Laporan Tahunan **2005** Annual Report

Creating Value. Energizing Life.

MEDCOENERGI

Daftar Isi

Contents

1	Menciptakan Nilai. Mendukung Kehidupan. Creating Value. Energizing Life.
2	Visi dan Misi Vision and Mission
3	Strategi dan Nilai-nilai Perseroan Corporate Strategy and Values
4	Sejarah MedcoEnergi History of MedcoEnergi
5	Ikhtisar Pasar Minyak Dunia 2005 2005 World Oil Market Highlights
6	25 Tahun Perjalanan 25 Years of Journey
8	Peristiwa Penting 2005 2005 Important Events
10	Ikhtisar Keuangan Financial Highlights
11	Indikator Keuangan Key Financial Indicators
12	Ikhtisar Operasi Operation Highlights
13	Pertumbuhan Operasi Operation Growth
14	Ikhtisar Saham Stocks Highlights
16	Struktur Perseroan Corporate Structure
18	Wilayah Kerja Working Areas
20	Penasihat MedcoEnergi The Advisors of MedcoEnergi
22	Sambutan Komisaris Utama Message from the President Commissioner
26	Sambutan Direktur Utama Message from the President Director
32	Laporan Corporate Sustainability Corporate Sustainability Report
34	Tata Kelola Perusahaan & Kode Etik Corporate Governance & Code of Ethic
60	Peran Serta Sosial Perusahaan Corporate Social Responsibility
64	Laporan Corporate Affairs Corporate Affairs Report
66	Perencanaan Korporat Corporate Planning
70	Pengembangan Perusahaan Corporate Growth
78	Layanan Bisnis Korporat Corporate Business Shared Services
82	Laporan Operasional Operation Report
84	Minyak dan Gas Oil and Gas
106	Industri Kimia Chemicals
110	Pembangkit Listrik Power Plant
114	Jasa Pemboran Drilling Services
118	Lingkungan, Kesehatan dan Keselamatan Kerja (LK3) Safety, Health and Environment (SHE)
122	Laporan dan Kinerja Keuangan Financial Performance and Report
140	Data Perseroan Corporate Data
162	Laporan Keuangan Financial Report

Kepemilikan (per tanggal 31 Desember 2005)
Ownership (as of 31 December 2005)

Densico Energy Resources	**33.42%**
Aman Energy Resources	**17.28%**
Founders	**0.91%**
Public	**41.69%**
Treasury Stocks	**6.70%**

Laporan Tahunan ini dapat dilihat di website www.medcoenergi.com
This Annual Report is available at our website www.medcoenergi.com

Menciptakan Nilai. Mendukung Kehidupan.

Creating Value. Energizing Life.

MedcoEnergi relentlessly pursues opportunities to explore, produce and deliver energy in its many forms and utilities to create values, not only for the shareholders, but also for the surrounding social and natural environments.

Inspired by Hardiansah Ismail (Medco LPG Kaji).

MedcoEnergi terus mencari kesempatan untuk mengeksplorasi, memproduksi dan menghasilkan energi dalam berbagai bentuk dan kegunaan yang memberikan nilai, tidak hanya bagi pemegang sahamnya, akan tetapi juga untuk lingkungan sosial dan kehidupan.

Inspirasi dari Hardiansah Ismail (Medco LPG Kaji)

The commitment is further translated into meaningful actions, as reflected in the activities undertaken during the year, notably in the areas of Oil and Gas exploration and production; expansion into broader spectrum of energy business, including Geothermal and Power Plants; development of renewable energy; and active participations in fostering harmony with the surrounding communities and natural environment.

Inspired by Boris Aditya (Medco Methanol Bunyu).

Komitmen tersebut selanjutnya diartikan menjadi suatu aksi yang berarti, sebagaimana tercermin dalam kegiatan-kegiatan dalam tahun berjalan, khususnya di kegiatan seperti eksplorasi dan produksi migas; ekspansi ke bisnis energi yang lebih luas, termasuk Energi Panas Bumi dan Tenaga Listrik; pengembangan ke energi terbaru dan partisipasi aktif dalam membina keselarasan dengan komunitas sekitar dan lingkungan hidup.

Inspirasi dari Boris Aditya (Medco Methanol Bunyu)

Visi

Vision

Perusahaan energi pilihan.

The energy company of choice.

Misi

Mission

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

To develop energy resource potentials into profitable investment portfolios.

Strategi Perseroan

Corporate Strategy

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

- Mengganti atau menambah cadangan melalui akuisisi dan eksplorasi.
- Mengganti dan meningkatkan volume produksi melalui pengembangan cadangan.
- Mengembangkan pasar baru untuk gas yang belum terjual.
- Menjaga fleksibilitas keuangan dan struktur keuangan yang konservatif dan pengendalian biaya.
- Membangun kerja sama strategis dengan operator internasional.
- Memastikan adanya dukungan dari komunitas lokal.
- Fokus dalam menjaga standar Tata Kelola Perusahaan (Good Corporate Governance).

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

- Replace or add reserves through acquisition and exploration.
- Replace and increase production volumes through the development of reserves.
- Develop new market for uncommitted gas.
- Maintain financial flexibility and conservative financial structure and cost control.
- Build strategic alliances with international operators.
- Ensure support from local community.
- Focus on maintaining Good Corporate Governance standards.

Nilai-nilai Perseroan

Corporate Values

PROFESIONAL
- Kompeten dalam bidangnya.
- Memiliki "semangat juara."
- Meningkatkan kemampuan diri setiap saat.
- Memiliki kemampuan profesional dan mengetahui batas kemampuannya.

ETIS
- Menjalankan usaha secara adil dengan integritas moral yang tinggi.
- Menerapkan standar etika tertinggi setiap saat.
- Mengerti dan mentaati kebijakan-kebijakan Perseroan mengenai etika dan Good Corporate Governance.

KETERBUKAAN
- Mendorong informalitas dan keterbukaan dalam berkomunikasi.
- Membangun suasana dan rasa saling percaya diantara karyawan dan manajemen di MedcoEnergi Group.
- Memiliki rasa keterbukaan dalam tata pikir, tata laku, dan tata kerja.

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

PROFESSIONAL
- Competent in your area of expertise.
- Having a "champion spirit."
- Always seek self-improvement.
- Having professional ability and knowing your limit.

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

OPENNESS
- Encouraging informality and openness in communications at all levels.
- Building trust environment and feeling of trust among the employees and management in MedcoEnergi Group.
- Open minded, respectable manner, and excellent work ethics.

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

Sejarah MedcoEnergi

History of MedcoEnergi

25 tahun yang lalu pada bulan Juni 1980, MedcoEnergi didirikan oleh pengusaha muda Indonesia, Bp. Arifin Panigoro. Beliau bersama Bp. Hertriono Kartowisastro (Direktur Utama PT Apexindo Pratama Duta Tbk), memulai usaha di bidang pemboran minyak dan gas. Dengan bergabungnya Bp. John Sadrak Karamoy di tahun 1992, MedcoEnergi mulai memasuki usaha di bidang eksplorasi dan produksi minyak dan gas. Keberhasilan penawaran perdana (IPO) pada tahun 1994, Perseroan terus melaksanakan ekspansi ke industri petrokimia dengan menandatangani Perjanjian Kerja Sama Operasi dengan Pertamina untuk mengelola pabrik methanol milik Pertamina di pulau Bunyu, Kalimantan Timur di tahun 1997.

Sekarang MedcoEnergi telah berkembang menjadi sebuah perusahaan energi terpadu yang memiliki kegiatan usaha di bidang eksplorasi dan produksi migas, jasa pemboran, produksi methanol, serta yang terbaru adalah produksi LPG dan pembangkit tenaga listrik. Saat ini Perseroan mempekerjakan lebih dari 2.373 pegawai di 21 wilayah kerja minyak dan gas yang tersebar dari Sumatra, Jawa, Kalimantan, Sulawesi, Papua hingga Oman, Libya dan Amerika Serikat, serta anjungan-anjungan darat dan lepas pantai, maupun pabrik methanol dan LPG dan pembangkit listrik.

MedcoEnergi bertekad untuk senantiasa meningkatkan produksi migasnya dalam kurun waktu lima tahun mendatang, sehingga Perseroan akan tumbuh menjadi perusahaan dengan nilai kapitalisasi pasar yang lebih besar dari US$ 1 miliar.

25 years ago in June 1980, MedcoEnergi was founded by a young local Indonesian entrepreneur, Mr. Arifin Panigoro. Working in association with his partner, Mr. Hertriono Kartowisastro (currently the President Director of PT Apexindo Pratama Duta Tbk), he started the oil and gas drilling services. Furthermore, along with the entrance of Mr. John Sadrak Karamoy in 1992, MedcoEnergi expanded its operations to exploration and production business. The successful Initial Public Offering (IPO) in 1994 enable the Company continued to expand its business into the petrochemical industry in order to monetize its stranded gas reserves by signing a Joint Operating Management Agreement with Pertamina to operate Pertamina's methanol plant at Bunyu island, East Kalimantan in 1997.

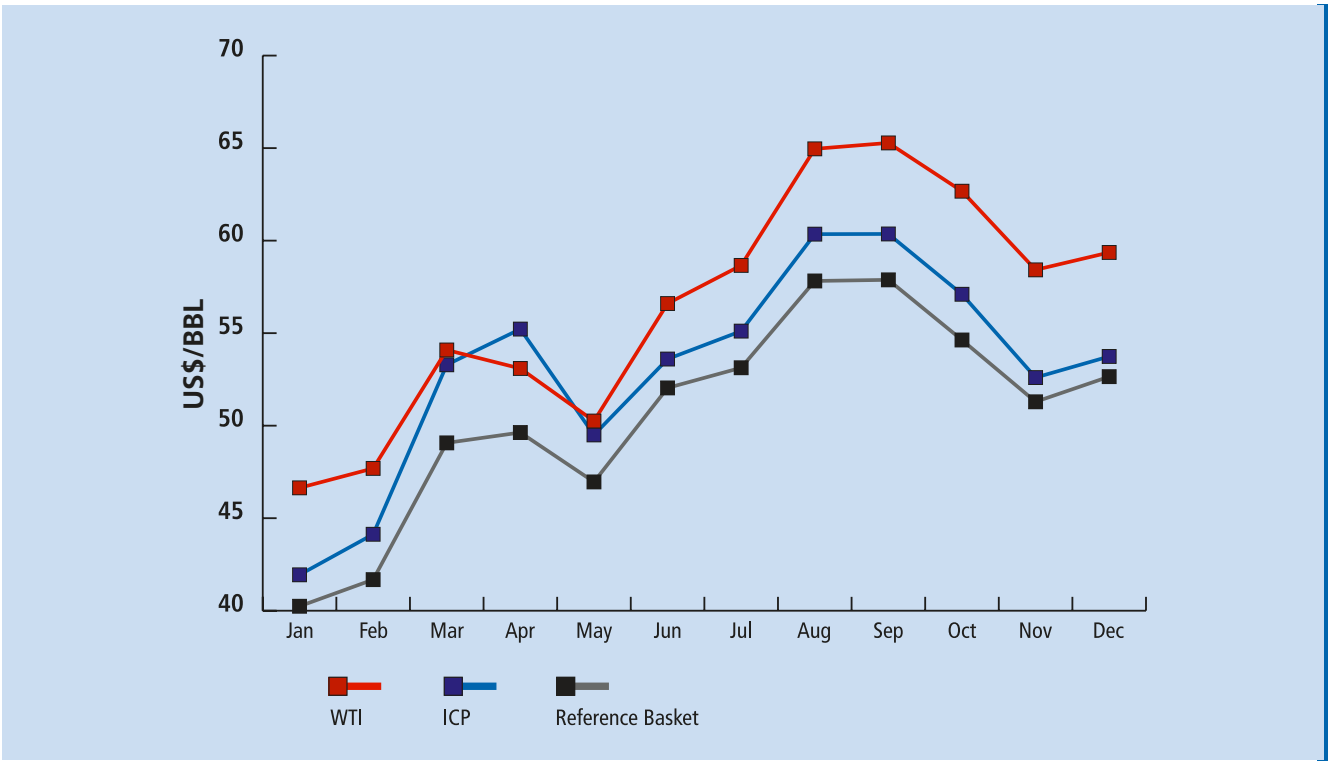
Now MedcoEnergi has transformed itself into an integrated energy company with business involvement in oil and gas exploration and production, drilling services, methanol production and most recently, LPG production and power generation. Currently, the Company employs more than 2,373 people in 21 oil and gas working areas that span from Sumatra, Java, Kalimantan, Sulawesi, Papua up to Oman, Libya and the United States of America as well as in the onshore and offshore drilling rigs and methanol and LPG plants and power plants.

MedcoEnergi aims to continuously increase its oil and gas production within the next five years, enabling the Company to grow as a company with market capitalization of more than USD 1 billion.

Ikhtisar Pasar Minyak Dunia 2005

2005 World Oil Market Highlights

Rata-rata Bulanan Harga Minyak untuk OPEC Reference Basket dan Minyak Mentah Tertentu
Monthly Average Spot Quotations for OPEC Reference Basket and Selected Crudes



Selama tahun 2005, harga minyak dunia sebagaimana disajikan oleh OPEC Reference Basket, terus meningkat dan mencapai harga rata-rata tahunan sebesar US$ 50,64 per barrel atau naik 40% dibandingkan dengan angka tahun lalu yaitu US$ 36,05 per barrel. Tren yang sama juga terlihat pada harga minyak untuk West Texas Intermediate (WTI) dan Indonesian Crude Price (ICP). Untuk tahun 2006, Organization of the Petroleum Exporting Countries (OPEC) memprediksikan bahwa permintaan minyak dunia akan naik 1,9% menjadi 84,83 mmbopd. Pasokan non OPEC diperkirakan meningkat menjadi 56,14 mmbopd, atau 3,2% lebih tinggi daripada produksi tahun 2005. Sebagai akibatnya, permintaan minyak OPEC diproyeksikan pada 28,69 mmbopd, kurang lebih sama dengan tingkat produksi 2005 sebesar 28,83 mmbopd. Dalam jangka pendek dan menengah, OPEC memperkirakan bahwa stabilitas harga minyak dunia akan lebih dipengaruhi oleh dinamika di sisi permintaan dibandingkan dengan persepektif di sisi pasokan.

Over the course of 2005, world oil prices, as represented by OPEC Reference Basket, continued its upward movement with yearly average of USD 50.64 per barrel, or a 40% increase from 2004 average of USD 36.05 per barrel. Similar trend was also prevailed for the price of West Texas Intermediate (WTI) and Indonesian Crude Price (ICP). In 2006, the Organization of the Petroleum Exporting Countries (OPEC) forecasts world oil demand to increase by 1.9% to 84.83 mmbopd. Supply forecast for Non-OPEC supply in 2006 reached 56.14 mmbopd, 3.2% higher than 2005 production. As a result, demand for OPEC supply is projected at 28.69 mmbopd, relatively at par with 2005 production level of 28.83 mmbopd. In the short to medium term, the stability of world oil market is predicted by OPEC to be more related to demand outlook than supply perspectives.

25 Tahun Perjalanan

25 Years of Journey

1980

Terbentuk sebagai kontraktor pemboran Indonesia.

Incorporated as Indonesia's first private sector drilling contractor.

1992

Membentuk anak perusahaan yang bergerak di bidang minyak dan gas, serta mengambil-alih kontrak (TAC & PSC) eksplorasi dan produksi Tesoro di Kalimantan.

Established an oil and gas subsidiary, and acquired an exploration and production contracts (TAC & PSC) of Tesoro in Kalimantan.

1994

Penawaran Saham Perdana di Bursa Efek Jakarta, dengan simbol saham MEDC.

Initial Public Offering on the Jakarta Stock Exchange, with a ticker symbol of MEDC.

1995

Mengambil-alih 100% kepemilikan saham PT Stanvac Indonesia dari Exxon dan Mobil Oil.

Acquired 100% shares of PT Stanvac Indonesia from Exxon and Mobil Oil.

1996

Penemuan ladang minyak besar di Kaji Semoga, Sumatra.

Discovery of giant oilfield, Kaji Semoga oilfield in Sumatra.

1997

Menandatangani Perjanjian Penjualan Gas dengan pembangkit listrik dan pabrik methanol di Kalimantan Timur.

Signed Gas Sales Agreements (GSA) with power and methanol plants in East Kalimantan.

1999

Sukses menyelesaikan restrukturisasi hutang Perseroan, ditindaklanjuti dengan dikeluarkannya HMETD 10:11.

Succeeded in debt restructuring, followed by Rights Issue of 10:11.

2000

Mengambil-alih 3 blok eksplorasi baru: Senoro-Toili, Madura, dan Simenggaris.

Acquired 3 new exploration blocks: Senoro-Toili, Madura, and Simenggaris.

2001

PTTEP secara tidak langsung menguasai 34% kepemilikan MedcoEnergi melalui investasi di New Links Energy Resource.

PTTEP indirectly acquired 34% of MedcoEnergi through investment in New Links Energy Resource.

2002

Mengambil-alih 5 blok baru, termasuk ladang *onshore* dan *offshore* di Papua (Rombebai, Yapen).

Menerbitkan US$100 mm obligasi Reg. S.

Acquired 5 new blocks, including onshore and offshore fields in Papua (Rombebai, Yapen).

Raised USD 100 mm Reg. S Bond.

2003

Mengakuisisi Merangin, Sumatra Selatan pada Oktober 2003.

Menerbitkan US$ 250 juta obligasi 144A.

Kesepakatan dengan Santos untuk berpartisipasi dalam basis 50/50 di lapangan Jeruk.

Acquired Merangin, South Sumatra, in October 2003.

Raised USD 250 mm, 144A Bond.

Entered into an agreement with Santos to participate in a 50/50 basis at Jeruk field.

2004

Suskses mengakuisisi Novus Petroleum Ltd., perusahaan migas terbuka di Australia.

Mengakuisisi blok Nunukan.

Meresmikan pabrik LPG di Kaji.

Memulai operasi PLTG di Batam.

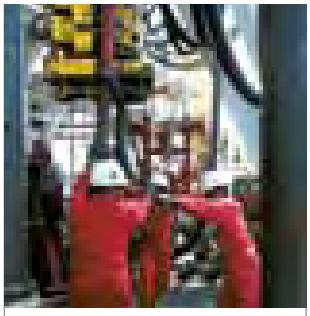
Successful acquisition of Novus Petroleum Ltd., an Australian oil and gas publicly listed company.

Acquired Nunukan block.

Commenced LPG Plant Kaji operations.

Started Batam (Panaran) gas fueled power plant operations.

2005



Mengakuisisi kepemilikan di blok Langsa, Area 47 di Lybia dan blok Sembakung.

Menandatangani kesepakatan pembangkit O&M Tanjung Jati dengan PLN.

Meningkatkan kepemilikan saham publik sebesar 42,60% dan menerbitkan GDS di Bursa Efek Luxembourg.

Menandatangani Kesepakatan Kerja Sama Eksplorasi dengan Anadarko.

Acquired interest in Langsa block, Area 47 in Lybia and Sembakung block.

Signed Tanjung Jati O&M power agreement with PLN.

Increased public shareholding to 42.60% and issued GDS at the Stock Exchange of Luxembourg.

Signed Exploration Joint Venture Agreement with Anadarko.

Peristiwa Penting 2005

2005 Important Events

January

- Meresmikan produksi minyak mentah di Blok Langsa, lepas pantai Aceh Timur, Indonesia.

- Commenced a commercial production of crude oil in Langsa Block, East Aceh, Indonesia.

February

- Memenangkan tender untuk Area 47 dengan kepemilikan 50%. Verenex Energy Inc. sebagai operator, memiliki sisa kepemilikan sebesar 50%.
- Menandatangani PJBG dengan Ras Al Khaimah Gas Commission untuk pembelian gas dari lapangan West Bukha di blok 8 milik MedcoEnergi, Perseroan memiliki 40% kepemilikan di blok tersebut.
- Moody's menaikan peringkat MedcoEnergi dari B3 menjadi B2 dengan *stable outlook*.
- Perubahan struktur pemegang saham utama.

- Successful bidding of Area 47 with 50% interest, while Verenex Energy Inc. as the Operator, holds the remaining 50% interest.
- Signed a GSA with Ras Al Khaimah's Gas Commission to purchase gas from the Company's Oman's West Bukha field within block 8, MedcoEnergi holds 40% interest in the block.
- Moody's upgraded MedcoEnergi rating from B3 to B2 with stable outlook.
- Changed on the controlling shareholder structure.

March

- RUPSLB menyetujui pengangkatan Bp. Darmoyo Doyoatmojo sebagai anggota Direksi.
- Menandatangani Perjanjian Bagi Hasil Eksplorasi dan Produksi dengan perusahaan minyak nasional Libya untuk Area 47.
- Menandatangani Pokok-pokok Perjanjian (HoA) jual-beli gas Lapangan Senoro-Toili, Sulawesi Tengah, dengan PT Panca Amara Utama (PAU).

- The EGSM approved the appointment of Mr. Darmoyo Doyoatmojo as member of the Board of Directors.
- Signed an Exploration and Production Sharing Agreement with Libya's National Oil Company for Area 47.
- Signed a Head of Agreement with PT Panca Amara Utama (PAU) to supply gas from Senoro-Toili block in Central Sulawesi.

July

- Melaporkan hasil kuartal pertama 2005.
- Menjual 100% saham Novus Middle East Limited.
- Penandatanganan Perjanjian Farm-in/Farm-out blok Merangin-I sebesar 39% ke PTTEP dan 20% ke MOECO.
- Mengumumkan penerbitan GDS.
- Melunasi pinjaman dari UOB.
- Penandatanganan Perjanjian Kerja Sama Eksplorasi dengan Anadarko Petroleum Corporation.
- Menentukan harga secondary offering saham dan GDS.

- Submitted 1st Quarter 2005 results.
- Sold 100% shares of Novus Middle East Limited.
- Signed a Farm-in/Farm-out Agreement to sell 39% interest of Merangin-I block to PTTEP and 20% to MOECO.
- Announced the issuance of GDS
- Fully repaid UOB loan.
- Signed an Exploration Joint Venture Agreement with Anadarko Petroleum Corporation.
- Priced its secondary offering shares and GDS.

August

- Berhasil meraih peringkat pertama pada Annual Report Award 2004.
- Melepaskan 15% kepemilikan di Asahan PSC ke Serica.
- Menandatangani Pokok-pokok Perjanjian dengan PLN untuk menyalurkan gas dari blok Tuban.

- First winner in Annual Report Award 2004.
- Released 15% interest of Asahan PSC to Serica.
- Signed HOA with PLN to supply gas from Tuban block.

September

- Menyetujui rencana Apexindo untuk melakukan Penawaran Umum Terbatas dalam RUPSLB Apexindo.
- Mengambil-alih Sembakung TAC.

- Approved Apexindo's plan to conduct Right Issue program in the Apexindo EGMS.
- Acquired Sembakung TAC.

April

- Menyelesaikan penjualan 100% saham Novus Pakistan Pty Ltd.

- Finalized the sale of 100% shares in Novus Pakistan Pty Ltd.

May

- Keikutsertaan dalam Penawaran Panas Bumi Sarulla.
- Penanggulangan kebocoran jalur pipa minyak di wilayah kerja S.S. Extension.

- Participation on the Bid for Sarulla Geothermal.
- Repairing the oil pipeline leak at S.S. Extension working area.

June

- Menandatangani masing-masing PPJB gas dengan PLN Keramasan, Sumatra Selatan, dan Amandemen untuk Perjanjian Jual-Beli Gas dengan PLN Gunung Belah, Tarakan, Kalimantan Timur.

- Signed a HOA for gas sales commitment with PLN Keramasan, South Sumatra, and an Amendment to the GSA for PLN Gunung Belah Tarakan, East Kalimantan.

October

- Menandatangani MOU dengan PTT Public Company Limited untuk integrasi usaha gas dan perminyakan.
- Apexindo selesai melakukan Penawaran HMETD.

- Signed MOU with PTT Public Company Limited in integrating gas and petroleum business.
- Apexindo completed the Right Issue Offering.

November

- RUPSLB menyetujui pengangkatan Bp. D. Cyrill Noerhadi sebagai anggota Direksi.

- The EGMS approved the appointment of Mr. D. Cyrill Noerhadi as member of the Board of Directors.

December

- Mengumumkan rencana pembangunan pabrik Methanol di Lampung.

- Announced the plan to start construction of ethanol plant in Lampung.

Ikhtisar Keuangan

Financial Highlights

Angka-angka pada seluruh tabel dan grafik menggunakan notasi Inggris. Numerical notations in all tables and graphs are in English.

KEUANGAN (Dalam juta Dollar AS)	2001 [1]	2002 [2]	2003 [2]	2004	2005	FINANCIAL (In million US Dollar)
Kurs Nilai Tukar Akhir Tahun per US$ 1,00 – Neraca	10,400	8,940	8,465	9,290	**9,830**	Balance Sheet – Closing Exchange Rate per USD 1.00
Kurs Nilai Tukar Rata-Rata 12 Bulan per US$ 1,00 – Rugi Laba	10,266	9,379	8,611	8,917	**9,705**	Income Statement – 12 Months Average Exchange Rate per USD 1.00
Penjualan & Pendapatan Usaha Bersih	384.8	408.6	463.6	550.1	**620.2**	Net Sales & Operating Revenues
Laba Kotor	226.1	222.8	211.1	253.5	**329.4**	Gross Profit
Laba Usaha	193.7	161.2	148.9	179.3	**239.3**	Income from Operations
Biaya (Pendapatan) Bunga – Bersih	1.6	6.8	18.4	37.7	**48.6**	Interest (Income) Expense – Net
Laba Bersih	**78.2**	**72.2**	**79.0**	**73.9**	**74.7**	**Net Income**
Aktiva Lancar	175.8	244.3	381.3	632.1	**469.3**	Current Assets
Aktiva Tetap – Bersih	122.8	205.6	252.3	272.0	**321.7**	Property & Equipment – Net
Biaya Pengembangan – Bersih	241.0	286.0	312.3	480.6	**607.7**	Development Cost – Net
Aktiva Lain-lain	2.9	8.1	6.0	5.9	**19.5**	Other Assets
Jumlah Aktiva	**548.8**	**753.0**	**1,008.4**	**1,472.2**	**1,542.9**	**Total Assets**
Kewajiban Lancar	60.1	129.1	126.7	297.1	**237.7**	Current Liabilities
Kewajiban Jangka Panjang	21.7	177.8	398.9	637.3	**675.9**	Long-term Liabilities
Jumlah Kewajiban	**81.8**	**307.0**	**525.6**	**934.4**	**913.7**	**Total Liabilities**
Hak Pemilikan Minoritas	17.4	34.5	30.9	35.9	**95.2**	Minority Interest
Saldo Laba	203.6	157.5	196.9	252.9	**294.9**	Retained Earnings
Ekuitas	**444.1**	**405.1**	**444.9**	**500.1**	**533.2**	**Stockholders' Equity**
Kas yang Berasal dari Operasi	226.2	267.0	195.6	269.5	**329.7**	Cash Generated from Operation
EBITDA [3]	229.2	213.3	219.1	254.8	**328.2**	EBITDA [3]
Pembelanjaan Modal	65.3	165.9	149.3	246.7	**226.6**	Capital Expenditure
Rata-rata Modal Terpakai	447.9	485.4	647.6	993.1	**1,125.5**	Average Capital Employed
Laba per Saham (dalam Dollar AS) [4]	0.024	0.023	0.025	0.024	**0.024**	Earnings per Share (in US Dollar) [4]
Kas yang Berasal dari Operasi per Saham [4] (dalam Dollar AS)	0.07	0.08	0.06	0.08	**0.10**	Cash Generated from Operations per Share [4] (in US Dollar)

RASIO KEUANGAN UTAMA						KEY FINANCIAL RATIO
Laba Bersih/Penjualan & Pendapatan Usaha Bersih	20.3%	17.7%	17.0%	13.4%	**12.0%**	Net Income/Net Sales & Operating Revenues
Laba Bersih/Jumlah Aktiva	14.2%	9.6%	7.8%	5.0%	**4.8%**	Net Income/Total Assets
Laba Bersih/Ekuitas	17.6%	17.8%	17.8%	14.8%	**14.0%**	Net Income/Stockholders' Equity
Aktiva Lancar/Kewajiban Lancar	292.5%	189.2%	300.9%	212.8%	**197.4%**	Current Assets/Current Liabilities
Kewajiban Lancar/Jumlah Aktiva	11.0%	17.1%	12.6%	20.2%	**15.4%**	Current Liabilities/Total Assets
Kewajiban Jangka Panjang/Jumlah Aktiva	3.9%	23.6%	39.6%	43.3%	**43.8%**	Long-Term Liabilities/Total Assets
Jumlah Kewajiban/Ekuitas	18.4%	75.8%	118.1%	186.9%	**171.4%**	Total Liabilities/Stockholders' Equity
Hutang/Ekuitas	2.5%	24.4%	74.9%	139.8%	**96.7%**	Debt to Equity
Hutang/Modal	2.4%	19.6%	42.8%	58.3%	**49.2%**	Debt to Capital
Tingkat Pengembalian Rata-rata Modal Terpakai	18.0%	16.3%	15.0%	12.3%	**11.0%**	Return on Average Capital Employed

1. Angka tahun 2001 diukur ulang dari mata uang Rupiah ke dalam mata uang Dollar AS.
2. Angka untuk tahun 2003 dan 2002 telah disajikan kembali dalam audit tahun 2004.
3. Angka untuk tahun 2004 telah disajikan kembali dalam audit tahun 2005.
4. EBITDA dihitung setelah disesuaikan dengan hak pemilikan minoritas.
5. Untuk tujuan perbandingan, perhitungan didasarkan jumlah saham rata-rata tertimbang setiap tahun berjalan.

