepanjang besar kemungkinan dapat dimanfaatkan untuk mengurangi laba kena pajak pada masa datang. Aktiva dan kewajiban pajak tangguhan tidak diakui atas dasar perbedaan temporer yang timbul dari goodwill (goodwill negatif) atau pada saat pengakuan awal aktiva dan kewajiban dari suatu transaksi yang bukan penggabungan usaha yang tidak mempengaruhi baik laba akuntansi maupun laba (rugi) fiskal.

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 pajak tangguhan yang dibebankan atau dikreditkan langsung ke ekuitas.

Aktiva dan kewajiban pajak tangguhan disajikan di neraca atas dasar kompensasi sesuai dengan penyajian aktiva dan kewajiban pajak kini.

#### p. Laba Per Saham

Laba per saham dihitung dengan membagi laba bersih dengan jumlah rata-rata tertimbang saham yang beredar pada tahun yang bersangkutan.

Tidak terdapat laba per saham dilusian di dalam laporan keuangan sehingga tidak ada potensi saham biasa yang dilutif.

#### q. Instrumen Derivatif

Untuk transaksi valuta berjangka yang dilakukan untuk tujuan hedging (lindung nilai), selisih kurs tunai dan kurs masa depan dicatat sebagai diskonto atau premi yang diamortisasi sesuai dengan jangka waktu kontrak tersebut. Pada tanggal neraca, laba atau rugi kurs yang timbul dari penjabaran piutang atau hutang berjangka dalam mata uang asing diakui sebagai beban tahun berjalan. Dalam neraca, piutang dan hutang berjangka serta diskonto atau premi yang belum diamortisasi disajikan secara neto sebagai aktiva atau hutang lain-lain.

#### r. Informasi Segmen

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

Segmen usaha adalah komponen yang dapat dibedakan (distinguishable components) 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.

#### Non-final Income Tax

Current tax expense is determined based on the taxable income for the year computed using prevailing tax rates.

Deferred tax assets and liabilities are recognized for the future tax consequences attributable to differences between the financial statement carrying amounts of existing assets and liabilities and their respective tax bases. Deferred tax liabilities are recognized for all taxable temporary differences and deferred tax assets are recognized for deductible temporary differences to the extent that it is probable that taxable income will be available in future periods against which the deductible temporary differences can be utilized. Deferred tax assets and liabilities are not recognized if the temporary differences arise from goodwill or negative goodwill, or from the initial recognition of an asset and liability in a transaction, other than in a business combination, that affect neither accounting income nor taxable income (fiscal loss).

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 when it relates to items charged or credited directly to equity, in which case the deferred tax is also charged or credited directly to equity.

Deferred tax assets and liabilities are offset in the balance sheet in the same manner as the current tax assets and liabilities are presented.

#### p. Earnings per Share

Earnings per share (EPS) is computed by dividing net income by the weighted average number of shares outstanding during the year.

Diluted EPS was not presented in the financial statement as there was no dilutive potential ordinary shares.

#### q. Derivative Instrument

For currency swap transactions, the difference between the spot rate and the swap rate is recorded as discount or premium and amortized over the term of the swap contract. Gain or loss from translation of the foreign currency swap receivable or payable at balance sheet date is reflected in the current operations. The swap receivable and payable and the unamortized discount or premium are presented at net amount as other swap receivable or payable in the balance sheets.

#### r. 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 products or services that are different from those of other business segments, primarily to customers outside the Company or its subsidiaries.

#### 4. KAS DAN SETARA KAS

#### 4. CASH AND CASH EQUIVALENTS

	1999 Rp'000	1998 Rp'000	
Kas dan bank	73,979,865	71,987,962	Cash on hand and in banks
Deposito berjangka	93,718,534	50,949,925	Time deposits
Jumlah	<u>167,698,399</u>	<u>122,937,887</u>	Total
Tingkat bunga deposito berjangka per tahun			Interest rates per annum on time deposits
Rupiah	10,25% - 26%	27,5% - 49%	Rupiah
US Dollar	3% - 10%	13% - 15%	US Dollar

#### 5. INVESTASI SEMENTARA

#### 5. TEMPORARY INVESTMENTS

	1999 Rp'000	1998 Rp'000	
Deposito berjangka pada			Time Deposits
Citibank - US Dollar	3,819,800	-	Citibank - US Dollar
Fuji Bank - US Dollar	3,166,600	-	Fuji Bank - US Dollar
Bank Niaga - US Dollar	3,049,911	5,194,407	Bank Niaga - US Dollar
PT Bank Mandiri (Persero) - Rupiah	250,000	-	PT Bank Mandiri (Persero) - Rupiah
Jumlah	<u>10,286,311</u>	<u>5,194,407</u>	Total
Tingkat bunga deposito berjangka per tahun			Interest rates per annum
Rupiah	10% - 26%	-	Rupiah
US Dollar	3% - 10%	13% - 16%	US Dollar

Deposito berjangka pada Bank Niaga dan P.T. Bank Mandiri (Persero) dijaminkan sehubungan dengan penerbitan bank garansi (performance bond dan bid bond) untuk kepentingan pelanggan.

Time deposits in Bank Niaga and P.T. Bank Mandiri (Persero) are used as collateral in relation to the issuance of performance bond and bid bond for the customer.

#### 6. PIUTANG USAHA PADA PIHAK KETIGA

#### 6. TRADE ACCOUNTS RECEIVABLE FROM THIRD PARTIES

	1999 Rp'000	1998 Rp'000	
Pertamina	429,080,256	244,842,175	Pertamina
Total Indonesia	24,011,480	55,442,645	Total Indonesia
P.T. Multi Impreza Pratama	11,369,684	989,229	P.T. Multi Impreza Pratama
P.T. Unitrada Komitama	10,233,589	-	P.T. Unitrada Komitama
CJP International Pte.,Ltd.	8,550,832	-	CJP International Pte.,Ltd.
Total Sirri Dubai	7,947,849	-	Total Sirri Dubai
Bendal Ltd.	7,330,777	-	Bendal Ltd.
VICO Indonesia	6,799,198	11,957,169	VICO Indonesia
Kodeco Energy	6,444,803	-	Kodeco Energy
Nitracom Inter Ltd.	5,158,224	-	Nitracom Inter Ltd.
Gulf Indonesia Resources Limited	2,004,388	23,874,232	Gulf Indonesia Resources Limited
Santos Pty, Ltd	1,680,672	-	Santos Pty, Ltd
Lasmo Runtu Limited	1,499,342	1,694,679	Lasmo Runtu Limited
Caltex Pacific Indonesia	1,341,900	-	Caltex Pacific Indonesia
Inpex Rabe Timor Sea, Ltd.	845,000	-	Inpex Rabe Timor Sea, Ltd
Mobil Oil Indonesia	140,111	8,927,448	Mobil Oil Indonesia
Amerada Hess Limited	103,838	1,944,056	Amerada Hess Limited
British Gas Exploration and Production Limited	-	565,650	British Gas Exploration and Production Limited
Kufpec (Indonesia) Limited	-	5,601,285	Kufpec (Indonesia) Limited
P.T. Panca Metta	-	20,202,407	P.T. Panca Metta
Mandala Nusantara Limited	-	6,057,801	Mandala Nusantara Limited
Interchem 2000 Asia (Pte.) Ltd.	-	4,875,730	Interchem 2000 Asia (Pte.) Ltd.
Tolson Asia (Pte.) Ltd.	-	1,610,236	Tolson Asia (Pte.) Ltd.
Lain-lain	<u>400,679</u>	-	Others
Jumlah	<u>524,942,622</u>	<u>388,584,742</u>	Total
Penyisihan piutang ragu-ragu	<u>(1,437,563)</u>	<u>(1,437,563)</u>	Allowance for doubtful accounts
Jumlah	<u>523,505,059</u>	<u>387,147,179</u>	Total
Mutasi penyisihan piutang ragu-ragu			Changes in the allowance for doubtful accounts
Saldo awal	1,437,563	-	Beginning balance
Penambahan	4,365,723	1,437,563	Additions
Pengurangan	<u>(4,365,723)</u>	-	Deductions
Saldo akhir	<u>1,437,563</u>	<u>1,437,563</u>	Ending balance

Manajemen berkeyakinan bahwa penyisihan piutang ragu-ragu adalah cukup untuk menutup kerugian yang mungkin timbul akibat tidak tertagihnya piutang.

Pada tanggal 31 Desember 1999, piutang usaha yang berasal dari penggunaan peralatan pemboran darat No. 2,5,6,9, peralatan pemboran lepas pantai Raniworo - 201, Maera 101 dan Raisis 102 yang berjumlah lebih kurang 4,57% dari seluruh piutang usaha, dijaminkan sehubungan dengan fasilitas pinjaman yang diperoleh Perusahaan dan anak perusahaan (Catatan 21,22 dan 23).

## 7. PERSEDIAAN

	1999 Rp'000	1998 Rp'000	
Suku cadang, perlengkapan sumur dan lainnya	148,888,264	169,230,093	Spareparts, well supplies and others
Barang dalam perjalanan	7,111,244	10,130,192	Materials in-transit
Methanol	<u>1,330,179</u>	<u>21,905,685</u>	Methanol
Jumlah	<u>157,329,687</u>	<u>201,265,970</u>	Total

Pada tanggal 31 Desember 1999, persediaan dan aktiva tetap telah diasuransikan kepada P.T. AIU Indonesia, Bancbali Nippon dan Visi Bersama Serantau dengan jumlah pertanggungan sebesar Rp 1.705.000 ribu dan US\$ 136.304.000 (Catatan 11). Manajemen berpendapat bahwa nilai pertanggungan tersebut cukup untuk menutup kemungkinan kerugian atas aktiva yang dipertanggungkan.

Management believes that the allowance for doubtful accounts is adequate to cover possible losses on uncollectible trade accounts receivable.

At December 31, 1999, accounts receivable generated by drilling rigs No. 2, 5, 6, 9, Jack - Up Rig Raniworo - 201, Maera 101 and Raisis 102, constituting about 4.57% of total accounts receivable were used as collateral for the Company and its subsidiaries' borrowing facilities (Notes 21, 22 and 23).

## 7. INVENTORIES

## 8. PAJAK DIBAYAR DI MUKA

	1999 Rp'000	1998 Rp'000	
Perusahaan			The Company
Pajak penghasilan badan lebih bayar (Catatan 35)	5,360,551	4,875,382	Corporate income tax overpayments (Note 35)
Anak Perusahaan			Subsidiaries
Pajak pertambahan nilai	17,034,769	22,667,416	Value added tax
Pajak penghasilan badan lebih bayar	<u>7,062,317</u>	<u>5,258,273</u>	Corporate income tax overpayments
Jumlah	<u>24,097,086</u>	<u>27,925,689</u>	Total
Jumlah	<u>29,457,637</u>	<u>32,801,071</u>	Total

## 9. PIUTANG PADA PIHAK YANG MEMPUNYAI HUBUNGAN ISTIMEWA

## 9. ACCOUNTS RECEIVABLE FROM RELATED PARTIES

	1999 Rp'000	1998 Rp'000	
Medco Central Asia, Ltd.	426,839,779	-	Medco Central Asia, Ltd.
P.T. Meta Epsi Duta Corporation	246,598,341	232,044,524	P.T. Meta Epsi Duta Corporation
P.T. Meta Epsi Intidinamika Corporation	54,589,771	54,027,268	P.T. Meta Epsi Intidinamika Corporation
Lain-lain	<u>93,083</u>	<u>522,576</u>	Others
Jumlah	<u>728,120,974</u>	<u>286,594,368</u>	Total
Penyisihan piutang ragu-ragu	<u>(144,609,009)</u>	<u>-</u>	Allowance for doubtful accounts
Jumlah	<u>583,511,965</u>	<u>286,594,368</u>	Total

Sesuai dengan Keputusan Ketua Bapepam No. KEP-84/PM/1996 piutang pada pihak yang mempunyai hubungan istimewa ini bisa ditafsirkan sebagai transaksi yang mempunyai benturan kepentingan yang harus memperoleh persetujuan dari Pemegang Saham Independen. Oleh karena itu, manajemen merencanakan Rapat Umum Pemegang Saham Independen Luar Biasa untuk mendapat persetujuan untuk pembayaran piutang yang timbul dari transaksi tersebut.

Based on the Decree of the Chairman of the Capital Market Supervisory Board No. KEP-84/PM/1996, the above receivable from related party transactions require approval from independent stockholders as these transactions may be construed to have arisen due to a conflict of interest among the Company and its related parties. In this regard, the management plans to call an Extraordinary Meeting of the Independent Stockholders in the future to obtain their approval on these transactions and decide on the terms of payment of these receivables.

Piutang kepada Medco Central Asia Ltd. (MCA) merupakan reklasifikasi dari perkiraan "setoran jaminan" dari periode sebelumnya. Setoran jaminan kepada Medco Central Asia Ltd (MCA) merupakan uang muka jaminan dalam rangka perolehan hak pengoperasian JSC-Mangistaumunaigaz (JSC-M) dengan penjelasan sebagai berikut :

- a. 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.
- b. Perusahaan dan MCA, perusahaan yang mempunyai hubungan istimewa, telah menandatangani Memorandum of Understanding (MOU) pada tanggal 12 Mei 1997 dimana Perusahaan akan bertindak sebagai operator atas kegiatan JSC-M tersebut. Untuk keperluan ini, Perusahaan harus membayar uang muka maksimum sebesar US\$ 150.000.000 apabila cadangan minyak terbukti berjumlah sekitar 1.300 juta barrel. Uang muka tersebut berikut dengan perhitungan bunganya akan dikembalikan kepada Perusahaan apabila Perusahaan tidak ditunjuk sebagai operator atas kegiatan JSC-M tersebut.

MOU tersebut berlaku sampai dengan 12 Nopember 1999 dan tidak diperpanjang lagi. Mengingat krisis yang terjadi di Asia Tengah, MCA menyatakan bahwa mereka sedang melakukan restrukturisasi hutang dengan para kreditur dan sekaligus sedang berusaha untuk menjual sebagian atau seluruh saham-saham yang belum beredar termasuk hak atas pengoperasian JSC-M. Hasil bersih penjualan ini akan dipergunakan untuk mengembalikan kewajiban hutang-hutangnya termasuk mengembalikan setoran jaminan tersebut di atas.

Kolektibilitas dari piutang ini tergantung dari hasil penjualan saham-saham yang belum beredar dan hak atas pengoperasian kepada pihak ketiga. Atas dasar prinsip kehati-hatian, Perusahaan mencadangkan 20% dari jumlah sisa perkiraan piutang ini pada tanggal 31 Desember 1999 sebesar Rp 222.687 ribu dan US\$ 11.992.291 sebagai piutang ragu-ragu. Kolektibilitas piutang ini sangat tergantung pada keberhasilan MCA untuk menjual saham-saham dan hak pengoperasian atas JCS-M tersebut di atas.

Pada tanggal 13 Maret 2000, Perusahaan menerima pembayaran sisa piutang kepada MCA di atas sebesar US\$ 2.000.000 atau Rp 14.830.000 ribu melalui transfer Seri A Notes yang diterbitkan Medco B.V., anak perusahaan yang seluruh sahamnya dimiliki oleh Perusahaan, kepada Perusahaan pada nilai nominal.

Piutang kepada P.T. Meta Epsi Duta Corporation (DUTA) dan P.T. Meta Epsi Inti Dinamika (INTI) tersebut merupakan pinjaman yang diberikan oleh Perusahaan dan tagihan bunga yang berasal dari transaksi hubungan rekening koran dengan tingkat bunga 18% per tahun untuk Rupiah dan 12% per tahun untuk US Dollar (Catatan 37). Mengingat krisis ekonomi yang berkepanjangan, DUTA dan INTI setuju untuk melakukan restrukturisasi hutang-hutangnya dengan para kreditur termasuk kepada Badan Penyehatan Perbankan Nasional (BPPN). Perusahaan-perusahaan tersebut juga mengajukan usulan yang sama kepada Perusahaan.

Meskipun Perusahaan masih yakin bahwa piutang intercompany ini dapat tertagih namun demikian berdasarkan prinsip kehati-hatian manajemen, Perusahaan membentuk penyisihan piutang ragu-ragu masing-masing sebesar 20% dari saldo hutang DUTA dan INTI masing-masing yaitu sebesar Rp 49.319.668 ribu dan Rp 9.921.385 ribu.

Pada tanggal 13 Maret 2000 DUTA dan INTI membayar masing-masing sebesar US\$ 750.000 dan US\$ 250.000 dengan cara menyerahkan wesel bayar Seri A (Catatan 41 dan 42) dengan nilai yang sama.

Receivable from Medco Central Asia Ltd. (MCA) is a reclassification of "security deposit" account in the previous year. This security deposit represents deposit paid to Medco Central Asia (MCA) to secure the right to operate JSC-Mangistaumunaigaz (JSC-M) described as follows :

- a. 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.
- b. The Company and MCA, a related party, signed a Memorandum of Understanding(MOU) on May 12, 1997 whereby the Company would be nominated as the operator of JSC-M operation. Under the MOU, the Company shall make an advance payment with a maximum amount of US\$ 150,000,000 if the proven oil reserves reached approximately 1,300 million barrels. Should the Company not be nominated as the operator of JSC-M operation, the advance payment along with the interest shall be refunded.

The MOU was valid until November 12, 1999 and was not extended. Due to the crisis in the Central Asia, MCA declared that it is still in the process of restructuring of its debts and is trying to sell part of or all of its unissued shares including the right to operate JSC-M. The net proceeds from the sale will be used to settle its obligation including the refund of security deposit above.

The collectibility of the receivables depends upon the favorable outcome of the sale of unissued shares and the operational rights of MCA to third parties. However, as a matter of prudence, the Company provided an allowance for doubtful accounts equivalent to 20% of its receivables as of December 31, 1999 which amounted to Rp 222,687 thousand and US\$ 11,992,291. The collectibility of these receivables depend on whether MCA is able to sell its shares and its right to operate JSC-M.

On March 13, 2000 the Company received US\$ 2,000,000 or Rp 14,830,000 thousand as partial payment of its receivable from MCA through the purchased by MCA Series A notes issued by Medco B.V., a subsidiary wholly owned by the Company. Such notes were transferred to the Company at face value equivalent to the amount of debt settlement.

Receivables from P.T. Meta Epsi Duta Corporation (DUTA) and P.T. Meta Epsi Intidinamika (INTI) represent unsecured loans and interest accrued on non-current account transaction. The interest rate is 12% per annum for US Dollar transaction and 18% per annum for Rupiah transaction (Note 37). Due to continuing economic crisis, DUTA and INTI have been negotiating to restructure their debts with their creditors which included Indonesian Bank Restructuring Agency (IBRA). These related parties also proposed to restructure the advances from the Company.

The Company believes that the receivables from related parties are collectible. However, as a matter of prudence, the Company provided an allowance for doubtful accounts equivalent to 20% of the balance of the receivables, which amounted to Rp 49,319,668 thousand and Rp 9,921,385 thousand, respectively.

On March 13, 2000, DUTA and INTI paid US\$ 750,000 and US\$ 250,000, respectively, as partial settlement of advances from the Company at fair value equivalent to the amount of debt through return of Series A Notes (Notes 41 and 42).