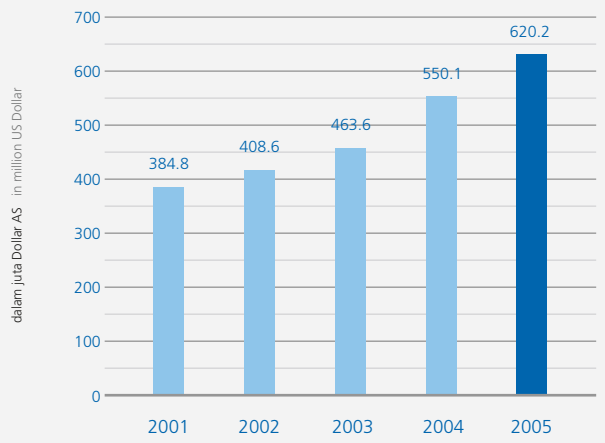
1. The 2001 numbers have been remeasured from Rupiah denomination to US Dollar denomination.
2. The 2003 and 2002 numbers have been restated during the audit in 2004.
3. The 2004 numbers have been restated during the audit in 2005.
4. EBITDA was calculated after adjustment for minority interest.
5. For comparison purposes, calculation was based on the weighted average number of shares for the prevailing years.

Indikator Keuangan

Key Financial Indicators

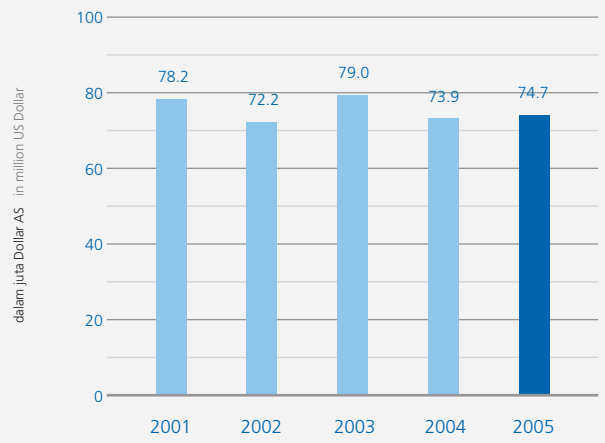
Penjualan & Pendapatan Usaha Bersih

Net Sales & Operating Revenues



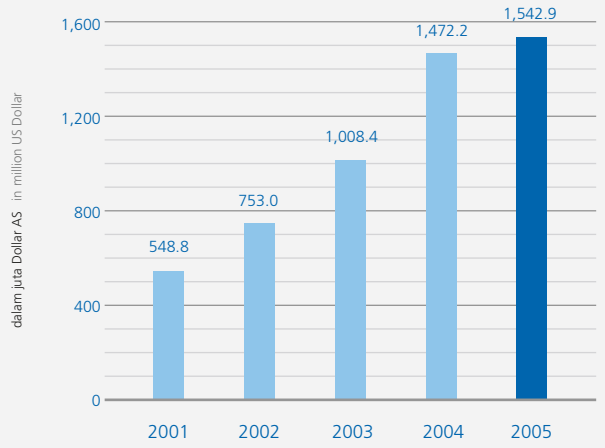
Laba Bersih

Net Income



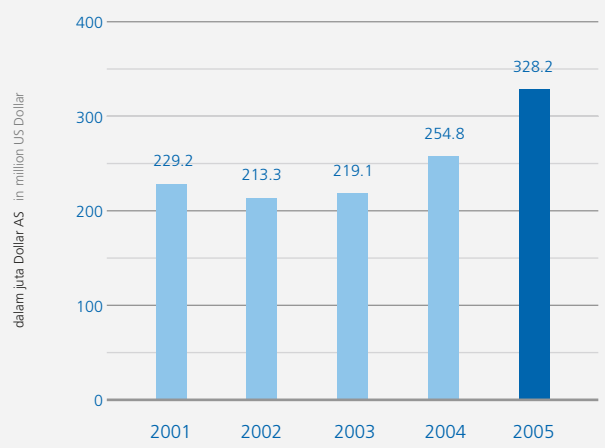
Jumlah Aktiva

Total Assets



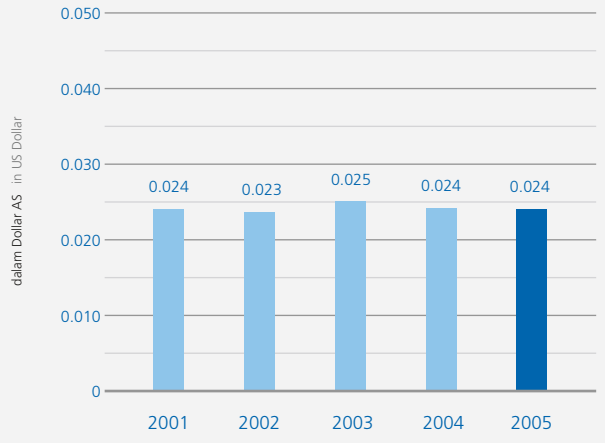
EBITDA

EBITDA



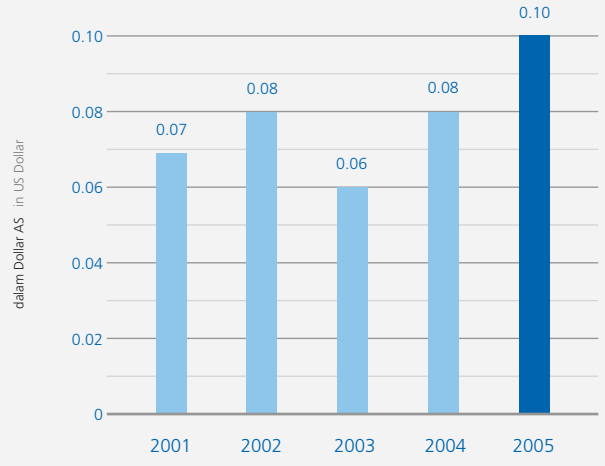
Laba per Saham

Earnings per Share



Kas yang Berasal dari Operasi per Saham

Cash Generated from Operations per Share



Ikhtisar Operasi

Operation Highlights

EKSPLORASI & PRODUKSI MIGAS	2001	2002	2003	2004	2005	OIL & GAS EXPLORATION & PRODUCTION
Cadangan Minyak Terbukti – MMBO						Proved Oil Reserves – MMBO
Kalimantan [1]	15.8	13.9	6.9	6.8	**10.8**	Kalimantan [1]
Sumatra [1]	144.7	131.9	101.6	77.7	**96.3** [4]	Sumatra [1]
Jawa Timur [2]	–	5.8	5.4	2.9	**7.9**	East Java [2]
Kakap [2]	–	–	–	2.5	**1.1**	Kakap [2]
Sulawesi [1]	–	–	–	2.6	**1.9**	Sulawesi [1]
Asia Barat [3]	–	–	–	1.1	**–**	West Asia [3]
Amerika Serikat [2]	–	–	–	1.0	**1.5**	United States of America [2]
Jumlah Cadangan Minyak Terbukti [1]	**160.5**	**151.6**	**113.9**	**94.3**	**119.5**	**Total Proved Oil Reserves [1]**
Cadangan Gas Terbukti – BCF						Proved Gas Reserves – BCF
Kalimantan [1]	54.6	63.0	54.6	48.1	**31.5**	Kalimantan [1]
Sumatra [1]	49.3	61.0	216.4	172.4	**196.6**	Sumatra [1]
Jawa Timur [2]	–	–	–	33.2	**49.7**	East Java [2]
Sulawesi	–	–	–	–	**1,096.2**	Sulawesi
Kakap [2]	–	–	–	38.9	**29.6**	Kakap [2]
Asia Barat [3]	–	–	–	17.9	**–**	West Asia [3]
Amerika Serikat [2]	–	–	–	71.7	**40.9** [5]	United States of America [2]
Jumlah Cadangan Gas Terbukti [1]	**103.9**	**124.0**	**271.0**	**382.3**	**1,444.5**	**Total Proved Gas Reserves [1]**
Penjualan Minyak - BOPD						Oil Lifting - BOPD
Kalimantan	7,100	7,134	5,800	5,800	**6,299** [6]	Kalimantan
Sumatera	75,100	78,346	59,195	45,800	**44,671**	Sumatera
Jawa Timur	–	–	1,825	1,800	**1,485**	East Java
Kakap	–	–	–	1,370	**668**	Kakap
Sulawesi	–	–	–	–	**–**	Sulawesi
Asia Barat	–	–	–	1,370	**–**	West Asia
Australia	–	–	–	384	**–**	Australia
AS				1,014	**223**	USA
Jumlah Penjualan Minyak	**82,200**	**85,480**	**66,820**	**57,538**	**53,345**	**Total Oil Lifting**
Penjualan Gas – MMCFD						Gas Sales – MMCFD
Kalimantan – Methanol	34.20	27.90	24.11	22.40	**19.64**	Kalimantan – Methanol
Kalimantan – PLN Gunung Belah	–	–	–	1.90	**1.89**	Kalimantan – PLN Gunung Belah
Kalimantan – PT Cahaya Sakti	–	–	–	–	**2.63**	Kalimantan – PT Cahaya Sakti
Kalimantan – PLN Tanjung Batu	–	–	12.85	14.30	**10.30**	Kalimantan – PLN Tanjung Batu
Sumatra – PUSRI	42.90	39.70	41.65	46.70	**45.98**	Sumatra – PUSRI
Sumatra – PLN Indralaya	–	–	9.26	10.90	**8.06**	Sumatra – PLN Indralaya
Sumatra – PLN Borang	–	–	–	–	**9.71**	Sumatra – PLN Borang
Sumatra – PLN Talang Duku	–	–	–	6.60	**4.10**	Sumatra – PLN Talang Duku
Sumatra – Lematang (Pusri)	–	–	–	–	**1.02**	Sumatra – Lematang (Pusri)
Jawa Timur – PGN	–	–	–	31.50	**15.18**	East Java – PGN
Kakap – WNG, Singapura	–	–	–	9.86	**8.97**	Kakap – WNG, Singapore
Asia Barat	–	–	–	12.88	**–**	West Asia
Australia	–	–	–	10.96	**–**	Australia
Amerika Serikat	–	–	–	24.38	**4.75**	United States of America
Jumlah Penjualan Gas	**77.10**	**67.60**	**87.87**	**192.38**	**132.23**	**Total Gas Sales**
Harga Minyak – (US$/barel)						Oil Price – (USD/barrel)
Kalimantan	23.78	25.39	29.05	37.07	**53.27**	Kalimantan
Sumatra	23.92	25.29	29.38	36.68	**53.67**	Sumatra
Jawa Timur (Tuban)	–	–	28.85	38.41	**54.66**	East Java (Tuban)
Kakap	–	–	–	38.46	**56.76**	Kakap
Amerika Serikat	–	–	–	43.97	**51.54**	United States of America
Harga Minyak Rata–rata	**23.91**	**25.30**	**29.33**	**36.93**	**53.68**	**Average Oil Price**
Harga Gas – (US$/MMBTU)						Gas Price – (USD/MMBTU)
Kalimantan – Methanol	1.42	1.42	1.42	1.42	**1.42**	Kalimantan – Methanol
Kalimantan – PLN Gunung Belah	–	–	–	1.90	**2.03**	Kalimantan – PLN Gunung Belah
Kalimantan – PLN Tanjung Batu	2.32	2.50	2.48	2.50	**2.50**	Kalimantan – PLN Tanjung Batu
Sumatra – PUSRI	1.33	1.33	1.33	1.50	**1.45**	Sumatra – PUSRI
Sumatra – PLN Indralaya	–	–	2.18	2.40	**2.38**	Sumatra – PLN Indralaya
Sumatra – PLN Borang	–	–	–	–	**2.55**	Sumatra – PLN Borang
Sumatra – PLN Talang Duku	–	–	–	2.50	**1.17**	Sumatra – PLN Talang Duku
Sumatra – PLN Lematang (Pusri)	–	–	–	–	**1.10**	Sumatra – PLN Lematang (Pusri)
Jawa Timur – PGN	–	–	–	–	**2.66**	East Java – PGN
Kakap – WNG, Singapura	–	–	–	–	**8.26**	Kakap – WNG, Singapore
Amerika Serikat	–	–	–	–	**7.41**	United States of America
LPG						**LPG**
Proses Gas (MMCF)	–	–	–	3,517.00 [7]	**4,832.00**	Gas Processed (MMCF)
Deliveri LPG (Ton)	–	–	–	27,269.00 [7]	**36,054.00**	LPG Delivered (Ton)
Kondensat (Barrel)	–	–	–	73,342.00 [7]	**107,210.00**	Condensate (Barrel)
Lean Gas (MMCF)	–	–	–	3,796.00 [7]	**2,499.00**	Lean Gas (MMCF)
Fee Proses (US$)	–	–	–	5,735,000.00 [7]	**9,510.551.00**	Processing Fee (USD)
JASA PEMBORAN						**DRILLING SERVICES**
Utilisasi Rig Darat	42%	61%	57%	53%	**51%**	Onshore Rig Utilization
Pendapatan Bersih Rig Darat per hari	6,144.00	7,396.00	7,944.00	8,133.00	**8,689.00**	Onshore Rig Average Daily Revenues
Utilisasi Rig Lepas Pantai	100%	70%	78%	100%	**100%**	Offshore Rig Utilization
Pendapatan Bersih Rig Lepas Pantai per hari	27,945.00	24,861.00	34,904.00	44,774.00	**48,242.00**	Offshore Rig Average Daily Revenues
PETROCHEMICAL						**CHEMICAL**
Methanol						**Methanol**
Produksi – Metrik Ton (MT)	257,000.00	223,364.00	265,500.00	236,574.00	**198,689.00**	Production – Metric Ton (MT)
Penjualan – Metrik Ton (MT)	246,000.00	232,575.65	262,000.00	240,650.00	**199,738.00**	Sales – Metric Ton (MT)
Harga Rata-rata – USD/MT (FOB Bunyu)	116.00	132.30	212.00	230.00	**225.00**	Average Price – US$/MT (FOB Bunyu)
TENAGA LISTRIK						**POWER**
Produksi PLTG Panaran – MWH	–	–	–	78.00 [7]	**421.06**	PLTG Panaran Production – MWH

Catatan:
(1) Berdasarkan sertifikasi dari Gaffney Cline & Associates kecuali untuk Langsa TAC di tahun 2004.
(2) Berdasarkan estimasi internal masing-masing operator.
(3) Seluruh wilayah kerja di Asia Barat sudah dijual pada tahun 2004.
(4) Tidak termasuk Langsa TAC.
(5) Beberapa aset telah dijual.
(6) Tidak termasuk penjualan minyak dari Sembakung TAC.
(7) Produksi LPG untuk 8 bulan saja, dan produksi Listrik untuk 3 bulan saja.

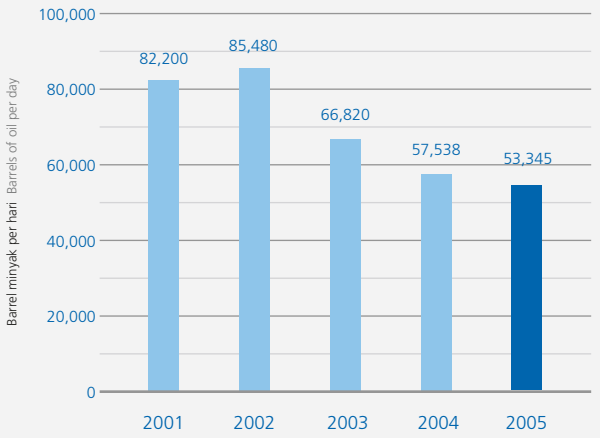
Notes:
(1) Based on certification of Gaffney Cline & Associates except for Langsa TAC in 2004.
(2) Based on individual operators internal estimation.
(3) All working areas in West Asia have been sold in 2004.
(4) Not included Langsa TAC.
(5) Several assets have been sold.
(6) Not included oil lifting from Sembakung TAC.
(7) LPG production for 8 months only, and Power production of months only.

Pertumbuhan Operasi

Operation Growth

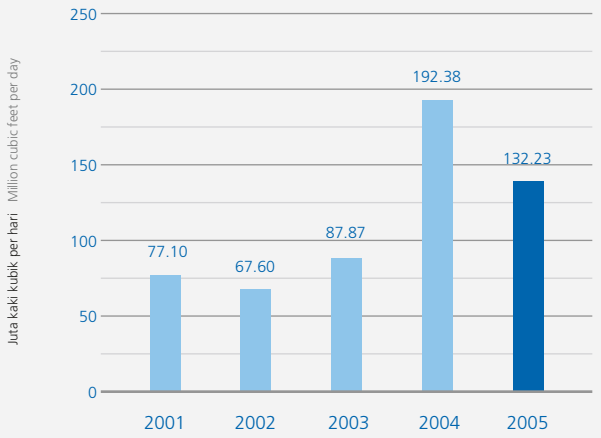
Ikhtisar Penjualan Minyak

Oil Lifting Highlights



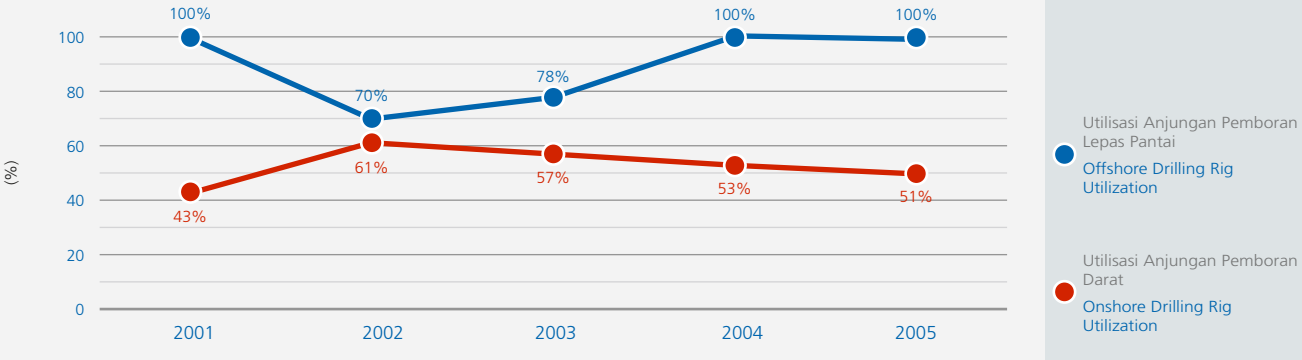
Ikhtisar Penjualan Gas

Gas Sales Highlights



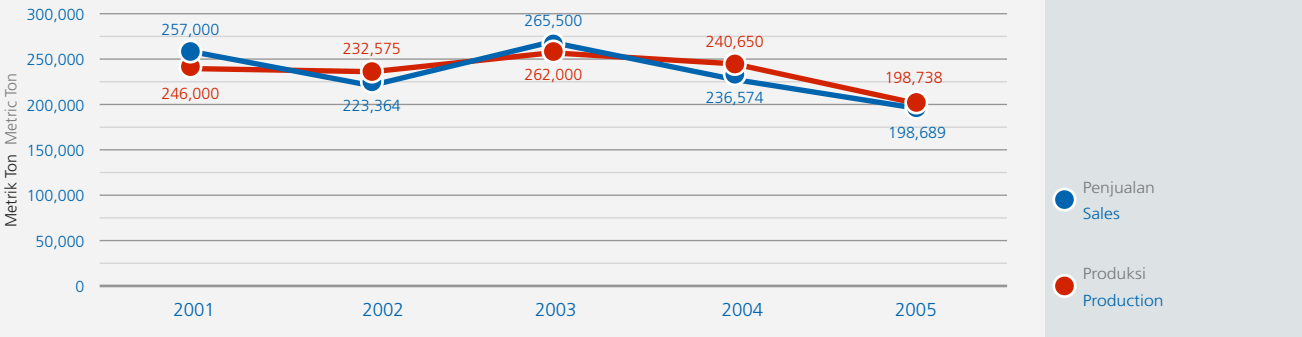
Ikhtisar Utilisasi Anjungan

Rig Utilization Highlights



Ikhtisar Produksi & Penjualan Methanol

Methanol Production & Sales Highlights



Besaran Minyak & Gas Oil & Gas Measurement

bopd	Barrel minyak per hari	Barrels of oil per day
mbopd	Ribu barrel minyak per hari	Thousand barrels of oil per day
mbo	Ribu barrel minyak	Thousand barrels of oil
mmbo	Juta barrel minyak	Million barrels of oil
mboe	Setara ribu barrel minyak	Thousand barrels of oil equivalent
mmboe	Setara juta barrel minyak	Million barrels of oil equivalent
mcf	Ribu kaki kubik	Thousand cubic feet
mmcf	Juta kaki kubik	Million cubic feet
bcf	Miliar kaki kubik	Billion cubic feet
mcfd	Ribu kaki kubik per hari	Thousand cubic feet per day
mmcfd	Juta kaki kubik per hari	Million cubic feet per day
mmbtu	Ukuran panas (1 MCF = 1 MMBTU)	Million British Thermal Units
bwpd	Barrel air per hari	Barrels of water per day
tcf	Triliun kaki kubik	Trillion cubic feet

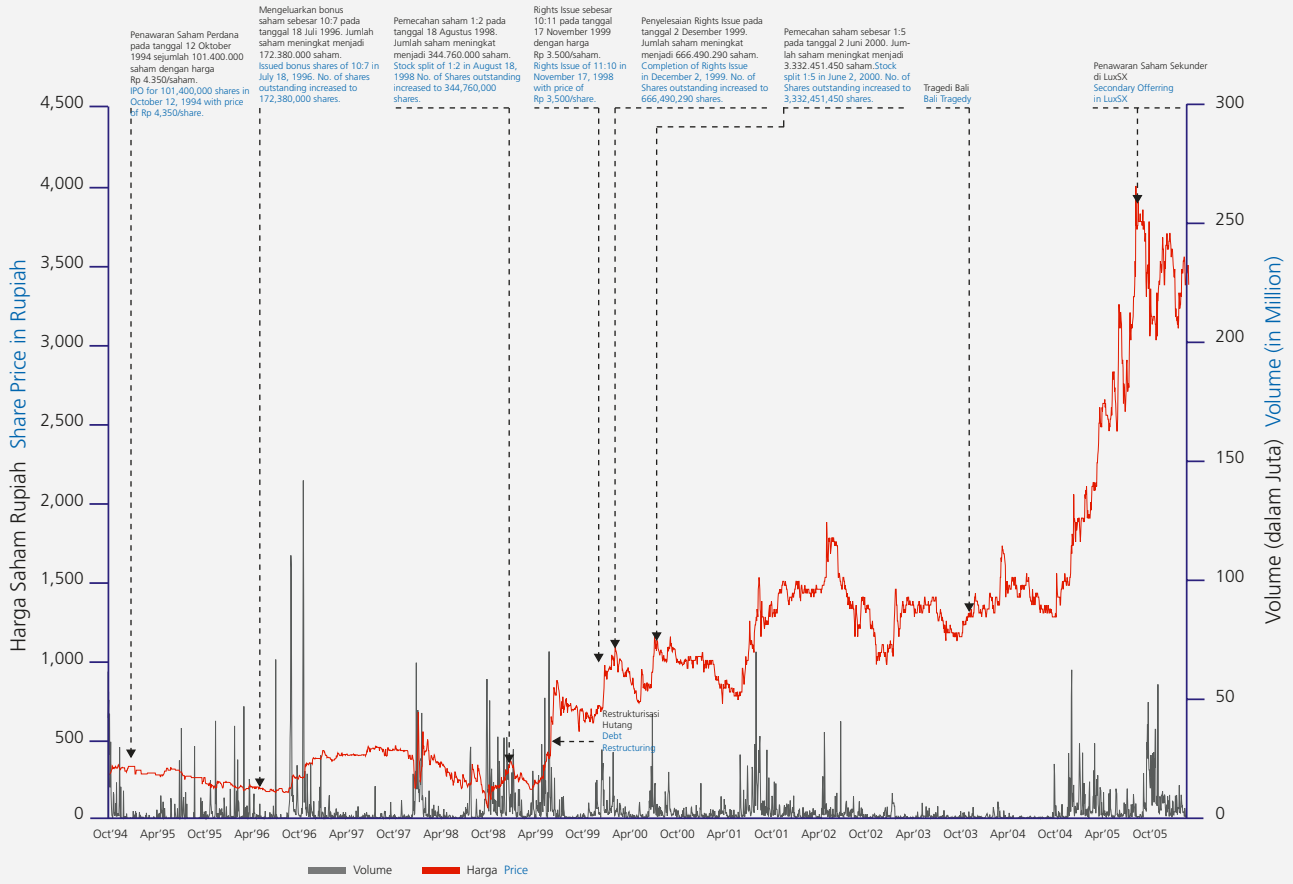
Ikhtisar Saham

Stocks Highlights

MedcoEnergi terus berupaya untuk meningkatkan kinerja di semua unit bisnisnya, didukung oleh komitmen yang kuat dalam penerapan standar GCG tertinggi. Selanjutnya, kalangan investor memberikan sambutan baik sejalan dengan harga saham Perseroan yang terus meningkat sepanjang tahun 2005 dan mencapai puncaknya pada harga Rp 4.100 per saham di bulan Juni, merupakan harga tertinggi yang dicapai sejak tahun 2002. Harga terendah selama tahun 2005 sebesar Rp 2.050, lebih tinggi dari harga terendah tahun 2004 sebesar Rp 1.250 per saham.

MedcoEnergi is relentlessly working to improve the performance of its business units, supported by steadfast commitment to implement highest GCG standards. The investment community, in turn, demonstrated their recognition, as the Company's stock price steadily increased throughout 2005 and peaked at Rp 4,100 per share in June, a highest price since 2002. The lowest price in 2005 was recorded in January, at Rp 2,050, also higher than the same period in 2004, at Rp 1,250 per share.