## 10. REKENING BANK YANG DIBATASI PENGGUNAANNYA

Akun ini merupakan dana yang ditempatkan dalam bentuk rekening escrow dalam rangka memenuhi syarat-syarat perjanjian kredit masing-masing dengan N.V. Marubeni Benelux SA, Belgia dan Nissho Iwai Corporation (Catatan 22 dan 23) dengan rincian sebagai berikut :

	1999	1998
	Rp'000	Rp'000
The Bank of Tokyo - Mitsubishi, Ltd., Hong Kong - US\$	3,408,000	8,725,727
The Fuji Bank Limited, Singapore - US\$	-	12,312,653
Jumlah	<b>3,408,000</b>	<b>21,038,380</b>

## 10. RESTRICTED CASH IN BANKS

This account represents placement of cash collateral in escrow accounts as required under the loan agreements with N.V. Marubeni Benelux SA, Belgium and Nissho Iwai Corporation (Notes 22 and 23) with details as follows:

## 11. AKTIVA TETAP

## 11. PROPERTY AND EQUIPMENT

	1 Januari 1999	Penurunan nilai aktiva Impairment	Penambahan Additions	Pengurangan Deductions	Reklasifikasi Reclassifications	31 Desember 1999	
	Rp'000	Rp'000	Rp'000	Rp'000	Rp'000	Rp'000	
Biaya perolehan							Cost
Pemilikan langsung							Direct acquisitions
Hak atas tanah	3,992,362	-	-	-	-	3,992,362	Landrights
Bangunan	3,030,538	-	1,582,082	-	693,245	5,305,865	Buildings
Peralatan dan perlengkapan							Onshore and offshore drilling
pemboran	594,730,371	(47,752,105)	7,427,856	234,850	9,685,772	563,857,044	rigs and equipment
Kendaraan bermotor	33,767,841	-	12,611,264	791,600	-	45,587,505	Motor vehicles
Peralatan kantor dan lainnya	35,598,105	-	1,985,105	-	-	37,583,210	Office and other equipment
Aktiva sewa guna usaha							Leased assets
Kendaraan bermotor	493,600	-	-	-	-	493,600	Motor vehicles
Aktiva dalam penyelesaian	9,053,325	-	12,289,908	-	(10,379,017)	10,964,216	Construction in progress
Jumlah	<b>680,666,142</b>	<b>(47,752,105)</b>	<b>35,896,215</b>	<b>1,026,450</b>	<b>-</b>	<b>667,783,802</b>	Total
Akumulasi penyusutan							Accumulated depreciation
Pemilikan langsung							Direct acquisitions
Bangunan	28,880	-	228,767	-	-	257,647	Buildings
Peralatan dan perlengkapan							Onshore and offshore drilling
pemboran	174,967,311	-	49,969,303	219,504	-	224,717,110	rigs and equipment
Kendaraan bermotor	9,536,354	-	8,017,617	472,345	-	17,081,626	Motor vehicles
Peralatan kantor dan lainnya	10,461,452	-	6,723,724	-	-	17,185,176	Office and other equipment
Aktiva sewa guna usaha							Leased assets
Kendaraan bermotor	370,367	-	246,466	-	-	616,833	Motor vehicles
Jumlah	<b>195,364,364</b>	<b>-</b>	<b>65,185,877</b>	<b>691,849</b>	<b>-</b>	<b>259,858,392</b>	Total
Jumlah Tercatat	<b>485,301,778</b>					<b>407,925,410</b>	Net Book Value

	1 Januari 1998	Kapitalisasi selisih kurs Capitalization of loss on foreign exchange	Penambahan Addition	Pengurangan Deduction	Reklasifikasi Reclassification	31 Desember 1998
	Rp'000	Rp'000	Rp'000	Rp'000	Rp'000	Rp'000
Biaya perolehan Pemilikan langsung						Cost Direct acquisitions
Hak atas tanah	432,443	-	3,687,359	127,440	-	3,992,362 Landrights
Bangunan	240,097	-	2,926,161	135,720	-	3,030,538 Buildings
Peralatan dan perlengkapan pemboran	413,795,462	122,034,817	55,183,687	18,048	3,734,453	594,730,37 Onshore and offshore drilling rigs and equipment
Kendaraan bermotor	17,393,478	-	17,242,900	868,537	-	33,767,841 Motor vehicles
Peralatan kantor dan lainnya	23,016,503	-	14,457,010	1,875,408	-	35,598,105 Office and other equipment
Aktiva sewa guna usaha						Leased assets
Kendaraan bermotor	651,802	-	-	158,202	-	493,600 Motor vehicles
Aktiva dalam penyelesaian	10,176,709	-	2,611,069	-	(3,734,453)	9,053,325 Construction in progress
Jumlah	<u>465,706,494</u>	<u>122,034,817</u>	<u>96,108,186</u>	<u>3,183,355</u>	<u>-</u>	<u>680,666,142</u> Total
Akumulasi penyusutan Pemilikan langsung						Accumulated depreciation Direct acquisitions
Bangunan	14,135	-	17,572	2,827	-	28,880 Buildings
Peralatan dan perlengkapan rigs and equipment	124,610,854	-	50,374,505	18,048	-	174,967,311 Onshore and offshore drilling rigs and equipment
Kendaraan bermotor	6,793,193	-	3,270,603	527,442	-	9,536,354 Motor vehicles
Peralatan kantor dan lainnya	5,009,482	-	5,970,548	518,578	-	10,461,452 Office and other equipment
Aktiva sewa guna usaha						Leased assets
Kendaraan bermotor	266,050	-	237,696	133,379	-	370,367 Motor vehicles
Jumlah	<u>136,693,714</u>	<u>-</u>	<u>59,870,924</u>	<u>1,200,274</u>	<u>-</u>	<u>195,364,364</u> Total
Jumlah Tercatat	<u>329,012,780</u>					<u>485,301,778</u> Net Book Value

Beban penyusutan berjumlah Rp 65.185.877 ribu dan Rp 59.870.924 ribu masing-masing untuk tahun-tahun 1999 dan 1998.

Pada tahun 1998, kerugian selisih kurs dikapitalisasi ke aktiva tetap sebesar Rp 122.034.817 ribu. Pada tahun 1999, Perusahaan menurunkan nilai aktivanya sebesar Rp 47.752.105 ribu sehubungan dengan menurunnya nilai tukar mata uang asing terhadap Rupiah dalam periode tersebut.

Perusahaan dan anak perusahaan memiliki beberapa bidang tanah yang terletak di Pondok Pinang, Jakarta dengan hak legal berupa Hak Guna Bangunan (HGB) yang berjangka waktu 20 tahun yang akan jatuh tempo pada tanggal 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.

Beberapa peralatan dan perlengkapan pemboran dijadikan jaminan sehubungan dengan fasilitas kredit yang diperoleh dari beberapa bank, lembaga keuangan bukan bank dan kepada pihak ketiga (Catatan 21, 22 dan 23).

Pada tanggal 31 Desember 1999, aktiva tetap termasuk persediaan telah diasuransikan dengan jumlah pertanggungan sebesar Rp 1.705.000 ribu dan US\$ 136.304.000 (Catatan 7). Manajemen berpendapat bahwa nilai pertanggungan tersebut cukup untuk menutup kemungkinan kerugian yang terjadi atas aktiva yang dipertanggungkan.

Depreciation charged to operations amounted to Rp 65,185,877 thousand and Rp 59,870,924 thousand for 1999 and 1998, respectively.

In 1998, foreign exchange losses capitalized to property and equipment amounted to Rp 122,034,817 thousand. In 1999, the Company recorded an impairment in value of the said asset amounting to Rp 47,752,105 thousand due to the weakening of foreign currency exchange rates against Rupiah for the period.

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.

Certain onshore and offshore drilling rigs and equipment are used as collateral for the loans obtained from several banks, non-bank financial institutions and third parties (Notes 21, 22 and 23).

At December 31, 1999, property and equipment including inventories were insured for a sum of Rp 1,705,000 thousand and US\$ 136,304,000 (Note 7). The management believes that the insurance coverage is adequate to cover possible losses on the assets insured.

## 12. BIAYA PENGEMBANGAN

## 12. DEVELOPMENT COSTS

	1999 Rp'000	1998 Rp'000	
<b>Berwujud</b>			<b>Capital costs</b>
Perlengkapan pemboran, sumur dan fasilitas	1,132,417,817	567,637,196	Drilling equipment, wells and facilities
Kendaraan, bangunan dan perlengkapan kantor	51,160,513	148,366	Motor vehicles, buildings and office equipment
Penyesuaian nilai wajar	<u>347,099,980</u>	<u>414,135,638</u>	Fair value adjustments
Jumlah	<u>1,530,678,310</u>	<u>981,921,200</u>	Total
<b>Tidak berwujud</b>			<b>Non-capital costs</b>
Biaya eksplorasi dan pengembangan	311,927,540	719,559,129	Exploration and intangible development costs
Jumlah	<u>1,842,605,850</u>	<u>1,701,480,329</u>	Total
Akumulasi penyusutan dan amortisasi	(489,750,170)	(439,057,793)	Less accumulated depreciation and amortization
Jumlah Tercatat	<u>1,352,855,680</u>	<u>1,262,422,536</u>	Net book value

Jumlah di atas tidak termasuk biaya pengembangan yang dimiliki P.T. Exspan Sumatera sejumlah US\$ 123.872.560 dan P.T. Exspan Kalimantan sejumlah US\$ 32.447.199 yang sepenuhnya telah disusutkan.

Penyesuaian nilai wajar merupakan selisih lebih harga perolehan investasi saham di atas nilai wajar aktiva bersih P.T. Exspan Sumatera (d/h P.T. Stanvac Indonesia) pada saat diakuisisi (Catatan 3b).

Pada tahun 1998, Perusahaan telah mengkapitalisasi rugi selisih kurs sebesar Rp 145.254.713 ribu yang timbul dari kewajiban dalam valuta asing yang digunakan untuk pembiayaan akuisisi tersebut. Pada tahun 1999, Perusahaan menurunkan nilai aktivanya sebesar Rp 67.035.658 ribu sehubungan dengan menurunnya nilai tukar mata uang asing terhadap Rupiah dalam periode tersebut.

### Estimasi Cadangan (Unaudited)

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.

Estimasi cadangan minyak dan gas bumi di wilayah kerja Sumatera, Kalimantan dan Tarakan (unaudited) adalah sebagai berikut :

### Proven Developed, Undeveloped and Probable Reserve

	Minyak Oil		Gas Gas	
	Dalam ribu barrel of barrels	In thousands	Dalam juta kaki kubik of cubic feet	In million
Saldo 31 Desember 1997	170,661		891,129	Balance as of December 31, 1997
Revisi atas estimasi sebelumnya	49,225		38,585	Revision to previous estimate
Produksi selama tahun 1998	(11,804)		(37,959)	Production during the year 1998
Saldo 31 Desember 1998	208,082		891,755	Balance as of December 31, 1998
Revisi atas estimasi sebelumnya	42,025		(68,832)	Revision to previous estimate
Produksi selama tahun 1999	(15,707)		(32,249)	Production during the year 1999
Saldo 31 Desember 1999	<u>234,400</u>		<u>790,674</u>	Balance as of December 31, 1999

The above amounts do not include fully depreciated development costs belonging to P.T. Exspan Sumatera amounting to US\$ 123,872,560 and P.T. Exspan Kalimantan amounting to US\$ 32,447,199.

Fair value adjustments represent the excess of cost of investment in shares of stock over the fair market value of the net assets of P.T. Exspan Sumatera (formerly P.T. Stanvac Indonesia) upon acquisition (Note 3b).

In 1998, the Company has capitalized foreign exchange losses amounting to Rp 145,254,713 thousand arising from liabilities denominated in foreign currency used for the acquisition of assets used in the development activities. In 1999, the Company recorded impairment in value of the said assets amounting to Rp 67,035,658 thousand due to the weakening in foreign exchange currency against Rupiah in the period.

### Reserve Estimation (Unaudited)

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.

Estimated oil and gas reserves in Sumatera, Kalimantan and Tarakan (unaudited) are as follows:

### Proven Developed, Undeveloped and Probable Reserves

Proven Developed and Undeveloped Reserve

Proven Developed and Undeveloped Reserves

	Minyak Oil	Gas Gas	
	Dalam ribu In thousands barrel of barrels	Dalam juta In million kaki kubik of cubic feet	
Saldo 31 Desember 1997	109,460	658,216	Balance as of December 31, 1997
Revisi atas estimasi sebelumnya	32,235	20,733	Revision to previous estimate
Produksi selama tahun 1998	<u>(11,804)</u>	<u>(33,222)</u>	Production during the year 1998
Saldo 31 Desember 1998	129,891	645,727	Balance as of December 31, 1998
Revisi atas estimasi sebelumnya	77,346	(40,037)	Revision to previous estimate
Produksi selama tahun 1999	<u>(15,707)</u>	<u>(32,249)</u>	Production during the year 1999
Saldo 31 Desember 1999	<u>191,530</u>	<u>573,441</u>	Balance as of December 31, 1999

Khusus cadangan minyak dan gas bumi di wilayah kerja Kaji dan Semoga telah disertifikasi oleh "LEMIGAS" dalam laporannya tanggal 25 Juni 1997. Cadangan minyak dengan klasifikasi proven developed dan undeveloped, sebesar 90,6% dari seluruh cadangan wilayah Rimau telah disertifikasi oleh Konsultan Independen dari Amerika Serikat DeGOLYER and MacNAUGHTON (D & M), per posisi 30 September 1997. Khusus ladang Kaji, sertifikasi tersebut diperbaharui kembali per 31 Desember 1998 berdasarkan laporan D & M tanggal 22 Juni 1999.

Cadangan minyak dan gas bumi di wilayah operasi P.T. Exspan Sumatera, telah disertifikasi oleh D & M per posisi 30 September 1997 dalam laporannya tanggal 16 Pebruari 1998. Sumur-sumur minyak dan gas bumi dengan klasifikasi proven developed dan undeveloped yang disertifikasi meliputi 99,6% dan 97,7% dari total cadangan di wilayah Sumatera Selatan dan Sumatera Tengah.

Cadangan minyak dan gas bumi di wilayah operasi P.T. Exspan Tarakan dan P.T. Exspan Kalimantan telah direview dan diverifikasi oleh LEMIGAS sesuai dengan laporannya pada bulan Juli 1997. Cadangan minyak dan gas bumi dengan klasifikasi proven developed dan undeveloped masing-masing sebesar 99,3% dan 28% untuk P.T. Exspan Kalimantan, serta nihil dan 59,9% untuk P.T. Exspan Tarakan telah disertifikasi oleh D & M, per posisi 30 September 1997.

Cadangan minyak dan gas bumi per 31 Desember 1999 didasarkan atas Laporan Pendahuluan (Preliminary Report) yang diterbitkan oleh Gaffney, Cline & Associates Pte Ltd. (GCA), konsultan energi independen di Singapura. Cadangan minyak dan gas bumi tersebut dapat berubah sebelum adanya sertifikasi dari GCA.

Sumur-sumur minyak dan gas bumi dengan klasifikasi proven developed dan undeveloped yang dilaporkan dalam Laporan Pendahuluan di atas, meliputi:

- 100% dan nihil masing-masing dari total cadangan minyak dan gas bumi di wilayah Kaji dan Semoga (Rimau).
- 65.06% dan 27.52% masing-masing dari total cadangan minyak dan gas bumi di wilayah Sumatera Selatan dan Sumatera Tengah.
- 83.51% dan 33.96% masing-masing dari total cadangan minyak dan gas bumi di wilayah Kalimantan.
- 14.83% dan 56.57% masing-masing dari total cadangan minyak dan gas bumi di wilayah Tarakan.

Cadangan minyak dan gas bumi yang tidak disertifikasi dihitung oleh manajemen atas dasar metodologi dan standar yang digunakan oleh Industri Perminyakan.

Oil and natural gas reserves within Kaji field and Semoga field have been certified by "LEMIGAS" as reflected in their final report dated June 25, 1997. Oil and gas reserves classified as proven developed and undeveloped reserves, each representing 90.6% of Rimau Area's reserves, have been certified by an independent consultant from the USA, DeGOLYER and MacNAUGHTON (D&M), as of September 30, 1997. The certification of the Kaji field as of December 31, 1998 was renewed based on D&M's report dated June 22, 1999.

Oil and gas reserves within the operating area of P.T. Exspan Sumatera, a subsidiary, have been certified by D&M as of September 30, 1997, as reflected in their certificate dated February 16, 1998. The certified oil and gas wells classified as proven developed and undeveloped reserves represent 99.6% and 97.7% of the total reserves in South Sumatera and Central Sumatera area.

Oil and gas reserves within the operating area of P.T. Exspan Tarakan and P.T. Exspan Kalimantan, subsidiaries, have been reviewed and verified by "LEMIGAS" based on their final report dated July 1997. Oil and gas reserves classified as proven developed and undeveloped reserves, each amounting to 99.3% and 28% for P.T. Exspan Kalimantan, and nil and 59.9% for P.T. Exspan Tarakan, have been certified by D&M as of September 30, 1997.

Proven oil and gas reserves as of December 31, 1999 were based on Preliminary Report issued by Gaffney, Cline & Associates (GCA), an independent energy consultant in Singapore. These reserves are subjected to changes prior to their certification.

Oil and gas reserves classified as proven developed and undeveloped as reported in the Preliminary Report covered :

- 100% and nil of the total oil and gas reserves, respectively, in Kaji and Semoga (Rimau) fields;
- 65.06% and 27.52% of the total oil and gas reserves, respectively, in South and Central Sumatera fields;
- 83.51% and 33.96% of the total oil and gas reserves, respectively, in Kalimantan fields; and
- 14.83% and 56.57% of the total oil and gas reserves, respectively, in Tarakan fields.

The oil and gas reserves which are not certified are calculated by management using the same standard and methodology acceptable in the oil and gas industry.

### 13. BIAYA PENGEMBANGAN DALAM PELAKSANAAN

Akun ini merupakan semua biaya eksplorasi minyak dan gas bumi yang ditangguhkan. Biaya ini akan dikapitalisasi ke biaya pengembangan berwujud atau tidak berwujud sumur apabila eksplorasi mempunyai cadangan terbukti.

### 14. UANG MUKA PROYEK

	1999 Rp'000	1998 Rp'000	
Proyek Cumi-Cumi	-	7,901,318	Cumi-cumi project
Lain-lain	<u>385,437</u>	<u>355,449</u>	Others
Jumlah	<u>385,437</u>	<u>8,256,767</u>	Total

Uang muka Proyek Cumi-Cumi merupakan pembayaran dalam rangka keikutsertaan Perusahaan (Participating Interest) sebesar 25% di wilayah Kontrak Bagi Hasil Cumi-Cumi, Natuna Barat, yang dioperasikan oleh Lasmo Cumi-Cumi Limited. Pada tanggal 12 Juli 1999 Perusahaan melalui anak perusahaannya P.T. EK, mendirikan Exspan Cumi-cumi (L) Inc. (ECC), yang 100% sahamnya dimiliki oleh P.T. EK. ECC didirikan untuk memenuhi ketentuan PERTAMINA sehubungan dengan keikutsertaan Perusahaan di Wilayah Kontrak Bagi Hasil Cumi-Cumi, Natuna Barat. Sampai dengan tanggal laporan, aktivitas atas proyek tersebut masih dalam tahap eksplorasi.