Saham Medco di Bursa Efek Jakarta Tahun 2005
Medco Share at the Jakarta Stock Exchange in 2005



Informasi Dividen dan Hasil Investasi Pemegang Saham
Dividend and Shareholder Return Information

	2005	2004	2003	2002 (1)	2001	
Laba Bersih (Juta Dollar AS)	**74.7**	73.9	79.0	72.2	78.2	Net Income (Million US Dollar)
Laba Bersih per Saham (Dollar AS)	**0.024**	0.024	0.025	0.023	0.024	Net Income per Share (US Dollar)
Dividen per Saham (Dollar AS)	**0.0105**	0.0064	0.0127(2)	0.0116(2)	0.0088(2)	Dividends per Share (US Dollar)
Dividen per Pertumbuhan Saham (%)	**64.1%**	-49.7%	9.9%	31.7%	551.6%	Dividends per Share Growth (%)
Jumlah Saham Beredar						Number of Shares Outstanding
Saham Beredar	**3,332,451,450**	3,332,451,450	3,332,451,450	3,332,451,450	3,332,451,450	Outstanding Shares
Saham Tresuri	**223,597,000**	226,597,000	228,198,500	228,198,500	188,483,000	Treasury Stocks
Free Float	**3,108,854,450**	3,105,854,450	3,104,252,950	3,104,252,950	3,143,968,450	Free Float
Dividen Kas yang Dibayarkan dari Saham (Juta Dollar AS)	**32.6**	19.9	39.5	36.4	28.6	Cash Dividends Paid On Share (Million USD)
Dividen Kas yang Dibayarkan terhadap Laba Bersih (%)	**43.7%**	26.9%	50.1%	50.4%	36.5%	Cash Dividends Paid to Net Income (%)
Dividen Kas yang Dibayarkan terhadap Arus Kas (%)	**21.5%**	9.2%	29.4%	49.5%	51.6%	Cash Dividends Paid to Cash Flow (%)
Total Pengembalian Pemegang Saham (%)	**58.4%**	46.8%	12.1%	12.7%	46.8%	Total Return to Shareholders (%)
Kutipan Harga Saham di Bursa (Rupiah) (3)						Market Quotations for Common Stock (Rupiah) (3)
Tertinggi	**4,100**	2,200	1,475	1,950	1,525	High
Terendah	**2,050**	1,250	1,150	950	725	Low
Penutupan	**3,375**	2,075	1,325	1,350	1,500	Closing
Nilai Tukar (1 Dollar AS)	**9,830**	9,290	8,465	8,940	10,400	Exchange Rate (1 US Dollar)
Harga Penutupan dalam Dollar AS (3)	**0.3433**	0.2234	0.1565	0.1510	0.1442	Closing Price in US Dollar (3)

(1) Laba Bersih tahun 2002, 2003 dan 2004 telah disajikan kembali dari sebelumnya masing-masing sebesar US$ 84.138.282 dan US$ 53.437.108.
(2) Dividen tahun 2001, 2002, dan 2003 dihitung dan dibayar dalam mata uang Rupiah.
(3) Harga saham dalam Rupiah dan dikonversi ke dalam Dollar AS menggunakan nilai tukar kurs tengah Bank Indonesia tanggal 31 Desember masing-masing tahun.

(1) The net income for 2002 and 2003 have been restated from previously USD 84,138,282 and USD 53,437,108 respectively.
(2) The dividend in 2001, 2002, and 2003 were calculated and paid in IDR.
(3) The stocks prices are in IDR and converted to US Dollar by using mid rate Indonesian Central Bank as at December 31 of the respective years.

Struktur Perseroan

Corporate Structure

Chemicals

- PT Medco Methanol Bunyu — 99.99%
- PT Medco LPG Kaji (PT Musi Banyuasin Energi) — 99.99%
- PT Medco Ethanol Indonesia — 99.99%

Oil & Gas Services

- PT Apexindo Pratama Duta Tbk. — 77.53%
  - PT Antareja Jasatama — 99.6%
  - Apexindo Asia Pacific BV — 100%
  - Apexindo Khatulistiwa BV — 100%
- PT Exspan Petrogas Intranusa — 99.99%
  - Probe Technology Services — 36.6%
  - PT Sistem Vibro Indonesia — 80%
  - PT Musi Raksa Buminusa — 99%
  - PT Satria Raksa Buminusa — 99%
  - PT Mahakam Raksa Buminusa — 99%
- Medco Sarana Balaraja — 99.99%

Power

- PT Medco Energi Menamas — 99.99%
  - PT Mitra Energi Batam — 54%
- PT Medco Power Indonesia — 99.99%
- PT Medco Power Sengkang — 99.99%
  - PT Energi Sengkang — 99.99%

Geothermal

- PT Medco Geothermal Indonesia — 99.99%

Financial SPV

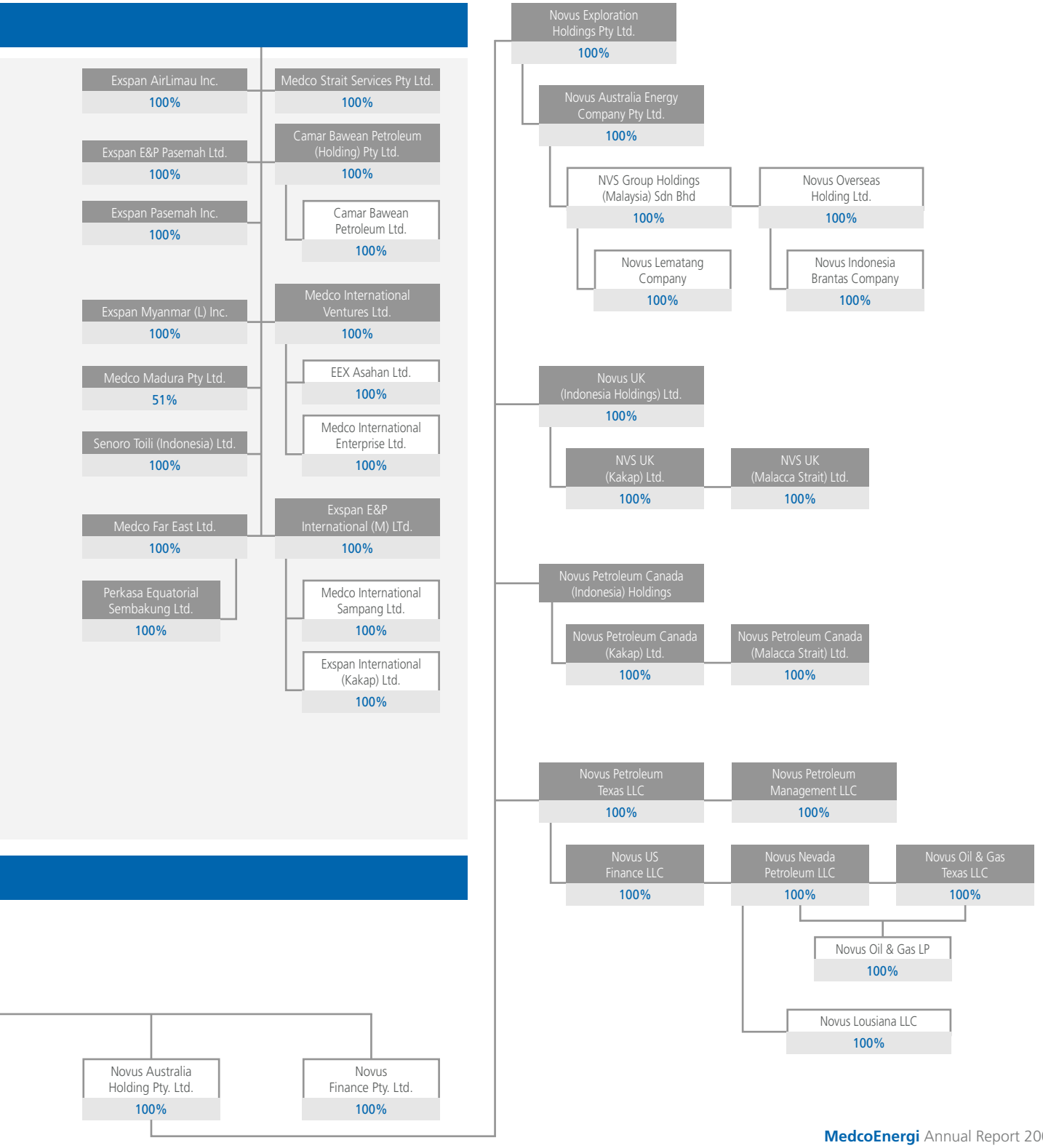
- Medco Energi Finance Overseas (BV) — 100%
- MEI Euro Finance (M) Ltd. — 100%

Exploration & Production Indonesia

- PT Medco E&P Simenggaris — 99.99%
- PT Medco E&P Kalimantan — 99.99%
  - PT Exspan Energi Nusantara — 99%
  - Exspan CumiCumi (L) Inc. — 100%
- PT Medco E&P Tarakan — 99.99%
- PT Medco E&P Indonesia — 99.99%
- PT Medco E&P Rimau — 99.99%
- PT Medco E&P Asahan — 99.99%
- PT Medco E&P Lematang — 99.99%
- PT Medco E&P Sampang — 99.99%
- PT Petroner Bengara Energi — 95%
- PT Medco E&P Mogio Wasian — 99.99%
- PT Medco E&P Madura — 99.99%
- PT Medco E&P Tomori Sulawesi — 95%
- PT Medco E&P Yapen — 99.99%
- PT Medco E&P Tuban — 99.99%
- PT Medco E&P Merangin — 99.99%
- Medco Moeco Langsa Ltd. — 50%
- PT Medco E&P Kakap — 99.99%
- PT Medco E&P Brantas — 99.99%
- Medco Simenggaris Pty. Ltd. — 60%
- PT Medco E&P Nunukan — 99.99%
- Exspan Airsenda Inc. — 100%
- PT Medco E&P Sembakung — 99.99%

Exploration & Production International

- Medco Energi (Australia) Pty. Ltd. — 100%
- Novus Petroleum Ltd. — 100%
  - Novus Management Services Pty. Ltd. — 100%


Exspan AirLimau Inc.
100%
Medco Strait Services Pty Ltd.
100%
Exspan E&P Pasemah Ltd.
100%
Camar Bawean Petroleum (Holding) Pty Ltd.
100%
Exspan Pasemah Inc.
100%
Camar Bawean Petroleum Ltd.
100%
Exspan Myanmar (L) Inc.
100%
Medco International Ventures Ltd.
100%
Medco Madura Pty Ltd.
51%
EEX Asahan Ltd.
100%
Senoro Toili (Indonesia) Ltd.
100%
Medco International Enterprise Ltd.
100%
Medco Far East Ltd.
100%
Exspan E&P International (M) LTd.
100%
Perkasa Equatorial Sembakung Ltd.
100%
Medco International Sampang Ltd.
100%
Exspan International (Kakap) Ltd.
100%
Novus Exploration Holdings Pty Ltd.
100%
Novus Australia Energy Company Pty Ltd.
100%
NVS Group Holdings (Malaysia) Sdn Bhd
100%
Novus Overseas Holding Ltd.
100%
Novus Lematang Company
100%
Novus Indonesia Brantas Company
100%
Novus UK (Indonesia Holdings) Ltd.
100%
NVS UK (Kakap) Ltd.
100%
NVS UK (Malacca Strait) Ltd.
100%
Novus Petroleum Canada (Indonesia) Holdings
Novus Petroleum Canada (Kakap) Ltd.
100%
Novus Petroleum Canada (Malacca Strait) Ltd.
100%
Novus Petroleum Texas LLC
100%
Novus Petroleum Management LLC
100%
Novus US Finance LLC
100%
Novus Nevada Petroleum LLC
100%
Novus Oil & Gas Texas LLC
100%
Novus Oil & Gas LP
100%
Novus Lousiana LLC
100%
Novus Australia Holding Pty. Ltd.
100%
Novus Finance Pty. Ltd.
100%

Wilayah Kerja

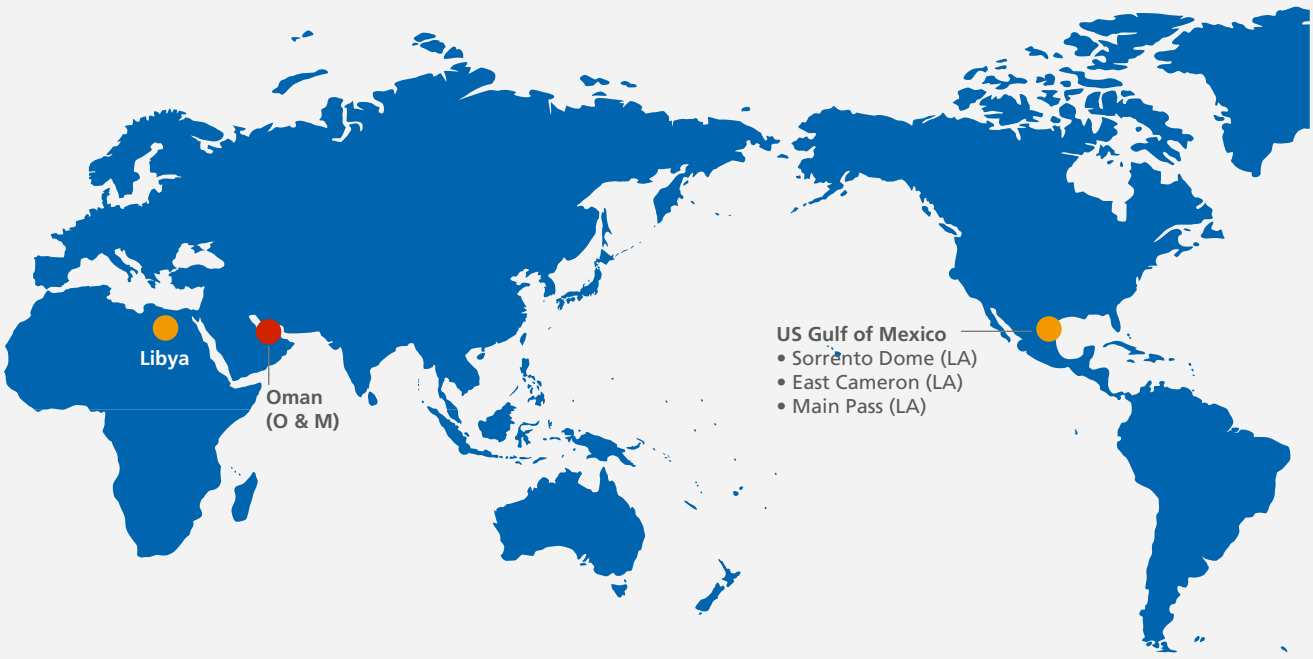
Working Areas

Since 2004, MedcoEnergi has expanded its operations not only in Indonesia area, but also has reached to overseas areas. In 2005, MedcoEnergi operated in the United States, Libya, and Oman.

Sejak 2004, operasi MedcoEnergi tidak hanya di Indonesia, tapi sudah merambah ke luar negeri. Pada tahun 2005 MedcoEnergi juga beroperasi di Amerika Serikat, Libya dan Oman.

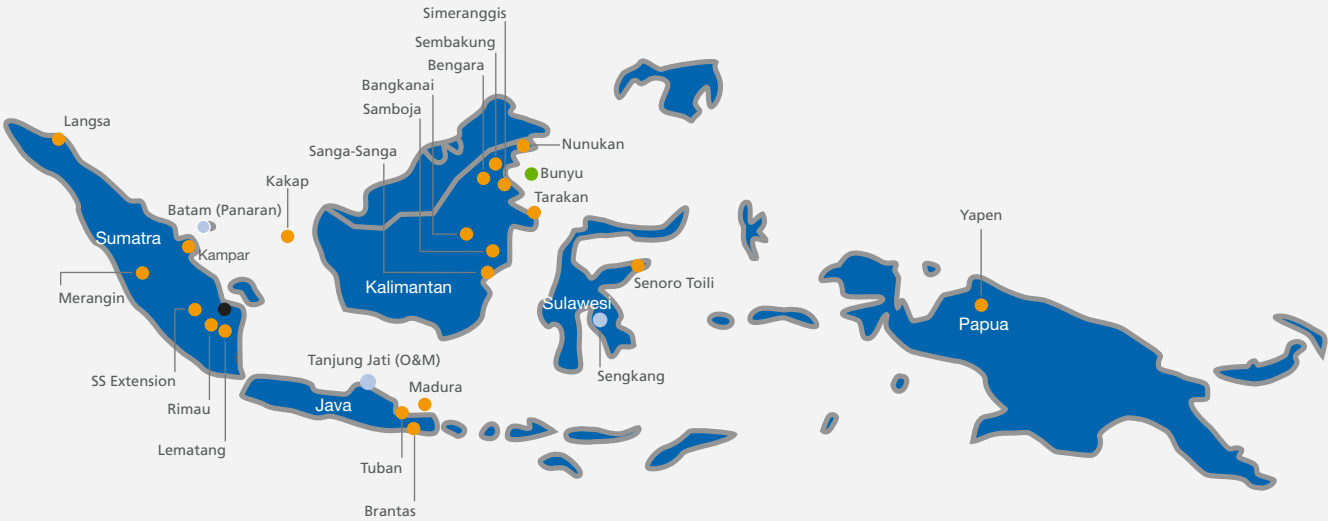
Wilayah Internasional

International Areas



Wilayah Domestik

Domestic Areas



As of 27 March 2006

Legends

- Exploration & Production
- Exploration & Production Services
- Methanol Plant
- LPG Plant
- Power Plant

Indonesian operations:

7 Explorations
11 Productions
9 Onshore Drilling Rigs
4 Offshore Drilling Rigs (Swamp Barge)
1 Chemical (Methanol)
1 LPG Plant
3 Power Plants

International operations:

1 Exploration
3 Productions
1 Service
1 Offshore Drilling Rig (Jack-Up)

Penasihat MedcoEnergi

The Advisors of MedcoEnergi

Ir. Arifin Panigoro

Pendiri kelompok usaha Grup Medco. Memulai kiprahnya di dunia perminyakan dan gas sejak tahun 1980. Pada tahun 1998, Beliau mengundurkan diri dari kepengurusan Perseroan dan sejak itu berperan sebagai penasihat Perseroan, khususnya dalam hal mengarahkan peluang-peluang usaha baru di bidang minyak dan gas.

The founder of Medco Group who has been involved in the oil and gas industry since 1980. In 1998, he withdrew from the Company's management, and since then became advisor to the Company, notably in identifying new oil and gas business opportunities.

Prof. Dr. Subroto

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

Former Minister of Mines and Energy of the Republic of Indonesia and former Secretary General of OPEC. Since 1997, he has become advisor to the Company, mainly in providing information on macro economic issues and global developments in the oil and gas business.

Ismail Saleh, SH

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

Former Minister of Justice of the Republic Indonesia and Chairman of Investment Coordinating Body. Since joining the Company in 1993 as advisor, he actively advised the Company in its business conduct mainly to ensure compliance with Indonesian business laws and regulations.

"O Banner mine – Remain thee unfurled, 'Lone and solemn – We'll remain thee supine."
Ismail Saleh, SH

"Berkibarlah terus bendera MedcoEnergi, tapi jagalah agar bendera tersebut tidak robek karena kibarnya sendiri."
Ismail Saleh, SH

Sambutan Komisaris Utama

Message from the President Commissioner

John S. Karamoy

Para pemegang saham yang terhormat,

Tahun 2005 merupakan tahun yang penuh tantangan bagi Indonesia Diawali dengan keyakinan yang kuat, baik secara politis maupun dalam bidang dunia usaha, ketika Negara ini menyaksikan masa peralihan yang sangat mulus di bawah pimpinan Presiden terpilih yang baru, Bapak Susilo Bambang Yudhoyono.

Dear fellow shareholders,

The Indonesian economy was exposed to severe challenging circumstances throughout 2005. The year began with strong confidence in both the political and business sectors, as the nation witnessed a smooth transition to the new administration led by President Susilo Bambang Yudhoyono, who had been elected with a strong mandate.

Tantangan berat yang dihadapi oleh kabinet baru, diawali ketika harga minyak mentah dunia mulai membumbung tinggi sejak akhir tahun 2003, sehingga APBN 2005 mendapatkan tekanan yang sangat luar biasa. Harga rata-rata minyak mentah OPEC untuk tahun 2005 mencapai US$ 50,64 per barrel, sebuah kenaikan setara 40% bila dibandingkan dengan tahun sebelumnya.

Dalam upaya mengurangi tekanan beban keuangan Negara akibat dari kenaikan harga minyak mentah dunia, pemerintah mencabut subsidi BBM dan menaikkan harga jual BBM rata-rata sebesar 120%, jauh lebih tinggi dari perkiraan masyarakat yaitu sebesar 30%. Sebagai akibatnya, harga-harga barang komoditi melonjak dan tingkat inflasi meningkat dari 6,4% di tahun 2004 menjadi 18,3% di tahun 2005. Akibat dari tekanan inflasi dan lemahnya nilai tukar Rupiah, di bulan Desember, Bank Indonesia menaikkan suku bunga menjadi 12,25%, lebih tinggi dibandingkan 7,4% di awal tahun 2005, sehingga berakibat menurunnya tingkat pertumbuan ekonomi menjadi 5,5% dibandingkan dengan perkiraan sebelumnya sebesar 6,1%.

Meskipun makro ekonomi Indonesia mengalami tekanan yang besar, MedcoEnergi tetap menyajikan kinerja yang mengesankan pada tahun 2005. Kinerja yang baik tersebut terutama didukung oleh peningkatan harga minyak mentah dunia, produksi minyak bumi dan gas alam yang stabil, serta usaha pembangkitan listrik memberikan konstribusi peningkatan pendapatan yang sangat besar sepanjang tahun 2005.

Ditinjau dari sisi pengeluaran biaya, MedcoEnergi mampu mengurangi biaya operasinya. Namun demikian, Perusahaan membayar pajak yang lebih tinggi – sebagaimana dalam kerangka Kontrak Kerja Sama (KKS/PSC), beban pajak tertinggi dapat mencapai 56% – dan mengalami kerugian akibat "mark-to-market" atas transaksi swap, Pendapatan bersih tahun 2005 relatif stabil dan meningkat sebesar 1% dibandingkan dengan tahun 2004.

Selama tahun 2005, Komisaris telah bekerjasama secara aktif dengan berbagai komite dan Direksi Perseroan dalam kerangka strategi. Komisaris senantiasa mengawasi dan memberikan masukan-masukan kepada Direksi tentang arahan strategi, pembentukan kebijaksanaan, transaksi-transaksi utama, dan tindakan-tindakan korporat, serta juga memperkuat pelaksanaan Good Corporate Governance (GCG) diseluruh jajaran organisasi. Selain daripada itu, berkaitan dengan terdapftarnya saham perusahaan dalam General Depository Shares (GDS) di Bursa Efek Luxemburg, Komisaris telah melakukan kajian untuk mengantisipasi diperlukannya syarat-syarat tambahan dari LSE dan aturan-aturan pasar modal terkait.

The major challenges faced by the new administration is the upward movement of the international Crude Oil prices which started back in late-2003 and put a tremendous pressure to the 2005 State Budget. The average price of OPEC Reference Basket Crude Oils for 2005 reached USD 50.64 per barrel, which represents a 40% increase from 2004 figure.

In an attempt to relieve the escalating fiscal burden due to increases in oil prices, the Government of Indonesia raised domestic liquid fuel prices by an average of 120%, significantly surpassing public expectation of 30%. As a consequence commodity price levels soared and caused the inflation rates to increase from 6.4% in 2004 to 18.3% in 2005. Confronted with mounting inflationary pressures and the weakening of Rupiah, Bank Indonesia increased its prime interest rate to 12.25% in December, compared to 7.4% at the beginning of the year. Consequently, these downward pressures have led to an economic slowdown from initial projection of 6.1% to 5.5%, in 2005 GDP growth.

In spite of the above downward pressure to the macro economy, MedcoEnergi continued to demonstrate a respectable performance in 2005, attributable to the increased crude oil price, stable oil and gas production throughout the year and the full year impact of the power business that resulted in a significant increase in our revenues.

On the expenses side, MedcoEnergi managed to lower its operation costs. Nevertheless, the Company incurred higher amount of tax payment – as under PSC (Production Sharing Contract) regime the highest effective tax rate could reach 56% – and "loss in marked-to-market" of swap transaction, resulting in a relatively stable 2005 Net Income, which was recorded at 1% over the 2004 level.

During the year, the Commissioners have been actively working in the various Board committees and with Directors in broad strategic-level activities. The Commissioners continued to oversee and advise Directors on implementation of strategy directions, policy formulations, major transactions and corporate actions, as well as in strengthening the practices of Good Corporate Governance (GCG) program throughout the entire organization. Furthermore, in accordance with the Company's listing of its General Depository Shares (GDS) at the Luxemburg Stock Exchange (LSE), the Commissioners have been working to assess the potential additional requirements pursuant to LSE and other related capital market regulations.

Dalam upaya mengganti dan menambah cadangan dan produksi, Komisaris telah menelaah dan menyetujui usulan Direksi untuk mengambil-alih dan berpartisipasi dalam beberapa program penawaran area kerja baru baik di Indonesia maupun di luar negeri.

Di sektor pembangkit tenaga listrik, MedcoEnergi terus berupaya untuk memperkuat posisi Perseroan. Komisaris telah menyetujui usulan Direksi untuk melakukan investasi dan operasi pusat pembangkit listrik di Batam dan beberapa lokasi potensial lainnya. Di Batam, Perseroan telah mengembangkan kapisitas Pembangkit Listrik Tenaga Gas (PLTG) dengan mulai beroperasinya PLTG Panaran 2. Sementara itu di Jepara, Jawa Tengah, Perseroan memberikan jasa operasi dan perawatan bagi Pembangkit Listrik Tenaga Uap/Batubara (PLTU) Tanjung Jati-B yang dimiliki oleh Perusahaan Listrik Negara (PLN).

Sebagai antisipasi bagi kebutuhan sumber energi yang lebih ramah lingkungan, Komisaris juga telah menyetujui investasi Perseroan untuk mengembangkan pusat pengelolaan bio-ethanol di Lampung, Sumatra guna memproduksi gasohol. Lokasi di Lampung dipilih karena merupakan sumber produksi singkong sebagai bahan mentah pabrik bio-ethanol.

Di samping itu, Komisaris juga telah menyelesaikan revisi ketentuan *Code of Conduct* guna memastikan arah kebijaksanaan yang lebih ketat, terutama berkaitan dengan ketentuan etika dan pencegahan konflik kepentingan.

Dalam menjalankan tugasnya, Komisaris dibantu oleh empat komite yaitu, Komita Audit, Komite Risk Management, Komite Remunerasi, dan Komite Nominasi. Komite Audit dan Komite Risk Management bertugas menjaga keseimbangan antara fungsi pengawas dan fungsi ekskutif. Dilatarbelakangi pengalaman dan kemampuan yang beragam dari para anggotanya, Komisaris mampu menelaah transaksi-transaksi yang diusulkan dan tindakan-tindakan korporat secara berhati-hati dan memberikan keputusan secara mandiri.

Sementara itu, Komite Nominasi terlibat secara aktif dalam proses seleksi penentuan *Chief Financial Officer* (CFO) yang diusulkan, dan kemudian disetujui oleh Rapat Umum Pemegang Saham Luar Biasa (RUPSLB) pada bulan November 2005. Sedangkan Komite Remunerasi secara aktif telah bekerja untuk meninjau kebijaksanaan remunerasi dan paket tunjangan bagi Komisaris dan Direksi di anak perusahaan. Laporan terinci atas aktivitas komite-komite ini akan disajikan dalam Laporan GCG di Laporan Tahunan ini.

In the effort to replenish and increase the reserves and production, the Commissioners has reviewed and approved Directors' proposals to acquire and to participate in several bidding processes for potential oil and gas assets in Indonesia and abroad.

In the Power business, MedcoEnergi continued to strengthen its corporate position and the Commissioners approved the proposals of the Directors for the investments and operations of power plants in Batam and other potential locations. In Batam, the Company expanded its Gas-fired Power Plant (PLTG) with the commencement of PLTG Panaran 2. Meanwhile, in Jepara, Central Java, the Company provides operation and maintenance services to coal-fired power plants (PLTU) Tanjung Jati-B that is owned by the State Electricity Company (PLN).

In anticipation of the need for greener fuel source to Indonesian market, the Commissioners approved the Company's investment to develop bio-ethanol plant in Lampung, southern part of Sumatra for gasohol production. Lampung was picked due to the abundance of cassava as a source of raw material for the bio-ethanol plant.

In addition, the Commissioners have also completed the revision of the Boards Code of Conduct to reflect more stringent policies, notably with regards to code of ethics and prevention of conflict of interest.

In carrying out their duties, the Commissioners are assisted by four committees, namely the Audit Committee, Risk Management Committee, Remuneration Committee and Nomination Committee. The Audit Committee and Risk Management Committee are instrumental in maintaining a healthy balance between oversight and executive functions. With diversified background and expertise of its member, the Commissioners were able to assess the proposed transactions and corporate actions in a prudent manner and endorse them independently.

At the same time, the Nomination Committee was actively involved in the selection process of the Company's new Chief Financial Officer who was proposed to, and subsequently approved by, the Extraordinary General Meeting of Shareholders (EGM) in November 2005. Meanwhile, the Remuneration Committee has been actively working to review the remuneration policy and package for the Commissioners and Directors and Executive Board at the subsidiary level. A more detailed report on the activities of the committees is presented in the GCG Report section of this Annual Report.

Atas nama Komisaris, saya ingin mengucapkan banyak terima kasih kepada segenap pemegang saham atas kepercayaan dan keyakinannya kepada MedcoEnergi. Kami yakin dengan dukungan para pemegang saham, MedcoEnergi akan mampu memberikan nilai-nilai yang lebih mengesankan dan berkesempatan untuk meraih pertumbuhan yang lebih besar di masa-masa mendatang.

Selain itu, atas nama para pemegang saham, Komisaris menyampaikan penghargaan yang setingi-tingginya kepada segenap jajaran Direksi, tim manajemen, dan seluruh pekerja di MedcoEnergi atas kinerja yang sangat baik.

The members of the Board of Commissioners and I would like to thank all of our shareholders for your trust and confidence to oversee MedcoEnergi. We believe that with your continuing support, MedcoEnergi will be able to offer more attractive values and greater growth opportunities to all of our shareholders and stakeholders in the years to come.

Also, on behalf of the shareholders, the Commissioners, would like to extend our highest appreciation to the Directors, Management Team and all employees in MedcoEnergi for a job well done.

John S. Karamoy
Komisaris Utama President Commissioner

Sambutan Direktur Utama

Message from the President Director

Hilmi Panigoro

Para pemegang saham yang terhormat,

Tahun 2005 merupakan tahun pencapaian yang luar biasa bagi MedcoEnergi (Perseroan). Tahun tersebut menandai 25 tahun perjalanan kami. Diawali pada tahun 1980, ketika Bp. Arifin Panigoro mendirikan MedcoEnergi sebagai salah satu perusahaan jasa pemboran Indonesia yang pertama, dan sejalan dengan waktu menjadi perusahaan energi independen yang pertama di Indonesia. Selama masa perjalanannya, Perseroan mengembangkan usahanya dari eksplorasi minyak dan gas menjadi perusahaan penyedia energi seperti Methanol, LPG, dan pembangkit listrik. Pada kesempatan yang bersejarah ini, perkenankan kami menyampaikan penghargaan kami yang setinggi-tingginya kepada pelanggan kami, para pemegang saham, rekan bisnis, dan para stakeholder atas 25 tahun yang sangat dinamis serta produktif. Kami yakin bahwa dengan dukungan penuh, MedcoEnergi akan mampu mempertahankan momentum pertumbuhannya dan mewujudkan visinya sebagai sebuah perusahaan energi yang terpilih.

Dear shareholders,

The year 2005 was a great milestone for MedcoEnergi (the Company). It marked the celebration of our 25-year of our journey. The journey first started in 1980, when Mr. Arifin Panigoro founded the Company as one of the first Indonesian drilling service companies and later transformed it to become the first Indonesian independent energy company. Over the years, the Company has diversified from oil & gas exploration and production to a wider spectrum of energy related businesses, including Methanol, LPG and Power Plant. In this historical moment, allow me on behalf of all the members of MedcoEnergi family, to extend the highest appreciation to our clients, shareholders, employees, business partners and stakeholders for a dynamic and productive 25-year. We are confident that with their continuing support, MedcoEnergi will be able to sustain its growth momentum and realize its vision to become an energy company of choice.

Perayaan tahun ke-25 bagi Perseroan menjadi sangat bermakna ketika pada bulan Agustus lalu, Perseroan mencatatkan General Depository Shares (GDS) di Bursa Efek Luxemburg. Tindakan Perseroan tersebut mendapat dukungan yang luar biasa dari para investor di Asia, Eropa, dan Amerika. Dengan pencatatan ini, Perseroan sangat diuntungkan karena berada di dalam kalangan yang lebih luas dan juga kemudian memiliki akses yang lebih luas ke pasar modal lainnya. Hal ini sangat dimungkinkan karena GDS tidak hanya diperjualbelikan di Bursa Efek Luxemburg, melainkan juga di Bursa Efek London dan termuat dalam National Association of Securities Dealer Automated Quotation (NASDAQ). Kami sepenuhnya berkomitmen untuk mempertahankan kepercayaan para pemegang saham dengan bekerja lebih keras lagi guna meningkatkan laba Perseroan dan efisiensi operasi usaha untuk mencapai pertumbuhan usaha yang berkelanjutan.

Pencapaian utama lainnya adalah Perseroan mulai masuk dalam bidang usaha energi terbarukan (renewable energy). Saat ini MedcoEnergi dalam tahap akhir untuk merekayasa pabrik ethanolnya yang pertama dan akan memasuki masa konstruksi pada triwulan ketiga tahun 2006. Pada awalnya nanti, Perseroan akan memproduksi ethanol untuk penggunaan industri akan tetapi dalam waktu dekat kemampuan produksinya akan ditingkatkan sehingga mampu memproduksi biogas atau gasohol yang dapat digunakan sebagai pengganti bahan bakar fosil.

Hasil Finansial yang Kuat

Melalui upaya keras yang tak pernah berhenti untuk mencapai kesempurnaan operasional serta didukung oleh peningkatan harga minyak mentah diseluruh dunia, MedcoEnergi mampu menyajikan hasil finansial yang sangat kuat. Pendapatan bersih Perseroan mencapai US$ 74,7 juta yang merupakan peningkatan sebesar 1,2% sementara Total Pendapatan Perseroan tercatat meningkat menjadi US$ 620,2 juta atau sekitar 12,7% bila dibandingkan dengan tahun sebelumnya. Pendapatan yang diperoleh dari bidang minyak dan gas bumi tetap memberikan kontribusi yang paling besar yaitu sebesar US$ 452,1 juta atau setara dengan 72,9% dari Total Pendapatan Perseroan. Pendapatan yang berhasil diperoleh dari jasa pemboran, methanol dan kontrak-kontrak lainnya (berupa pendapatan dari jasa pemboran serta jasa operasi dan perawatan pembangkit listrik), dan usaha pembangkitan tenaga listrik, secara berturut-turut mencapai US$ 89,0 juta, US$ 45,0 juta, US$ 25,8 juta dan US$ 8,2 juta. Angka-angka tersebut mencerminkan 14,4%, 7,3%, 4,2% and 1,3%, terhadap Total Pendapatan Perseroan.

Pada tahun 2005, pembayaran dividen kepada para pemegang saham juga mengalami peningkatan menjadi sebesar US$ 32,6 juta dibandingkan US$ 19,9 juta pada tahun 2004. Hal ini sejalan dengan kebijaksanaan pembayaran dividen yang dianut oleh Perseroan yaitu keseimbangan antara tingkat pengembalian yang menarik serta kesempatan untuk tumbuh. Kinerja Perseroan – baik secara operasional maupun secara finansial, mendapatkan pengakuan dari lingkungan investor, terbukti dengan peningkatan harga saham Perseroan secara signifikan dari Rp 2.075 per lembar saham pada harga penutupan tahun 2004 menjadi Rp 3.375 per lembar saham pada akhir tahun 2005.

The 25-year celebration carried greater significance for the Company when in August it listed its General Depository Shares (GDS) at the Luxemburg Stock Exchange. This initiative received enthusiastic support from Asian, European and American investors. With this listing, the Company benefited from broader representation and access to major capital markets. This was made possible as the Company's GDS are presently being traded at the Luxemburg Stock Exchange and London Stock Exchange, and quoted at the National Association of Securities Dealer Automated Quotation (NASDAQ) system. We are determined to retain shareholders' trust by persistently working to improve profitability and operational efficiency in the endeavor to create sustainable business growth.

Another key achievement during the year is the Company's entry into the development of renewable energy. MedcoEnergi is presently at an advanced stage of designing its first bio-ethanol plant with construction scheduled for the third quarter 2006. Initially, the plant will produce industrial-grade ethanol, but in the near future it will be further upgraded to produce biogas or gasohol as a substitute to fossil-based fuel.

Delivering Solid Financial Results

Through relentless drive for operational excellence and the Company's overall performance buoyed with a global increase in oil prices, MedcoEnergi was able to deliver solid financial returns. Its net income increased to USD 74.7 million, almost a 1.2% increase while its total revenues increased to USD 620.2 million, signifying a 12.7% appreciation as compared to 2004. Its oil and gas business – including Joint Venture operations – remains the biggest contributor with revenues of USD 452.1 million or almost 72.9% of its total revenues. The revenue from drilling services, methanol and other contracts (drilling services related back charges and power plant's operation and maintenance services), and power business units amounted to USD 89.0 million, USD 45.0 million, USD 25.8 million and USD 8.2 million. Those amounts represent 14.4%, 7.3%, 4.2% and 1.3%, respectively of its total revenue base.

In 2005, dividend payment also increased to USD 32.6 million from a total of USD 19.9 million in 2004. This is in accordance with our dividend policy that seeks to provide our shareholders with a balance between attractive returns and growth opportunities. Ultimately, the Company's solid performance – operationally and financially – was recognized by the investment community, as reflected by considerable increase in its share price from IDR 2,075 per share on the closing day of 2004 to IDR 3,375 per share at year end 2005.

Mencapai Operational Excellence

Hasil financial yang mengesankan pada dasarnya merupakan akibat dari upaya keras dan berkelanjutan dari Perseroan untuk mencapai Operational Excellence. Sepanjang tahun 2005, tim eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi kami berhasil menjaga produksi minyak yang stabil. Perseroan mampu memperlambat penurunan produksi dari Blok Rimau di Sumatera Selatan, meningkatkan produksi dari Lapangan Tiaka dan sementara mampu memperoleh tambahan produksi dari Blok Sembakung di Kalimantan Timur yang baru saja diperoleh. Pada akhir tahun 2005, produksi rata-rata tahunan sedikit meningkat menjadi 57,7 ribu barrel per hari (mbopd) dibandingkan dengan tahun sebelumnya sebesar 55,7 mbpod .

Dari sektor gas, kami senantiasa mempercepat pembangunan Lapangan Senoro di Sulawesi Tengah. Pada bulan Mei 2005, kami telah mendapatkan persetujuan Tahap-1 rencana pengembangan lapangan dengan kapasitas produksi 230 mmcfd. Upaya-upaya keras yang dilakukan untuk mempercepat pengembangan Lapangan Senoro dimaksudkan untuk segera memperoleh pendapatan dari produksi cadangan gas di lapangan tersebut. Pada bulan Juni, Perseroan telah menandatangani Perjanjian Eksklusif dengan sebuah perusahaan publik dari Australia, LNG International, untuk membuat telah pengembangan pabrik LNG (Liquefied Natural Gas) yang akan dibangun di dekat lokasi Lapangan Senoro. Di samping itu, Perseroan juga telah manandatangani Head of Agreement (HOA) untuk mensuplai gas dari lapangan yang sama untuk pabrik ammonia yang akan dibangun di sekitar lokasi tersebut. Sebuah telaah mengenai angkutan laut CNG (Compressed Natural Gas) untuk mendalami kemungkinan mengirim gas dari Lapangan Senoro untuk memenuhi kekurangan pasokan gas yang sedang dialami oleh LNG Bontang.

Operational Excellence ini juga tengah dilakukan pada bidang jasa pemboran dan bisnis methanol. Sepanjang tahun 2005, MedcoEnergi – melalui anak perusahaannya, PT Apexindo Pratama Duta – mencatat pemanfaatan rig-rig yang dimilikinya sebesar 100%. Saat ini Perseroan sedang membangun jack-ups rig tambahan guna memenuhi permintaan pasar yang terus melambung. Pembangunan jack-ups rigs tersebut direncanakan akan selesai pada akhir tahun 2006. Meskipun demikian, tingkat pemanfaatan rig darat kami hanya mencapai 51% dan beberapa rig darat yang dimiliki Perseroan sedang dalam tahap penawaran kepada beberapa produsen minyak dan gas di Indonesia. Dalam bidang usaha methanol, Perseroan melalui anak perusahaannya PT Medco Methanol Bunyu mencatat kinerja produksi mencapai 354 hari produksi dan 192 hari diantara shut-downs, hal mana merupakan pencapaian kinerja terbaik sejak operasi dimulai pada tahun 1986.

Dengan bangga kami juga dapat laporkan bahwa unit usaha LPG dan pembangkit listrik telah mulai memperoleh penghasilan yang mengesankan. Pabrik LPG kami mencatat 365 hari operasi, dengan memproses 4,832 mmcf associated gas dan memproduksi LPG sejumlah 36.054 ton. PTLG kami yang pertama, PLTG Panaran, mampu menjaga beban produksi sebesar 90% dari kapasitas dan menghasilkan listrik

Continuously Pursuing Operational Excellence

These encouraging financial results were largely attributed to MedcoEnergi's continuing drive for operational excellence. During 2005, our oil and gas exploration and production (E&P) team was successful in maintaining a stable output of its oil production. The Company was able to decelerate the declining oil production of Rimau block in South Sumatra, initiate oil production from Tiaka field, whilst obtaining additional oil production from the newly acquired block, Sembakung, in East Kalimantan. By the end of 2005, daily average oil production increased slightly to 57.7 thousand barrel of oil per day (mbopd), compared to 55.7 mbopd in 2004.

In the gas sector, we continued to accelerate the development of the Senoro field in Central Sulawesi. In May, MedcoEnergi obtained approval for the Phase-I of its development plan with the production capacity of up to 230 mmcfd. The efforts to accelerate Senoro field development were further supported by aggressive initiatives to secure optimum monetization for the gas reserves. In June, the Company entered into an Exclusivity Agreement to study the development of Liquefied Natural Gas (LNG) plant that will be built nearby the Senoro field. In addition, the Company also entered into a Head of Agreement to supply gas from the same field to an ammonia plant that will be built in that area. A study to construct sea transportation for the Compressed Natural Gas (CNG) was also conducted to explore the possibility of sending Senoro gas to cover the Bontang LNG shortfall.

Ongoing efforts for operational excellence are also undertaken by the Company's drilling services and methanol businesses. Throughout 2005, MedcoEnergi – through its subsidiary, PT Apexindo Pratama Duta – continued to record 100% utilization of its offshore rigs. The construction of additional *jack-up rigs* to support the continuous demand from our customer has been started in 2005 and is expected to be completed by the end of 2006. The utilization of our onshore rigs, on the other hand, was only 51% as some of our rigs remained under competitive biding process with other oil and gas operators in Indonesia. In the methanol business, the Company through PT Medco Methanol Bunyu posted a record performance of 354 production days and 192 days between shut downs, marking it the best performance since the plant first commenced its operations in 1986.

We are also pleased to report that our new business units of LPG and Power Plants have started to deliver impressive results. Our LPG plant recorded a full 365 days of operation, processing 4,832 mmcf of associated gas to produce 36,054 tons of LPG. Our first gas-fueled power plant, PLTG Panaran was successful in maintaining 90% availability, generating 421 million MWH of electricity. We are not complacent

sebesar 421 juta MWH. Meskipun demikian kami tidak akan berpuas diri dan kami akan tetap selalu memperbaiki kinerja kami untuk meningkatkan kemampuan kami sehingga mampu mencapai tingkat yang kompetitif untuk seluruh lini usaha kami.

Membangun Landasan Untuk Berkembang

Disamping mengupayakan operational excellence, MedcoEnergi bermaksud membangun suatu landasan yang kuat untuk tumbuh dimasa mendatang. Pada tahun 2005, aktivitas utama Perseroan adalah untuk menambah jumlah cadangan melalui akuisisi dan eksplorasi, menjalin aliansi dengan perusahaan-perusahaan internasional, maupun dengan memperluas keterlibatan Perseroan dalam bidang pembangkitan tenaga listrik. Kesemua upaya tersebut dijalankan dengan prinsip kehati-hatian, serta didukung dengan analisa bisnis yang mendalam serta analisa risiko oleh para profesional yang tergabung dalam Corporate Growth Group.

Memperkuat Cadangan Minyak dan Gas. Dalam upaya untuk memperkuat cadangan minyak dan gas, MedcoEnergi secara aktif mencari peluang untuk mengakuisisi lapangan-lapangan yang potensial di dalam maupun di luar negeri. Dalam kaitan tersebut, sepanjang tahun 2005, Perseroan telah mengakuisisi 100 working interest di Blok Sembakung, Kalimantan TImur dan 50% working interest di Area 47 di Libya.

Aktivitas-aktivitas tersebut melengkapi kegiatan Perseroan dalam melakukan eksplorasi dan program pengembangan lapangan minyak dan gas. Sepanjang tahun 2005, Perseroan telah melakukan pemboran di 12 sumur eksplorasi, 76 sumur pengembangan di lapangan minyak dan gas yang ada.

Pengembangan Usaha Pembangkitan Listrik. Perseroan meneruskan upayanya untuk mengembangkan usahanya dalam bidang pembangkitan tenaga listrik. Perseroan telah menandatangani beberapa Perjanjian Pembelian Tenaga Listrik dengan PLN dalam rangka mensuplai listrik dari pembangkit milik Perseroan di Sumatera Selatan dan Sulawesi Selatan. Di samping itu, Perseroan juga telah memiliki kontrak O&M dengan PLN untuk mengoperasikan dan merawat pembangkit listrik Tanjung Jati-B milik PLN untuk masa 23 tahun. Kami yakin, MedcoEnergi akan mampu memberikan kontribusi yang signifikan untuk memenuhi kebutuhan llistrik yang terus meningkat sejalan dengan kebangkitan ekonomi Indonesia.

Aliansi dengan Perusahaan-perusahaan Internasional. Perseroan yakin bahwa dengan mengembangkan dan memiliki aliansi dengan rekanan internasional akan menumbuh kembangkan kemampuan teknis Perseroan, membuka peluang dan memperkecil risiko. Perseroan menjalin kerjasama dengan Anadarko Petroleum Corporation melalui Perjanjian Kerja Sama Eksplorasi (Exploration Joint Venture Agreement : EJVA) di wilayah kerja yang dimilikinya di Indonesia. Selain dari itu, Medco Energi juga telah bekerja sama dengan PTTEP Offshore Investment Company dan Mitsui Exploration Co. Ltd. untuk mengembangkan Merangin-I PSC di propinsi Jambi. Untuk memperkuat kompetensi dan kemampuan dalam bidang jasa pemboran, Perseroan menyambut bergabungnya SeaDrill Limited, sebuah perusahaan jasa pemboran yang telah tercatat

with these achievements and are determined to continue improving ourselves to further enhance our competitive positioning in all areas of our business.

Building Solid Platform For Growth

Besides pursuing operational excellence, MedcoEnergi intends to continue building a stronger platform for future growth. In 2005, its prime activities were focused on increasing reserves through explorations and acquisitions, building alliances with international companies, as well as broadening the Company's involvements in the Power business. All these efforts were undertaken in a prudent manner, supported by in-depth business and risk analyses by our professional staff in the Corporate Growth Group.

Enhancing oil and gas reserves. In the attempt to enhance our oil and gas reserves, MedcoEnergi has been actively pursuing opportunities for acquisition of potential fields in Indonesia and overseas. Over the course of the year, such efforts has led the Company to acquire 100% working interest of Sembakung block in East Kalimantan and 50% working interest of Area 47 in Libya.

These efforts have complemented the Company's ongoing exploration and development program in the existing oil and gas fields. As many as 12 exploratory wells, 76 development whells in our existing oil and gas fields.

Expansion of Power business. The Company continued its efforts to expand its Power business. The Company signed a number of new Power Purchase Agreement with PLN to supply electricity from its power plants in South Sumatra and South Sulawesi. In addition, the Company with its partners secured a Power Plant Operation and Maintenance (O&M) contract when it signed an O&M agreement with PT PLN to operate and maintain PLN's Tanjung Jati B power plant for a 23-year period. We are confident that MedcoEnergi will be able to provide significant contributions in fulfilling the rising demand for electricity, along with the steady recovery in the nation's economy.

Building alliances with international companies. The Company believes that by continuously developing and maintaining strategic alliances with international partners, it will be able to deepen its technical expertise, access opportunities and diversify exploration and development risk. The Company entered into an Exploration Joint Venture Agreement (EJVA) with Anadarko Petroleum Corporation to support the intensifying exploration programs in its Indonesian working areas. In addition, MedcoEnergi has joined with PTTEP Offshore Investment Company and Mitsui Exploration Co. Ltd. to further develop the Merangin-I PSC in the province of Jambi. In an attempt to enhance the overall competence and capabilities in drilling services, the Company welcomed SeaDrill Limited, an international drilling services company listed on the Oslo Stock Exchange, as one of its major shareholder in its drilling services business unit, PT Apexindo Pratama Duta Tbk (Apexindo). Through this partnership, the Company expects to further strengthen its

sahamnya di Bursa Efek Oslo, sebagai salah satu pemegang saham utama dalam PT Apexindo Pratama Duta Tbk (Apexindo). Melalui kerjasama ini, Perseroan berharap dapat memperkuat kemampuan bersaingnya armada jasa pemboran di Indonesia maupun di luar negri.

Mengembangkan Hubungan Yang Harmonis Dengan Seluruh Komunitas

Kami senantiasa yakin bahwa kesuksesan Perseroan tidak lepas dari kemampuan untuk menjaga hubungan baik dengan berbagai ragam komunitas di sekitar wilayah operasi kerja. Kami memiliki program tanggung jawab sosial yang memadai yang mencakup antara lain, bantuan penanggulangan bencana, kesehatan masyarakat, pendidikan, pemberdayaan ekonomi setempat, seni dan budaya. Ditahun 2005, kami telah mengalokasikan segenap daya upaya untuk mendukung program rehabilitasi dan rekonstruksi Aceh setelah terjadi bencana gempa bumi dan gelombang tsunami yang melanda Aceh pada bulan Desember 2004. Bekerjasama dengan berbagai macam organisasi kemanusiaan seperti, Palang Merah Indonesia, Corps-ITB dan WALHI, MedcoEnergi terlibat dalam berbagai proyek di beberapa lokasi di Aceh meliputi Banda Aceh, Meulaboh, Tapak Tuan dan Bakongan di pantai timur dan Langsa di pantai barat. Proyek-proyek tersebut meliputi program pengadaan air bersih, pembangunan kamp pengungsi, klinik kesehatan dan sekolah darurat, dan pembangunan rumah-rumah contoh.

Menerapkan Standar Yang Tinggi Untuk Good Corporate Governance

Sebagai perusahaan yang mencatatkan sahamnya baik didalam negri maupun diluar negri, MedcoEnergi secara berkesinambungan berusaha untuk menerapkan praktek terbaik dalam hal Good Corporate Governance (GCG) berdasarkan pada azas Keterbukaan, Keadilan, Akuntabilitas dan Tanggung Jawab. Untuk memperkuat unsur azas transparansi dan keterbukaan perusahaan, Perseroan senantiasa berusaha untuk memperbaiki kualitas komunikasi dengan beragam stakeholder. Upaya-upaya ini membuahkan hasil ketika pada Penghargaan Laporan Tahunan 2005 – sebuah acara tahunan yang didukung oleh Bapepam,- MedcoEnergi memperoleh penghargaan sebagai Perusahaan yang menyajikan Laporan Tahunan terbaik tahun 2004 di Indonesia. Hal ini secara langsung mencerminkan perbaikan dalam rangka keterbukaan perusahaan dikarenakan pada acara yang sama pada tahun sebelumnya, Perseroan memperoleh ranking kedua. Perseroan senantiasa mengupayakan untuk meningkatkan kualitas praktek GCG dengan melakukan lebih banyak inisiatif komunikasi, penerapan dan pengawasan secara internal dalam hal Tata Laksana dan Kode Etik perusahaan.

Memasuki Tahun 2006 Dan Masa Mendatang

Memasuki tahun 2006 dan masa-masa berikutnya, MedcoEnergi bertekad untuk terus melakukan eksplorasi dan meraih kesempatan untuk mencapai pertumbuhan dan untuk meningkatkan efisiensi operasinya. Perseroan telah menganggarkan dana sekitar US$ 400 juta untuk melakukan investasi untuk mendukung pengembangan proyek-proyek strategis di tahun 2006. Dalam bidang usaha minyak dan gas, Perseroan akan memberikan fokus pada aktivitas eksplorasi dan pengembangan di lapangan-lapangan yang telah dimilikinya. Perseroan telah merencanakan drilling rigs services fleet competitiveness in both the Indonesian and international markets.

Nurturing Harmonious Relationship With All Communities

We sincerely believe that the Company's success is largely determined by the ability to nurture harmonious relationships with the various communities surrounding its operational areas. We have a comprehensive Corporate Social Responsibilities (CSR) program that encompasses disaster relief, public health, economic empowerment, education, arts and culture. In 2005, an enormous amount of resources was dedicated to support the nation's rehabilitation and reconstruction efforts in Aceh after the wake of the violent tsunami that swept Aceh in December 2004. Working hand-in-hand with various organizations such as the Indonesian Red Cross (PMI), Corps-ITB and the Indonesian Environmental Agent (WALHI), MedcoEnergi was involved in numerous projects located in different parts of Aceh including Banda Aceh, Meulaboh, Tapak Tuan and Bakongan in the east coast and Langsa in the west coast. The projects included the provision of clean water supply, establishment of refugee camps, food centers, temporary clinics and schools, as well as construction of modular houses.

Maintaining Highest Standards In Good Corporate Governance

As both a domestic and international publicly-listed Company with global stakeholders, MedcoEnergi continuously strives to implement best-practices in Good Corporate Governance (GCG) based on the principles of Transparency, Fairness, Accountability and Responsibility. In order to enhance transparency and corporate disclosures, the Company is looking to improve the quality of communication with the various stakeholders. These efforts gained a new momentum when the 2005 Annual Report Award – an annual event endorsed by the Capital Market Supervisory Agency (Bapepam) and the National Committee for GCG – MedcoEnergi was honored as the company with the Best 2004 Annual Report in Indonesia. This reflected significant improvements in its corporate disclosure standards compared to its previous year's achievement when the company was ranked 2nd in the category of publicly listed companies. Internally, the Company regularly undertakes organization-wide efforts to improve GCG practices through stronger promotion, implementation and supervision of its Corporate Governance and Code of Ethics.