### 15. SETORAN JAMINAN

	1999 Rp'000	1998 Rp'000	
Medco Central Asia Ltd (MCA)	-	445,792,243	Medco Central Asia Ltd (MCA)
N.V. Marubeni Benelux SA, Belgium	-	5,554,303	N.V. Marubeni Benelux SA, Belgium
US\$ 782,296 pada tahun 1998	<u>4,215,645</u>	<u>11,115,746</u>	US\$ 782,296 in 1998
Lain-lain	<u>4,215,645</u>	<u>462,462,292</u>	Others
Jumlah	<u>4,215,645</u>	<u>462,462,292</u>	Total

Pada tahun 1999, setoran jaminan kepada MCA direklasifikasi sebagai piutang pada pihak yang mempunyai hubungan istimewa (Catatan 9).

P.T. Apexindo Pratama Duta, anak perusahaan, memberikan jaminan kepada NV Marubeni Benelux, SA sebesar US\$ 2,422,500 berupa uang tunai sehubungan dengan fasilitas pinjaman sebesar US\$ 16,150,000 (Catatan 23). Setoran jaminan ini diperhitungkan kembali dengan pembayaran angsuran pinjaman sebesar US\$ 69,215 per bulan.

### 16. AKTIVA LAIN-LAIN - LAINNYA

	1999 Rp'000	1998 Rp'000	
Wesel tagih- Kredit Asia Finance, Ltd.	41,492,057	41,492,057	Notes receivable - Kredit Asia Finance, Ltd., Advance payment for property
Uang muka pembelian aktiva tetap	7,499,491	7,499,491	and equipment purchase contract
Biaya ditangguhkan - Bersih	3,282,458	5,354,761	Deferred charges - net
Lain-lain	<u>2,839,367</u>	<u>1,470,500</u>	Others
Jumlah	<u>55,113,373</u>	<u>55,816,809</u>	Total
Dikurangi penyisihan wesel tagih yang diragukan	<u>41,492,057</u>	<u>41,492,057</u>	Less allowance for possible losses on notes receivable
Jumlah Lain-lain - Bersih	<u>13,621,316</u>	<u>14,324,752</u>	Total Others - Net

### 13. DEVELOPMENT COST UNDER CONSTRUCTION

This account represents capitalized expenditures incurred in the exploration and development of producing wells. This will be transferred to capital or non-capital costs when the exploration wells are determined to have proven reserves.

### 14. PROJECT ADVANCE PAYMENTS

Advance for Cumi-Cumi Project represents payment for a 25% participating interest in the Cumi-Cumi Production Sharing Contract, West Natuna, which is operated by Lasmo Cumi-Cumi Limited. On July 12, 1999, the Company, through EK, its subsidiary, established Exspan Cumi-Cumi (L) Inc. (ECC), which is 100% owned by EK. ECC was established to fulfill PERTAMINA's requirement in relation to the EK's participation in the Cumi-Cumi Production Sharing Contract Area, West Natuna. As of the audit report date, the activities in the related contract area are still in the exploration stage.

### 15. SECURITY DEPOSITS

In 1999, security deposit to MCA was reclassified to accounts receivable from related parties (Note 9).

P.T. Apexindo Pratama Duta, a subsidiary, deposited to NV Marubeni Benelux, SA an amount of US\$ 2,422,500 in cash, as security for the loan facility amounting to US\$ 16,150,000 (Note 23). The security deposit is being applied against the loan installment payment in the amount of US\$ 69,215 per month.

### 16. OTHER ASSETS

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 berulangkali diperpanjang, terakhir diperpanjang sampai dengan 23 Desember 1998. Pendapatan bunga terakhir kali diterima pada bulan Juli 1997. Manajemen telah membentuk penyisihan atas wesel tagih tersebut sebesar 100%.

Uang muka pembelian aktiva tetap merupakan uang muka pembelian kondominium Graha Niaga 2 yang terletak di jalan Jenderal Sudirman, Kav. 58 Jakarta. Pihak pengembang telah menghentikan pembangunan proyek ini sejak pertengahan tahun 1998. Meskipun demikian, manajemen berkeyakinan bahwa pihak pengembang dapat menyelesaikannya apabila kondisi perekonomian sudah pulih kembali.

Biaya ditangguhkan merupakan biaya katalis yang dikeluarkan sehubungan dengan pengoperasian Kilang Methanol Bunyu yang diamortisasi selama 3 tahun sejak 1998.

## 17. HUTANG USAHA

	1999 Rp'000	1998 Rp'000	
Pihak ketiga			Third parties
Suku cadang			Spare parts
Pertamina	31,183,345	46,662,467	Pertamina
Aqua Terra Supply Co.	1,439,272	1,815,237	Aqua Terra Supply Co.
Metalock Ltd.	501,878	-	Metalock Ltd.
P.T. Etam Kalimantan Raya	444,161	487,436	P.T. Etam Kalimantan Raya
Pengadaan peralatan			Equipment supply
P.T. Imeco Inter Sarana	834,303	1,004,358	P.T. Imeco Inter Sarana
Pengadaan tenaga kerja			Labor contract
CV Tiga Putra Kalimantan	541,775	1,033,411	CV Tiga Putra Kalimantan
CV Brahmana	409,466	634,561	CV Brahmana
Jasa lainnya			Other services
Pertamina (feed gas)	39,775,430	25,395,335	Pertamina (feed gas)
Pertamina (sewa kilang Methanol Bunyu)	14,676,268	12,424,288	Pertamina (plant rental for Methanol Bunyu)
Janco Oilfield Services	449,750	-	Janco Oilfield Services
CV Harco	436,269	301,846	CV Harco
CV Trans Patra Nusantara	348,800	450,320	CV Trans Patra Nusantara
P.T. Rama Mitra Jasa	263,732	298,092	P.T. Rama Mitra Jasa
Sub kontraktor			Subcontractors
Lain-lain (di bawah Rp 200 juta)	35,595,740	110,604,784	Others (less than Rp 200 millions each)
Jumlah	<u>126,900,189</u>	<u>201,112,135</u>	Total
Pihak yang mempunyai hubungan istimewa			Related party
Jasa boga			Catering services
P.T. Andrawina Praja Sarana	<u>10,866,088</u>	<u>17,214,329</u>	P.T. Andrawina Praja Sarana

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 receivable have been extended several times, with the last extension due on December 23, 1998. The last interest income was received in July 1997. Management has made 100% provision for possible losses on these notes receivable.

Advance payment for property and equipment purchase contracts represents advances for the purchase of Graha Niaga 2 Condominium situated in Jalan Jenderal Sudirman Kav. 58 Jakarta. Although the developer has stopped the construction of the project since the middle of 1998, management believes that the developer will be able to finish the project when the economic condition improves.

Deferred charges represent the cost of catalyst used in Bunyu Methanol Plant, and is amortized for 3 years starting 1998.

## 17. TRADE ACCOUNTS PAYABLE

## 18. HUTANG PAJAK

## 18. TAXES PAYABLE

	1999	1998	
	Rp'000	Rp'000	
<u>Perusahaan</u>			<u>The Company</u>
Pajak Penghasilan			Income tax
Pasal 21	3,840,591	706,317	Article 21
Pasal 23	3,590,110	15,025,411	Article 23
Pasal 26	7,622,051	6,022,274	Article 26
Pajak Pertambahan Nilai	7,148	3,399,546	Value added tax
Jumlah	<u>15,059,900</u>	<u>25,153,548</u>	Subtotal
<u>Anak Perusahaan</u>			<u>Subsidiaries</u>
Pajak Penghasilan Badan	31,045,140	63,018,302	Corporate income tax
Pajak Penghasilan			Income tax
Pasal 21	7,077,236	9,166,047	Article 21
Pasal 23	2,456,156	9,822,561	Article 23
Pasal 25	3,178,848	839,139	Article 25
Pasal 26	5,257,472	1,802,388	Article 26
Pajak Pertambahan Nilai	23,142,261	6,090,759	Value added tax
Jumlah	<u>72,157,113</u>	<u>90,739,196</u>	Subtotal
Jumlah	<u>87,217,013</u>	<u>115,892,744</u>	Total

## 19. BIAYA YANG MASIH HARUS DIBAYAR

## 19. ACCRUED EXPENSES

	1999	1998	
	Rp'000	Rp'000	
Bunga	12,176,691	2,780,289	Interest
Asuransi Karyawan (Astek)	952,084	-	Employees insurance (Astek)
Sewa pipa	335,326	10,315,030	Pipeline fee
Denda bunga	-	9,976,642	Penalty on late payment of interest
Lain-lain	5,880,870	5,575,787	Others
Jumlah	<u>19,344,971</u>	<u>28,647,748</u>	Total

## 20. WESEL BAYAR

Akun ini merupakan surat sanggup bayar promissory notes dalam mata uang US Dollar yang diterbitkan Perusahaan melalui agen penjual, yang pada 31 Desember 1998 berjumlah Rp 184.699.068 ribu.

Wesel bayar tersebut di atas berjangka waktu 1 - 3 bulan dengan tingkat bunga diskonto antara 8,2% - 12,5% per tahun.

Sebagian besar wesel bayar tersebut telah jatuh tempo pada tahun 1998 dan Perusahaan tidak mampu melunasinya tepat pada waktunya. Namun demikian, pada tanggal 29 Nopember 1999, Perusahaan berhasil mencapai kesepakatan dengan para kreditur untuk merestrukturisasi seluruh wesel bayar tersebut (Catatan 41).

## 20. NOTES PAYABLE

This account represents the Company's US Dollar denominated promissory notes in 1998 issued through selling agents, amounting to Rp 184,699,068 thousand as of December 31, 1998.

The notes payable have maturities ranging from 1 - 3 months with interest rates ranging from 8.2% - 12.5% per annum.

Most of the notes matured in 1998 and the Company was not able to pay the debts on due dates. However, on November 29, 1999, the Company reached an agreement with the creditors to restructure the entire notes payable (Note 41).

## 21. HUTANG BANK JANGKA PANJANG

## 21. LONG TERM BANK LOANS

	1999	1998	
	Rp'000	Rp'000	
Pinjaman sindikasi			Syndicated loan
US\$ 11.006.520 tahun 1999 dan US\$ 11.551.862 tahun 1998	78,146,292	92,703,695	US\$ 11,006,520 in 1999 and US\$ 11,551,862 in 1998
P.T. Bank Mandiri (Persero) (d/h Bank Dagang Negara) US\$ 6.250.000	44,375,000	50,156,250	P.T. Bank Mandiri (Persero) (originally Bank Dagang Negara) US\$ 6,250,000
P.T. Bank PDFCI Tbk, Kredit modal kerja	-	11,500,000	P.T. Bank PDFCI Tbk Working capital facility
Jumlah	<u>122,521,292</u>	<u>154,359,945</u>	Total
Dikurangi bagian yang jatuh tempo dalam waktu satu tahun	56,336,228	154,359,945	Less current maturity
Jumlah	<u>66,185,064</u>	-	Total
Tingkat bunga per tahun			Interest rates per annum
Pinjaman Rupiah	-	35%	Rupiah
Pinjaman US Dollar	7% - 10%	9% - 13%	Dollar

Perusahaan bersama-sama dengan 4 anak perusahaannya yakni P.T. Apexindo Pratama Duta, P.T. Meta Epsi Antareja Drilling Company, P.T. Exspan Kalimantan dan P.T. Exspan Tarakan 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 6 dan 11). Pinjaman ini telah jatuh tempo pada tanggal 11 September 1998.

Pada tanggal 30 September 1999, Perusahaan memperoleh persetujuan penjadwalan kembali fasilitas pinjaman sindikasi ini dengan ketentuan sebagai berikut :

Fasilitas kredit  
(setelah dinyatakan kembali) : US\$ 11.175.000

Pokok pinjaman + bunga	: Dibayar setiap bulan
Tingkat bunga	: DKB's Cost of Fund + Margin Besarnya margin adalah sebagai berikut : <ul style="list-style-type: none"> <li>- 2,5% per tahun untuk periode 10 September 1999 sampai dengan 9 Agustus 2000.</li> <li>- 3% per tahun untuk periode 10 Agustus 2000 sampai dengan 9 Agustus 2001.</li> <li>- 3,5% per tahun untuk periode 10 Agustus 2001 sampai dengan jatuh tempo.</li> </ul>
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.

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. Pinjaman ini telah jatuh tempo pada 16 Oktober 1998 dan tidak diperpanjang. Berdasarkan surat tanggal 9 April 1999 pinjaman ini telah dialihkan ke P.T. Bank Mandiri (Persero) (d/h Bank Dagang Negara), Jakarta. Sampai saat ini Perusahaan belum membayar tagihan pokok, akan tetapi Perusahaan telah membayar bunga sebesar suku bunga sesuai dengan perjanjian terdahulu.

The Company, together with its four subsidiaries P.T. Apexindo Pratama Duta, P.T. Meta Epsi Antareja, P.T. Exspan Kalimantan and P.T. Exspan Tarakan obtained a revolving loan with a maximum facility of US\$ 15,000,000 from syndicated overseas banks and non-bank financial institutions of which The Dai-Ichi Kangyo Bank (Singapore Branch) Limited (DKB) acts as facility agent and escrow agent, and P.T. Bank Dai-Ichi Kangyo Indonesia as security agent. This loan is secured by Drilling Rigs No. 2, 5, 6 and 9 and its supporting equipment as well as related accounts receivable from utilization of the related rigs (Notes 6 and 11). This loan matured on September 11, 1998.

The Company has obtained the loan rescheduling agreement which took effect on September 30, 1999, as described below:

Credit Facility (after restatement)	: US\$ 11,175,000
Principal amount + interest	: Payable monthly.
Interest Rate	: DKB 's Cost of Fund + margin. The margin is as follows: <ul style="list-style-type: none"> <li>- 2.5% per annum for the period from September 10, 1999 until August 9, 2000.</li> <li>- 3% per annum for the period from August 10, 2000 until August 9, 2001.</li> <li>- 3.5% per annum for the period from August 10, 2001 until maturity date.</li> </ul>
Loan period	: 3 years, maturing on August 10, 2002
Collateral	: Drilling equipment (Rig) 2, 5, 6 and 9 and the related receivables from the operations thereof.

Certain limitation as to the amount of the Company's liability has been retained in the loan agreement.

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. This loan matured on October 16, 1998 and was not extended to date. Based on the letter dated April 9, 1999, the loan was taken over by P.T. Bank Mandiri (Persero) (originally Bank Dagang Negara), Jakarta. The Company was not able to pay the principal amount, but continued paying the interest at the rate stated in the previous agreement.

Pada tanggal 27 Maret 2000, P.T. Bank Mandiri (Persero) menawarkan untuk menjadwalkan kembali pinjaman tersebut dengan ketentuan berikut :

Jangka waktu	: 3 tahun, jatuh tempo 31 Oktober 2003.	Loan period	: 3 years, maturing on October 31, 2003
Tingkat bunga	: LIBOR + margin Besarnya margin adalah sebagai berikut : - 2,5% per tahun dari tanggal penandatanganan sampai Oktober 2000 - 3,0% per tahun untuk periode Nopember 2000 sampai Oktober 2001 - 3,5% per tahun untuk periode Nopember 2001 sampai Oktober 2002 - 4,0% per tahun untuk periode Nopember 2002 sampai Oktober 2003	Interest rate	: LIBOR + margin The margin is as follows: - 2.5% per annum from the date of signing to October 2000 - 3.0% per annum for the period November 2000 to October 2001 - 3.5% per annum for the period November 2001 to October 2002 - 4.0% per annum for the period November 2002 to October 2003
Pokok pinjaman + bunga : Dibayar setiap bulan.			Principal + interest : payable monthly

Pada tanggal 15 April 2000, manajemen menyatakan persetujuan atas penawaran ini.

Perusahaan memperoleh pinjaman jangka pendek untuk kredit modal kerja dari P.T. Bank PDFCI Tbk (PDFCI) dengan fasilitas maksimum Rp 12.000.000 ribu. Pinjaman ini telah jatuh tempo pada 11 Maret 1998. Pinjaman ini dijamin dengan gadai saham Perusahaan yang dimiliki oleh Firstco Limited (Firstco), pihak yang mempunyai hubungan istimewa. Berdasarkan Surat PDFCI tanggal 15 Juni 1999 disebutkan bahwa PDFCI telah menjual 8 juta lembar saham Perusahaan milik Firstco yang dijadikan jaminan atas hutang tersebut dengan hasil penjualan sebesar Rp 12.575.580 ribu. Hasil penjualan tersebut digunakan oleh PDFCI untuk melunasi hutang pokok sebesar Rp 11.500.000 ribu dan sebagian tunggakan bunga sebesar Rp 1.075.580 ribu. Pada tanggal 7 Desember 1999, Perusahaan telah melunasi seluruh kewajibannya kepada PDFCI. Pada tanggal 14 Desember 1999, Perusahaan juga telah melunasi hutangnya kepada Firstco sebesar Rp 12.575.580 ribu untuk 8 juta saham yang telah dijual oleh PDFCI.

On March 27, 2000, P.T. Bank Mandiri (Persero) offered to reschedule the loan with the following terms and conditions:

As of April 15, 2000, the management has accepted the offer.

The Company obtained short-term working capital loan from P.T. Bank PDFCI Tbk (PDFCI) with a maximum limit of Rp 12,000,000 thousand. This loan which matured on March 11, 1998 was secured by the Company's shares owned by Firstco Limited (Firstco), an affiliate. Based on PDFCI letter dated June 15, 1999, PDFCI sold for Rp 12,575,580 thousand Firstco's 8 million shares in the Company which were used as collateral for this loan. The proceeds was used by PDFCI to pay the principal which amounted to Rp 11,500,000 thousand and some of the interest payable amounting to Rp 1,075,580 thousand. On December 7, 1999, the Company paid all of its outstanding liabilities to PDFCI. On December 14, 1999, the Company paid its debts to Firstco amounting to Rp 12,575,580 thousand for the 8 million shares sold by PDFCI.

## 22. HUTANG PEMBELIAN AKTIVA TETAP

## 22. PROPERTY AND EQUIPMENT PURCHASE CONTRACT PAYABLES

	1999	1998	
	Rp'000	Rp'000	
Nissho Iwai Corporation, US\$ 604.327 pada tahun 1999 dan US\$ 7.895.134 pada tahun 1998	4,290,722	63,358,451	Nissho Iwai Corporation, US\$ 604,327 in 1999 and US\$ 7,895,134 in 1998
P.T. Astra Auto Finance	48,387	972,101	P.T. Astra Auto Finance
Dikurangi : Imbalan jasa yang diperhitungkan dalam hutang kepada Nissho Iwai Corporation, Singapore	-	(2,163,198)	Imputed interest on amounts payable to Nissho Iwai Corporation, Singapore
Jumlah	<u>4,339,109</u>	<u>62,167,354</u>	Total
Dikurangi bagian yang jatuh tempo dalam waktu satu tahun	<u>4,339,109</u>	<u>57,269,490</u>	Less current maturity
Hutang pembelian aktiva tetap jangka panjang	-	4,897,864	Long-term portion

Pada tanggal 14 Desember 1994, Apexindo, anak perusahaan, mengadakan perjanjian pembelian peralatan pemboran lepas pantai (Jack-up Rig Rani Woro - 201) berikut peralatannya dengan harga US\$ 42.316.600 dengan Nissho Iwai Corporation, Singapura. Dari jumlah tersebut sejumlah US\$ 3.668.560 merupakan imbalan jasa yang diperhitungkan sehubungan

On December 14, 1994, Apexindo, a subsidiary entered into a purchase agreement for the Jack-up rig Rani Woro - 201 including its equipment with Nissho Iwai Corporation, Singapore for a total price of US\$ 42,316,600, including imputed interest amounting to US\$ 3,668,560. This amount is payable on a monthly installment of US\$ 626,332 until August 1999. Based

dengan pembelian Jack-up Rig Rani Woro - 201 tersebut. Hutang ini akan diangsur sebesar US\$ 626.332 per bulan sampai dengan Agustus 1999. Berdasarkan addendum perjanjian pembelian peralatan pemboran lepas pantai (Jack-up Rig Rani Woro - 201) tanggal 21 Agustus 1995, harga beli tersebut disesuaikan menjadi US\$ 41.365.900 dengan angsuran bulanan sebesar US\$ 607.318 sampai bulan Januari 2000 dan imbalan jasa yang diperhitungkan menjadi US\$ 3.557.191. Hutang kepada Nissho Iwai Corporation, Singapura dijamin dengan peralatan pemboran lepas pantai (Rani Woro - 201) berikut peralatannya dan corporate guarantee Perusahaan dan piutang usaha dari Total Indonesia atas pengoperasian Rani Woro - 201 tersebut. Sehubungan dengan perjanjian tersebut, Apexindo juga diwajibkan membentuk cadangan pada escrow account sebesar US\$ 607.318 di Bank of Tokyo-Mitsubishi Ltd., Hongkong sebagai jaminan pembayaran hutang tepat waktu (Catatan 10).