Moving Into 2006 And Beyond

Moving ahead into 2006 and beyond, MedcoEnergi is determined to continually explore and capture opportunities for further growth potential and to enhance its operational efficiencies. The Company is set to allocate approximately USD 400 million of its capital expenditures to support strategic development projects in 2006. In oil and gas E&P business, the Company is focusing its activities on the exploration and development of the existing fields. As many as 23 exploration and 118 development wells are scheduled for drilling in 2006. Furthermore, the Company is actively searching for new reserves in Indonesia and overseas through acquisition and strategic alliances.

untuk melakukan pemboran pada 23 sumur eksplorasi dan 118 sumur pengembangan pada tahun 2006. Lebih jauh lagi, Perseroan juga aktif untuk menemukan sumber-sumber cadangan baru di Indonesia dan luar negri melalui akuisisi dan aliansi strategis.

Dalam rangka meraih pengalaman lebih banyak untuk mengoprasikan lapangan-lapangan internasional, MedcoEnergi dan rekanannya, Oman Oil Company SAOC, telah menandatangani Kontrak Servis selama 10 tahun dengan Petroleum Development Oman L.L.C. (PDO) untuk mengoperasikan 18 lapangan yang dioperasikan oleh PDO di Nimr-Karim, Oman. MedcoEnergi tidak akan membukukan cadangan ataupun produksi dari lapangan tersebut tetapi akan memiliki hak untuk melakukan cost recovery 100% yang akan diberikan sebesar 30% setiap tahunnya dan skema Profit Sharing dimana Perseroan dan rekanannya akan memperoleh prosentase tertentu dari Total Pendapatan Efektif atas Lapangan Karim. Hal ini merupakan tonggak bersejarah yang menandai awal operasi Perseroan di Negara-negara Timur Tengah.

Pada tahun 2006, MedcoEnergi akan memulai konstruksi fasilitas produksi bio-ethanol terbesar di Indonesia di Lampung. Kami berkeyakinan bahwa melalui hal ini, MedcoEnergi akan dapat memperkuat kemampuannya dan keahliannya dalam bidang energi terbarukan untuk memperkuat nilai usaha dalam jangka panjang.

Penghargaan

Ijinkan saya dalam kesempatan emas ini untuk mengucapkan terima kasih kepada Bapak John Karamoy, selaku Presiden Komisaris dan Komisaris Independen, yang akan melepaskan jabatannya pada acara Rapat Tahunan Pemegang Saham mendatang. Melewatkan lebih dari 14 tahun masa karir beliau bersama MedcoEnergi, Beliau memimpin MedcoEnergi dan anak-anak perusahaannya sejak tahun 1992 hingga 2001. Kesuksesan MedcoEnergi selama ini tidak pernah lepas dari kepemimpinan Beliau yang patut untuk dijadikan teladan bagi kita semua.

Perkenankan juga saya untuk menyampaikan bahwa kinerja MercoEnergi pada tahun 2005 merupakan hasil kerja keras seluruh jajaran di Perseroan. Melalui kerja sama dan profesionalisme yang tinggi, segenap jajaran MedcoEnergi mampu menyajikan kinerja yang sangat baik. Saya yakin bahwa untuk masa 25 tahun mendatang, MedcoEnergi akan senantiasa berjaya dan meneruskan prestasinya 25 tahun sebelumya.

Saya yakin dengan dukungan penuh dari seluruh stakeholder, MedcoEnergi akan mampu mempertahankan kinerjanya yang luar biasa ini dalam tujuan untuk mencapai Perusahaan Energi Terpilih.

In order to gain broader exposure in operating international fields, in the first quarter of 2006 MedcoEnergi and its partners, Oman Oil Company SAOC, secured a 10 years Service Contract from Petroleum Development Oman L.L.C. (PDO) to operate 18 fields operated by PDO in Nimr-Karim, Oman. No reserves or production will be booked but in turn MedcoEnergi will be entitled for 100% of cost recovery reimbursable at 30% per year and a Profit Sharing scheme whereby the Company and its partners will receive a percentage of the total Effective Revenue of Karim Fields. This is a milestone for us to mark our entrance into the oil and gas operations in the Middle East countries.

In 2006, MedcoEnergi will begin the construction of Indonesia's largest multi-feedstock, bio-ethanol production facility in Lampung. We are confident that through these efforts, MedcoEnergi will be able to enhance its knowledge and expertise in renewable energy and turn them into value-enhancing business propositions with an eye for long-term growth.

Recognition

I would like to take this golden opportunity to thank Mr. John Karamoy, our President Commissioner and Independent Commissioner, who will resign from his position in the upcoming Annual General Meeting of Shareholders. He has spent more than 14 years of his professional career with MedcoEnergi. His leadership in managing MedcoEnergi and its subsidiaries from 1992 to 2001 and in overseeing key management decisions has been exemplary and instrumental to the success of MedcoEnergi.

I would also like to recognize that the robust performance of MedcoEnergi in 2005 was largely made possible by our dedicated employees. Our workforce through solid teamwork and professionalism, suffice to say, have delivered a truly outstanding performance. I would like to dedicate our sincere appreciation and highest commendation to all our employees for a job well done. I am certain that the next 25-years for MedcoEnergi will equal the pace of achievements and success of its former glorious 25-years in retrospect.

I am confident that with continued support from all stakeholders, MedcoEnergi will be able to sustain its stellar performance, in its pursuit to become The Energy Company of Choice.

Hilmi Panigoro

Direktur Utama President Director

Laporan Corporate Sustainability

Corporate Sustainability Report

In order to ensure its business sustainability, MedcoEnergi implements stringent GCG standards and maintains a firm commitment to nurture harmonious relationships with the communities.

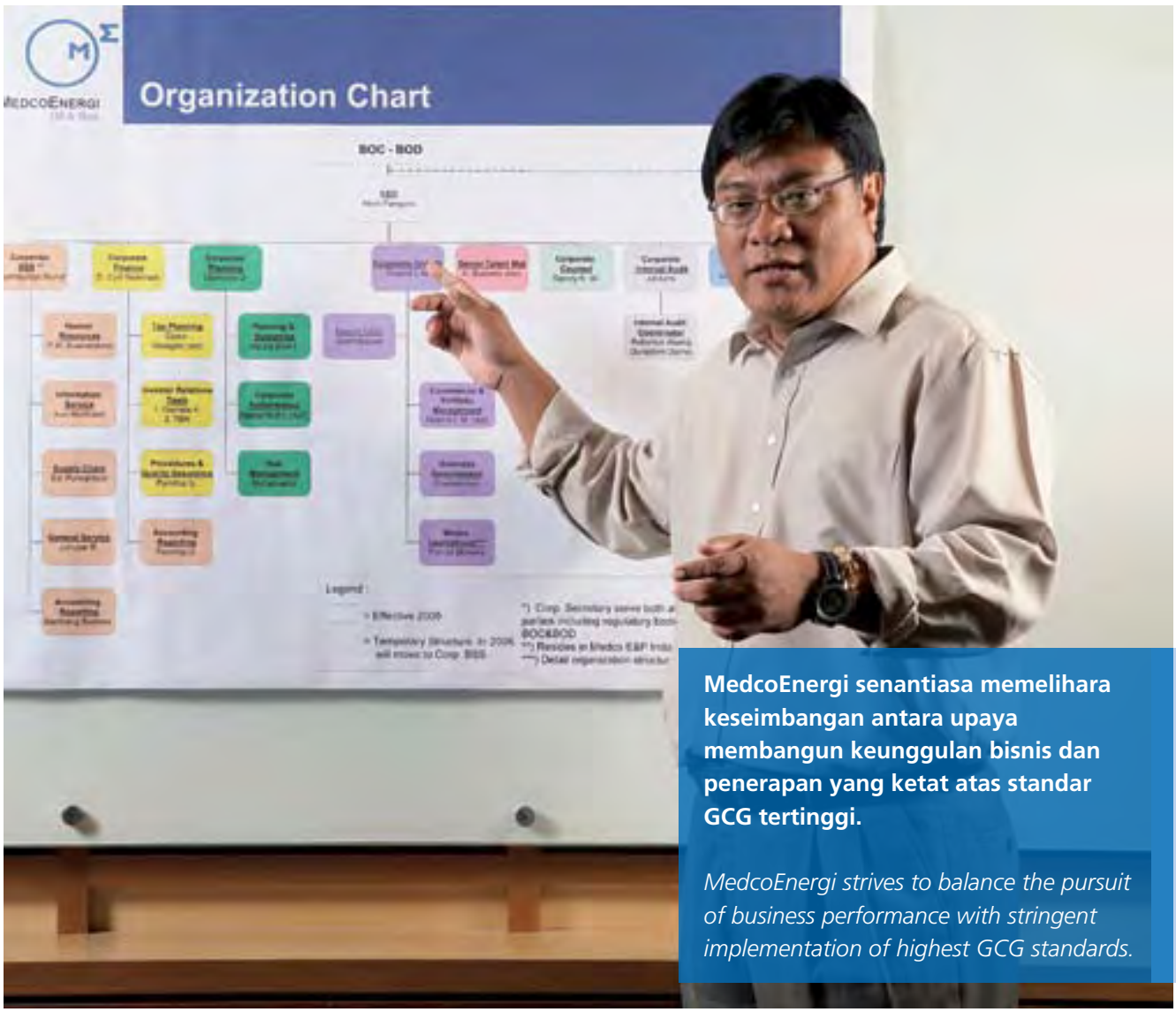
Dalam rangka memastikan kelangsungan usahanya, MedcoEnergi menerapkan standar GCG secara ketat dan memelihara komitmen yang kuat untuk membangun hubungan yang harmonis dengan masyarakat.

Tata Kelola Perusahaan & Kode Etik

Corporate Governance & Code of Ethic

In its efforts to maintain growth, MedcoEnergi also upholds code of ethic and principles of Good Corporate Governance (GCG) in its day to day business activities. This is reflected in one of MedcoEnergi's corporate strategies, which is to improve good Corporate Governance standard. To ensure the achievement of this strategy, the Management has set the implementation of GCG as one of the Company's Key Performance Indicators. Furthermore, the Company also continuously promotes and nurtures the implementation of code of ethic and principles of GCG as an inherent culture and values of all employees.

MedcoEnergi menjunjung tinggi Kode Etik dan prinsip Tata Kelola Perusahaan yang Baik (GCG) dalam aktivitas bisnisnya sehari-hari. Ini tercermin dalam salah satu strategi korporat Perseroan yaitu untuk meningkatkan standar Tata Kelola Perusahaan. Untuk itu, manajemen Perseroan telah menetapkan penerapan GCG sebagai salah satu Indikator Pokok Kinerja (IPK). Lebih lanjut, Perseroan juga terus berupaya menumbuhkan penerapan kode etik dan prinsip GCG sebagai nilai dan budaya yang melekat di kalangan karyawan MedcoEnergi.



MedcoEnergi senantiasa memelihara keseimbangan antara upaya membangun keunggulan bisnis dan penerapan yang ketat atas standar GCG tertinggi.

MedcoEnergi strives to balance the pursuit of business performance with stringent implementation of highest GCG standards.

PEDOMAN TATA KELOLA DAN KODE ETIK PERUSAHAAN

MedcoEnergi telah memiliki Kode Etik bagi karyawannya sejak tahun 1998. Sesuai komitmennya pada penerapan GCG, Kode Etik tersebut telah diperbaharui pada tahun 2003 bersama dengan penerbitan Pedoman Tata Kelola dan Kode Etik Perusahaan (CG&E Manual). Setiap karyawan MedcoEnergi harus mematuhi seluruh ketentuan dalam CG&E Manual dengan menandatangani Formulir Kepatuhan.

Pedoman Tata Kelola Perusahaan berisi kebijakan yang berlaku bagi pemegang saham, Komisaris, Direksi, karyawan serta stakeholder MedcoEnergi lainnya. Melalui Pedoman Tata Kelola Perusahaan, Perseroan mengharapkan bahwa seluruh personil dapat berperan sesuai tanggung jawab profesionalnya.

Sementara itu, Kode Etik menentukan bagaimana karyawan MedcoEnergi menjalankan tugasnya sesuai nilai-nilai dan kebijakan Perseroan, hukum dan perundang-undangan yang berlaku, serta standar perilaku bisnis yang etis. Kode Etik juga memuat larangan untuk melakukan tindakan tertentu yang bertentangan dengan kebijakan Perseroan maupun hukum dan peraturan yang berlaku. Kode Etik juga berlaku bagi Komisaris (BOC) dan Direksi (BOD) untuk melengkapi Pedoman Perilaku Anggota Dewan.

CORPORATE GOVERNANCE AND CODE OF ETHIC MANUAL

Code of Ethic has been introduced to the employees of MedcoEnergi since 1998. As a commitment to implement GCG, this Code of Ethic has been revised and reissued in 2003 by the issuance of Corporate Governance and Code of Ethic Manual (CG&E Manual). Every employee in MedcoEnergi shall commit to comply with the policies in CG&E Manual by signing an Adherence Form.

The Corporate Governance Manual consists of policies that are applicable to the Shareholders, Board of Commissioners, Board of Directors, Employees, and other Stakeholders of MedcoEnergi. With this Manual, the Company expects each of them to discharge their roles and responsibilities professionally.

Whilst, the Code of Ethic stipulates how the employees in MedcoEnergi shall perform their duties in accordance with MedcoEnergi's corporate values, policies, applicable laws and regulations, and acceptable business standard practices. This Code of Ethic also contains restrictions for performing certain acts that are not in line with the Company's policies and applicable laws and regulations. This Code of Ethic is also applicable to the Board of Commissioners (BOC) and Board of Directors (BOD), as a complement to the Company's Boards Code of Conduct.

Juara Umum Annual Report Award 2004
First Winner of Annual Report Award 2004

Beberapa kebijakan dalam CG&E Manual telah direvisi pada tahun 2005. Dari kebijakan yang telah direvisi tersebut, di awal tahun 2006 BOC dan BOD telah menyetujui Pedoman Kebijakan dan Perilaku Dewan. Pedoman ini mengatur peran dan tanggung jawab BOC dan BOD, sistem pemilihan, pemberhentian serta remunerasi Komisaris dan Direksi, persyaratan mengenai pembelajaran yang berkelanjutan, rapat Komisaris, Direksi dan Rapat Gabungan, pembentukan komite-komite, serta kode etik yang wajib dipatuhi oleh Komisaris dan Direksi. Kebijakan-kebijakan lainnya akan diusulkan kemudian untuk disetujui dan diharapkan dapat disosialisasikan pada pertengahan 2006.

KODE ETIK PENGADAAN

Perseroan meyakini bahwa perilaku yang etis juga berlaku dalam praktek pengadaan barang dan jasa. Untuk itu, Kebijakan dan Kode Etik Pengadaan telah disusun dan dilampirkan pada CG&E Manual.

Kebijakan dan Kode Etik Pengadaan dibuat untuk memastikan hubungan yang wajar antara Perseroan dan pemasok, dan memuat ketentuan bahwa setiap pengadaan dilakukan sesuai persyaratan kepatutan usaha. Untuk menghindari perlakuan tidak adil kepada pemasok yang berbeda, Kebijakan tersebut mensyaratkan dilakukannya proses lelang penawaran harga untuk transaksi di atas nilai tertentu. Kebijakan ini juga melarang karyawan MedcoEnergi menerima hadiah atau keuntungan lain dari pemasok, terutama pada proses penawaran harga.

KEPATUHAN TERHADAP ANGGARAN DASAR SERTA PERATURAN DAN KETENTUAN PASAR MODAL DAN BURSA EFEK

Sebagai perusahaan yang memiliki efek-efek terdaftar di bursa efek di Indonesia, Singapura dan Luksemburg, Perseroan patuh terhadap Undang-Undang Perseroan Terbatas Indonesia serta berbagai peraturan dan ketentuan pasar modal dan bursa lainnya yang relevan. Melalui kepatuhan terhadap undang-undang dan peraturan yang berlaku, Perseroan akan dapat meningkatkan praktek GCG di seluruh aspek operasionalnya.

Rapat Umum Pemegang Saham

Untuk melindungi kepentingan pemegang saham, Perseroan memastikan bahwa Rapat Umum Pemegang Saham Tahunan (RUPST) diselenggarakan pada waktunya dan dipersiapkan sesuai dengan ketentuan Pasal 21 Anggaran Dasar Perseroan dan Peraturan Badan Pengawas Pasar Modal (Bapepam) No. IX.I.1.

Selama tahun 2005, Perseroan menyelenggarakan 2 (dua) kali Rapat Umum Pemegang Saham Luar Biasa (RUPSLB). RUPSLB tanggal 8 Maret 2005 menyetujui pengunduran diri 3 (tiga) anggota Komisaris dan 2 (dua) anggota Direksi, serta pengangkatan Bp. Darmoyo Doyoatmojo sebagai anggota Direksi. Sementara itu, RUPSLB tanggal 24 November 2005 telah menyetujui pengangkatan Bp. D. Cyril Noerhadi sebagai anggota Direksi. Rapat Umum Pemegang Saham Tahunan (RUPST) diselenggarakan pada tanggal 9 Juni 2005. Seluruh RUPS tersebut dihadiri oleh pemegang saham atau kuasanya yang mewakili lebih dari 50% saham Perseroan, dan seluruh keputusan memperoleh persetujuan lebih dari 90% pemegang saham yang hadir.

During the year, certain policies in the CG&E Manual have been revised. Amongst the revised policies, the BOC and BOD approved the Boards Policy and Code of Conduct. This policy stipulates further the BOC and BOD roles and responsibilities, the systems of election, the remuneration and the discharging of BOC and BOD, the requirement for participation in continuing education, the requirement of periodical meetings of BOC, BOD and Joint Boards, the establishment of Committees, as well as special code of conducts for BOC and BOD. More policies will be proposed for approval and expected to be internalized in mid 2006.

PROCUREMENT ETHIC

The Company believes that ethical behavior shall also be practiced in procuring goods and services. For this purposes, a Procurement Ethic and Policy was established and attached in the CG&E Manual.

This Procurement Ethic and Policy is developed to ensure appropriateness of relationship between the Company and its contractors and suppliers. It stipulates that any procurement shall be performed only on a fair and arms length basis. To prevent unfair treatment of contractors and suppliers, the Policy requires the Company to conduct a bidding process for a transaction above certain limits. This Policy also prohibits MedcoEnergi employees to accept gifts or benefits from the contractors and suppliers.

COMPLIANCE WITH ARTICLES OF ASSOCIATION AND CAPITAL MARKET LAWS AND STOCK EXCHANGES REGULATIONS

As a company that listed its securities in stock exchanges in Indonesia, Singapore, and Luxembourg, the Company is bound to comply with the Indonesian Company Law, Capital Market Law and stock exchanges regulations. By complying with the prevailing laws and regulations, the Company believes that this will enable the Company to continue improving the quality of GCG practices throughout the entire aspects of operations.

General Meeting of Shareholders

To protect the interests of its shareholders, MedcoEnergi always ensure that the General Meeting of Shareholders (GMS) is conducted in due time and prepared in compliance with the Article 21 of the Company's Articles of Association and Rule No. IX.I.1. of Indonesian Capital Market Supervisory Agency (Bapepam) Regulations.

During the year, the Company has convened two (2) Extraordinary General Meetings of Shareholders (EGMS). The EGMS conducted in March 8, 2005 has approved the resignation of three (3) BOC members and two (2) BOD members, and the appointment of Mr. Darmoyo Doyoatmojo as a member of BOD. Meanwhile, the EGMS conducted in November 24, 2005 has approved the appointment of Mr. D. Cyril Noerhadi as a member of BOD. The Annual General Meeting of Shareholder (AGMS) was convened in June 9, 2005. All the GMS' were attended by shareholders and their proxy holders, which represented more than 50% of the outstanding shares and all the resolutions were approved by more than 90% of the attending shareholders.

Untuk tahun ini, RUPST dan RUPSLB direncanakan akan diselenggarakan tanggal 5 Mei 2006.

Penyerahan Laporan Berkala

Akurasi dan ketepatan waktu Laporan Keuangan, Laporan Tahunan dan Laporan Eksplorasi Minyak dan Gas Bumi senantiasa menjadi perhatian utama MedcoEnergi.

Sehubungan dengan beragamnya unit bisnis serta wilayah operasi Perseroan, keterlambatan penyerahan Laporan Keuangan terkadang tidak dapat dihindari, dimana Perseroan senantiasa menginformasikan keterlambatan tersebut sebelumnya kepada pemegang saham dan masyarakat umum.

Pada tahun 2005, Laporan Keuangan Konsolidasian 2004 yang Telah Diaudit serta Laporan Keuangan Konsolidasian Triwulan I 2005 bersama Kajian Terbatas mengalami keterlambatan penyerahan. Sementara itu, Laporan Keuangan Konsolidasian Interim Tengah Tahunan 2005 dan Triwulan III 2005 telah diserahkan sesuai batas waktu yang ditetapkan Bapepam dan Bursa Efek Jakarta (BEJ).

Pengembalian Investasi Pemegang Saham

MedcoEnergi memiliki komitmen untuk mengembalikan investasi pemegang saham dalam bentuk dividen. Sejak Penawaran Saham Perdana (IPO), Perseroan menetapkan kebijakan dividen sebesar 20% sampai 50% dari laba bersih tiap tahunnya.

Dalam RUPST tanggal 9 Juni 2005 telah disetujui untuk membagikan 50% dari laba bersih tahun 2004 (US$ 70,12 juta) atau US$ 0,0105 per lembar saham, sebagai dividen kepada pemegang saham. Pada tanggal pembagian dividen, Perseroan telah membayarkan US$ 32,64 juta kepada pemegang saham. Sementara itu, harga saham Perseroan pada akhir tahun 2005 telah meningkat sebesar 62,65% dari harga tahun 2004. Dengan demikian, total pengembalian investasi pemegang saham adalah sebesar 58,42% pada tahun 2005.

Publikasi Informasi Material

Untuk memastikan bahwa Perseroan memberikan informasi yang berimbang kepada pemegang saham dan investor, Perseroan senantiasa mempublikasikan informasi material kepada publik selambat-lambatnya 2 hari setelah adanya informasi material.

This year, the Company plans to convene the AGMS and EGMS in May 5, 2006.

Submission of Periodical Reports.

Timely and accurate reporting of Financial Statements, Annual Report, and Oil and Gas Exploration Reports have always been the main concerns for MedcoEnergi.

However, due to the variety of business units and areas of operations, late submission of Financial Statements was sometime unavoidable, in this case the Company always ensures to inform the shareholders and public about such late submission.

Even though MedcoEnergi was late in issuing its Full Year 2004 Audited Consolidated Financial Statements and First Quarter 2005 Consolidated Financial Statements With Limited Review, but MedcoEnergi managed to submit its First Half 2005 and Third Quarter 2005 Interim Consolidated Financial Statements within the time frame set by Bapepam and Jakarta Stock Exchange (JSX).

Returns to Shareholders

MedcoEnergi is committed to return the investment of its shareholders in the form of dividend annually. Since its Initial Public Offering (IPO), the Company has set a Dividend Policy to distribute 20% to 50% of net profit for each year.

The AGM dated June 9, 2005 has approved to distribute 50% of MedcoEnergi's 2004 Net Income (USD 70.12 million) as dividend to the shareholders, or equivalent to USD 0.0105 per shares. At the distribution date, the Company paid USD 32.64 million to its shareholders. Meanwhile, the Company's shares price at the closing year of 2005 has increased significantly by 62.65%, compared to 2004. Thus, the Company managed to give Total Return to Shareholders 58.42% in 2005.

Disclosure of Material Information.

To ensure that MedcoEnergi always distributes balanced information to its shareholders and investors, the Company always ensures to disclose any material information to the public at the latest 2 days after the occurrence of any material information.

Pengungkapan informasi material dilakukan Perseroan melalui Laporan ataupun Siaran Pers yang dibuat dalam dua bahasa. Selama tahun 2005, MedcoEnergi telah menerbitkan 41 Laporan dan Siaran Pers sebagaimana tercantum pada tabel berikut.

MedcoEnergi prepared the material information disclosures in the form of Disclosure Reports or Press Releases in bilingual form. Over the course of 2005, MedcoEnergi has issued 41 Disclosure Reports and Press Releases, as described on the following table.

No	Subject Perihal	Form of Disclosure Bentuk Keterbukaan
1	Status Penjualan Interest Wilayah Kerja di Indonesia, Australia, dan Amerika Serikat Serta Pembayaran Kepada UOB Status of Sales of the Interest of Working Areas in Indonesia, Australia, and the United States, and Repayment to UOB	Peraturan BAPEPAM No. X.K.1 BAPEPAM's Rule No. X.K.1
2	Peresmian Produksi Minyak Mentah di Blok Langsa, Lepas Pantai Aceh Timur, Indonesia Commencement of Commercial Crude Oil Production in Langsa Block, East Aceh Offshore, Indonesia	Peraturan BAPEPAM No. X.K.1 BAPEPAM's Rule No. X.K.1
3	Perubahan Pemegang Saham Pengendali The Change of Indirect Controlling Shareholders	Peraturan BAPEPAM No. X.K.1 BAPEPAM's Rule No. X.K.1
4	MedcoEnergi Menangkan Tender Eksplorasi Migas Di Libya MedcoEnergi Wins Bid To Explore For Oil And Gas In Libya	Pengumuman Berita Press Release
5	MedcoEnergi Menandatangani Perjanjian Jual Beli Gas Di Oman MedcoEnergi Signed Gas Sales Agreement In Oman	Pengumuman Berita Press Release
6	MedcoEnergi Setujui Penawaran Obligasi Apexindo MedcoEnergi Approved Bonds Offering of Apexindo	Pengumuman Berita Press Release
7	Perubahan Susunan Komisaris dan Direksi The Changes on Board of Commissioners and Board of Directors	Pengumuman Berita Press Release
8	MedcoEnergi Tanda Tangani Perjanjian Bagi Hasil Eksplorasi & Produksi Di Libya MedcoEnergi Signs Exploration And Production Sharing Agreement In Libya	Pengumuman Berita Press Release
9	Menyelesaikan Masalah Disrupsi Operasi Lapangan Merbau (Lirik) MedcoEnergi Clears The Disruption at Merbau Field (Lirik)	Peraturan BAPEPAM No. X.K.1 BAPEPAM's Rule No. X.K.1
10	Penandatanganan Pokok-pokok Perjanjian Jual Beli Gas Lapangan Senoro Signing of Head of Agreement for Gas Sales and Purchase from Senoro Field	Peraturan BAPEPAM No. X.K.1 BAPEPAM's Rule No. X.K.1
11	Pengalihan 33,032% Saham MedcoEnergi milik New Links Energy Resources Limited ke Aman Energy Resources Limited The Transfer of 33.032% Shares MedcoEnergi Owned by New Links Energy Resources Limited To Aman Energy Resources Limited	Peraturan BAPEPAM No. X.K.1 BAPEPAM's Rule No. X.K.1
12	MedcoEnergi Selesaikan Penjualan 100% Saham Novus Pakistan Pty Ltd MedcoEnergi Completes 100% Shares Sale of Novus Pakistan Pty Ltd.	Pengumuman Berita Press Release
13	Laporan MedcoEnergi FY2004 MedcoEnergi FY2004 Results	Pengumuman Berita Press Release
14	Keikut Sertaan Dalam Penawaran Panas Bumi Sarulla Participation on the Bid for Sarulla Geothermal	Pengumuman Berita Press Release
15	Penanggulangan Kebocoran Jalur Pipa Minyak di Wilayah Kerja S.S. Extension Repairing the Oil Pipeline Leak at S.S.Extension Working Area	Peraturan BAPEPAM No. X.K.1 BAPEPAM's Rule No. X.K.1
16	Penandatanganan Perjanjian Ekslusif Untuk Gas Lapangan Senoro Signing the Exclusivity Agreement to Sell the Senoro's Gas	Pengumuman Berita Press Release
17	Pengalihan 52,473% Saham MedcoEnergi milik New Links Energy Resources Limited ke Densico Energy Resources Limited Transfer of 52.473% Shares of MedcoEnergi owned by New Links Energy Resources Limited to Densico Energy Resources Limited	Peraturan BAPEPAM No. X.K.1 BAPEPAM's Rule No. X.K.1
18	Penandatanganan HoA Lematang, Sumatra Selatan dan Amendemen Penjualan Gas Tarakan, Kalimantan Timur Signing of HoA Lematang, South Sumatra and Amendement to Tarakan Gas Sales, East Kalimantan	Pengumuman Berita Press Release
19	Penghentian Sementara Kilang Methanol di Pulau Bunyu Temporary Shut Down of Methanol Plant at Bunyu Island	Peraturan BAPEPAM No. X.K.1 BAPEPAM's Rule No. X.K.1
20	Kinerja 1Q 2005 1Q 2005 Results	Pengumuman Berita Press Release

No	Subject Perihal	Form of Disclosure Bentuk Keterbukaan
21	Penandatanganan MoU dengan PD wahana Rardja The Signing of MoU with PD Wahana Rahardja	Peraturan BAPEPAM No. X.K.1 BAPEPAM's Rule No. X.K.1
22	MedcoEnergi Jual 100% Saham Novus Middle East Limited MedcoEnergi Sold 100% Shares of Novus Middle East Limited	Pengumuman Berita Press Release
23	MedcoEnergi Terbitkan Global Depositary Shares ("GDS") MedcoEnergi Issues Global Depositary Shares ("GDS")	Pengumuman Berita Press Release
24	Penjualan Kepemilikan (Farm-Out) Merangin Merangin Farm-Out	Pengumuman Berita Press Release
25	Penandatanganan Perjanjian Kerja Sama Eksplorasi Antara MedcoEnergi dan Anadarko Petroleum Corporation Signed an Exploration Joint Venture Agreement between MedcoEnergi and Anadarko Petroleum Corporation	Peraturan BAPEPAM No. X.K.1 BAPEPAM's Rule No. X.K.1
26	Pengalihan 20% Kepemilikan di Blok Merangin-I ke MOECO Assigning 20% of its Interest at Merangin-I Block to MOECO	Peraturan BAPEPAM No. X.K.1 BAPEPAM's Rule No. X.K.1
27	Kinerja Semester Pertama 2005 First Semester 2005 Performance	Peraturan BAPEPAM No. X.K.1 BAPEPAM's Rule No. X.K.1
28	Penjualan Blok Padre Island di Amerika Serikat Sales of Padre Island Block in the United States	Peraturan BAPEPAM No. X.K.1 BAPEPAM's Rule No. X.K.1
29	Perjanjian Kerjasama Eksplorasi Anatara MedcoEnergi dan Anadarko Petroleum Corporation Berlaku Efektif Exploration Joint Venture Agreement between MedcoEnergi and Anadarko Petroleum Corporation Is Now in Full Effect	Pengumuman Berita Press Release
30	Penjualan 15% Kepemilikan di Blok Asahan Sales of 15% Interest in Asahan Block	Pengumuman Berita Press Release
31	Penandatanganan MoU Penyediaan Gas Bumi Dengan Metode CNG Untuk PLN Signing MoU for Gas Supply in the Form of CNG to PLN	Peraturan BAPEPAM No. X.K.1 BAPEPAM's Rule No. X.K.1
32	Pembelian 100% Saham Perkasa Equatorial Sembakung Ltd. Dari Synergy Petroleum Limited Acquisition 100% Shares of Perkasa Equatorial Sembakung Ltd from Synergy Petroleum Limited	Peraturan BAPEPAM No. X.K.1 BAPEPAM's Rule No. X.K.1
33	MedcoEnergi Tidak Berhasil Mendapatkan Blok Minyak dan Gas di Libya MedcoEnergi Unsuccessful in Winning the Oil and Gas Working Area Bid in Libya	Peraturan BAPEPAM No. X.K.1 BAPEPAM's Rule No. X.K.1
34	MedcoEnergi Tandatangani MoU dengan PTT Public Company Limited MedcoEnergi Signing MoU with PTT Public Company Limited	Peraturan BAPEPAM No. X.K.1 BAPEPAM's Rule No. X.K.1
35	Apexindo Selesai Melakukan Penawaran HMETD Apexindo Completed the Rights Issue Offering	Peraturan BAPEPAM No. X.K.1 BAPEPAM's Rule No. X.K.1
36	Berlakunya Perjanjian Jasa Operasi dan Pemeliharaan PLTU Antara PLN dengan Konsorsium Fortum Service Oy dan MedcoEnergi Effectiveness of the Operation and Maintenance Agreement between PLN and Consortium Fortum Service Oy and MedcoEnergi	Peraturan BAPEPAM No. X.K.1 BAPEPAM's Rule No. X.K.1
37	Penghentian Sementara Operasi Gas di Blok East Cameron, AS Temporary Shut Down of Gas Operation in East Cameron Block, US	Peraturan BAPEPAM No. X.K.1 BAPEPAM's Rule No. X.K.1
38	Penggantian Sekretaris Perusahaan Replacement of Corporate Secretary	Peraturan BAPEPAM No. X.K.1 BAPEPAM's Rule No. X.K.1
39	Kinerja MedcoEnergi 9 bulan 2005 dan MedcoEnergi Ubah Susunan Direksi MedcoEnergi's 9 Months 2005 Performance and MedcoEnergi Changes the Structure of its Director's Members	Pengumuman Berita Press Release
40	Pembangunan Pabrik Bioethanol di Kotabumi Lampung Utara The Construction of Bioethanol Plant in Kotabumi, North Lampung	Peraturan BAPEPAM No. X.K.1 BAPEPAM's Rule No. X.K.1
41	Tuntutan Hukum Medco International Venture Limited Litigation of Medco International Ventures Limited	Peraturan BAPEPAM No. X.K.1 BAPEPAM's Rule No. X.K.1

Benturan Kepentingan dan Transaksi Material

Untuk memastikan bahwa Perseroan tidak melanggar Peraturan Bapepam No. IX.E.1 tentang Transaksi yang Mengandung Benturan Kepentingan dan No. IX.E.2 tentang Transaksi Material dan Perubahan Bisnis Inti, Perseroan melakukan penilaian terhadap kemungkinan benturan kepentingan ataupun transaksi yang bersifat material. Selama tahun yang dilaporkan, tidak terdapat transaksi yang mengandung benturan kepentingan ataupun yang bersifat material. Namun demikian, demi kepentingan pemegang saham, Perseroan juga telah mempublikasikan Laporan hasil penilaian tersebut.

Daftar Pemegang Saham dan Daftar Khusus Pemegang Saham

MedcoEnergi memandang penting untuk menyelenggarakan Daftar Pemegang Saham dan Daftar Khusus Pemegang Saham, yang keberadaannya dapat membantu Manajemen Perseroan dalam mengidentifikasi potensi transaksi perdagangan orang dalam dan transaksi benturan kepentingan. Daftar Pemegang Saham diselenggarakan oleh Biro Administrasi Efek Perseroan, sementara Daftar Khusus Pemegang Saham diselenggarakan oleh Manajemen Perseroan. Daftar Pemegang Saham dilaporkan kepada Bapepam dan BEJ setiap bulan.

KEPATUHAN TERHADAP PERSYARATAN OBLIGASI DAN PERATURAN BURSA

Sebagai perusahaan yang menerbitkan obligasi korporasi, Perseroan memastikan kepatuhan terhadap persyaratan obligasi maupun peraturan bursa dimana obligasi tersebut dicatatkan. Selama tahun tersebut, Perseroan melakukan pembayaran kupon obligasi yang jatuh tempo dan melaporkannya kepada bursa. Transaksi pembelian kembali obligasi dan tujuan transaksi tersebut, juga telah dilaporkan.

Dalam hal persyaratan rasio keuangan, MedcoEnergi memastikan bahwa rasio-rasio keuangan berada dalam batas-batas yang dipersyaratkan.

KEPATUHAN TERHADAP PERATURAN DAN PERUNDANGAN LAIN

Dalam mengoperasikan unit bisnis yang berbeda, MedcoEnergi memastikan bahwa tiap unit bisnis telah mematuhi peraturan dan perundangan yang berlaku, seperti UU Migas, UU Investasi, UU Ketenagalistrikan, dan lain-lain yang berlaku di Indonesia. Kantor pusat korporat melakukan koordinasi dengan tiap unit bisnis untuk memastikan kepatuhan terhadap seluruh peraturan dan perundangan yang berlaku tersebut.

KOMUNIKASI ON-LINE SECARA TEPAT WAKTU

Untuk memudahkan para pemegang saham dan pihak-pihak berkepentingan lainnya dalam memperoleh informasi mengenai MedcoEnergi dan unit-unit bisnisnya, Perseroan memiliki situs Web dengan informasi terkini. Dalam dua tahun terakhir ini telah dilakukan berbagai peningkatan dari sisi isi situs web, yang menyediakan informasi komprehensif mengenai aktivitas operasional, kinerja keuangan dan berbagai informasi lainnya yang berguna bagi pemegang saham dan pihak-pihak yang berkepentingan lainnya.

Assessment of Conflict of Interest and Material Transactions

To ensure that the Company does not violate the Rules No. IX.E.1 regarding Conflict of Interest Transaction and No. IX.E.2 regarding Material Transaction and Changes of Core Business of the Bapepam's Regulations, assessment on conflict of interest and materiality of transactions are always performed. During the year, there were no conflict of interest or material transactions were entered into. However, to comfort the shareholders and investors, The Company believes that it is necessary to include the results of assessments in its Disclosure Reports.

Maintaining Record of Shareholders and Special Record of Shareholders

MedcoEnergi believes that it is very important to continue maintaining the Record of Shareholders and Special Record of Shareholders. The existence of Record of Shareholders and the Special Record of Shareholders helps the Management in identifying any potential insider trading and conflict of interest transactions. The Record of Shareholders is maintained and prepared by the Company's Stock Administrator, while the Special Record of Shareholders is maintained by the Management. The Record of Shareholder is reported to the Bapepam and JSX in a monthly basis.

COMPLIANCE TO BONDS COVENANTS AND STOCK EXCHANGE REGULATIONS

As a company that issues corporate bonds, MedcoEnergi always ensures compliant with the bonds covenants and any stock exchange regulations where the bonds are listed. During the year, the Company has paid the coupons payments and the payments have been reported to the stock exchanges in the due date. Any buy back bonds and its purposes also has been reported properly.

In term of maintaining financial ratios, MedcoEnergi also always ensures that the ratios fall within that required in the covenants.

COMPLIANCE TO OTHER APPLICABLE LAWS AND REGULATIONS

As a company with different types of business units, MedcoEnergi shall ensure that each business units complies to any applicable laws and regulations, such as Indonesian Oil and Gas Law, Indonesian Investment Law, Indonesian Electricity Law, etc. Coordination between each business units and the head office is always maintained to ensure compliant with all those applicable laws and regulations.

PROVIDING TIMELY ON LINE COMMUNICATION

In ensuring easy access by the shareholders and stakeholders of MedcoEnergi of any publication and information related to MedcoEnergi and its business units, MedcoEnergi continuously maintains its web site up to date. Improvement on the contents has been made for the last two years. This website provides comprehensive information pertaining to the Company's operations, financial performance, and other information useful for the shareholders and stakeholders.

Untuk keperluan internal perusahaan maupun untuk berbagi pengetahuan di antara karyawan, MedcoEnergi dan unit-unit bisnisnya memiliki jaringan intranet yang menyediakan informasi mengenai perkembangan operasional, keuangan dan administrasi di lingkungan Perseroan. Jaringan intranet Perseroan dapat diakses oleh seluruh karyawan dari tiap-tiap unit bisnis. Selain itu, Perseroan juga menerbitkan buletin dwi-bulanan, Energise, yang menginformasikan lebih mendalam kegiatan dan dinamika di lingkungan Perseroan kepada seluruh karyawan.

For internal purposes, including for sharing knowledge among the employees about the Company's overall operation and development, MedcoEnergi and its business units have developed intranets which provide information pertaining to the Company's operation, financial and administration development. These intranets can be accessed by all of employees from different business units. In addition, MedcoEnergi's newsletters, Energise, has been published regularly and provides a closer look of the Company's dynamic operations and activities to employees throughout the organization.

STRUKTUR TATA KELOLA PERUSAHAAN

Sebagai badan hukum di Indonesia, MedcoEnergi patuh pada Undang-Undang Perusahaan. Di bawah UU ini, organ perusahaan terdiri dari Rapat Umum Pemegang Saham (RUPS), Komisaris dan Direksi. RUPS merupakan organ tertinggi di MedcoEnergi yang memegang seluruh wewenang di luar yang telah didelegasikan kepada Komisaris ataupun Direksi.

GOVERNING STRUCTURE

MedcoEnergi as an Indonesian company shall comply with the Indonesian Company Law. Under the Law, a company organ consists of the General Meeting of Shareholders (GMS), the Board of Commissioners (BOC), and the Board of Directors (BOD). The GMS holds the highest authority in MedcoEnergi which holds all the powers which are not transferred to the BOC or the BOD.

Komisaris

Tugas Komisaris adalah untuk mengawasi dan memberikan arahan kepada Direksi dalam menjalankan dan mengelola Perseroan.

Board of Commissioners

The BOC holds duty to oversee and provide advice to the BOD in operating and managing the Company.

Keanggotaan dan Masa Jabatan. Keanggotaan Komisaris terdiri dari sedikitnya tiga (3) orang. Anggota Komisaris diangkat oleh Rapat Umum Pemegang Saham (RUPS) untuk masa jabatan selama 5 tahun yang dapat diperpanjang untuk satu kali masa jabatan lagi. RUPS berhak untuk memberhentikan anggota Komisaris sewaktu-waktu sebelum berakhirnya masa jabatan, jika anggota Komisaris dipandang tidak dapat menjalankan tugasnya sesuai dengan Anggaran Dasar dan/atau keputusan RUPS.

Members and Terms. The BOC shall consist of at least three (3) members. The members of the BOC are appointed by the General Meeting of Shareholders for service period of 5 years and can be reappointed for another term. However, the GMS has the right to dismiss the members of the BOC at any time before the end of their term of office in the event the members of the BOC are deemed unfit to perform their duty pursuant to the Articles of Associations, and/or due to the resolutions of the GMS.

Masa jabatan dari Komisaris saat ini adalah dari tahun 2003 hingga tahun 2008. Setelah pengunduran diri 3 (tiga) anggota Komisaris dalam RUPSLB tanggal 8 Maret 2005, Komisaris MedcoEnergi terdiri dari lima orang anggota termasuk Presiden Komisaris, dimana tiga (3) anggota Komisaris, atau lebih dari 30% keanggotaan Komisaris, adalah Komisaris Independen, sebagaimana persyaratan Surat Edaran Bapepam No. SE-03/PM/2000 dan Peraturan BEJ No. 1-A. Susunan Komisaris per 31 Desember 2005 adalah sebagai berikut:

The terms for the current Commissioners are from year 2003 to 2008. Following to the resignation of three (3) BOC members in EGMS dated March 8, 2005, the members of BOC consists of five (5) commissioners, including the President Commissioner. Three (3) members of the BOC, or more than 30% of the BOC, are Independent Commissioners as required by Circular Letter of Bapepam No. SE-03/PM/2000 and JSX Rule No. I-A. The followings are the composition of BOC as of December 31, 2005:

Anggota Komisaris / **Members of the Board of Commissioners**

		Umur Age	Anggota Sejak Member Since	Berakhir Term Expires
John Sadrak Karamoy	PC / I	69	2001	2008
Gustiaman Deru	I	45	2002	2008
Sudono N. Suryohudoyo	C	69	2003	2008
Yani Yuhani Rodyat	C	54	1998	2008
Retno Dewi Arifin	I	60	2003	2008

*) PC : Presiden Komisaris President Commissioner
C : Komisaris Commissioner
I : Komisaris Independen Independent Commissioner
Informasi biografi selengkapnya ada di bagian Data Perseroan Further biographical information is presented on Corporate Data section.

Rapat Komisaris. Sesuai Anggaran Dasar Perseroan serta Kebijakan Komisaris dan Direksi, Komisaris menyelenggarakan rapat setidaknya satu kali dalam dua bulan, atau sewaktu-waktu apabila dipandang perlu oleh Presiden Komisaris atau jika diminta oleh 2 (dua) anggota Komisaris lainnya. Panggilan rapat Komisaris dilakukan oleh Presiden Komisaris atau oleh 2 anggota Komisaris lainnya. Rapat Komisaris dipimpin oleh Presiden Komisaris atau oleh Komisaris lain yang dipilih oleh anggota Komisaris yang hadir dalam rapat tersebut. Rapat Komisaris adalah sah dan berhak untuk mengambil keputusan yang mengikat hanya apabila dihadiri oleh lebih dari 50% anggota Komisaris. Dalam tiap rapat, setiap Komisaris berhak atas satu suara dan, selain itu, juga dapat memberikan satu suara bagi Komisaris lain yang diwakilinya. Rapat juga dihadiri oleh Presiden Direktur.

Setelah tiap rapat Komisaris, umumnya diadakan rapat Bersama (Komisaris dan Direksi), dimana Direksi menerima informasi terkini mengenai perkembangan bisnis perusahaan.

Notulen rapat Komisaris dan rapat Bersama Komisaris dan Direksi dibuat oleh Sekretaris Perusahaan. Notulen rapat Komisaris ditandatangani oleh Presiden Komisaris dan satu Komisaris lain yang ditunjuk oleh rapat, sedangkan notulen rapat Bersama Komisaris dan Direksi ditandatangani oleh Presiden Direktur dan satu anggota Direksi lainnya.

Selama tahun 2005 telah diselenggarakan lima (5) kali rapat Komisaris dan lima (5) kali rapat Bersama Komisaris dan Direksi, dengan data hadir seperti di bawah ini.

BOC Meeting. Pursuant to the Company's Articles of Association and Boards Policy, the BOC must hold a meeting at least once every two months or at any time when deemed necessary by the President Commissioner or when requested by two (2) other members of BOC. The President Commissioner or other 2 members of BOC shall make summon of each meeting. The meeting shall be chaired by the President Commissioner, or by a member of Commissioner who is elected by the members of BOC who present in the meeting. The meetings of BOC are lawful and entitled to make lawful and binding decisions only if attended by more than 50% of the members of BOC. At any meeting each BOC members is entitled to one vote and to make one proxy vote. The meeting is also attended by the President Director.

Subsequent to the BOC meeting, usually a Joint Boards (BOC and BOD) meeting was convened, where the BOD updates the status of the businesses.

The Minutes of Meeting of the BOC and the Joint Boards are drawn up by the Corporate Secretary. The Minutes for BOC meetings shall be signed by the Chairman of the meeting and another member of the BOC who is present and appointed for such purpose by the meeting, while the Minutes for Joint Boards meetings shall be signed by the President Director and another member of the BOD.

In year 2005, the BOC held five (5) meetings, while the Joint Boards also held 5 meetings, with the following attendance data.

Data Hadir Rapat Komisaris dan Rapat Bersama BOC-BOD / **Attendance Data on BOC and Joint BOC-BOD Meetings**

	Rapat BOC * BOC Meetings	Rapat Bersama BOC-BOD ** BOC-BOD Meetings
Komisaris The Board of Commissioners		
John Sadrak Karamoy	100%	100%
Sudono N. Suryohudoyo	100%	100%
Gustiaman Deru	40%	40%
Yani Yuhani Rodyat	100%	100%
Retno Dewi Arifin	60%	60%
Direksi The Board of Directors		
Hilmi Panigoro	100%	100%
D. Cyril Noerhadi ***	–	100%
Rashid Irawan Mangunkusumo	–	100%
Darmoyo Doyoatmojo	–	100%

*) Dilaksanakan 5 kali selama tahun 2005 Held 5 times during 2005
**) Dilaksanakan 5 kali selama tahun 2005 Held 5 times during 2005
***) Anggota sejak November 24, 2005 Member since November 24, 2005

Komite di Bawah Komisaris. Untuk meningkatkan pelaksanaan GCG dan membantu Komisaris dalam mengambil keputusan, Komisaris membentuk 4 (empat) komite sebagai berikut:

- **Komite Audit,** membantu Komisaris dalam mengevaluasi integritas laporan keuangan dan operasional yang dibuat oleh Direksi, mengidentifikasi kemungkinan ketidaksesuaian dengan perundangan, peraturan dan ketentuan lain yang berlaku menyangkut aktivitas bisnis MedcoEnergi dan anak perusahaan.
- **Komite Nominasi,** membantu Komisaris memilih anggota Komisaris dan Direksi baru, serta melakukan penilaian terhadap kinerja tiap Komisaris dan Direksi.
- **Komite Remunerasi,** membantu Komisaris menyusun kebijakan remunerasi Komisaris dan Direksi.
- **Komite Manajemen Risiko,** membantu Komisaris mengevaluasi kebijakan pengelolaan risiko yang diterapkan oleh Direksi dan memastikan bahwa risiko telah dikendalikan dan seluruh aset berisiko tinggi telah diasuransikan secara semestinya.

Anggota tiap Komite diangkat melalui rapat Komisaris. Pengangkatan terakhir dilakukan pada bulan Mei 2005, untuk jangka waktu sampai dengan berakhirnya masa jabatan Komisaris dan Direksi.

Setiap Komite dilengkapi dengan Piagam Komite masing-masing yang menjabarkan keanggotaan, masa jabatan, tugas dan tanggung jawab, rapat, serta laporan tahunan kepada Komisaris mengenai kegiatan yang dilaksanakan selama tahun tersebut.

Direksi

Direksi bertanggung jawab mengelola MedcoEnergi untuk kepentingan dan tujuan MedcoEnergi. Direksi juga bertanggung jawab mewakili MedcoEnergi di dalam maupun di luar sidang pengadilan sebagaimana diatur dalam Anggaran Dasar Perseroan.

Anggota dan Masa Jabatan. Direksi terdiri dari sedikitnya 3 (tiga) orang. Anggota Direksi diangkat oleh RUPS untuk masa jabatan selama 5 (lima) tahun dan dapat diangkat kembali untuk satu kali masa jabatan. RUPS berhak untuk memberhentikan anggota Direksi sewaktu-waktu sebelum berakhirnya masa jabatan, jika anggota Direksi dipandang tidak dapat menjalankan tugasnya sesuai dengan Anggaran Dasar dan/atau keputusan RUPS.

Setelah pengunduran diri 2 (dua) anggota Direksi pada RUPSLB tanggal 8 Maret 2005, RUPSLB telah menunjuk Bp. Darmoyo Doyoatmojo sebagai anggota baru Direksi. Kemudian, setelah restrukturisasi organisasi MedcoEnergi, RUPSLB tanggal 24 November 2005 telah menyetujui pengangkatan Bp. D. Cyril Noerhadi sebagai anggota baru Direksi. Pada 31 Desember 2005, susunan anggota Direksi adalah sebagai berikut:

Committees Assisting the BOC. In order to strengthen the GCG practice and assist the BOC in making decisions, the BOC has established 4 (four) committees:

- **The Audit Committee,** responsible in assisting BOC to assess the integrity of operation and financial reports prepared by the BOD, as well as to identify any incompliance issues toward the applicable law, rules, and regulations with the business of MedcoEnergi and its subsidiaries.
- **The Nomination Committee,** responsible in assisting the BOC to select new members of BOC and BOD and to conduct assessment of each of the BOC and BOD performance.
- **The Remuneration Committee,** responsible in assisting the BOC to formulate the remuneration policy for the BOC and BOD.
- **The Risk Management Committee,** responsible in assisting the BOC to assess the risk management policy implemented by the BOD and to ensure the risks are mitigated and all high risks assets are insured properly.

The members of each Committee are appointed at the BOC meeting. The last appointment was in May 2005 and will be expired at the end of the BOC and BOD terms of appointment.

Each Committee has their own charters which stipulate the memberships, terms, roles and responsibilities, meetings, and annual reports to the BOC outlining the activities carried out during the year.

The Board of Directors

The BOD is fully responsible for managing MedcoEnergi the interests and the objectives of the Company. The BOD is also responsible for representing MedcoEnergi both in and outside a court law in accordance with the provisions in the Company's Articles of Association.

Members and Terms. The BOD shall consist of at least 3 (three) members. The members of BOD, are appointed by the GMS for service period of 5 (five) years and can be reappointed for another term. However, the GMS has the right to dismiss the members of the BOD at any time before the end of their term of office in the event the members of the BOD are deemed unfit to perform their duty pursuant to the Articles of Associations, and/or due to the resolutions of the GMS.

Following to the resignation of 2 (two) members of BOD in the EGMS dated March 8, 2005, the EGMS has appointed Mr. Darmoyo Doyoatmojo to become a new member of BOD. Later, following to the restructuring of MedcoEnergi's organization structure, on November 24, 2005, the EGMS approved the appointment of Mr. D. Cyril Noerhadi as a new member of the BOD. As of December 31, 2005, the members of BOD are:

Anggota Direksi **Members of the Board of Directors**

		Umur Age	Anggota Sejak Member Since	Tahun Berakhir Term Expires
Hilmi Panigoro	President Director / Chief Executive Officer	50	1998	2008
D. Cyril Noerhadi	Director / Chief Financial Officer	44	2005	2008
Rashid I. Mangunkusumo	Director / Chief Growth Officer	67	2001	2008
Darmoyo Doyoatmojo	Director / Chief Planning Officer	54	2005	2008

Informasi biografi selengkapnya ada di bagian Data Perseroan Further biographical information is presented on Corporate Data section.

Rapat Direksi. Sesuai Anggaran Dasar Perseroan dan Kebijakan Dewan, Direksi mengadakan rapat setidaknya sekali sebulan atau setiap waktu bila dipandang perlu oleh Presiden Direktur atau atas usulan dari satu atau lebih anggota Direksi. Rapat Direksi dianggap sah dan berhak mengeluarkan keputusan yang mengikat apabila dihadiri oleh sedikitnya lebih dari separuh anggota Direksi.

Notulen rapat Direksi dibuat oleh Sekretaris Perusahaan dan ditandatangani oleh Direksi yang menjadi Ketua rapat dan satu anggota Direksi lainnya yang hadir dan ditunjuk oleh rapat untuk keperluan tersebut.

Selama tahun 2005, diadakan sebanyak 7 (tujuh) kali rapat Direksi, dimana Direksi anak-anak perusahaan melaporkan perkembangan terkini dalam bisnis dan aktivitas anak perusahaan. Anggota Komisaris juga diundang menghadiri rapat-rapat tersebut untuk mengetahui perkembangan terakhir. Selain itu terdapat juga rapat yang dihadiri oleh anggota Direksi sendiri. Daftar hadir dalam rapat Direksi adalah seperti di bawah ini:

Meetings. Pursuant to the Company's Articles of Association and Boards Policy, the BOD shall convene a meeting once a month or any time it is deemed necessary by the President Director or based on the proposal of one or more members of BOD. A meeting of the BOD shall be deemed valid and entitled to adopt binding resolutions if attended by at least more than _ (one half) of the total members of the BOD.

The minutes of meeting of the BOD are drawn up by the Corporate Secretary and shall be signed by the Chairman of the meeting and another member of the BOD who is present and appointed for such purpose by the meeting.