Pada bulan Januari 2000, Apexindo telah melunasi seluruh hutangnya kepada Nissho Iwai Corporation, Singapore.

### 23. HUTANG LEMBAGA KEUANGAN BUKAN BANK

	1999 Rp'000	1998 Rp'000	
Nissho Iwai Corporation, Jepang US\$ 12.322.364 dan US\$ 16.690.034 masing-masing pada 31 Desember 1999 dan 1998	87,488,784	133,937,523	Nissho Iwai Corporation - Japan US\$ 12,322,364 and US\$ 16,690,034 as of December 31, 1999 and 1998, respectively
N.V. Marubeni Benelux SA, US\$ 4.614.275 pada tahun 1998	-	37,029,557	N.V. Marubeni Benelux SA, US\$ 4,614,275 in 1998
Jumlah	<u>87,488,784</u>	<u>170,967,080</u>	Total
Dikurangi bagian yang jatuh tempo dalam waktu satu tahun	<u>87,488,784</u>	<u>72,080,109</u>	Less current maturity
Bagian hutang jangka panjang	<u>-</u>	<u>98,886,971</u>	Long-term portion

Pada tanggal 19 Desember 1997, Perusahaan mengadakan perjanjian Term Loan Agreement dengan Nissho Iwai Corporation, Jepang, dengan jumlah maksimum US\$ 21.000.000. Pinjaman ini diangsur antara US\$ 316.877 sampai US\$ 390.618 per bulan mulai Desember 1997 sampai dengan April 2000 dan selebihnya akan dibayar sekaligus pada bulan Mei 2000. Tingkat bunga per tahun sebesar 3% di atas LIBOR. Pinjaman ini dijamin dengan peralatan pemboran lepas pantai submersible drillbarge Maera-101 milik P.T. Apexindo Pratama Duta (Apexindo) (Catatan 6 dan 11), jaminan pribadi dari Tn. Arifin Panigoro dan piutang usaha dari Total Indonesia yang berasal dari pengoperasian Maera-101.

Pada tahun 1996, Apexindo memperoleh pinjaman dari N.V. Marubeni Benelux SA, Belgia sebesar US\$ 16.150.000 (Catatan 15). Pinjaman tersebut diangsur sebesar US\$ 461.429 per bulan mulai Desember 1996. Hutang kepada N.V. Marubeni Benelux SA dijamin dengan peralatan pemboran lepas pantai (submersible drillbarge - Raisis - 102); berikut peralatannya (Catatan 6 dan 11), corporate guarantee dari Perusahaan dan piutang usaha dari Total Indonesia yang berasal dari pengoperasian Raisis - 102. Selain jaminan tersebut, Apexindo juga memberikan jaminan berupa uang tunai (cash collateral) sebesar US\$ 2.422.500 (Catatan 15). Tingkat bunga per tahun sebesar persentase tertentu di atas LIBOR yang dihitung dari pokok pinjaman setelah dikurangi setoran jaminan. Sehubungan dengan perjanjian tersebut Apexindo juga diwajibkan membentuk dana yang ditempatkan dalam bentuk rekening escrow (debt service maintenance reserve account) pada Fuji Bank Ltd., Singapore untuk menjamin pembayaran hutang tepat waktu (Catatan 10).

Pada bulan Oktober 1999, Apexindo telah melunasi seluruh hutangnya kepada N.V. Marubeni Benelux SA, Belgia.

on the addendum to the purchase agreement dated August 21, 1995, the total purchase price was adjusted to US\$ 41,365,900 payable on a monthly installment of US\$ 607,318 until January 2000, and the imputed interest was adjusted to US\$ 3,557,191. The Jack-up rig, including its equipment, all accounts receivable from Total Indonesia generated by this Jack-up rig and corporate guarantee from the Company, are used as security for the liabilities arising from this purchase agreement (Notes 6 and 11). Based on the agreement, Apexindo shall maintain a reserve of US\$ 607,318 in escrow account with Bank of Tokyo Mitsubishi Ltd., Hong Kong as a security for timely payment of the liability (Note 10).

In January 2000, Apexindo fully paid all its liability to Nissho Iwai Corporation, Singapore.

### 23. LOANS FROM NON-BANK FINANCIAL INSTITUTIONS

On December 19, 1997, the Company entered into a Term Loan Agreement with a maximum facility of US\$ 21,000,000 with Nissho Iwai Corporation, Japan. This loan is payable in a monthly installment basis of US\$ 316,877 to US\$ 390,618 starting from December 1997 until April 2000 with the remaining balance to be fully paid in May 2000. Interest rate per annum is 3% above LIBOR. This loan is secured by personal guarantee from Mr. Arifin Panigoro, accounts receivable from Total Indonesia generated by submersible drillbarge Maera 101 and the said submersible drillbarge owned by Apexindo, a subsidiary (Notes 6 and 11).

In 1996, Apexindo obtained a loan from N.V. Marubeni Benelux SA, Belgium amounting to US\$ 16,150,000 (Note 15). This loan was payable in monthly installments of US\$ 461,429 starting December 1996. This loan was secured by the corporate guarantee from the Company, accounts receivable from Total Indonesia generated by the submersible drillbarge Raisis - 102, and the said submersible drillbarge and its equipment (Notes 6 and 11). Apexindo also deposited a cash collateral amounting to US\$ 2,422,500 (Note 15). Interest rate equivalent to a certain percentage above LIBOR was charged to the principal after deducting the security deposit. Based on the agreement, Apexindo maintained a debt service maintenance reserve account in Fuji Bank Ltd., Singapore to facilitate timely payment of the accounts (Note 10).

In October 1999, Apexindo fully paid all of its liability to N.V. Marubeni Benelux SA, Belgium.

## 24. HUTANG SEWA GUNA USAHA

## 24. LEASE LIABILITIES

	1999 Rp'000	1998 Rp'000	
Pembayaran sewa guna usaha yang jatuh tempo dalam tahun :			Payments due for the year:
1999	-	325,127	1999
2000	<u>300,371</u>	<u>300,371</u>	2000
Jumlah pembayaran sewa minimum	<u>300,371</u>	<u>625,498</u>	Total minimum lease payments
Dikurangi bunga	<u>90,772</u>	<u>154,683</u>	Less interest
Nilai tunai pembayaran sewa guna usaha minimum	<u>209,599</u>	<u>470,815</u>	Present value of minimum lease payments
Dikurangi bagian yang jatuh tempo dalam waktu satu tahun	<u>209,599</u>	<u>314,604</u>	Less current maturity
Hutang sewa guna usaha jangka panjang	<u>-</u>	<u>156,211</u>	Long-term portion

## 25. WESEL BAYAR JANGKA PANJANG

## 25. LONG-TERM NOTES PAYABLE

	1999 Rp'000	1998 Rp'000	
US\$ 42.783.000 Series A Guaranteed Floating Rate Notes, jatuh tempo 2007	303,759,300	-	Series A Guaranteed Floating Rate Notes, maturing in 2007 - US\$ 42,783,000
US\$ 23.451.000 Series B Guaranteed Floating Rate Notes, jatuh tempo 2007	166,502,100	-	Series B Guaranteed Floating Rate Notes, maturing in 2007- US\$ 23,451,000
Bank Tiara Asia - US\$	-	740,099,205	Bank Tiara Asia - US\$
P.T. Asia Kapitalindo Securities	-	183,582,000	P.T. Asia Kapitalindo Securities
P.T. Bank Arya Panduarta	-	144,808,750	P.T. Bank Arya Panduarta
Jumlah	<u>470,261,400</u>	<u>1,068,489,955</u>	Total
Dikurangi diskonto yang belum diamortisasi	-	116,806,829	Less unamortized discount
Jumlah	<u>-</u>	<u>951,683,126</u>	Total
Dikurangi bagian yang jatuh tempo dalam waktu satu tahun	-	661,296,218	Less current maturity
Wesel bayar jangka panjang	<u>470,261,400</u>	<u>290,386,908</u>	Long-term notes payable
Tingkat bunga per tahun			Interest rates per annum
US Dollar	LIBOR (Series A)	9,9% - 10,2%	US Dollar
Rupiah	LIBOR + Margin (Series B)	-	Rupiah
		15% - 24%	

Pada tanggal 24 Maret 1997, Perusahaan mengadakan perjanjian penerbitan wesel bayar jangka menengah (Indonesian Medium Term Note Program Agreement) dengan P.T. Peregrine Sewu Securities dan The Chase Manhattan Bank, Jakarta dengan jumlah maksimum US\$ 250.000.000 dimana P.T. Peregrine Sewu Securities bertindak sebagai placement agent dan The Chase Manhattan Bank, Jakarta sebagai agent. Sebagian besar wesel bayar tersebut telah jatuh tempo pada tahun 1998, dan Perusahaan tidak mampu melunasi tepat pada waktunya. Perusahaan juga tidak dapat memenuhi EBITDA to Debt Service Ratio yang dipersyaratkan dalam perjanjian wesel bayar tersebut. Pada tanggal 29 Nopember 1999, Perusahaan berhasil mencapai kesepakatan dengan para kreditur untuk merestrukturisasi seluruh wesel bayar tersebut (Catatan 41).

Pada tahun 1999, Medco Overseas Finance B.V. (Medco B.V.), anak perusahaan, menerbitkan Guaranteed Floating Rate Notes (FRN) Seri A dan B masing-masing sebesar US\$ 42.783.000 dan US\$ 23.451.000 yang akan jatuh tempo tahun 2007. FRN ini diterbitkan dalam rangka restrukturisasi hutang Perusahaan sesuai kesepakatan dengan para kreditur (Catatan 41).

## 26. HUTANG SWAP

Dalam tahun 1997, Perusahaan mengadakan transaksi kontrak pembelian di muka valuta asing dengan Peregrine Fixed Income Ltd. (PFIL) untuk jangka waktu 2 tahun (jatuh tempo 24 Mei 1999) dengan nilai kontrak US\$ 83.847.102 dan premi 4,7% per tahun.

On March 24, 1997, the Company entered into an agreement to issue medium term notes (Indonesian Medium Term Note Program Agreement) with P.T. Peregrine Sewu Securities and The Chase Manhattan Bank, Jakarta with a maximum amount of US\$ 250,000,000 whereby P.T. Peregrine Sewu Securities acted as the placement agent and The Chase Manhattan Bank Jakarta as agent. The Company was unable to repay most of the Notes that have matured in 1998. The Company was also not able to meet the required EBITDA to Debt Service Ratio specified in the agreement. However, on November 29, 1999, the Company successfully reached an agreement with the creditors to have all the notes restructured (Note 41).

In 1999, Medco Overseas Finance B.V. (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 (Note 41).

## 26. SWAP PAYABLE

In 1997, the Company entered into a foreign currency swap transaction with Peregrine Fixed Income Limited (PFIL) for a period of 2 years (due on May 24, 1999) with a maximum limit of US\$ 83,847,102 and a premium of 4.7% per annum.

Pada tanggal 31 Desember 1998, posisi neto transaksi ini adalah sebagai berikut :

	Rp'000	
Piutang swap	223,175,831	Swap receivable
Dikurangi :		Less :
Pendapatan premium ditangguhkan	(3,542,202)	Unrealized premium revenue
Hutang swap - US\$ 83.847.102	<u>(672,872,994)</u>	Swap payable - US\$ 83,847,102
Hutang swap - neto	<u>(453,239,365)</u>	Swap payable - net

Berdasarkan Transfer Agreement tanggal 30 April 1999, PFIL mengalihkan seluruh hak dan kewajibannya kepada Asian Loan Recovery Limited (ALRL). Berdasarkan perjanjian tersebut, Perusahaan selanjutnya menandatangani Settlement Agreement dengan ALRL pada tanggal 28 September 1999 dimana kedua belah pihak menyetujui bahwa jumlah hutang Perusahaan kepada ALRL sehubungan dengan transaksi swap tersebut adalah US\$ 58.282.265.

Pada tanggal 29 Nopember 1999, hutang ini telah direstrukturisasi sesuai kesepakatan dengan para kreditor (Catatan 41).

## 27. SELISIH LEBIH AKTIVA BERSIH DI ATAS BIAYA PEROLEHAN INVESTASI

Akun ini merupakan selisih lebih nilai wajar aktiva bersih di atas biaya perolehan saham anak perusahaan yang berikut ini :

	1999	1998	
	Rp'000	Rp'000	
Exspan Exploration and Production Pasemah, Ltd.	7,065,410	7,065,410	Exspan Exploration and Production Pasemah, Ltd.
Exspan Pasemah, Inc.	7,065,410	7,065,410	Exspan Pasemah, Inc.
Exspan Airsenda, Inc.	1,877,753	1,877,753	Exspan Airsenda, Inc.
Exspan Airlimau, Inc.	1,807,104	1,807,104	Exspan Airlimau, Inc.
P.T. Apexindo Pratama Duta	782,909	782,909	P.T. Apexindo Pratama Duta
P.T. Exspan Kalimantan	80,569	80,569	P.T. Exspan Kalimantan
Jumlah	<u>18,679,155</u>	<u>18,679,155</u>	Total
Dikurangi akumulasi amortisasi	<u>3,927,473</u>	<u>2,993,515</u>	Less accumulated amortization
Nilai Buku	<u>14,751,682</u>	<u>15,685,640</u>	Net book value

Jumlah amortisasi untuk periode yang berakhir pada tanggal 31 Desember 1999 dan 1998 masing-masing berjumlah Rp 933.958 ribu dan Rp 944.751 ribu.

As of December 31, 1998, the net position of this transaction was as follows:

Based on the Transfer Agreement dated April 30, 1999, PFIL transferred all its rights and obligations to Asian Loan Recovery Limited (ALRL). In line with the agreement, the Company signed the Settlement Agreement with ALRL on September 28, 1999, in which both parties agreed that the amount payable by the Company to ALRL in connection with the swap transaction is US\$ 58,282,265.

On November 29, 1999, this payable was restructured as agreed with the creditors (Note 41).

## 27. EXCESS OF NET ASSETS OVER COST OF INVESTMENTS

This account represents the excess of net assets over cost of investments in the acquired subsidiaries as follows:

## 28. HAK PEMILIKAN MINORITAS ATAS AKTIVA BERSIH ANAK PERUSAHAAN

Akun ini merupakan pemilikan minoritas dalam anak perusahaan berdasarkan persentase pemilikan saham dengan rincian sebagai berikut :

## 28. MINORITY INTERESTS IN NET ASSETS OF SUBSIDIARIES

This account represents interests of the minority shareholders in the subsidiaries based on the percentage of their share ownership, with details as follows:

1998 (Disajikan As Restated- Kembali Note 2)						
	%	1999	%	Catatan 2)	Rp'000	Rp'000
<b>Modal saham</b>						<u>Capital stock</u>
P.T. Apexindo Pratama Duta	15.00	1,875,000	15.00	1,875,000		P.T. Apexindo Pratama Duta
P.T. Exspan Kalimantan	4.07	1,080,000	4.07	1,080,000		P.T. Exspan Kalimantan
P.T. Exspan Tarakan	4.07	320,000	4.07	320,000		P.T. Exspan Tarakan
P.T. Meta Epsi Antareja Drilling Company	4.00	520,000	4.00	520,000		P.T. Meta Epsi Antareja Drilling Company
P.T. Exspan Sumatera	0.01	50	0.01	50		P.T. Exspan Sumatera
P.T. Medco Methanol Bunyu	0.01	500	0.01	500		P.T. Medco Methanol Bunyu
Jumlah		<u>3,795,550</u>		<u>3,795,550</u>		Total
<b>Saldo laba</b>						<u>Retained earnings</u>
P.T. Apexindo Pratama Duta	15.00	37,645,909	15.00	33,388,359		P.T. Apexindo Pratama Duta
P.T. Exspan Kalimantan	4.07	5,039,301	4.07	3,348,380		P.T. Exspan Kalimantan
P.T. Exspan Tarakan	4.07	4,310,704	4.07	2,894,482		P.T. Exspan Tarakan
P.T. Meta Epsi Antareja Drilling Company	4.00	2,963,765	4.00	3,147,873		P.T. Meta Epsi Antareja Drilling Company
P.T. Exspan Sumatera	0.01	678	0.01	26,733		P.T. Exspan Sumatera
P.T. Medco Methanol Bunyu	0.01	(3,629)	0.01	(1,662)		P.T. Medco Methanol Bunyu
Jumlah		<u>49,956,728</u>		<u>42,804,165</u>		Total
<b>Selisih kurs karena penjabaran laporan keuangan</b>						<u>Translation adjustments</u>
P.T. Exspan Kalimantan	4.07	4,235,999	4.07	5,550,280		P.T. Exspan Kalimantan
P.T. Exspan Sumatera	0.01	460	0.01	628		P.T. Exspan Sumatera
P.T. Exspan Tarakan	4.07	392,430	4.07	1,007,669		P.T. Exspan Tarakan
Jumlah		<u>4,628,889</u>		<u>6,558,577</u>		Total
<b>Selisih penilaian kembali aktiva tetap</b>						<u>Revaluation increment in property and equipment</u>
P.T. Meta Epsi Antareja Drilling Company	4.00	<u>4,241</u>	4.00	<u>4,241</u>		P.T. Meta Epsi Antareja Drilling Company
Jumlah hak pemegang saham minoritas		<u>58,385,408</u>		<u>53,162,533</u>		Total Minority Interests

## 29. MODAL SAHAM

## 29. CAPITAL STOCK

Nama Pemegang Saham	Jumlah Saham Number of Shares	1999		Jumlah Total Paid-up Capital Rp'000	Name of Shareholder
		Percentase Kepemilikan Percentage	Jumlah Total Capital Rp'000		
Asian Loan Recovery Limited	328,591,318	49.30%	164,295,659	Asian Loan Recovery Limited	
P.T. Medco Duta (d/h P.T. Meta Epsi Duta Corporation)	121,272,000	18.20%	60,636,000	P.T. Medco Duta (formerly P.T. Meta Epsi Duta Corporation)	
P.T. Multifabindo Gemilang	400,000	0.06%	200,000	P.T. Multifabindo Gemilang	
P.T. Nuansa Grahacipta	902,000	0.13%	451,000	P.T. Nuansa Grahacipta	
Masyarakat (masing-masing dibawah 5%)	215,324,972	32.31%	107,662,486	Public (under 5% each)	
Jumlah	<u>666,490,290</u>	<u>100.00%</u>	<u>333,245,145</u>	Total	
1998					
P.T. Meta Epsi Duta Corporation	217,557,500	63.10%	108,778,750	P.T. Meta Epsi Duta Corporation	
P.T. Inti Persada Multigraha	18,912,500	5.00%	9,456,250	P.T. Inti Persada Multigraha	
P.T. Meta Energi Petrasanga	12,852,000	3.73%	6,426,000	P.T. Meta Energi Petrasanga	
P.T. Intigraha Prasetya	7,565,000	2.69%	3,782,500	P.T. Intigraha Prasetya	
P.T. Meta Energi Pantranagari	3,808,000	1.10%	1,904,000	P.T. Meta Energi Pantranagari	
P.T. Nuansa Grahacipta	1,580,000	0.46%	790,000	P.T. Nuansa Grahacipta	
P.T. Multifabindo Gemilang	1,700,000	0.48%	850,000	P.T. Multifabindo Gemilang	
Masyarakat (masing-masing di bawah 5%)	<u>80,785,000</u>	<u>23.44%</u>	<u>40,392,500</u>	Public (under 5% each)	
Jumlah	<u>344,760,000</u>	<u>100.00%</u>	<u>172,380,000</u>	Total	

Berdasarkan Rapat Umum Luar Biasa Para Pemegang Saham sebagaimana yang tercantum dalam akta No. 26 tanggal 16 Nopember 1999, dan akta Pernyataan Keputusan Rapat No. 36 tanggal 17 Desember 1999 dari notaris Ny. Poerbaningsih Adi Warsito, S.H., pemegang saham telah menyetujui 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. Pada tahun 1999, Perusahaan mengeluarkan sebanyak 321.730.290 saham biasa atas nama dengan harga Rp 3.500 per saham. Seluruh dana penerbitan saham tersebut diakui sebagai modal disetor dan agio saham.

Dalam rangka restrukturisasi hutang Perusahaan, sesuai dengan kesepakatan dengan pihak kreditur, sebagian saham baru yang diterbitkan tersebut atau seluruhnya berjumlah 294.684.500 saham dikonversikan dengan sebagian hutang-hutang Perusahaan (Catatan 41).

Perubahan jumlah saham beredar hingga tahun 1999 adalah sebagai berikut :

	Jumlah saham Number of Shares
Saldo 1 Januari 1999	344,760,000
Penambahan modal disetor dari Penawaran Umum Terbatas I	321,730,290
Saldo 31 Desember 1999	666,490,290

### 30. AGIO SAHAM

Akun ini merupakan agio saham sehubungan dengan :

	Jumlah Total Rp'000	
Penjualan saham Perusahaan pada penawaran umum kepada masyarakat tahun 1994		Sale of the Company shares through public offering in 1994
Jumlah yang diterima untuk pengeluaran 22.000.000 saham	73,700,000	Total proceeds from issuance of 22,000,000 shares
Pembagian saham bonus tahun 1996	(70,980,000)	Distribution of bonus shares in 1996
Saldo agio saham per 31 Desember 1996, 1997 dan 1998	<u>2,720,000</u>	Balance of additional paid-in capital as of December 31, 1996, 1997 and 1998
Penawaran umum terbatas I kepada pemegang saham tahun 1999		Rights offering I to stockholders in 1999
Jumlah yang diterima untuk pengeluaran 321.730.290 saham	1,126,056,015	Total proceeds from issuance of 321,730,290 shares
Jumlah yang dicatat sebagai modal disetor bersih	(160,865,145)	Total amount recorded as paid-up capital
Jumlah	<u>965,190,870</u>	Total
Saldo agio saham per 31 Desember 1999	<u>967,910,870</u>	Balance of additional paid-in capital as of December 31, 1999

### 31. DIVIDEN TUNAI

Perusahaan tidak membagikan dividen tunai dalam tahun 1999 dan 1998. Keputusan tersebut didasarkan atas persetujuan pemegang saham yang telah diputuskan dalam Rapat Umum Tahunan Pemegang Saham.

### 32. PENJUALAN DAN PENDAPATAN USAHA - BERSIH

	1999 Rp'000	1998 Rp'000	
Penjualan minyak dan gas bumi	1,081,997,858	934,853,729	Oil and gas sales
Jasa pemboran	275,440,617	592,783,375	Drilling operations
Penjualan methanol	210,756,837	212,760,754	Methanol sales
Kontrak lainnya	44,527,519	47,093,869	Other contracts
Jasa mobilisasi	15,704,979	24,173,147	Mobilization fees
Sewa	141,999	-	Rental
Kontrak tenaga kerja	20,281	24,343,276	Labor contracts
Jumlah	<u>1,628,590,090</u>	<u>1,836,008,150</u>	Total

Based on the Extraordinary Stockholders' Meeting as stated in deed No. 26 dated November 16, 1999 and Notarial deed No. 36 dated December 17, 1999 of Notary Mrs. Poerbaningsih Adi Warsito, S.H., the stockholders approved the Limited Public Offering I in connection with the Rights Issue of a maximum of 379,236,000 shares with par value of Rp 500 per share. In 1999, the Company has issued 321,730,290 new shares at the price of Rp 3,500 per share. The fund received from the rights issue was recorded as paid-up and additional paid-in capital.

Under the Company's debt restructuring, as agreed with the creditors, some newly issued shares totaling 294,684,500 shares were used to satisfy part of the Company's debts (Note 41).

Changes in the shares outstanding in 1999 are as follows:

	Jumlah saham Number of Shares
Saldo 1 Januari 1999	344,760,000
Penambahan modal disetor dari Penawaran Umum Terbatas I	321,730,290
Saldo 31 Desember 1999	666,490,290

### 30. ADDITIONAL PAID-IN CAPITAL

This account represents additional capital in connection with the following :

	Jumlah Total Rp'000	
Penjualan saham Perusahaan pada penawaran umum kepada masyarakat tahun 1994		Sale of the Company shares through public offering in 1994
Jumlah yang diterima untuk pengeluaran 22.000.000 saham	73,700,000	Total proceeds from issuance of 22,000,000 shares
Pembagian saham bonus tahun 1996	(70,980,000)	Distribution of bonus shares in 1996
Saldo agio saham per 31 Desember 1996, 1997 dan 1998	<u>2,720,000</u>	Balance of additional paid-in capital as of December 31, 1996, 1997 and 1998
Penawaran umum terbatas I kepada pemegang saham tahun 1999		Rights offering I to stockholders in 1999
Jumlah yang diterima untuk pengeluaran 321.730.290 saham	1,126,056,015	Total proceeds from issuance of 321,730,290 shares
Jumlah yang dicatat sebagai modal disetor bersih	(160,865,145)	Total amount recorded as paid-up capital
Jumlah	<u>965,190,870</u>	Total
Saldo agio saham per 31 Desember 1999	<u>967,910,870</u>	Balance of additional paid-in capital as of December 31, 1999

### 31. CASH DIVIDENDS

The Company did not distribute cash dividends in 1999 and 1998. This was based on the decision of stockholders in their annual general stockholders meeting.

### 32. SALES AND OPERATING REVENUES - NET

Seluruh transaksi penjualan dan pendapatan usaha dilakukan dengan pihak ketiga.

All sales and operating revenue transactions were made with third parties.

### 33. BEBAN LANGSUNG

	1999 Rp'000	1998 Rp'000	
Minyak dan gas bumi			Oil and gas
Beban lifting	202,818,426	165,530,844	Lifting expenses
Beban penyusutan dan amortisasi	88,488,619	78,612,713	Depreciation and amortization expenses
Beban eksplorasi	31,040,127	18,215,479	Exploration expenses
Jumlah	<u>322,347,172</u>	<u>262,359,036</u>	Total
Jasa pemboran			Drilling services
Penyusutan aktiva tetap	61,337,627	57,475,885	Depreciation
Tenaga kerja	59,672,546	93,612,148	Labor
Perawatan dan perbaikan	50,104,525	65,453,506	Repairs and maintenance
Perpindahan	17,441,571	9,871,075	Rigs movement
Jasa boga	13,520,664	24,403,675	Catering
Peralatan pemboran	10,655,895	7,831,671	Drilling equipment
Asuransi	9,371,140	7,585,797	Insurance
Transportasi	6,559,712	12,128,785	Transportation
Sewa	6,313,927	3,060,829	Rental
Lain-lain	5,108,718	5,588,807	Others
Jumlah	<u>240,086,325</u>	<u>287,012,178</u>	Total
Beban pokok penjualan methanol	<u>231,743,807</u>	<u>235,057,767</u>	Cost of goods sold - methanol
Jumlah	<u>794,177,304</u>	<u>784,428,981</u>	Total

### 34. BEBAN USAHA

### 34. OPERATING EXPENSES

	1999 Rp'000	1998 Rp'000	
<u>Umum dan Administrasi</u>			<u>General and administrative</u>
Beban profesional	56,916,537	38,394,247	Profesional fees
Tenaga kerja	55,728,217	65,197,243	Salaries and wages
Perlengkapan kantor	19,067,805	8,241,113	Office supplies
Amortisasi penyesuaian nilai wajar - bersih	15,601,128	28,147,463	Amortization of fair value adjustments - net
Biaya penyisihan piutang ragu-ragu	4,365,723	42,929,620	Provision for doubtful accounts
Penyusutan aktiva tetap	3,148,720	2,395,039	Depreciation of property and equipment
Sewa	2,214,196	2,576,930	Rental
Beban administrasi bank	1,502,757	5,766,765	Bank charges
Sumbangan	1,094,799	669,413	Donation
Amortisasi biaya emisi saham	1,039,405	1,329,344	Amortization of stock issuance cost
Perawatan dan perbaikan	703,395	1,081,390	Repairs and maintenance
Asuransi	386,019	510,225	Insurance
Lain-lain	26,242,474	12,252,381	Others
Jumlah	<u>188,011,175</u>	<u>209,491,173</u>	Total
<u>Pemasaran</u>			<u>Selling</u>
Perjalanan dinas	4,136,486	7,248,897	Business travel
Representasi	1,340,493	6,165,417	Representation
Iklan dan promosi	682,554	763,579	Advertising and promotion
Jumlah	<u>6,159,533</u>	<u>14,177,893</u>	Total
Jumlah Beban Usaha	<u>194,170,708</u>	<u>223,669,066</u>	Total Operating Expenses

### 35. PAJAK PENGHASILAN

Beban (penghasilan) pajak menurut laporan laba rugi konsolidasi terdiri dari :

	1999 Rp'000	1998 Rp'000	
Pajak kini			Current tax
Perusahaan	-	-	The Company
Anak perusahaan	260,424,382	<u>168,994,406</u>	Subsidiaries
Jumlah	260,424,382	<u>168,994,406</u>	Total
Pajak tangguhan			Deferred tax
Perusahaan	7,630,541	(8,424,151)	The Company
Anak perusahaan	(13,579,878)	36,793,647	Subsidiaries
Jumlah	<u>(5,949,337)</u>	<u>28,369,496</u>	Total
Jumlah	254,475,045	<u>197,363,902</u>	Total

#### Pajak Kini

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

	1999 Rp'000	1998 Rp'000	
Laba konsolidasi sebelum pajak penghasilan menurut laporan laba rugi	437,591,368	580,330,653	Income before tax per consolidated statements of income
Dikurangi laba sebelum pajak penghasilan laba anak perusahaan yang dikonsolidasikan	<u>(667,398,608)</u>	<u>(779,468,356)</u>	Less income before tax of subsidiaries
Laba (rugi) Perusahaan sebelum pajak penghasilan Perbedaan temporer :	(229,807,240)	(199,137,703)	Loss before tax of the Company
Penyusutan dan amortisasi	1,334,755	1,310,614	Temporary difference: Depreciation and amortization
Beban pendapatan yang tidak dapat dikurangkan menurut fiskal :			Nondeductible expenses (nontaxable income)
Pendapatan yang sudah dikenakan pajak final	(871,515)	(4,310,773)	Income already subjected to final income tax
Beban yang tidak dapat dikurangkan	151,041,273	47,492,358	Nondeductible expenses Impairment in the value of assets
Penurunan nilai aktiva (kapitalisasi rugi selisih kurs)	67,035,657	(145,254,713)	(capitalized foreign exchange loss)
Laba (rugi) kena pajak sebelum kompensasi kerugian	<u>(11,267,070)</u>	<u>(299,900,217)</u>	Fiscal loss before loss compensation
Kerugian fiskal tahun lalu	(26,769,889)	-	Prior year's fiscal loss
Kerugian fiskal yang diperkirakan tidak dapat direalisasikan	38,036,959	273,130,328	Fiscal loss estimated to be unrealizable
Kerugian fiskal	-	(26,769,889)	Fiscal loss

Penyisihan pajak penghasilan badan untuk tahun-tahun yang berakhir pada tanggal 31 Desember 1999 dan 1998 adalah nihil karena Perusahaan masih mengalami kerugian secara fiskal.

Pajak penghasilan badan Perusahaan untuk tahun yang berakhir 31 Desember 1998 telah sesuai dengan Surat Pemberitahuan Tahunan (SPT) yang disampaikan oleh Perusahaan ke Kantor Pelayanan Pajak.

Perhitungan beban dan pajak penghasilan badan lebih bayar Perusahaan dihitung sebagai berikut :

	1999 Rp'000	1998 Rp'000	
Pajak penghasilan	-	-	Tax expense
Dikurangi pajak dibayar dimuka			Less tax prepayments
Pajak penghasilan pasal 23	5,360,551	<u>4,875,382</u>	Article 23
Pajak penghasilan badan lebih bayar	5,360,551	<u>4,875,382</u>	Income tax overpayments

### 35. INCOME TAX

Tax expense (income) per consolidated statements of income is as follows:

#### Current Tax

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

The Company incurred fiscal losses, thus, no provision for current income tax was made for the years ended December 31, 1999 and 1998.

The Company's income tax expense for the year ended December 31, 1998 was in accordance with the Annual Tax Returns filed with the Tax Service Office.

Tax expense and income tax overpayment of the Company are computed as follows:

Pajak Tangguhan

Pajak tangguhan dihitung berdasarkan pengaruh dari perbedaan temporer antara jumlah tercatat aktiva dan kewajiban menurut laporan keuangan dengan dasar pengenaan pajak aktiva dan kewajiban. Rincian dari aktiva dan kewajiban pajak tangguhan Perusahaan dan anak perusahaan adalah sebagai berikut :

Deferred Tax

Deferred tax is computed based on the effect of the temporary differences between the financial statement carrying amounts of assets and liabilities and their respective tax bases. The details of the Company and its subsidiaries deferred tax assets and liabilities are as follows:

Aktiva Pajak Tangguhan	Disajikan kembali - Catatan 2 As restated - Note 2					Deferred Tax Assets	
	Credited/charged		January 1, to statement		Credited/charged	to statement	December 31,
	1998	of income	1998	of income	1999		
	1 Januari 1998 Rp '000	Dibebankan ke laporan laba rugi Rp '000	31 Desember 1998 Rp '000	Dibebankan ke laporan laba rugi Rp '000	31 Desember 1999 Rp '000		
<b>Perusahaan</b>							
Aktiva pajak tangguhan :							
Rugi fiskal	-	8,030,967	8,030,967	(8,030,967)	-	The Company	Deferred tax asset:
Penyusutan aktiva tetap	-	2,765	2,765	(2,765)	-	Fiscal loss	Depreciation property and
Total	-	<u>8,033,732</u>	<u>8,033,732</u>	<u>(8,033,732)</u>	-	equipment	Total
Kewajiban pajak tangguhan							Deferred tax liability:
Penyusutan aktiva tetap	116,242	116,242	-	-	-	Depreciation of property	and equipment
Amortisasi biaya emisi saham yang ditangguhkan	688,135	274,177	413,958	413,958	-	Amortization of stock	issuance cost
Jumlah	<u>804,377</u>	<u>390,419</u>	<u>413,958</u>	<u>413,958</u>	-	Total	
Jumlah - bersih	<u>(804,377)</u>	<u>8,424,151</u>	<u>7,619,774</u>	<u>(7,619,774)</u>	-	Total - net	
Anak perusahaan							Subsidiaries
Aktiva pajak tangguhan :							Deferred tax asset:
Rugi fiskal	-	12,296,818	12,296,818	(2,459,363)	9,837,455	Fiscal loss	Total
Jumlah	-	<u>12,296,818</u>	<u>12,296,818</u>	<u>(2,459,363)</u>	<u>9,837,455</u>		
Kewajiban pajak tangguhan							Deferred tax liability:
Penyusutan aktiva tetap	242,666	236,975	479,641	(34,246)	513,887	Depreciation of property	and equipment
Amortisasi biaya ditangguhkan	34,802	103,220	138,022	68,419	69,603	Amortization of deferred	charges
Jumlah	<u>277,468</u>	<u>340,195</u>	<u>617,663</u>	<u>34,173</u>	<u>583,490</u>	Total	
Jumlah - bersih	<u>(277,468)</u>	<u>11,956,623</u>	<u>11,679,155</u>	<u>(2,425,190)</u>	<u>9,253,965</u>	Total - net	
Jumlah	<u>(1,081,845)</u>	<u>20,380,774</u>	<u>19,298,929</u>	<u>(10,044,964)</u>	<u>9,253,965</u>	Total	

Kewajiban Pajak Tangguhan		Disajikan kembali - Catatan 2 As restated - Note 2				Deferred Tax Liabilities
		January 1, 1998	Credited/charged to statement of income	December 31, 1998	Credited/charged to statement of income	December 31, 1999
		1 Januari 1998	Dibebankan ke laporan laba rugi	31 Desember 1998	Dibebankan ke laporan laba rugi	31 Desember 1999
		Rp '000	Rp '000	Rp '000	Rp '000	Rp '000
Perusahaan						The Company
Aktiva pajak tangguhan :						Deferred tax asset:
Penyusutan aktiva tetap	-	-	-	91,370	91,370	Depreciation property and equipment
Total	-	-	-	91,370	91,370	Total
Kewajiban pajak tangguhan						Deferred tax liability:
Amortisasi biaya emisi saham yang ditangguhkan	-	-	-	102,137	102,137	Amortization of stock issuance cost
Jumlah	-	-	-	102,137	102,137	Total
Jumlah - bersih	-	-	-	(10,767)	(10,767)	Total - net
Anak perusahaan						Subsidiaries
Aktiva pajak tangguhan :						Deferred tax asset:
Rugi fiskal	-	-	-	1,274,028	1,274,028	Fiscal loss
Jumlah	-	-	-	1,274,028	1,274,028	Total
Kewajiban pajak tangguhan						Deferred tax liability:
Penyusutan aktiva tetap	40,562,833	(48,750,271)	89,313,104	14,731,041	74,582,063	Depreciation of property and equipment
Jumlah	40,562,833	(48,750,271)	89,313,104	14,731,041	74,582,063	Total
Jumlah - bersih	40,562,833	48,750,271	(89,313,104)	16,005,069	73,308,035	Total - net
Jumlah	40,562,833	48,750,271	(89,313,104)	15,994,302	73,318,802	Total

Pada tahun 1999 dan 1998, Perusahaan mengalami kerugian fiskal masing-masing sebesar Rp 10.628.058 ribu dan Rp 299.900.217 ribu yang dapat dikompensasikan dengan laba fiskal pada masa lima tahun mendatang. Manajemen memperkirakan bahwa kerugian fiskal pada tahun 1998 tidak dapat direalisasikan ke tahun-tahun berikutnya sehingga tidak diakui sebagai aktiva pajak tangguhan pada tanggal neraca.