In 2005, the BOD conducted 7 (seven) meetings where the subsidiaries Directors updated the business and affairs of each subsidiary. In these meetings, members of BOC were also invited to attend the meetings to keep up to date to the latest subsidiaries development. In addition, there were meetings amongst the Directors themselves. The following is attendance data of the BOD meetings.

Data Hadir Rapat Direksi **Attendance Data on BOD Meetings**

Direksi The Board of Directors	Rapat Direksi BoD Meetings
Hilmi Panigoro	100%
D. Cyril Noerhadi	100%
Rashid Irawan Mangunkusumo	100%
Darmoyo Doyoatmojo	100%

Nominasi dan Remunerasi Komisaris dan Direksi

Kualifikasi anggota baru untuk Komisaris dan Direksi dievaluasi oleh Komite Nominasi, dan diusulkan kepada RUPS oleh Komisaris.

Komite Remunerasi bertanggung jawab membantu Komisaris merumuskan kebijakan remunerasi anggota Komisaris dan Direksi, melaporkan pelaksanaan remunerasi anggota Komisaris dan Direksi setiap tahun, serta menyiapkan usualan remunerasi anggota Komisaris dan Direksi untuk tahun selanjutnya, sebelum diajukan kepada RUPS untuk disetujui.

Nomination and Remuneration of BOC and BOD

The qualification of each new member of the BOC and BOD is reviewed by the Nomination Committee, and proposed to the GMS by the BOC.

The Remuneration Committee is responsible for assisting the BOC in formulating the remuneration policy and packages for the BOC and BOD members, reporting the annual realization, and preparing the proposal for the following year of BOC and BOD remuneration before submitting to the GMS for approval.

Anggota Komite Nominasi dan Remunerasi

Members of Nomination and Remuneration Committee

Komisaris dan Direksi melakukan swa-penilaian atas kinerjanya dan mengkaji perbaikan-perbaikan yang diperlukan.

Pada tahun 2005, usulan bagi pengangkatan 2 (dua) anggota Direksi telah diajukan dan disetujui oleh RUPSLB tanggal 10 Maret 2005 dan RUPSLB tanggal 24 November 2005.

Melalui RUPST tanggal 9 Juni 2005, pemegang saham menyetujui usulan paket remunerasi bagi anggota Komisaris dan Direksi sejumlah US$ 4,9 juta. Realisasi remunerasi (gross) adalah US$ 5,0 juta, seperti pada tabel berikut.

Each of the BOC and BOD conducted self assessment of its performance and reviewed improvements to be made.

During year 2005, proposals to appoint 2 (two) BOD members were submitted to and approved by the EGMS held on March 10, 2005 and November 24, 2005.

In the AGM held on June 9, 2005, the shareholders approved the gross salary and benefit packages for members of the BOC and BOD in the amount of USD 4.9 million. The actual gross amount realized was USD 5.0 million, as described on the following tables.

Jumlah Gaji, Tunjangan, dan Bonus (gross)

Total Gross Salaries, Benefits, and Bonus

Dewan Pengurus Governing Boards	Aktual Actual Gaji & Tunjangan Salaries & Benefits	Bonus Bonus	Pajak Tax	Jumlah Total
Komisaris (juta US$) The Board of Commissioners (million USD)	0.6	1.1	0.8	2.5
Direksi (juta US$) The Board of Directors (million USD)	0.6*	1.1	0.8	2.5
JUMLAH (juta US$) TOTAL (million USD)	**1.2**	**2.2**	**1.6**	**5.0**

*) Peningkatan gaji dan tunjangan disebabkan oleh penambahan jumlah anggota Direksi sesuai hasil keputusan RUPSLB pada 24 November 2005, efektif pada 1 Oktober 2005.

*) The additional amount due to additional member of BOD as approved on EGMS November 24, 2005, effective in October 1, 2005.

SISTEM PENGENDALIAN INTERNAL

MedcoEnergi telah menerapkan kerangka sistem pengendalian internal sesuai sistem yang diperkenalkan oleh Committee of Sponsoring Organization (COSO). Dengan memiliki sistem pengendalian internal, Perseroan berharap dapat membangun sistem pengendalian internal yang sistematis dan efisien, mampu mengevaluasi dan meningkatkan efektivitas proses pengelolaan risiko, pengendalian dan tata kelola, sesuai dengan lingkungan bisnis dan operasi masing-masing unit bisnis.

INTERNAL CONTROL SYSTEM

MedcoEnergi has adopted the internal control system introduced by Committee of Sponsoring Organization (COSO) as the framework of its internal control. By having internal control system, the Company expects that it could establish a systematic and efficient internal control system, evaluate and improve the effectiveness of risk management, control and governance process, which are suitable for each operation or business environment.

Anggota Komite Manajemen Risiko

Members of Risk Management Committee

Dalam mengawasi proses pengendalian internal, Direksi dibantu oleh divisi Corporate Internal Audit, yang membantu memastikan kepada Komisaris, Direksi dan Komite Audit bahwa seluruh risiko usaha telah diidentifikasi dan dikendalikan melalui sistem pengendalian internal yang efisien dan efektif. Divisi ini juga mendukung unit-unit bisnis dalam menilai, mengendalikan dan memantau risiko usaha. Untuk itu, divisi Corporate Internal Audit melakukan kajian berkala untuk memfasilitasi penyempurnaan dan peningkatan prosedur pengendalian internal sesuai dengan perubahan situasi, lingkungan dan risiko yang dihadapi.

Selama tahun berjalan, Divisi Corporate Internal Audit telah mengaudit sistem pengendalian internal di unit bisnis, seperti di bidang migas, methanol dan tenaga listrik, selain audit terhadap Divisi Financial Management di tingkat Kantor Pusat. Hasil-hasil audit tersebut telah dilaporkan kepada Presiden Direktur dan Komite Audit untuk ditindak-lanjuti. Guna memastikan kejelasan pendelegasian kewenangan Direksi kepada fungsi-fungsi manajemen yang baru sehubungan dengan perombakan struktur organisasi pada bulan November 2005, divisi tersebut telah melakukan revisi pada Tabel Otoritas Perseroan. Direksi berkeyakinan bahwa Tabel Otoritas tersebut akan memfasilitasi pendelegasian wewenang kepada unit fungsional manajemen dalam cara yang praktis dan akuntabilitas yang jelas.

Direksi berkeyakinan bahwa dengan sistem pengendalian internal, mereka dapat memastikan terciptanya kinerja dan efisiensi biaya yang optimal. Selain itu, mereka juga dapat memastikan bahwa seluruh karyawan di tiap tingkat organisasi menyadari pentingnya kepatuhan terhadap setiap prosedur pengendalian internal yang ada di lingkungan MedcoEnergi.

SEKRETARIS PERUSAHAAN

Dalam struktur organisasi yang baru diadakan pemisahan fungsi Sekretaris Perusahaan yang sebelumnya dijalankan oleh Presiden Direktur. Melalui pemisahan ini, tanggung jawab Presiden Direktur yang sebelumnya sebagai penghubung kepada otoritas pasar modal,

In supervising the internal control, the BOD is assisted by the Corporate Internal Audit group. This group shall provide assurance to the Boards and the Audit Committees that business risks are identified and managed through effective and efficient systems of internal control. The Corporate Internal Audit group also supports the business units in assessing, controlling and monitoring their business risks. For these purposes, the Corporate Internal Audit group conducts regular periodical review to facilitate adaptation and improvement of the internal control procedure to be appropriate to changing situations, environment and risks.

During the year, the Corporate Internal Audit group has audited the internal control system in business units, such as oil and gas, methanol and power. Audit on Financial Management group at the head office has also been performed. The results of audit have been reported to the President Director and the Audit Committee for further action. Along with the new organization structure launched in November 2005, to ensure that the BOD clearly delegates their authority to the Company's new functional management, the group has revised MedcoEnergi's Authority Table. The BOD believes that the Authority Table will enable them to delegate their authority to the functional management resulting in a practical and clear accountability.

The BOD is confident that with internal control system, they can ensure that they create optimization of work performance with sufficient and efficient internal control procedure to ensure optimized cost-benefit. In addition, they also can ensure that personnel at all levels recognize that it is important for them to regularly and continuously comply with every internal control process applied in MedcoEnergi.

CORPORATE SECRETARY

The new organization structure separated the function of Corporate Secretary which previously held by the President Director. By separating the function of Corporate Secretary, it will release the President Director from its previous responsibility as the contact person of capital market

pemegang saham, media massa dan masyarakat umum telah dialihkan kepada Sekretaris Perusahaan yang ditunjuk. Dengan demikian, peran Sekretaris Perusahaan dapat lebih diberdayakan, termasuk keterlibatannya dalam kegiatan tata kelola perusahaan. Pada bulan Oktober 2005, Perseroan menunjuk Bp. Andy Karamoy sebagai Sekretaris Perusahaan MedcoEnergi.

Tanggung jawab Divisi Sekretariat Perusahaan mencakup tiga bidang: memelihara hubungan dengan otoritas pasar modal, pemegang saham, media massa, komunitas di sekitar area operasional serta masyarakat umum; memastikan kepatuhan terhadap peraturan dan ketentuan Pasar Modal, UU Perusahaan Indonesia dan Anggaran Dasar Perseroan, serta membantu Komisaris dan Direksi dalam penerapan GCG; dan menyelenggarakan aktivitas Komisaris dan Direksi baik internal maupun eksternal.

Selama tahun berjalan, Divisi Sekretariat Perusahaan memastikan kepatuhan Perseroan terhadap seluruh peraturan dan ketentuan bursa dimana efek Perseroan didaftarkan, termasuk penyerahan laporan keuangan dan eksplorasi berkala secara tepat waktu, peningkatan ketersediaan informasi dalam Laporan Tahunan, dan peningkatan keterbukaan informasi berbagai aspek aktivitas usaha kepada masyarakat umum melalui publikasi informasi material, siaran pers, dan laporan pemboran migas dwi-mingguan. Divisi ini juga membantu Komisaris dan Direksi dalam merevisi dan mensosialisasikan beberapa kebijakan dalam CG&E Manual. Dalam rangka memelihara hubungan dengan masyarakat pada umumnya, Divisi tersebut juga membantu Direksi dalam memastikan bahwa Perseroan telah melakukan kewajibannya membantu komunitas di sekitar kantor pusat dan area operasional serta kawasan yang tertimpa bencana alam, termasuk dukungan terhadap aktivitas pendidikan dan kebudayaan di Indonesia. Rincian aktivitas sosial kemasyarakatan pada tahun 2005 disajikan di bab Laporan Peran Serta Sosial Perusahaan.

authorities, the shareholders, mass media, and public as a general has been delegated to the appointed Corporate Secretary. Thus, the role of Corporate Secretary could be strengthened and the Corporate Secretary enables to participate in governance activities. In October 2005, the Company has announced the appointment of Mr. Andy Karamoy as the Corporate Secretary of MedcoEnergi.

The Corporate Secretary group in MedcoEnergi cover three areas of responsibility: maintaining good relationship with the capital market authorities, shareholders, mass media, communities in the operation areas and public in general; ensuring compliance with Capital Market Laws and Regulations, Indonesian Company Law, and Articles of Association, as well as assisting the Boards in ensuring the practice of GCG in MedcoEnergi; and administering the Boards activities both internally and externally.

During the year, the Corporate Secretary group has ensured all the requirements in the Capital Market Laws and Regulations where the Company's securities listed are complied with, such as timely submission of periodic financial statements and exploration reports, providing more transparent information in the Annual Report, and improved transparencies to public in all aspects of business activities by providing timely material information disclosure reports, press release, and weekly oil and gas drilling reports. The group also has assisted the Boards in promoting, as well as revising certain policies in the CG&E Manual. As a group responsible for maintaining good relationship with the public in general, the group has also assisted the BOD in ensuring that the Company provides assistance to the communities at surrounding operation areas and head office, as well as natural disaster areas. The assistances provided include assistance for education and cultural activities in Indonesia. Details of assistances provided to the public in 2005 are stated on the Corporate Social Responsibility Report.

Laporan Komite Audit

Audit Committee Report

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

Laporan Kegiatan Komite Audit Untuk Tahun Yang Berakhir Tanggal 31 Desember 2005

Laporan ini disusun dalam rangka memenuhi Peraturan Badan Pengawas Pasar Modal (Bapepam) Nomor IX.I.5, Lampiran Surat Keputusan Ketua Bapepam Nomor Kep-41/PM/2003, tanggal 22 Desember 2003, mengenai Pembentukan dan Piagam Program Kerja Komite Audit dan Peraturan Nomor I-A (SLR No. I-A), Lampiran Surat Keputusan Direksi BEJ Nomor 315/BEJ/06/2000, tanggal 30 Juni 2000 mengenai Peraturan Umum Pencatatan Saham pada Bursa Efek.

Sepanjang 2005, Komite Audit PT Medco Energi Internasional Tbk. (Perseroan) telah melakukan 7 (tujuh) kali rapat. Pada rapat-rapat tersebut, dilakukan evaluasi terutama pada sistim penyusunan laporan-laporan keuangan dan pengawasan internal, menggunakan prosedur analitis pada laporan keuangan dan pemanggilan terhadap penanggung jawab bidang keuangan dan bidang-bidang terkait lainnya.

Komite Audit, selanjutnya berpendapat sebagai berikut:

(1) SEMUA INFORMASI KEUANGAN YANG AKAN DIKELUARKAN, SEPERTI LAPORAN KEUANGAN DAN PROYEKSI KEUANGAN, DLL PADA 2005.

Laporan keuangan konsolidasi mencakup laporan keuangan MedcoEnergi dan anak perusahaan dengan kepemilikan saham langsung atau tak langsung oleh MedcoEnergi sebesar lebih dari 50%. Saldo dan transaksi antar perusahaan, termasuk transaksi antar perusahaan yang telah dieliminasi untuk mencerminkan posisi keuangan dan hasil-hasil operasional MedcoEnergi dan anak perusahaan sebagai badan usaha yang tunggal.

Komite Audit melihat bahwa laporan keuangan 2005 menggunakan perkiraan cadangan terbukti dari Gaffney, Cline & Associate Pte. Ltd. (GCA), konsultan energi independen di Singapura, untuk wilayah kerja tertentu. Umumnya, perkiraan cadangan yang disertifikasi oleh konsultan lebih rendah dari perkiraan in-house, sehingga merupakan perkiraan yang konservatif.

Seluruh informasi dalam laporan keuangan konsolidasi MedcoEnergi untuk tahun yang berakhir pada 31 Desember 2005 telah diaudit dan diungkapkan sepenuhnya, termasuk informasi mengenai transaksi dengan pihak terkait yang telah disetujui RUPSLB.

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

Audit Committee's Activities Report For the Year Ended 31 December 2005

This Report was made to comply with the Indonesian Capital Market Supervisory Agency (Bapepam) Rule No. IX.I.5 attachment of Chairman of Bapepam's Decree No. Kep-41/PM/2003 dated 22 December 2003 regarding The Establishment and Charter of Committee Audit Work Program and the Security Listing Regulation No. I-A (SLR No. I-A) attachment of PT Bursa Efek Jakarta Directors' Decree No. Kep-315/BEJ/06/2000 dated 30 June 2000, regarding The General Requirement for Stock Listing at the Stock Exchange.

During year 2005, the Audit Committee of PT Medco Energi Internasional Tbk. (the Company) conducted 7 (seven) meetings. During the meetings, the Committee's review consists principally of obtaining an understanding of the system for the preparation of financial statements and internal control, applying analytical procedures to financial data, and making inquires of person responsible for financial and other related matters.

The Audit Committee is in the opinion that:

(1) ANY FINANCIAL INFORMATION THAT WOULD BE ISSUED, SUCH AS FINANCIAL STATEMENTS, FINANCIAL PROJECTIONS, ETC IN 2005.

The consolidated financial statements have included the financial statements of MedcoEnergi and its subsidiaries wherein MedcoEnergi has direct or indirect ownership interest of more than 50%. The inter company balances and transactions include inter company transactions which are eliminated to reflect the financial position and the results of operations of MedcoEnergi and its subsidiaries as one business entity.

The Committee recognized that the proven oil reserves for certain working area were certified by Gaffney, Cline & Associate Pte. Ltd. (GCA), an independent energy consultant located in Singapore, is used in 2005 statements. Oil reserves estimate certified by a consultant is commonly below the in-house estimate and therefore considered conservative.

All of the information in MedcoEnergi's audited consolidated financial statements for the years ended 31 December 2005 have been fully disclosed, including the information concerning the related parties transactions that has been approved by the Extraordinary General Meeting of Shareholders.

(2) INDEPENDENSI DAN OBYEKTIFITAS AKUNTAN PUBLIK YANG MELAKSANAKAN AUDIT ATAS LAPORAN KEUANGAN PERSEROAN UNTUK TAHUN YANG BERAKHIR PADA 31 DESEMBER 2005 TELAH DITELITI, UNTUK MEMASTIKAN BAHWA AKUNTAN PUBLIK TERSEBUT TELAH MEMPERTIMBANGKAN SELURUH RISIKO YANG MUNGKIN TERJADI.

Dalam melakukan audit pada laporan keuangan konsolidasi MedcoEnergi untuk tahun-tahun yang berakhir pada 31 Desember 2005, Akuntan Publik telah berkorespondensi dengan Manajemen, dengan tembusan kepada Komite Audit, untuk meminta klarifikasi mengenai beberapa masalah yang berkaitan dengan pos-pos yang dilaporkan, dan Manajemen telah menanggapinya sesuai dengan kebutuhan.

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

(3) EFEKTIFITAS KENDALI INTERNAL PERSEROAN

Komite Audit telah mengkaji pelaksanaan dari rencana, program dan laporan audit internal untuk tahun 2005 dan berpendapat bahwa keseluruhannya telah memuaskan dan mencerminkan perbaikan atas fungsi kendali internal yang efektif di lingkungan MedcoEnergi.

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

Kegiatan audit internal yang dilakukan mencakup sebagian besar unit-unit kegiatan baik untuk audit biasa maupun audit yang telah disesuaikan dengan risiko-risiko manajemen berdasarkan Bisnis Proses Risk Assessment (BPRA). Semua temuan-temuan yang dihasilkan dari kegiatan audit telah disampaikan kepada Manajemen dan Komite Audit.

(5) KEPATUHAN PERSEROAN TERHADAP BERBAGAI PERATURAN PASAR MODAL DI INDONESIA DAN PERATURAN LAIN YANG TERKAIT DENGAN BISNIS PERSEROAN DI TAHUN 2005

Manajemen MedcoEnergi melanjutkan upayanya untuk menerapkan kebijakan dan program GCG, sesuai dengan peraturan dan ketentuan dari Badan Pengawas Pasar Modal (BAPEPAM), Bursa Efek Jakarta (BEJ) dan Bursa Efek Surabaya (BES), serta peraturan dan ketentuan Pemerintah Indonesia lainnya.

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

Komite Audit telah mengkaji seluruh keputusan Direksi Perseroan pada tahun 2005, dan berpendapat bahwa sejauh yang diketahui, tidak terdapat implementasi yang tidak semestinya atas keputusan-keputusan tersebut oleh Manajemen Perseroan.

(2) THE INDEPENDENCY AND THE OBJECTIVITY OF THE PUBLIC ACCOUNTANT WHO AUDIT THE COMPANY'S FINANCIAL STATEMENTS FOR THE YEAR ENDED 31 DECEMBER 2005 TO ENSURE THAT THE PUBLIC ACCOUNTANT HAS TAKEN ALL THE RISKS INTO CONSIDERATION.

In performing the audit of MedcoEnergi's consolidated financial statements for the years ended 31 December 2005, the Public Accountant, has made several correspondences to the Management and copied to the Audit Committee, requesting clarification in several issues related to the accounts and the Management has responded accordingly.

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

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

The Committee has reviewed the implementation of internal audit plan, program and reports for the year of 2005 and found them satisfactory and should reflect an improved effective internal control within the MedcoEnergi's organization.

(4) ANY AUDIT FINDINGS OF THE CORPORATE INTERNAL AUDITOR

The Internal Auditor activities which covered most of the Business Units included the regular audit and audit that has been adjusted with the Management Risks based on Business Process Risk Assessment (BPRA). All the audit findings have been reported to the management and the Audit Committee.

(5) THE COMPANY'S COMPLIANCE TOWARD THE RULES AND REGULATIONS OF THE INDONESIAN AND CAPITAL MARKET AND ANY OTHER RULES AND REGULATIONS APPLICABLE TO THE COMPANY'S BUSINESSES IN 2005

The Management of MedcoEnergi is continuing its effort to implement good corporate governance policy and program in compliance to the Capital Market (BAPEPAM), Jakarta Stock Exchange (JSX) and Surabaya Stock Exchange (SSX) and other Government of Indonesia's rules and regulations.

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

The Committee has reviewed all of the 2005 Board of Directors resolutions and concluded that to the best of the Committee members' knowledge, the Management has not improperly implemented the resolutions.

(7) KELUHAN YANG DILAPORKAN OLEH PEMEGANG SAHAM ATAU STAKEHOLDER LAINNYA

Komite Audit telah diberitahu bahwa pada tanggal 22 November 2005, Medco International Ventures Limited ("MIV"), anak perusahaan dan Camar Resources Company Inc ("CRC"), yang memiliki 70% hak kepemilikan ("interest") dan juga operator dari Blok Bawean, telah menerima tuntutan hukum dari Indo-Pacific Resources (Java) Limited ("IPR"), anak perusahaan yang seluruh sahamnya dimiliki oleh salah satu perusahaan minyak dan gas di Kanada, Fortune Oil and Gas Inc. ("Fortune") yang mana memiliki 30% hak kepemilikan di blok Bawean. Dalam tuntutan hukum tersebut, MIV merupakan pihak turut tergugat.

Tuntutan hukum ini diajukan sehubungan dengan adanya keberatan dari IPR atas dilusi 22,88% hak kepemilikannya di Blok Bawean oleh CRC. Berdasarkan kesepakatan yang ada antara CRC dan IPR, CRC berhak untuk melakukan dilusi sebagai kompensasi atas tidak dibayarkannya kewajiban IPR untuk mengganti sejumlah uang yang telah dikeluarkan oleh CRC untuk menyelesaikan utang-utang IPR di Blok Bawean. CRC telah mengeluarkan uang sejumlah US$3.431.898.91 untuk menyelesaikan hutang-hutang IPR di Blok Bawean.

MIV menjadi pihak yang turut tergugat karena MIV memberikan dukungan finansial dan teknis kepada CRC, operator di Blok Bawean. Dukungan finansial dan teknis ini diberikan oleh MIV atas dasar keinginan dan ketertarikan MIV untuk berpartisipasi secara langsung di Blok Bawean di masa yang akan datang.

Proses peradilan yang pertama pada tanggal 5 Desember 2005 di Court of Queens's Bench, Calgary, propinsi Alberta, Kanada (Pengadilan Calgary di Kanada) di mana hakim memutuskan untuk menolak keberatan IPR atas dilusi hak kepemilikan yang dilakukan oleh CRC.

Perusahaan memperkirakan penyelesaian kasus pengadilan tersebut akan berpihak pada MIV dan akan dapat diperoleh pada paruh pertama tahun 2006.

Perseroan tidak menerima keluhan lainnya, baik dari pemegang saham maupun stakeholder lainnya.

(8) PEMBAGIAN KOMPENSASI DEWAN KOMISARIS DAN DIREKSI

Ketua Komite Remunerasi melaporkan bahwa paket kompensasi Dewan Komisaris dan Direksi untuk tahun 2005 telah diajukan kepada dan disetujui oleh Rapat Umum Pemegang Saham pada tanggal 28 Juni 2005.

Secara keseluruhan, untuk tahun 2005, jumlah realisasi bersih paket remunerasi bagi Dewan Komisaris dan Direksi adalah sebesar USD 5.0 juta, dibandingkan dengan anggaran sebesar USD 4.9 juta.

(7) ANY COMPLAINT REPORTED FROM THE SHAREHOLDERS OR OTHER STAKEHOLDERS RELATED TO THE COMPANY

The Committee is aware that on November 22, 2005 Medco International Ventures Limited ("MIV"), subsidiary, and Camar Resources Company Inc. ("CRC") (holder of 70% interest of Bawean Block and the operator of such Block), received a lawsuit from Indo-Pacific Resources (Java) Limited ("IPR"), a wholly owned subsidiary of Fortune oil and gas INC ("Fortune"), a Canadian oil and gas contractor company which hold 30% interest of Bawean Block. MIV was filed as co-defendent the case.

The lawsuit was filed in relation to IPR's objection on the dilution of its 22.88% working interest in Bawean Block, exercised by CRC. As per existing agreement between CRC and IPR, CRC is entitled to dilute IPR's share as compensation for non-payment of IPR's obligation to refund some amount of money spent by CRC as settlement of IPR's debts in Bawean Block. CRC has spent US$3,431,898.91 to settle IPR's debts in Bawean Block.

MIV was filed as co-defendant because MIV has financially and technically supported CRC the operator in Bawean Block. Such financial and technical supports are given by MIV on the basis that MIV is interested and intending to directly participate in Bawean Block in the future.

The first trial was conducted on December 5, 2005 at the court of Queen's Bench, Calgary, Alberta Province, Canada whereby the Judge has ordered the dismissal of IPR's claim on objection of its working interest dilution by CRC.

The Company expects that the settlement in favor of MIV in such court case will be obtained by the first half of 2006.

There is no other complain has been reported from the shareholders or other stakeholders related to the company.

(8) THE DISBURSEMENT OF BOARDS' COMPENSATION PACKAGES

The Chair of the Nomination and Remuneration Committee reported that the Boards' compensation packages for the year of 2005 were proposed and approved in the Annual General Meeting of Shareholders dated 28 June 2005.

In aggregate, for the year 2005, the net remuneration packages for Commissioners and Directors totaled US$ 5.0 million compared to US$ 4.9 million budgeted for the year.

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

1) Bahwa Laporan Keuangan Konsolidasi untuk akhir tahun-tahun yang berakhir pada 31 Desember 2005, yang disusun oleh Direksi MedcoEnergi, tidak sesuai dengan prinsip akuntansi yang berlaku umum di Indonesia dan persyaratan kontrak PSC, PSC-JOB, dan TAC yang berlaku bagi anak perusahaan yang bergerak di sektor migas;

2) Bahwa KAP Prasetio, Sarwoko & Sandjdja sebagai Akuntan Publik tidak bersikap independen dan obyektif dalam melakukan audit atas Laporan Keuangan Konsolidasi untuk akhir tahun-tahun yang berakhir pada 31 Desember 2005;

3) Bahwa fungsi kendali internal tidak dijalankan dengan efektif;

4) Bahwa penerapan kebijakan Tata Kelola Perseroan yang baik oleh Direksi tidak sesuai dengan peraturan Pasar Modal dan pemerintah Indonesia;

5) Bahwa seluruh Keputusan Direksi tidak dijalankan sebagaimana mestinya; dan

6) Bahwa paket kompensasi bagi Dewan Komisaris dan Direksi tidak dibagikan sebagaimana mestinya.

Laporan ini dibuat dan ditandatangani oleh Komite Audit PT Medco Energi Internasional Tbk.

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

1) The consolidated financial statement for the year ended 31 December 2005 have been prepared by the Directors of MedcoEnergi that is not in accordance with the accounting standard generally accepted in Indonesia and the regulations stipulated under the PSC, PSC-JOB and TAC for subsidiaries that are involved in oil and gas business;

2) The audit of MedcoEnergi's consolidated financial statements for the years ended 31 December 2005 by the Public Accountant Office of Prasetio, Sarwoko & Sandjaja that is not independent and is not objective as a public accountant;

3) The implementation of internal control in MedcoEnergi has not been effective;

4) The adoption of Good Corporate Governance policy and program by the Directors that does not comply with the capital market and other government of Indonesia's rules and regulations;

5) The implementations of all the Boards' Resolutions have been improperly carried out; and

6) The Boards' compensation packages have been disbursed improperly.