In 1999 and 1998, the Company incurred fiscal loss amounting to Rp 10,628,058 thousand and Rp 299,900,217 thousand, respectively, which can be applied against the taxable income within five years. The management estimated that such fiscal loss could not be realized in succeeding years. Thus, there was no fiscal loss which was recognized as deferred tax asset at balance sheet date in 1999, accordingly, the fiscal loss recognized as deferred tax asset in 1998 was written-off.

Rekonsiliasi antara beban pajak dan laba akuntansi adalah sebagai berikut :

A reconciliation between tax expense and the amount computed by applying the effective tax rates to loss before tax is as follows :

	1999	1998
	Rp'000	Rp'000
Laba sebelum pajak penghasilan menurut laporan laba rugi konsolidasi	437,591,368	580,330,653
Laba sebelum pajak penghasilan anak perusahaan	(667,398,608)	(779,468,356)
Rugi sebelum pajak penghasilan Perusahaan	(229,807,240)	(199,137,703)
Beban (penghasilan) pajak berdasarkan tarif pajak yang berlaku	(68,942,172)	(59,741,310)
Ditambah beban (penghasilan) yang tidak dapat dikurangkan menurut fiskal :		
Pendapatan yang sudah dikenakan pajak final	(261,454)	(1,293,232)
Beban yang tidak dapat dikurangkan	45,312,382	14,247,707
Pembebanan sekaligus selisih kurs	20,110,698	(43,576,414)
Kerugian fiskal yang diperkirakan tidak dapat direalisasikan di masa yang akan datang	11,411,087	81,939,098
Jumlah	76,572,713	51,317,159
Jumlah Beban (Penghasilan) Pajak Perusahaan	7,630,541	(8,424,151)
		Total Tax Expense (Income) of the Company

### 36. LABA PER SAHAM

#### Jumlah saham

Jumlah saham berdasarkan rata-rata tertimbang dari saham yang beredar adalah sebagai berikut :

	Jumlah rata-rata tertimbang saham Weighted average number of shares	
Jumlah saham beredar pada tahun 1998	344,760,000	Number of shares outstanding in 1998
Penerbitan saham 16/11/1999 321.730.290 saham x 45 hari 365 hari	39,665,378	Right issue as of November 16, 1999 $\frac{321,730,290 \text{ shares} \times 45 \text{ days}}{365 \text{ days}}$
Jumlah rata-rata tertimbang saham pada tahun 1999	<u>384,425,378</u>	Weighted average number of shares in 1999

Perusahaan mengeluarkan 321.730.290 saham baru pada tanggal 16 Nopember 1999 dengan harga transaksi lebih besar daripada harga pasar sebelum penerbitan saham baru. Oleh karena itu, efek bonus dari penerbitan saham baru tidak ada.

### 36. EARNINGS PER SHARE

#### Number of shares

The weighted average number of shares outstanding is shown below :

Laba per saham	Earnings per share		
	1999	1998	
	Rp	Rp	
Laba Laba per saham dasar	175,963,880,000 458	353,864,561,000 1,026	Earnings Basic EPS

#### Laba per saham dilutif

Perubahan tidak menghitung laba per saham dilutif karena tidak terdapat efek potensial dari dilusian untuk saham biasanya pada tahun 1999 dan 1998.

#### Diluted earnings per share

The Company did not compute diluted earnings per share since it did not have dilutive potential ordinary shares in 1999 and 1998.

### 37. SIFAT DAN TRANSAKSI HUBUNGAN ISTIMEWA

#### Sifat hubungan istimewa

Sifat hubungan istimewa antara Perusahaan dengan perusahaan-perusahaan yang mempunyai hubungan istimewa (Catatan 9 dan 15) adalah sebagai berikut :

- P.T. Meta Epsi Duta Corporation (DUTA) adalah pemegang saham mayoritas Perusahaan, sedangkan pemegang saham mayoritas P.T. Meta Epsi Inti Dinamika Corporation (INTI) adalah pemegang saham mayoritas pada P.T. Meta Epsi Duta Corporation.
- Sebagian dari anggota manajemen Medco Central Asia, (MCA) (Catatan 9 dan 15) adalah juga merupakan sebagian dari anggota manajemen Perusahaan.
- Pemegang saham P.T. Andrawina Praja Sarana (APS) adalah pemegang saham mayoritas pada DUTA dan Presiden Komisaris Perusahaan.
- Firstco Ltd. adalah perusahaan yang terafiliasi karena salah satu pengurusnya adalah salah satu pengurus Perusahaan.

### 37. NATURE OF RELATIONSHIP AND TRANSACTIONS WITH RELATED PARTIES

#### Nature of Relationship

The nature of relationship between the Company and its related parties (Notes 9 and 15) is as follows :

- P.T. Meta Epsi Duta Corporation (DUTA) is the major stockholder of the Company, while the major stockholder of P.T. Meta Epsi Intidinamika Corporation (INTI) is also the major stockholder of P.T. Meta Epsi Duta Corporation.
- Some members of the management of Medco Central Asia (MCA) (Notes 9 and 15) are also members of the management of the Company.
- The stockholder of P.T. Andrawina Praja Sarana (APS) is the major stockholder of DUTA and the President Commissioner of the Company.
- Firstco Ltd. has a common key member of key management as the Company.

### Transaksi hubungan istimewa

Dalam kegiatan usahanya, Perusahaan dan anak perusahaan melakukan transaksi tertentu dengan pihak-pihak yang memiliki hubungan istimewa, yang meliputi antara lain :

- a. Perusahaan memberikan pinjaman dana dan melakukan transaksi hubungan rekening koran dengan INTI dan DUTA (pemegang saham mayoritas). Piutang yang berasal dari transaksi ini dicatat sebagai piutang pada pihak yang mempunyai hubungan istimewa dan dikenakan bunga sebesar 18% per tahun untuk Rupiah dan 12% per tahun untuk US Dollar. Jumlah piutang ini pada tanggal 31 Desember 1999 dan 1998 masing-masing adalah Rp 301.188.112 dan Rp 286.071.792 ribu yang merupakan 8,94% dan 7,85% dari total aktiva Perusahaan pada tahun yang bersangkutan.

Pada tahun 1998, Perusahaan menggunakan deposito sebesar Rp 10.850.000 ribu untuk melunasi hutang INTI melalui kompensasi dengan deposito Perusahaan yang ada di Bank Industri (dalam likuidasi). Kompensasi ini telah dilakukan Perusahaan berdasarkan surat dari Tim Likuidasi Bank Industri.

Pendapatan bunga-bersih dari INTI pada tahun 1999 dan 1998 masing-masing berjumlah Rp 6.133.832 ribu dan Rp 5.956.000 ribu, sedangkan pendapatan bunga-bersih dari DUTA pada tahun 1999 dan 1998 berjumlah masing-masing berjumlah Rp 18.468.618 ribu dan Rp 27.614.360 ribu.

- b. Perusahaan dan anak perusahaan melakukan pembelian jasa boga dari APS, yang menurut pendapat manajemen, dilakukan dengan tingkat harga dan kondisi normal seperti dilakukan dengan pihak di luar pihak yang mempunyai hubungan istimewa. Kewajiban yang timbul dari transaksi ini dicatat sebagai hutang usaha.
- c. P.T. Meta Epsi Antareja Drilling Company dan P.T. Apexindo Pratama Duta, anak-anak perusahaan, menyewa ruangan kantor milik INTI, yang menurut pendapat manajemen, dilakukan dengan tingkat bunga dan kondisi normal seperti dilakukan dengan pihak diluar pihak yang mempunyai hubungan istimewa.
- d. Pada tanggal 6 Desember 1999 Perusahaan mengadakan perjanjian pembelian minyak mentah dari P.T. Exspan Sumatera. Pada tanggal yang sama Perusahaan juga mengadakan perjanjian penjualan minyak mentah ke Mitsui Oil (Asia) Hong Kong Ltd. dengan jenis, kualitas dan kuantitas yang sama dengan yang dibeli dari P.T. Exspan Sumatera. Sampai dengan tanggal 31 Desember 1999, tidak terdapat transaksi sehubungan dengan perjanjian tersebut.
- e. Perusahaan mengadakan perjanjian dengan Medco B.V. sehubungan dengan restrukturisasi hutang Perusahaan dimana Perusahaan mengakui hutang sebesar jumlah pokok dari wesel bayar Seri A dan B untuk ditukar dengan wesel bayar Perusahaan. Pada tanggal 28 Januari 2000 disepakati addendum perjanjian dimana Perusahaan harus membayar bunga sebesar 0,25% per tahun di atas tingkat bunga yang diberlakukan pada wesel bayar Seri A dan Seri B dari keseluruhan hutang Perusahaan kepada Medco B.V. terhitung mulai tanggal 1 Agustus 1999 dan akan mengganti semua biaya yang terjadi sehubungan dengan transaksi tersebut (Catatan 42).

### Transactions with Related Parties

In the normal course of business, the Company and its subsidiaries entered into certain transactions with related parties, including the following:

- a. The Company entered into current account transactions with INTI and DUTA (major stockholders). The receivables from these transactions are recognized as accounts receivable from related parties and an interest of 18% per annum was applied for Rupiah transactions and 12% per annum for US Dollar transactions. The balance as of December 31, 1999 and 1998 were Rp 301,188,112 thousand and Rp 286,071,792 thousand, respectively; which represented 8.94% and 7.85% of the Company's total assets in the respective years.

In 1998, the Company used its time deposit amounting to Rp 10,850,000 thousand in Bank Industri (liquidated bank) as settlement/compensation of the accounts payable of INTI to the same bank. This compensation was done by the Company based on the letter of the Bank Industri Liquidation Team.

Net interest income in 1999 and 1998 amounting to Rp 6,133,832 thousand and Rp 5,956,000 thousand, respectively, were derived from the receivables from INTI while net interest income from receivables from DUTA in 1999 and 1998 amounted to Rp 18,468,618 thousand and Rp 27,614,360 thousand, respectively.

- b. The Company and its subsidiaries obtained catering services from APS, which, according to management, were made at similar prices and conditions as those done with third parties. Liabilities arising from this transaction were recorded as trade accounts payable.
- c. P.T. Meta Epsi Antareja Drilling Company and P.T. Apexindo Pratama Duta, subsidiaries, rent their office space from INTI, which, according to management, were made at prices and conditions as those done with third parties.
- d. On December 6, 1999 the Company entered into an agreement to purchase crude oil from P.T. Exspan Sumatera. Concurrently, the Company entered into an agreement with Mitsui Oil (Asia) Hong Kong Ltd., to sell crude oil of the same type, quality and quantity as that purchased from P.T. Exspan Sumatera. Until December 31, 1999, no transactions were made in relation to this agreement.
- e. The Company entered into an agreement (subordinated Notes Agreement) with Medco B.V. in relation to the Company's debt restructuring whereby the Company acknowledges indebtedness to the latter of principal amount and/or interest payable on Series A and B Notes issued in exchange for the Company's notes payable. On January 28, 2000, an addendum was made so that the Company shall pay an interest of 0.25% per annum above the interest rate prevailing on Series A and Series B Notes retroactively, starting from August 1, 1999 on all of the Company's indebtedness to Medco B.V. and reimburse all expenses incurred in connection with the transactions (Note 42).

### 38. AKTIVA DAN KEWAJIBAN MONETER DALAM MATA UANG ASING

Pada tanggal 31 Desember 1999 dan 1998, aktiva dan kewajiban moneter dalam mata uang asing (semuanya disajikan dalam ekivalen US\$) adalah sebagai berikut :

	31 Desember 1999		31 Desember 1998		<u>Assets</u>	
	December 31, 1999		December 31, 1998			
	Ekuivalen Equivalent in	US\$ Rp '000	Ekuivalen Equivalent in	US\$ Rp '000		
<u>Aktiva</u>						
Kas dan setara kas	4,856,616	34,481,974	7,896,362	63,368,305	Cash and cash equivalents	
Deposito berjangka	875,565	6,216,512	647,278	5,194,406	Time deposits	
Piutang usaha	12,969,990	92,086,929	17,696,196	142,011,973	Trade accounts receivable	
Piutang pada pihak yang mempunyai hubungan istimewa	94,087,192	668,019,063	26,800,815	215,076,540	Account receivable from related parties	
Setoran jaminan	-	-	56,583,796	494,084,963	Security deposits	
Dana yang dibatasi penggunaannya	480,000	3,408,000	2,621,605	21,038,380	Restricted funds	
Jumlah	113,269,363	804,212,477	112,246,052	940,774,567	Total	
<u>Kewajiban</u>					<u>Liabilities</u>	
Hutang bank	17,256,520	122,521,292	17,801,862	142,859,943	Bank loans	
Wesel bayar	-	-	115,301,456	925,294,184	Notes payable	
Hutang usaha	11,730,013	83,283,092	12,033,549	96,569,231	Trade accounts payable	
Hutang pembelian aktiva tetap	604,328	4,290,729	7,625,577	61,195,255	Property and equipment purchase contracts	
Hutang lembaga keuangan bukan bank	12,322,364	87,488,784	21,304,309	170,967,080	Loans from non-bank financial institutions	
Hutang lain-lain	1,500,000	10,650,000	-	-	Other accounts payable	
Biaya yang masih harus dibayar	1,729,102	12,276,624	-	-	Accrued expenses	
Hutang swap	-	-	83,847,102	672,872,993	Swap payable	
Jumlah	45,142,327	320,510,522	257,913,855	2,069,758,686	Total	
Jumlah aktiva (kewajiban) bersih *)	68,127,036	483,701,955	(145,667,803)	(1,128,984,119)	Net assets (liabilities) *)	

\*) Tidak termasuk anak perusahaan yang pembukunya dalam mata uang US Dollar.

Sehubungan dengan depresiasi luar biasa mata uang Rupiah terhadap mata uang asing, Perusahaan dan anak perusahaan pada tahun 1998 mengalami kerugian selisih kurs bersih sebesar Rp 445.169.591 ribu dimana sebesar Rp 145.254.713 ribu dikapitalisasi ke biaya pengembangan berwujud, Rp 122.034.817 ribu dikapitalisasi ke aktiva tetap peralatan dan perlengkapan, dan Rp 177.880.061 ribu dibebankan pada tahun yang bersangkutan.

### 39. INFORMASI SEGMENT USAHA

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

Nama / Company	Kegiatan Usaha / Business Activity
P.T. Meta Epsi Antareja Drilling Company P.T. Apexindo Pratama Duta P.T. Exspan Petrogas Intranusa	Jasa pemboran minyak dan gas bumi / Oil and gas drilling and related services
Seluruh perusahaan yang tergabung dalam Exspan Group, kecuali P.T. Exspan Petrogas Intranusa All companies in Expan Group, except P.T. Exspan Petrogas Intranusa	Explorasi dan produksi minyak dan gas / Oil and Gas exploration and production
P.T. Medco Methanol Bunyu	Produksi methanol dan turunannya / Methanol and its derivative production
P.T. Medco Energi Corporation Tbk (Induk Perusahaan/parent company)	Induk perusahaan / Holding Company
Medco Energi Finance Overseas B.V.	Penerbitan wesel bayar Seri A dan Seri B / Solely for issuing Series A & B notes

### 38. MONETARY ASSETS AND LIABILITIES DENOMINATED IN FOREIGN CURRENCIES

As of December 31, 1999 and 1998, monetary assets and liabilities denominated in foreign currencies (all translated to the US Dollar equivalents) are as follows :

	31 Desember 1999		31 Desember 1998		<u>Liabilities</u>	
	December 31, 1999		December 31, 1998			
	Ekuivalen Equivalent in	US\$ Rp '000	Ekuivalen Equivalent in	US\$ Rp '000		
<u>Aktiva</u>						
Hutang bank	17,256,520	122,521,292	17,801,862	142,859,943	Bank loans	
Wesel bayar	-	-	115,301,456	925,294,184	Notes payable	
Hutang usaha	11,730,013	83,283,092	12,033,549	96,569,231	Trade accounts payable	
Hutang pembelian aktiva tetap	604,328	4,290,729	7,625,577	61,195,255	Property and equipment purchase contracts	
Hutang lembaga keuangan bukan bank	12,322,364	87,488,784	21,304,309	170,967,080	Loans from non-bank financial institutions	
Hutang lain-lain	1,500,000	10,650,000	-	-	Other accounts payable	
Biaya yang masih harus dibayar	1,729,102	12,276,624	-	-	Accrued expenses	
Hutang swap	-	-	83,847,102	672,872,993	Swap payable	
Jumlah	45,142,327	320,510,522	257,913,855	2,069,758,686	Total	
Jumlah aktiva (kewajiban) bersih *)	68,127,036	483,701,955	(145,667,803)	(1,128,984,119)	Net assets (liabilities) *)	

\*) Excluding subsidiaries which used US Dollar currency in their financial reports.

Due to the severe depreciation of the Rupiah to foreign currencies, the Company and its subsidiaries incurred net foreign exchange losses of Rp 445,169,591 thousand in 1998 of which Rp 145,254,713 thousand was capitalized to development capital cost, Rp 122,034,817 thousand was capitalized to property and equipment - machinery and equipment, respectively, and Rp 177,880,061 thousand was charged to current operations.

### 39. BUSINESS SEGMENT INFORMATION

The Company and its subsidiaries are presently engaged in business as follows:

**a. Penjualan bersih**

	1999		1998		Oil and Gas (Exploration and Production) Drilling Services (Offshore and Onshore) Methanol and its derivative products Management Services (Holding Company)
	%	Rp'000	%	Rp'000	
Eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi	65.90%	1,088,074,127	49.87%	934,853,729	Oil and Gas (Exploration and Production)
Jasa pengeboran minyak dan gas bumi	20.80%	343,479,127	37.97%	711,728,187	Drilling Services (Offshore and Onshore)
Produksi methanol dan turunannya	12.77%	210,756,837	11.35%	212,760,754	Methanol and its derivative products
Jasa manajemen (induk perusahaan)	0.53%	8,721,152	0.81%	15,156,625	Management Services (Holding Company)
Jumlah sebelum eliminasi	<u>100,00%</u>	<u>1,651,031,243</u>	<u>100,00%</u>	<u>1,874,499,295</u>	Total before elimination
Eliminasi		<u>(22,441,153)</u>		<u>(38,491,145)</u>	Elimination
Jumlah setelah eliminasi		<u>1,628,590,090</u>		<u>1,836,008,150</u>	Total after Elimination

**b. Beban langsung**

	1999		1998		Oil and Gas (Exploration and Production) Drilling Services (Offshore and Onshore) Methanol and its derivative products Management Services (Holding Company)
	%	Rp'000	%	Rp'000	
Eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi	43.11%	353,653,723	31.88%	262,359,034	Oil and Gas (Exploration and Production)
Jasa pengeboran minyak dan gas bumi	28.51%	233,902,213	39.42%	324,367,205	Drilling Services (Offshore and Onshore)
Produksi methanol dan turunannya	28.25%	231,743,807	28.56%	235,057,767	Methanol and its derivative products
Jasa manajemen (induk perusahaan)	0.13%	1,075,405	0.14%	1,136,120	Management Services (Holding Company)
Jumlah sebelum eliminasi	<u>100,00%</u>	<u>820,375,148</u>	<u>100,00%</u>	<u>822,920,126</u>	Total before elimination
Eliminasi		<u>(26,197,844)</u>		<u>(38,491,145)</u>	Elimination
Jumlah setelah eliminasi		<u>794,177,304</u>		<u>784,428,981</u>	Total after Elimination

**c. Beban Usaha**

	1999		1998		Oil and Gas (Exploration and Production) Drilling Services (Offshore and Onshore) Methanol and its derivative products Management Services (Holding Company)
	%	Rp'000	%	Rp'000	
Eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi	46.31%	82,756,502	39.53%	86,233,683	Oil and Gas (Exploration and Production)
Jasa pengeboran minyak dan gas bumi	16.04%	28,657,722	19.55%	42,661,931	Drilling Services (Offshore and Onshore)
Produksi methanol dan turunannya	12.62%	22,543,308	11.85%	25,843,384	Methanol and its derivative products
Jasa manajemen (induk perusahaan)	25.04%	44,744,839	29.07%	63,432,605	Management Services (Holding Company)
Jumlah sebelum eliminasi	<u>100,00%</u>	<u>178,702,371</u>	<u>100,00%</u>	<u>218,171,603</u>	Total before elimination
Eliminasi		<u>15,468,337</u>		<u>5,497,463</u>	Elimination
Jumlah setelah eliminasi		<u>194,170,708</u>		<u>223,669,066</u>	Total after Elimination

**d. Laba Usaha**

	1999		1998		Oil and Gas (Exploration and Production) Drilling Services (Offshore and Onshore) Methanol and its derivative products Management Services (Holding Company)
	%	Rp'000	%	Rp'000	
Eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi	99.96%	651,663,903	70.35%	586,261,011	Oil and Gas (Exploration and Production)
Jasa pengeboran minyak dan gas bumi	12.41%	80,919,192	41.36%	344,699,051	Drilling Services (Offshore and Onshore)
Produksi methanol dan turunannya	-6.68%	(43,530,278)	-5.78%	(48,140,397)	Methanol and its derivative products
Jasa manajemen (induk perusahaan)	-5.69%	(37,099,092)	-5.93%	(49,412,100)	Management Services (Holding Company)
Jumlah sebelum eliminasi	<u>100,00%</u>	<u>651,953,725</u>	<u>100,00%</u>	<u>833,407,565</u>	Total before elimination
Eliminasi		<u>(11,711,646)</u>		<u>(5,497,463)</u>	Elimination
Jumlah setelah eliminasi		<u>640,242,079</u>		<u>827,910,102</u>	Total after Elimination

e. Beban langsung dan beban usaha yang tidak mempengaruhi arus kas

e. Non-Cash Direct Costs & Operating Expenses

	1999		1998		
	%	Rp'000	%	Rp'000	
Eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi	55.83%	90,104,363	43.79%	82,351,423	Oil and Gas (Exploration and Production)
Jasa pengeboran minyak dan gas bumi	41.49%	66,960,437	30.82%	57,952,371	Drilling Services (Offshore and Onshore)
Produksi methanol dan turunannya	1.10%	1,774,943	0.81%	1,519,171	Methanol and its derivative products
Jasa manajemen (induk perusahaan)	1.57%	2,537,204	24.58%	46,230,285	Management Services (Holding Company)
Jumlah sebelum eliminasi	<u>100.00%</u>	<u>161,376,947</u>	<u>100.00%</u>	<u>188,053,250</u>	Total before elimination
Eliminasi		<u>15,601,128</u>		<u>28,147,463</u>	Elimination
Jumlah setelah eliminasi		<u>176,978,075</u>		<u>216,200,713</u>	Total after Elimination

#### 40. IKATAN DAN KEWAJIBAN KONTINJENSI

a. Dalam rangka kontrak bagi hasil dengan PERTAMINA, P.T. Exspan Sumatera diwajibkan :

- 1) ES diwajibkan untuk membayar bonus sejumlah US\$ 3.000.000 kepada PERTAMINA bilamana produksi rata-rata mencapai 50.000 barrel per hari dan tambahan US\$ 5.000.000 bila produksi meningkat mencapai rata-rata 75.000 barrel per hari selama periode 120 hari berturut-turut.
- 2) Atas permintaan PERTAMINA yang didasarkan kesepakatan bersama untuk menandatangani kontrak atau perjanjian pinjaman untuk tujuan pembiayaan pengolahan produk derivatif dari minyak bumi atau melakukan investasi dalam proyek yang berhubungan dengan industri minyak dan petrokimia.
- 3) Selambat-lambatnya tanggal 28 Nopember 1999, P.T. Exspan Sumatera diwajibkan untuk menyerahkan 26% dari wilayah kerja kontrak bagi hasil, sehingga wilayah kerja kontrak bagi hasil yang tersisa tidak boleh melebihi 4.470 km persegi atau 44% dari wilayah kerja kontrak bagi hasil. Kewajiban untuk penyerahan wilayah operasi tidak berlaku bilamana pada wilayah tersebut ditemukan cadangan minyak.

b. Dalam rangka kontrak bagi hasil dengan PERTAMINA, Exspan Airsenda Inc. dan Exspan Airlimau Inc. diwajibkan :

- 1) Untuk membayar bonus sejumlah US\$ 1.000.000 kepada PERTAMINA bilamana produksi rata-rata mencapai 50.000 barrel per hari dan tambahan US\$ 1.000.000 bila produksi meningkat mencapai rata-rata 75.000 barrel per hari selama periode 120 hari berturut-turut.
- 2) Atas permintaan PERTAMINA yang didasarkan kesepakatan bersama untuk menandatangani kontrak atau perjanjian pinjaman untuk tujuan pembiayaan pengolahan produk derivatif dari minyak bumi atau melakukan investasi dalam proyek yang berhubungan dengan industri minyak dan petrokimia.
- 3) Atas permintaan PERTAMINA menyerahkan 10% dari kepemilikannya dalam kontrak bagi hasil, untuk diserahkan kepada perusahaan Indonesia yang ditunjuk oleh PERTAMINA.

#### 40. COMMITMENTS AND CONTINGENCIES

a. P.T. Exspan Sumatera (ES) obligations under production sharing contract with PERTAMINA are as follows:

- 1) ES is committed to pay US\$ 3,000,000 representing production bonus to PERTAMINA, if production averages 50,000 barrels per day and an additional US\$ 5,000,000 if production increases to an average of 75,000 barrels per day for a period of 120 consecutive days.
- 2) ES is further obliged, at the request of PERTAMINA, and based on mutually agreeable terms, to sign a contract or loan agreement for the purpose of processing products derived from the petroleum operations or to make an equivalent investment in other projects related to the petroleum or petrochemical industries.
- 3) On or before November 28, 1999, P.T. Exspan Sumatera is required to surrender 26% of the contract area, so that the area retained thereafter shall not be in excess of 4,470 square kilometers or 44% of the contract area. 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. Exspan Airsenda, Inc. (Airsenda) and Exspan Airlimau, Inc. (Airlimau) are obligated to abide by the terms of production sharing contract with PERTAMINA which are as follows:

- 1) Airsenda and Airlimau are committed to pay US\$ 1,000,000 representing production bonus to PERTAMINA if production averages 50,000 barrels per day and an additional US\$ 1,000,000 if production increases to an average of 75,000 barrels per day for a period of 120 consecutive days.
- 2) Airsenda and Airlimau are further obliged, at the request of PERTAMINA, and based on mutually agreeable terms, to sign a contract or loan agreement for the purpose of processing products derived from the petroleum operations or to make an equivalent investment in other projects related to the petroleum or petrochemical industries.
- 3) PERTAMINA shall have the right to demand from Airsenda and Airlimau that a 10% undivided interest in the total rights and obligations under the production sharing contract be offered to an Indonesian company to be determined by PERTAMINA.

- c. Dalam rangka kontrak bagi hasil dengan PERTAMINA, Exspan Pasemah Inc. dan Exspan Exploration and Production Pasemah Ltd. diwajibkan :
- 1) Untuk membayar bonus sejumlah US\$ 1.000.000 kepada PERTAMINA bilamana produksi kumulatif mencapai 30.000.000 barrel minyak dan tambahan US\$ 1.500.000 bila produksi kumulatif meningkat menjadi rata-rata 60.000.000 barrel minyak.
  - 2) Atas permintaan PERTAMINA yang didasarkan kesepakatan bersama untuk menandatangani kontrak atau perjanjian pinjaman untuk tujuan pembiayaan pengolahan produk derivatif dari minyak bumi atau melakukan investasi dalam proyek yang berhubungan dengan industri minyak dan petrokimia.
  - 3) Pada tanggal atau sebelum 27 Februari 1999 dan 2003, Exspan Pasemah, Inc. dan Exspan Exploration and Production Pasemah, Ltd. diwajibkan untuk menyerahkan masing-masing 25% dan 40% dari wilayah kerja kontrak bagi hasil, sehingga wilayah kerja kontrak bagi hasil yang tersisa tidak boleh melebihi 1.713 km persegi atau 20% dari wilayah kerja kontrak bagi hasil. Kewajiban untuk penyerahan wilayah operasi tidak berlaku bilamana pada wilayah tersebut ditemukan cadangan minyak.
  - 4) Atas permintaan PERTAMINA untuk menyerahkan 10% dari kepemilikannya dalam kontrak bagi hasil, untuk diserahkan kepada perusahaan Indonesia yang ditunjuk oleh PERTAMINA.
- d. Dalam rangka kontrak bagi hasil dengan PERTAMINA, P.T. Exspan Tarakan diwajibkan :
- 1) Untuk membayar bonus sejumlah US\$ 5.000.000 kepada PERTAMINA bilamana produksi rata-rata mencapai 50.000 barrel per hari dan tambahan US\$ 10.000.000 bila produksi meningkat mencapai rata-rata 75.000 barrel per hari selama periode 120 hari berturut-turut.
  - 2) Atas permintaan PERTAMINA yang didasarkan kesepakatan bersama untuk menandatangani kontrak atau perjanjian pinjaman untuk tujuan pembiayaan pengolahan produk derivatif dari minyak bumi atau melakukan investasi dalam proyek yang berhubungan dengan industri minyak dan petrokimia.
  - 3) Atas permintaan PERTAMINA, menyerahkan 10% dari kepemilikannya dalam kontrak bagi hasil, untuk diserahkan kepada perusahaan Indonesia yang ditunjuk oleh PERTAMINA.
- e. Dalam rangka TAC dengan PERTAMINA, P.T. Exspan Kalimantan diwajibkan, atas permintaan PERTAMINA yang didasarkan kesepakatan bersama untuk menandatangani kontrak atau perjanjian pinjaman untuk tujuan pembiayaan pengolahan produk derivatif dari minyak bumi atau melakukan investasi dalam proyek yang berhubungan dengan industri minyak dan petrokimia.
- f. ES, anak perusahaan, 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
- c. Exspan Pasemah, Inc. (EP) and Exspan Exploration and Production Pasemah, Ltd. (EEPP) have obligations under the production sharing contract as follows:
- 1) EP and EEPP are committed to pay US\$ 1,000,000 representing production bonus to PERTAMINA if the cumulative oil production reaches an equivalent of 30,000,000 barrels and an additional US\$ 1,500,000 if cumulative oil production reaches an equivalent of 60,000,000 barrels.
  - 2) EP and EEPP are further obliged, at the request of PERTAMINA, and based on mutually agreeable terms, to sign a contract or loan agreement for the purpose of processing products derived from the petroleum operations or to make an equivalent investment in other projects related to the petroleum or petrochemical industries.
  - 3) On or before February 27 in 1999 and in 2003, EP and EEPP are required to surrender 25% and 40% of the contract area, respectively, so that the area retained thereafter shall not be in excess of 1,713 square kilometers or 20% of the contract area. The obligations to surrender parts of the contract area under the provision of the production sharing contract do not apply to the surface area of any field in which petroleum has been discovered.
  - 4) PERTAMINA shall have the right to demand from EP and EEPP that a 10% undivided interest in the total rights and obligations under production sharing contract be offered to an Indonesian company to be determined by PERTAMINA.
- d. P.T. Exspan Tarakan (ET) has obligations under production sharing contract as follows:
- 1) ET is committed to pay US\$ 5,000,000 representing production bonus to PERTAMINA, if production averages 50,000 barrels per day and additional US\$ 10,000,000 if production increases to an average of 75,000 barrels per day for a period of 120 consecutive days.
  - 2) ET is further obliged, at the request of PERTAMINA, and based on mutually agreeable terms, to sign a contract or loan agreement for the purpose of processing products derived from the petroleum operations or to make an equivalent investment in other projects related to the petroleum or petrochemical industries.
  - 3) PERTAMINA shall have the right to demand from ET that a 10% undivided interest in the total rights and obligations under production sharing contract be offered to an Indonesian company to be determined by PERTAMINA.
- e. Under the terms of the TAC, P.T. Exspan Kalimantan is obliged, at the request of PERTAMINA, and based on mutually agreeable terms, to sign a contract or loan agreement for the purpose of processing products derived from the petroleum operations or to make an equivalent investment in other projects related to the petroleum or petrochemical industries.
- f. ES, a subsidiary, 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)

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 EMLI dalam enam bulan pertama harus mengeluarkan biaya eksplorasi tidak kurang dari US\$ 200.000. Untuk perpanjangan pertama selama satu tahun harus mengeluarkan US\$ 1.000.000 dan perpanjangan tahunan kedua dan ketiga harus mengeluarkan masing-masing US\$ 2.000.000.

- g. Perusahaan memperoleh fasilitas bank garansi dari P.T. Bank Mandiri (d/h Bank Bumi Daya), maksimum plafond Rp 30.000.000 ribu untuk jangka waktu satu tahun sampai dengan 28 Nopember 1999. Fasilitas ini dapat digunakan oleh P.T. Meta Epsi Antareja Drilling Company dan P.T. Apexindo Pratama Duta, anak-anak perusahaannya. Fasilitas ini dijamin dengan peralatan pemberan No. 3 dan 10 senilai US\$ 6.600.000 dan cessie piutang atas pengoperasian peralatan pemberan tersebut.

#### **41. RESTRUKTURISASI HUTANG**

Sebagaimana dijelaskan dalam Catatan 20 dan 25, Perusahaan tidak mampu melunasi wesel bayar yang telah jatuh tempo tepat pada waktunya. Perusahaan juga tidak dapat mempertahankan rasio keuangan yang dipersyaratkan dalam perjanjian.

Sejak pertengahan tahun 1999, manajemen telah melakukan negosiasi dengan para kreditur untuk merestrukturisasi seluruh hutang wesel bayarnya termasuk hutang swap kepada Asian Loan Recovery Limited (Catatan 26).

Pada tanggal 29 Nopember 1999, manajemen berhasil mencapai kesepakatan dengan para kreditur untuk merestrukturisasi seluruh hutang tersebut dengan hasil restrukturisasi sebagai berikut :

- Hutang yang direstrukturisasi adalah hutang wesel bayar jangka pendek (Promisory Notes), wesel bayar jangka panjang (Medium Term Notes) dan hutang swap yang tercatat pada tanggal 1 Agustus 1999 yang seluruhnya berjumlah US\$ 216.273.418,92.
- Hutang wesel bayar yang ditukar dengan Guaranteed Floating Rate (Notes) Seri A berjumlah US\$ 42.783.000 dengan ketentuan sebagai berikut :

Jangka waktu	: 8 tahun, jatuh tempo 2007	Loan period	: 8 years, due in 2007
Pelunasan pokok pinjaman	: Pada saat jatuh tempo	Repayment of principal	: On maturity
Tingkat bunga (dibayar setiap setengah tahun)	: LIBOR	Applicable interest rate (payable semi-annually)	: LIBOR Flat
Tanggal pembayaran bunga	: 1 Februari dan 1 Agustus	Interest payment dates	: February 1 and August 1

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-month term of the Exploration Period EMLI shall spend a total exploration costs of not less than US\$ 200,000. For the first extension of the exploration period, ES 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.

- g. The Company obtained bank guarantee facility from P.T. Bank Mandiri (Persero) (originally Bank Bumi Daya), for a period of one year, due on November 28, 1999 with a maximum limit of Rp 30,000,000 thousand. This facility can be used by P.T. Meta Epsi Antareja Drilling Company and P.T. Apexindo Pratama Duta , its subsidiaries, and was secured by drilling rigs No. 3 and 10 valued at US\$ 6,600,000 and assignment of accounts receivable generated from the operations of such rigs.

#### **41. DEBT RESTRUCTURING**

As previously explained in Notes 20 and 25, the Company was not able to meet the obligations under the notes payable when they fall due and fail to meet with the required financial ratio specified in the agreement.

Since the middle of 1999, management has negotiated with its creditors to restructure all notes payables as well as the swap payables to Asian Loan Recovery Limited (Note 26).

On November 29, 1999, management reached an agreement with its creditors to restructure the entire notes payables with the outcome as follows:

- Debts which were restructured comprised of Promissory Notes, Medium Term Notes, and swap payables as of August 1, 1999, totaling US\$ 216,273,418.92.
- Notes payable converted to Series A Guaranteed Floating Rate Notes amounted to US\$ 42,783,000 with conditions as follows:

- Hutang wesel bayar yang ditukar dengan Guaranteed Floating Rate (Notes) Seri B berjumlah US\$ 23.451.000 dengan ketentuan sebagai berikut :

Jangka waktu : 8 tahun, jatuh tempo 2007

**Pelunasan Pokok**

pinjaman (masing-

masing dibayarkan

setiap setengah

tahun)

- 10% per tahun, dari nilai nominal untuk tahun ke 3, 4 dan 5.
- 20% per tahun dari nilai nominal untuk ke 6 dan 7.
- 30% per tahun dari nilai nominal untuk tahun ke 8.

**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.

Tanggal pembayaran : 1 Februari dan 1 Agustus bunga

- Hutang wesel bayar termasuk hutang swap yang dikonversi dengan saham berjumlah US\$ 150.021.200. Saham yang dikeluarkan sehubungan dengan konversi tersebut berjumlah 294.684.500 saham.

- Sisanya sebesar US\$ 18.218,92 dibayar tunai.

Penerbitan Notes Seri A dan Seri B tersebut diatur dalam :

- a. Agency Agreement tanggal 29 Nopember 1999 antara Perusahaan, Medco B.V. dan Chase Manhattan Bank dengan ketentuan sebagai berikut :

- Medco B.V. bertindak selaku Penerbit Notes Seri A dan Seri B;
- Perusahaan, bertindak selaku Guarantor, yang harus mematuhi kewajiban-kewajibannya terhadap Noteholders; dan
- Chase Manhattan Bank - Jakarta Branch, selaku Agent Bank, yang antara lain melakukan distribusi bunga dan/atau pokok pinjaman kepada Noteholders.

- b. Subordinated Notes Agreement tanggal 29 Nopember 1999 antara Perusahaan dengan Medco B.V. dimana Perusahaan mengakui hutang kepada Medco B.V. atas penerbitan Notes Seri A dan Seri B yang merupakan pengganti dari hutang wesel bayar Perusahaan.

- Notes payable converted to Series B Guaranteed Floating Rate Notes amounted to US\$ 23,451,000, with conditions as follows:

Loan period : 8 years, due in 2007

**Repayment of principal**

- (payable semi-annually) :
- 10% per annum of the nominal value, for 3rd, 4th and 5th year
  - 20% per annum of the nominal value, for 6th and 7th year
  - 30% per annum of the nominal value, for 8th year

**Applicable interest rates**

- (payable semi-annually) :
- LIBOR + 1.25% per annum for 1st year
  - LIBOR + 2.50% per annum for 2nd year
  - LIBOR + 3.25% per annum for 3rd year
  - LIBOR + 3.50% per annum for 4th year
  - LIBOR + 4.50% per annum for 5th year
  - LIBOR + 6.00% per annum for 6th and 7th year
  - LIBOR + 7.00% per annum for 8th year

Interest payment date : February 1 and August 1

- Notes and swap payable which was converted to equity amounted to US\$ 150,021,200 which is equivalent to 294,684,500 shares.

- The remainder of US \$18,218.92 was paid in cash

The issuance of Series A and Series B Notes is governed by :

- a. The Agency Agreement dated November 29, 1999 between the Company, Medco B.V. and Chase Manhattan Bank, with conditions as follows:

- Medco B.V. acts as the issuer of Series A and B Notes;
- The Company, acts as the Guarantor which has to fulfill its obligations to the noteholders; and
- Chase Manhattan Bank, Jakarta Branch, acts as the Agent Bank, which among others, has the responsibility to distribute interest and/or principal repayment to the noteholders.

- b. Subordinated Notes Agreement dated November 29, 1999 between the Company and Medco B.V. whereby the Company acknowledges its indebtedness to the latter over the issuance of Series A and B Notes which were used to replace the Company's notes payable.

Selama Notes Seri A and B masih terhutang, Perusahaan antara lain diwajibkan untuk :

- Tidak melakukan transaksi dengan afiliasi kecuali apabila transaksi tersebut berdasarkan persyaratan komersial yang berlaku untuk umum.
- Tidak menjual, memindahkan atau menyewakan 20% atau lebih asset Perusahaan.
- Memelihara 100% kepemilikan saham atas Medco Energi Finance Overseas B.V.
- Memelihara Debt to Equity ratio tidak lebih dari 2,5 : 1 untuk setiap semester sampai dengan 30 Juni 2000 dan tidak lebih dari 2 : 1 setelahnya.
- Memelihara EBITDA to Debt Service ratio tidak kurang dari 2 : 1.
- Memelihara ekuitas sebesar tidak kurang dari Rp 225 miliar untuk setiap semester sampai dengan 30 Juni 2000 dan tidak kurang dari Rp 350 miliar setelahnya.
- Mempertahankan pengendalian manajemen efektif atas 10 anak perusahaannya.

Khusus untuk Notes Seri B, Perusahaan dikenakan persyaratan tambahan sebagai berikut :

- Apabila Perusahaan melakukan pembayaran dividen tunai, maka Medco B.V. sebagai penerbit wesel bayar, diwajibkan untuk menebus Notes Seri B yang terhutang, sebesar jumlah dividen yang dibayarkan tunai.
- Apabila Perusahaan menerima pinjaman baru, maka dana yang diperoleh dari pinjaman baru tersebut dipergunakan terlebih dahulu untuk melunasi hutang Notes Seri B.

Perusahaan juga tidak diperbolehkan untuk menjaminkan asset Perusahaan dan anak perusahaan atas hutang yang dimaksud, kecuali atas :

- Aktiva yang diperoleh setelah tanggal penerbitan Notes Seri A dan Seri B dan yang dijaminkan dalam rangka pembiayaan aktiva tersebut; atau
- Penjaminan yang telah dilakukan sebelum tanggal penerbitan Notes Seri A dan Seri B dan atas addendumnya
- Penjaminan yang diwajibkan oleh persyaratan operasional.

Atas penjaminan di luar hal-hal tersebut diatas, Perusahaan harus meminta persetujuan rapat luar biasa dari para pemegang Notes.

Apabila Perusahaan gagal memenuhi kewajiban tersebut diatas kepada para pemegang Notes, sewaktu-waktu Agent Bank (setelah melalui prosedur yang ditentukan) dapat menagih wesel bayar tersebut dan seluruh wesel bayar Notes Seri A dan Seri B akan dinyatakan jatuh tempo seketika.

The Company is required to comply with the following covenants :

- Will not enter into any transactions with related parties, except on an arm's length basis on terms which are no less favorable than the normal commercial terms;
- Will not sell, transfer, lease out, lend or otherwise dispose of 20 percent or more of their respective assets;
- Maintain 100 % ownership of Medco Energi Finance Overseas B.V.;
- Maintain a Debt to Equity ratio of not more than 2.5 : 1 as at each half year date until June 30, 2000 and not more than 2 : 1 thereafter;
- Maintain a ratio of EBITDA to Debt Service ratio of not less than 2 : 1;
- Ensure that on each half year date its equity is not less than Rp 225 billion until June 30, 2000 and Rp 350 billion thereafter ; and
- Maintain effective management control over its ten (10) subsidiaries.

In relation to Series B Notes, the Company is subjected to the following additional covenants :

- If the Company pays any cash dividends to its shareholders, then Medco B.V., as notes issuer is required to redeem the Series B Notes with an amount equal to cash dividends paid;
- If the Company obtains any new debt financing, then the fund shall be initially applied to redeem the Series B Notes.

The Company will also ensure that none of its other debts are secured by any security interests upon any of the Company's or its subsidiaries' assets, except for:

- security interest on assets acquired after the issuance date of Series A and Series B Notes for the sole purpose of financing the underlying asset acquisition; or
- security interest on the assets acquired prior to the issuance date of Series A and Series B Notes and the addendum thereof; and
- security interest needed for operational requirement.

Security interests other than above would require an extraordinary resolution of the noteholders.

Should the Company fail to meet the above conditions, any noteholders may then give notice of an event of default to the Agent Bank who may then declare (after having gone through the required procedures) that all of the Series A and Series B Notes have become immediately due and payable.

## **42. PERISTIWA PENTING SETELAH TANGGAL NERACA**

a. Pada tanggal 18 Januari 2000 Perusahaan melakukan pembelian Notes Seri A, nominal US\$ 18.500.000 dengan harga 60 % dari nilai nominal, yaitu sebesar Rp 80.760.000 ribu. Sesuai dengan Agency Agreement (Catatan 41) wesel bayar yang dibeli ini dinyatakan tidak berlaku lagi.

b. Pada tanggal 25 Januari 2000, Perusahaan mengadakan Rapat Umum Pemegang Saham Luar Biasa untuk melakukan perubahan anggaran dasar mengenai :

- 1) Perubahan nama Perusahaan menjadi P.T. Medco Energi Internasional Tbk.
- 2) Perubahan atau pemecahan saham Perusahaan (Stock Split) dari Rp 500 menjadi Rp 100 per saham.
- 3) Penambahan anggota komisaris Perusahaan dengan mengangkat Tn. Gustiaman Deru, Tn. Michael Watzky dan Tn. Lap Wai Chan masing-masing sebagai anggota Dewan Komisaris.

Perubahan anggaran dasar ini sesuai akta No. 32 tanggal 25 Januari 2000 dari Notaris Ny. Poerbaningsih Adi Warsito, S.H., di Jakarta. Perubahan nama Perusahaan 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.

c. Pada tanggal 25 Januari 2000 Perusahaan menandatangani perjanjian dengan City View Energy Corporation Ltd. untuk membeli 75% saham Western Simmenggaris Petroleum Pty. Ltd. dan 75% saham Western Madura Pty. Ltd. milik anak perusahaannya. Kedua perusahaan yang sahamnya akan dibeli tersebut memiliki working interest masing-masing di ladang minyak JOB-PSC Simenggaris, Kalimantan Timur seluas 2.794 km<sup>2</sup> dan di JOB-PSC Pulau Madura seluas 2.719 km<sup>2</sup>.

Pembelian akan dilaksanakan setelah Perusahaan telah mendapatkan persetujuan atas anggaran dan rencana kerja yang diajukan oleh Perusahaan ke PERTAMINA, selambat-lambatnya tanggal 31 Maret 2000. Sampai saat ini Perusahaan belum memperoleh persetujuan tersebut.

d. Pada tanggal 28 Januari 2000 disepakati addendum perjanjian dimana Perusahaan harus membayar bunga sebesar 0,25% per tahun di atas tingkat bunga yang diberlakukan pada wesel bayar Seri A dan Seri B dari keseluruhan hutang Perusahaan kepada Medco B.V. terhitung mulai tanggal 1 Agustus 1999 dan akan mengganti semua biaya yang terjadi sehubungan dengan transaksi tersebut.

e. Pada tanggal 2 Februari 2000, Perusahaan menandatangani Perjanjian Pembelian 100% saham perusahaan Senoro Toili (Indonesia Ltd.) milik Union Texas Tomori Inc. (salah satu anak perusahaan Atlantic Richfield Company / ARCO) yang memiliki 50% working interest di JOB-PSC Senoro dan Toili masing-masing seluas 198 km<sup>2</sup> dan 277 km<sup>2</sup>, keduanya terletak di Sulawesi Tengah.

Harga pembelian disepakati sebesar US\$ 1.037.500 dan komitmen untuk melanjutkan eksplorasi dan eksplorasi adalah sesuai dengan ketentuan dalam Perjanjian JOB yang telah disepakati sebelumnya dengan PERTAMINA.

## **42. SUBSEQUENT EVENTS**

a. On January 18, 2000 the Company purchased Series A Notes with a nominal value of US\$ 18,500,000, at 60% of their face values which amounted to Rp 80,760,000 thousand. In accordance with the Agency Agreement (Note 41), these Notes were declared cancelled.

b. On January 25, 2000, the Company held an Extraordinary General Meeting of Stockholders to approve amendments on its articles of association on the followings :

- 1) The change of the Company's name to P.T. Medco Energi Internasional Tbk.
- 2) The change in the par value of the Company's shares of stock (stock split) from Rp 500 to Rp 100 per share.
- 3) The addition of Mr. Gustiaman Deru, Mr. Michael Watzky and Mr. Lap Wai Chan as members of the Board of Commissioners.

The above changes were documented in Notarial deed No. 32 dated January 25, 2000 of Notary Poerbaningsih Adi Warsito, SH, notary in Jakarta. The change in the Company's name was ratified by the Minister of Justice and Legislation of the Republic of Indonesia in his decision letter No. C-3409 HT.01.04-TH.2000 dated February 22, 2000.

c. On January 25, 2000 the Company signed a Purchase Agreement with City View Energy Corporation Ltd. to purchase 75% of Western Simenggaris Petroleum Pty. Ltd. shares and 75% of Western Madura Pty. Ltd shares which are both owned by a subsidiary of City View Energy Corporation Ltd and have working interests in JOB-PSC Simenggaris, East Kalimantan covering an area of 2,794 square kilometers (Sq Km) and in JOB-PSC Madura covering an area of 2,719 Sq Km respectively.

The completion of the purchase agreement is subject to the Company's obtaining an approval from PERTAMINA of its Work Plan and Budget, the latest being on March 31, 2000. As of to date, the Company has not yet obtained a letter of approval from PERTAMINA.

d. On January 28, 2000, an addendum was made to the Subordinated Notes Agreement providing that the Company shall pay an interest of 0.25% per annum above the interest rate prevailing on Series A and Series B in relation to the Company's indebtedness to Medco B.V. and reimburse all expenses incurred in connection thereto, starting from August 1, 1999.

e. On February 2, 2000 the Company signed a Purchase Agreement with Union Texas Tomori Inc. (a subsidiary of Atlantic Richfield Company / ARCO) to purchase 100% of its ownership interest in its subsidiary, Senoro Toili (Indonesia Ltd), which has a 50% working interest in JOB-PSC Senoro and Toili in Central Sulawesi covering an area of 198 Sq Km and 277 Sq Km, respectively.

Under the agreement, the Company agreed to purchase at US\$ 1,037,500 plus the commitment to continue the exploration and production activities as set out in the JOB Agreement which had previously been agreed with PERTAMINA.

- f. Pada tanggal 3 Februari 2000, Perusahaan melalui P.T. Exspan Petrogas Intranusa, anak perusahaan (Catatan 2b), menandatangani Perjanjian Kerjasama dengan P.T. Sarana Chalimutama dalam penyelenggaraan kegiatan jasa peningkatan produksi minyak di ladang-ladang minyak yang dikelola Perseroan dengan menggunakan teknologi VSIT (Vibro Seismic Impact Technology).
- g. Pada tanggal 13 Maret 2000 MCA, DUTA dan INTI membayar masing-masing sebesar US\$ 2.000.000 atau Rp 14.830.000 ribu, US\$ 750.000 atau Rp 5.561.250 ribu dan US\$ 250.000 atau Rp 1.853.750 ribu untuk pembayaran hutang ke Perusahaan dengan menyerahkan wesel bayar Seri A yang diterbitkan oleh Medco B.V. yang diperhitungkan sebesar nilai nominalnya. Sesuai dengan Agency Agreement (Catatan 41), wesel bayar yang dibeli Perusahaan sehubungan dengan transaksi tersebut dinyatakan batal.

### **43. DAMPAK KRISIS EKONOMI TERHADAP KEGIATAN PERUSAHAAN DAN ANAK PERUSAHAAN**

Banyak negara di wilayah 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 dan kurs mata uang. Kondisi ini mencakup pula penurunan drastis harga saham, pengetatan penyediaan kredit, dan penghentian atau penundaan pelaksanaan proyek konstruksi tertentu. Namun demikian memasuki tahun 1999, kondisi perekonomian sudah mulai membaik yang ditandai antara lain dengan menurunnya tingkat bunga dan laju inflasi, relatif stabilnya nilai tukar mata uang asing dan menguatnya kembali harga efek di pasar modal.

Langkanya likuiditas dari pasar uang dan melemahnya nilai tukar Rupiah terhadap US Dollar serta tingginya tingkat suku bunga pada tahun 1998 dan 1997 telah mengakibatkan Perusahaan dan anak perusahaan mengalami kesulitan likuiditas guna melunasi hutang-hutang jangka pendek yang telah jatuh tempo. Melemahnya Rupiah terhadap mata uang asing juga berdampak terhadap kemampuan Perusahaan dan anak perusahaan untuk melunasi hutang dalam bentuk valuta asing mengingat hutang tersebut telah meningkat secara signifikan dalam satuan Rupiah dan tingkat bunga pinjaman dalam Rupiah yang juga meningkat secara signifikan. Pada tahun 1998, Perusahaan dan anak perusahaan menunggak pembayaran bunga dan pokok pinjaman yang telah jatuh tempo dan tidak dapat mempertahankan rasio-rasio keuangan yang ditentukan dalam perjanjian pinjaman. Namun demikian, pada tanggal 29 Nopember 1999, Perusahaan dan anak perusahaan, berhasil melakukan restrukturisasi hutang dengan kreditur (Catatan 41).

Walaupun kondisi perekonomian sudah menunjukkan tanda yang lebih membaik, Perusahaan dan anak perusahaan tetap berhati-hati (prudent) dalam mengelola dan menjalankan operasi.

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 diluar 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.

- f. On February 3, 2000, the Company through P.T. Exspan Petrogas Intranusa, a subsidiary (Note 2b), signed a Cooperation Agreement with P.T. Sarana Chalimutama in an effort to increase oil production in the oil fields run by the Company through the use of VSIT (Vibro Seismic Impact Technology).

- g. On March 13, 2000, MCA, DUTA and INTI paid US\$ 2,000,000 or Rp 14,830,000 thousand US\$ 750,000 or Rp 5,561,250 thousand and US\$ 250,000 or Rp 1,853,750 thousand, respectively, for partial settlement of their debts through the purchase of Series A Notes issued by Medco B.V. which were transferred to the Company at fair value of equivalent to the amount of debts. Pursuant to the Agency Agreement (Note 41), the Notes purchased by the Company under these transactions were all declared cancelled.

### **43. EFFECT OF ECONOMIC CRISIS 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 and high interest and foreign exchange rates. The crisis has also involved declining prices in shares of stock, tightening of available credit, and stoppage or postponement of certain construction projects. In 1999, the economic condition has started to improve as indicated by, among others, the decrease in interest rates and inflation, relatively stable foreign exchange rates and strengthening of prices of shares in the capital market.

The tight liquidity from money market and the weakening of Rupiah currency against the US Dollar and high interest rates in 1998 and 1997 have resulted in a liquidity shortage for the Company and its subsidiaries to settle the amount due under its short-term obligations. The weakening of Rupiah against foreign currencies has also affected the Company and its subsidiaries' ability to repay loan denominated in foreign currencies given that the balance of their borrowing denominated in foreign currencies have increased in term of Rupiah, and interest rate on Rupiah denominated loans have increased substantially. In 1998, the Company and its subsidiaries were not able to pay principal due on loans and the related interest thereon and failed to maintain certain financial ratios as required by the loan agreements. However, on November 29, 1999, the Company and its subsidiaries reached an agreement with their creditors to restructure their loans (Note 41).

Even though the economic condition has shown signs of improvement, the Company and its subsidiaries continue to be prudent in their management and operations.

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, to achieve economic recovery. It is not possible to determine the future effect 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.

#### **44. INFORMASI PENTING LAINNYA**

Pada tahun 1998, Ikatan Akuntan Indonesia mengeluarkan Pernyataan No. 48 tentang "Penurunan Nilai Aktiva" yang efektif berlaku pada atau setelah tanggal 1 Januari 2000. Pernyataan No. 48 ini mengharuskan Perusahaan menentukan taksiran jumlah yang dapat diperoleh kembali (recoverable amount) atas nilai aktiva apabila terdapat situasi atau keadaan yang memberikan indikasi jumlah yang dapat diperoleh kembali dari aktiva lebih rendah dari nilai tercatatnya.

Manajemen saat ini sedang mengevaluasi pengaruh dari Pernyataan tersebut terhadap posisi keuangan dan hasil usaha Perusahaan.

#### **45. REKLASIFIKASI AKUN**

Berikut ini akun-akun dalam laporan keuangan konsolidasi tahun 1998 yang direklasifikasikan agar sesuai dengan penyajian laporan keuangan konsolidasi untuk periode 31 Desember 1999 :

#### **44. OTHER SIGNIFICANT INFORMATION**

In 1998, the Indonesian Institute of Accountants issued Statement of Financial Accounting Standards No. 48 concerning "Impairment of Assets" which will be effective on January 1, 2000. This standard requires the management to estimate the recoverable amount of the asset if there are indications that there is potential decline in the value of the asset. If the asset's recoverable amount is lower than its carrying value, the management should recognize a loss on impairment of asset which is charged to current operations.

The management is currently evaluating the effect of adopting this new standard on the Company's financial position and result of operations.

#### **45. RECLASSIFICATION OF ACCOUNTS**

The following accounts in the 1998 consolidated financial statements were reclassified to conform with consolidated financial statements presentation for the period ended December 31, 1999 :

1998			
	Sesudah Reklasifikasi After Reclassifications	Sebagaimana Dilaporkan Sebelumnya Before Reclassifications	
	Rp'000	Rp'000	
<b>Beban langsung</b>			<b>Direct Cost</b>
Operasional umum	-	86,233,683	General operating expenses
<b>Beban usaha</b>			<b>Operating expenses</b>
Umum dan administrasi			General and administrative
Tenaga kerja	65,197,243	27,228,558	Salaries and wages
Beban professional	38,394,247	7,082,965	Professional fees
Perlengkapan kantor	8,241,113	1,853,898	Office Supplies
Lain-lain	12,252,381	5,395,954	Others
Pemasaran			Selling
Perjalanan dinas	7,248,897	3,538,823	Business travel

Reklasifikasi ini merupakan beban operasional umum yang menurut sifat transaksinya adalah merupakan unsur beban usaha.

The reclassifications represent general operating expenses which are considered as operating expenses.

• • • •