This Report is submitted and signed by the Audit Committee of PT Medco Energi Internasional Tbk.

Jakarta, 27 Maret / March 2006

Sudono N. Suryohudoyo
Ketua Chairman

Gustiaman Deru
Anggota Member

Zulfikri Aboebakar
Anggota Member

Djoko Sutardjo
Anggota Member

Laporan Komite Nominasi

Nomination Committee Report

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

Laporan Kegiatan Komite Nominasi Tahun Yang Berakhir Tanggal 31 Desember 2005

Untuk memastikan independensi keputusan yang dibuat sehubungan dengan nominasi Direksi dan Komisaris (secara keseluruhan disebut Boards) pada bulan Mei 2005 Boards sepakat untuk menunjuk anggota yang berbeda untuk masing masing Komite Nominasi dan Remunerasi.

ANGGOTA

Komite Nominasi harus terdiri dari lima (5) anggota, tiga (3) diantaranya mewakili anggota Komisaris, sedangkan sisanya mewakili anggota Direksi. Salah satu (1) dari anggota yang mewakili Komisaris harus merupakan Komisaris Independen. Ketua dari Komite adalah salah satu dari wakil anggota Komisaris.

TANGGUNG JAWAB

Peran Tugas dan tanggung jawab dari Komite Nominasi meliputi:

1. Mengkaji ulang dan mengusulkan peran dan tanggung jawab masing-masing anggota Direksi dan Komisaris;
2. Menetapkan kualifikasi dan proses seleksi calon-calon yang akan memenuhi kualifikasi untuk menduduki keanggotaan Direksi dan Komisaris;
3. Melakukan seleksi dan nominasi calon anggota Direksi dan Komisarisi untuk diajukan kepada pemegang saham;
4. Bekerja sama dengan Komite Remunerasi untuk melakukan evaluasi kinerja dari para anggota Komisaris dan Direksi ;
5. Mengkaji dan mengajukan pemberhentian keanggotaan individu Komisaris dan Direksi karena adanya pelanggaran atau alasan tertentu kepada pemegang saham;
6. Mengkaji ulang dan menominasikan keanggotaan dari komite-komite;
7. Mengkaji pendidikan, pelatihan atau orientasi untuk pengembangan para anggota Direksi dan Komisaris;
8. Bekerja sama dengan Komite Remunerasi dan Direksi dalam menyusun calon-calon yang tepat untuk menggantikan masing-masing anggota Direksi.

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

Nomination Committee's Activities Report For the Year Ended 31st December 2005

To ensure independency in making decision related to the nomination of Executive Board of Directors (Executive BOD) and the Board of Commissioners (BOC) (altogether called Boards), in May 2005 the Boards agreed to appoint separate members for each of the Nomination and Remuneration Committees.

MEMBERSHIPS

The Nomination Committee shall consist of five (5) members, three (3) of them represent the members of BOC, while the remaining two (2) represent the members of Executive BOD. One (1) of the BOC representative members shall be an Independent Commissioner. The Chairman of the Committee is one (1) of the BOC representative members.

ROLES AND RESPONSIBILITIES

The roles and responsibilities of Nomination Committee will cover Medco Energi and subsidiaries as follows:

1. To review and propose the roles and responsibilities every members of BOD and BOC;
2. To determine qualification and selection process of candidates who qualified to hold the position as members of Executive BOD and BOC;
3. To select and nominate the candidate of Executive BOD and BOC members who will be proposed to the shareholders meeting;
4. Coordinate with the Remuneration Committee to evaluate the performance of the members of BOC and Executive BOD;
5. To review and propose the termination of individual member of BOC and Executive BOD due to any violation conducted or any other certain reason to the shareholders;
6. Review and nominate the Committees membership;
7. Review any continuing education, training or orientation for development of members of Executive BOD and BOC;
8. Coordinate with Remuneration Committee and Executive BOD in preparing the succession planning for the Executive BOD.

KEGIATAN-KEGIATAN

Sepanjang tahun 2005 Komite Nominasi telah melakukan kegiatan-kegiatan berikut:

1. Melakukan pengkajian atas pengunduran diri Bapak Maroot Mrigadat, Bapak Suwit Pitrchart dan Bapak Andrew Purcell dari jabatannya sebagai anggota Komisaris, dan Bapak Yongyos Krongphanich dari jabatannya sebagai anggota Direksi;

2. Melakukan seleksi dan menominasikan calon Direktur Utama di anak perusahaan Perseroan, PT Medco E&P Indonesia, yaitu Bapak Lukman Mahfoedz, untuk menggantikan Bapak Darmoyo Doyoatmojo yang terpilih untuk menjadi anggota Direksi di Perseroan;

3. Melakukan pengkajian atas susunan anggota Komite Nominasi dan mengusulkan kepada Rapat Komisaris susunan anggota dan sekertaris Komite Nominasi;

4. Melakukan pengkajian atas susunan Direksi setelah adanya restrukturisasi organisasi dan menyeleksi serta menominasikan calon anggota Direksi tambahan, yaitu Bapak D. Cyril Noerhadi.

RAPAT-RAPAT

Selama tahun 2005, Komite Nominasi telah mengadakan empat (4) kali rapat. Tabel berikut menyajikan daftar dari rapat dan resolusi yang diambil dalam rapat tersebut.

ACTIVITIES

During year 2005, the Nomination Committee has conducted the following activities:

1. Reviewed the resignation of Mr. Maroot Mrigadat, Mr. Suwit Pitrchart and Mr. Andrew Purcell from their positions as members of BOC, and resignation of Mr. Yongyos Krongphanich from his position as a member of Executive BOD;

2. Selected and nominated the candidate of President Director at the Company's subsidiary, PT Medco E&P Indonesia, Mr. Lukman Mahfoedz, to replace Mr. Darmoyo Doyoatmojo who was selected to become a member of the Company's Executive BOD;

3. Reviewed the structure of Nomination Committee and propose to BOC's meeting the members and secretary of the Nomication Committee;

4. Reviewed the structure of Executive BOD members following to the organization restructuring, as well as selected and nominated additional member of Executive BOD, Mr. D. Cyril Noerhadi.

ACTIVITIES

During the year, Nomination Committee has conducted four (4) meetings. The following table showed the list of the meetings and resolutions made in such meetings.

Tanggal Meeting	Perihal Subject	Keputusan Resolution
24 Februari 2005 24 February 2005	1. Perubahan Susunan Komisaris dan Direksi; and Change on the Structure of Members of BOC and Executive BOD 2. Pemilihan Direktur Utama di PT Medco E&P Indonesia (Medco E&P Indonesia). Select the President Director of PT Medco E&P Indonesia (Medco E&P Indonesia)	1. Menyetujui pengunduran diri Bapak Maroot Mrigadat, Bapak Suwit Pitrchart dan Bapak Andrew Purcell sebagai anggota Komisaris, dan Bapak Yongyos Krongphanich sebagai anggota Direksi; Approved the resignation of Mr. Maroot Mrigadat, Mr. Suwit Pitrchart and Mr. Andrew Purcell from their positions as members of BOC, and Mr. Yongyos Krongphanich as a member of Executive BOD; 2. Mengusulkan untuk mengajukan pengunduran diri anggota Komisaris dan Direksi tersebut, termasuk Bapak Sugiharto, serta mengajukan nominasi Bapak Darmoyo Doyoatmojo menjadi anggota Direksi dalam RUPSLB yang akan diselenggarakan pada tanggal 10 Maret 2005; dan Advised to propose the resignation of such BOC and Executive BOD members, including the resignation of Mr. Sugiharto, and proposed to nominate Mr. Darmoyo Doyoatmojo as a member of Executive Board to the shareholders in the EGMS March 10, 2005; and

Tanggal Meeting	Perihal Subject	Keputusan Resolution
		3. Menyetujui untuk mengangkat Bapak Lukman Mahfoedz menjadi Direktur Utama Medco E&P Indonesia efektif tanggal 1 April 2005. Approved to appoint Mr. Lukman Mahfoedz to become the President Director of Medco E&P Indonesia.
29 Maret 2005 29 March 2005	1. Susunan Anggota Baru Komite Nominasi New Members Structure of Nomination Committee	1. Menyetujui susunan anggota Komite Nominasi; dan Approved the new members of Nomination Committee; and 2. Mengajukan susunan anggota Komite Nominasi ke rapat Komisaris. Proposed the new members structure to the BOC's meeting
27 Juli 2005 27 July 2005	Penambahan Anggota Direksi Add New Member of Executive BOD	1. Menyetujui pelepasan jabatan Direktur Keuangan yang semula dirangkap Bapak Darmoyo Doyoatmojo, Direktur Perencanaan Perseroan; Approved to release Finance Director position which was previously also handled by Mr. Darmoyo Doyoatmojo, the Company's Planning Director; 2. Menyetujui mengajukan Bpk. D. Cyril Noerhadi sebagai anggota Direksi menjabat Direktur Keuangan; Approved to nominate Mr. D. Cyril Noerhadi as the Finance Director; 3. Mengajukan anggota Direksi tersebut kepada pemegang saham melalui RUPSLB tanggal 24 Nopember 2005. Proposed the new member of Executive BOD to the shareholders in the EGMS November 24, 2005.

Laporan ini dibuat dan ditandatangani oleh Komite Nominasi PT Medco Energi Internasional Tbk.

This Report is submitted and signed by the Nomination Committee of PT Medco Energi Internasional Tbk.

Jakarta, 27 Maret / March 2006

Yani Rodyat
Ketua Chairman

John S. Karamoy
Anggota Member

Gustiaman Deru
Anggota Member

Darmoyo Doyoatmojo
Anggota Member

Rashid I. Mangunkusumo
Anggota Member

Laporan Komite Remunerasi

Remuneration Committee Report

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

Laporan Kegiatan Komite Remunerasi Untuk Tahun Yang Berakhir Tanggal 31 Desember 2005

Dibentuknya Komite Remunerasi ini adalah bagian dari implementasi Good Corporate Governance PT Medco Energi Energi Internasional Tbk dalam pemberian kompensasi yang bersaing dan setara.

Keanggotaan Komite Remunerasi terakhir diubah oleh Komisaris yang diangkat melalui Keputusan Rapat Umum Pemegang Saham Luar Biasa (RUPSLB) pada tanggal 25 November 2005. Adapun susunan keanggotaan Komite Remunerasi adalah sebagai berikut:

Ketua : Komisaris Independen
Anggota : 2 Komisaris, 3 Direktur

Dalam menjalankan tugasnya, Ketua dan Anggota tersebut diatas dibantu oleh Sekretaris Komite (sebagai "non voting member") yaitu: Boards Administration Lead.

Tanggung jawab dari Komite Remunerasi tertuang di dalam Charter yang terakhir kali diperbaharui pada tahun 2005 ini.

Adapun Tanggung Jawab dan Tugas Komite Remunerasi adalah:

a) Membuat pedoman umum sistem remunerasi Perusahaan untuk disetujui oleh rapat gabungan ("Joint Boards Meeting") Komisaris dan Direksi.
b) Membuat dan mengkaji kebijakan remunerasi Direksi dan Komisaris.
c) Mengkaji dan merekomendasikan remunerasi Direksi dan Komisaris Perusahaan.
d) Menelaah dan membuat rekomendasi sehubungan dengan insentif termasuk "equity based plan".
e) Menelaah kebijakan dan sistem remunerasi anak perusahaan untuk memastikan dan menyesuaikan dengan dengan garis besar kebijakan Remunerasi yang telah ditetapkan.
f) Secara periodik melaporkan kepada rapat gabungan Komisaris dan Direksi dan membuat laporan tahunan Perusahaan.

Rapat-Rapat. Sepanjang tahun Komite telah mengadakan dua (4) kali rapat sebagai berikut:

1) Tanggal 24 Februari 2005, bersama-sama dengan Komite Nominasi mengkaji dan merekomendasikan gaji, tunjangan dan benefit lain untuk kandidat yang telah diseleksi dan direkomendasikan oleh Komite Nominasi untuk jabatan President Director anak Perusahaan Medco Energi.
2) Tanggal 5 April 2005 mengkaji dan merekomendasikan anggaran gaji dan bonus jasa produksi untuk Direksi dan Komisaris Medco Energi sebelum diajukan ke Rapat Umum Pemegang Saham tanggal 9 Juni 2005.

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

Remuneration Committee's Activities Report For the Year Ended 31 December 2005

The establishment of Remuneration Committee (RC) is part of the company's efforts in implementing the Good Corporate Governance in providing externally competitive and internally equitable compensation.

Membership of the Committee was last updated by the Board of Commissioners (BOC) established by the Extraordinary General Meeting of Shareholders (EGMS) on November 25, 2005. The RC members are as follows:

Chairman : Commissioner, Independent
Members : 2 Commissioners, 3 Directors

In performing the duties, the Chairman and members of the Committee are assisted by Boards Administration Lead as the Committee Secretary - as a non voting member.

The Responsibilities of the RC are stipulated in the Charter which was last updated in 2005.

The key responsibilities and duties of RC are as follows:

a) Develop general guideline of the company's remuneration system for approval by the corporate Joint Boards.
b) Develop and review policy on the remuneration of the Directors and Commissioners of the Company.
c) Review and recommend the remuneration of the Director and Commissioners of the Company.
d) Review and make recommendation with respect to Incentive Compensation, including equity based plan.
e) Review the Remuneration Policies and System of the Subsidiaries to ensure alignment with the Company's General Guideline.
f) Periodically report to the Joint Boards and produce a year and report for the Company's Annual Report.

Meetings. During the year the Committee has conducted four (4) meetings as follows :

1) Together with Nomination Committee, on February 24, 2005 Remuneration Committee reviewed and recommended the compensation and benefit for the candidate recommended and selected for the job position of President Director of Medco Energi's subsidiary.
2) On April 5, 2006 the Committee reviewed and recommended the salary budget including performance bonus for Medco Energi Boards – before forwarded to the AGMS on June 9, 2005.

3) Tanggal 28 Juni 2005, Komite Remunerasi mengadakan rapat dengan agenda sebagai berikut:
   - Peran Komite Remunerasi setelah Komisaris pada rapatnya tanggal 31 Mei 2005 memutuskan untuk membentuk Komite Remunerasi yang terpisah dan mempunyai anggota yang berbeda dari Komite Nominasi.
   - Mengkaji "Charter" Komite Remunerasi
   - Mengkaji dan merekomendasikan alokasi anggaran gaji dan bonus bagi Komisaris dan Direktur Perusahaan sesuai dengan anggaran yang disetujui oleh RUPST, untuk diimplementasikan setelah disetujui Dewan Komisaris.
   - Mengkaji dan merekomendasikan Gaji dan Bonus untuk Komisaris dan Direksi anak Perusahaan MedcoEnergi; yaitu PT Medco E&P Indonesia, PT Medco Methanol Bunyu, PT Apexindo Pratama Duta & PT Medco Power Indonesia untuk mendapatkan persetujuan dari masing-masing Komisaris dan diimplementasikan.
4) Tanggal 27 Juli 2005, bersama-sama dengan Komite Nominasi mengkaji dan merekomendasikan gaji, tunjangan dan benefit lain untuk kandidat yang telah diseleksi dan direkomendasikan oleh Komite Nominasi untuk jabatan Direktur / Chief Financial Officer (CFO) MedcoEnergi.

Remunerasi dan Pembagiannya. Komite Remunerasi menyusun anggaran remunerasi bagi Komisaris dan Direksi berdasarkan kinerja mereka dan kinerja keuangan MedcoEnergi. Dalam rangka menjamin tingkat remunerasi yang bersaing, Komite Remunerasi sedang mengadakan evaluasi dan perbandingan antara anggaran remunerasi Komisaris dan Direksi MedcoEnergi dengan anggaran serupa pada perusahaan yang sebanding skala dan kompleksitasnya.

Pada akhir tahun 2005, jumlah remunerasi yang telah diberikan kepada Komisaris dan Direksi adalah sebesar US$5 juta dibandingkan US$4,9juta sesuai anggaran dalam persetujuan RUPST tanggal 9 Juni 2005.

Laporan ini dibuat dan ditandatangani oleh PT Medco Energi Internasional Tbk.

3) On June 28, 2005, the Remuneration Committee held a meeting with the following agenda items:
   - The Roles of Remuneration Committee after the BOC in its May 31st, 2005 meeting decided to have a separate Remuneration Committee which has different members than the Nomination Committee.
   - Review the Remuneration Committee Charter
   - Review and recommend the disbursement of the Boards salary and bonus from the Boards budget that was approved by the Annual General Meeting of Shareholders to be implemented after the BOC approval.
   - Review and recommend salary and bonus for member of the Boards of subsidiaries: PT Medco E&P Indonesia, PT Medco Methanol Bunyu, PT Apexindo Pratama Duta & PT Medco Power Indonesia; to get the approval from their respective Subsidiary company's BOC for implementation.
4) Together with Nomination Committee, on July 27, 2005 Remuneration Committee reviewed and recommended the compensation and benefit for the candidate recommended and selected by Nomination Committee for the job position of Director / Chief Financial Officer of Medco Energi.

Remuneration and Its Distribution. The Committee prepared the remuneration budget for BOC and BOD based on their performance and the financial performance of Medco Energi. To ensure competitiveness in the remuneration level, the Committee is evaluating and benchmarking Medco Energi's BOC and BOD remuneration budget with the practice of the companies of comparable size and complexity.

As of the end of year 2005, the total amount of remunerations which have been distributed to the BOC and BOD were US$5 million net compared to net budget of US$4.9 million as approved in the Annual General Meeting of Shareholders (AGMS) on June 9, 2005.

This Report is submitted and signed by PT Medco Energi Internasional Tbk.

Jakarta, 27 Maret / March 2006

Sudono N. Suryohudoyo
Ketua Chairman

Yani Rodyat
Anggota Member

Retno Dewi Arifin
Anggota Member

Darmoyo Doyoatmojo
Anggota Member

D. Cyril Noerhadi
Anggota Member

Rashid I. Mangunkusumo
Anggota Member

Laporan Komite Manajemen Risiko

Risk Management Committee Report

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

Laporan Kegiatan Komite Manajemen Risiko Untuk Periode Yang Berakhir Tanggal 31 Desember 2005

Sejalan dengan perkembangan dan makin kompleksnya usaha Medco Energi, Dewan Komisaris (BOC) dan Dewan Direksi (BOD) memutuskan untuk mendirikan Departemen Manajemen Resiko (RMD) dan Komite Manajemen Resiko (RMC) pada tahun 2003 sebagai bagian dari Tata Kelola Perusahaan yang baik. Kewajiban utama RMC adalah untuk memastikan seluruh keputusan usaha telah di identifikasi resiko-resikonya dan pengaruhnya telah di analisa secara benar.

Pedoman RMC dan susunan anggotanya di perbaharui secara periodik dan terakhir dilakukan pada tahun 2005.

Anggota. Saat ini anggota Komite terdiri dari 3 Komisaris (2 Independen), Direktur Perencanaan, Direktur Keuangan, Kepala Audit Internal Perusahaan, Kepala Penasihat Hukum Perusahaan, dan Kepala Departemen Manajemen Resiko Perusahaan yang menjabat sebagai sekretaris Komite. Ketua komite adalah salah satu dari Komisaris Independent.

Peran dan Tanggung Jawab. Peran Komite ini pada intinya adalah untuk membantu BOD dan BOC dalam memastikan dan melakukan analisa yang mendalam pada berbagai resiko yang mungkin timbul dan memberikan rekomendasi atas tindakan-tindakan untuk mencegah timbulnya resiko-resiko. Termasuk memberikan analisa dari pengaruh harga komoditi yang berfluktuasi, kebutuhan permodalan, konsentrasi aset, nilai tukar uang, estimasi cadangan, kontrak, hukum, politik, keselamatan, kesehatan dan aspek-aspek lingkungan.

Komite ini mengawasi penerapan manajemen risiko di semua linie organisasi.

Rapat-rapat. Pada tahun 2005, RMC mengadakan lima (5) kali rapat dengan tingkat kehadiran anggota sebesar 90% untuk membahas berbagai potensi risiko dari sembilan (9) transaksi utama yang akan dilakukan Perseroan.

Kegiatan. Sepanjang tahun ini, RMC membahas resiko-resiko dari kegiatan perusahaan sebagai berikut:
(1) investasi dan pengoperasian Pembangkit Listrik Tenaga Gas di Batam Panaran-2
(2) investasi dalam memproduksi Ethanol untuk gasohol, Lampung
(3) akuisisi blok Mogoi Wasian, Papua;
(4) akuisisi blok Sembakung, Kalimantan Timur
(5) akuisisi blok Bawean, Jawa Timur

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

Risk Management Committee's Activities Report For the Year Ended 31 December 2005

Consistent with the expansion and increased complexity of Medco Energi business, the Board of Commissioners (BOC) and Board of Directors (BOD) resolved to establish a Risk Management Department (RMD) and Risk Management Committee (RMC) in 2003 as part of Good Corporate Governance program. The RMC has a prime duty to ensure that all business decisions have the risks identified and the impacts are addressed diligently.

The RMC Charter and the composition of the members were updated regularly, and the last was in 2005.

Members. The current members of the Committee consists of 3 Commissioners (two Independent), Director / Chief of Planning Officer, Director / Chief of Finance Officer, Head of Corporate Internal Audit, Head of Corporate Legal Counsel, and Corporate Risk Management Lead serve as the Secretary of the Committee. The Chairman of the Committee is one of the Independent Commissioners

Roles and Responsibilities. The role of this Committee is essentially to assist the BOD and BOC to ensure that a thorough analysis has been made to all potential business risks and to provide recommendations on necessary course of actions to mitigate those risks. Such analysis include the impact of products price fluctuations, capital requirement, assets concentration, foreign exchange, reserves estimation, contract terms, legal, political, safety, health and environmental aspects.

The Committee monitors the implementation of risk management practices at all level in the organization.

Meetings. During 2005, the RMC has conducted five (5) meetings with 90% attendance rate of the members to review potential risks of nine (9) major transactions to be undertaken by the Company.

Activities. During the year, the RMC reviewed the risks profile of the following corporate actions:
(1) investment and operation Gas Fired Power Plant Batam Panaran-2;
(2) investment to produce Ethanol for Gasohol, Lampung;
(3) acquisition of Mogoi Wasian block, Papua
(4) acquisition of Sembakung block, East Kalimantan;
(5) acquisition of Bawean Block, East Java;

(6) investasi dan pengoperasian Pembangkit Listrik Tenaga Gas Sengkang, Sulawesi Selatan
(7) kontrak jasa pengoperasian proyek Karim Cluster Oman, Timur Tengah
(8) akuisisi blok 47 Libya, Afrika;
(9) investasi dan pengoperasian Pembangkit Listrik Tenaga Gas Musi Banyuasin, Sumatra Selatan.

Komite berpendapat bahwa diperlukan improvement untuk mengidentifikasi dan mencegah resiko-resiko usaha dari perusahaan.

Laporan ini dibuat dan ditandatangani oleh PT Medco Energi Internasional Tbk.

(6) investment and operation Gas fired Power Plant Sengkang, South Sulawesi;
(7) service contract in Karim Cluster project , Oman, Middle East;
(8) acquisition of Blocks 47, Libya, Africa;
(9) investment and operation of Gas fired Power Plant Musi Banyuasin, South Sumatra.

The Committee is on the opinion that further improvements are needed to identify and mitigate of relevant business risks.

This Report is submitted and signed by PT Medco Energi Internasional Tbk.

Jakarta, 27 Maret / March 2006

John S. Karamoy
Ketua Chairman

Sudono N. Suryohudoyo
Anggota Member

Yani Rodyat
Anggota Member

D. Cyril Noerhadi
Anggota Member

Darmoyo Doyoatmojo
Anggota Member

Peran Serta Sosial Perusahaan

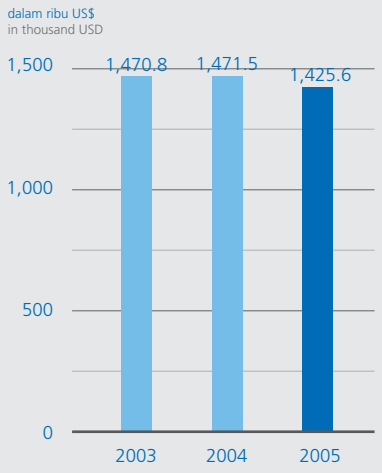
Corporate Social Responsibility

MedcoEnergi firmly realizes that its business and operational activities shall not only be directed toward creating values to the shareholders, but also provide significant benefits to the communities surrounding its operational areas. Through many different community-based projects and activities and contribution to the government – managed under Corporate Social Responsibilities (CSR), MedcoEnergi continually strives to foster harmonious relationship and cooperation with local communities, particularly those living nearby the Company area's of operations. In 2005, MedcoEnergi allocated as much as USD 1,425,659.59 or an equivalent amount of over Rp 14 billion, for the community development program that covered Education, Economic Empowerment, Public Health, Religious Affairs and Arts & Culture. Furthermore, in the sincere endeavor to relief the burden of Tsunami victims in Aceh, MedcoEnergi has expended a total of USD 847,817 or slightly more than Rp 8 billion for emergency response and rehabilitations programs in Aceh.

MedcoEnergi menyadari bahwa aktivitas usaha dan operasional Perseroan tidak hanya ditujukan demi menciptakan nilai bagi pemegang saham, namun juga harus mampu memberikan manfaat nyata bagi masyarakat. Melalui berbagai program dan kegiatan sosial kemasyarakatan di bawah payung Tanggung Jawab Sosial Perusahaan (CSR), MedcoEnergi senantiasa berupaya menumbuhkan kerja sama dan hubungan yang harmonis dengan masyarakat setempat, terutama di sekitar lokasi operasional Perseroan. Pada tahun 2005, MedcoEnergi telah mengalokasikan dana sebesar US$ 1.425.659,59 atau setara dengan Rp 14 miliar bagi program pengembangan masyarakat yang meliputi bidang Pendidikan, Perberdayaan Ekonomi, Kesehatan Masyarakat, Keagamaan, serta Seni dan Budaya. Sementara itu, dalam upaya yang tulus untuk meringankan beban dari para korban Tsunami, Perseroan telah mengeluarkan dana senilai total US$ 847.817 atau lebih dari Rp 8 miliar untuk program tanggap darurat dan rehabilitasi di Aceh.

Anggaran CSR

CSR Budget



MedcoEnergi berkeyakinan bahwa kehadirannya haruslah membawa manfaat bagi masyarakat luas.

MedcoEnergi believes that its presence shall provide signicficant benefits to the communities.

Bahu-membahu Membangun Kembali Aceh

Pada tahun 2005, MedcoEnergi memberikan dukungan bagi masyarakat Aceh dengan berpartisipasi aktif dalam program tanggap darurat dan rehabilitas yang dilakukan. Program tanggap darurat dilaksanakan sehari setelah terjadinya tsunami dan berlanjut hingga kwartal pertama 2005. Kegiatan yang dilakukan daklam program ini termasuk pembentukan pusat gawat darurat di Medan, Meulaboh dan Lhok Nga, dimana Perseroan mendukung distribusi makanan dan pakaian, menyediakan pasokan air bersih di 24 lokasi dan menyediakan klinik dan sekolah darurat. Di Meulaboh, Perseroan juga membantu penyediaan alat-alat berat guna mendukung upaya pembersihan kota.

Sejak kwartal kedua 2005, fokus kegiatan bantuan Aceh mulai bergeser pada pemberian dukungan untuk program rehabilitasi, dalam rangka membantu masyarakat Aceh untuk menata dan membangun kembali kehidupan mereka. Sehubungan dengan itu, Perseroan secara aktif berperan serta dalam beberapa proyek, termasuk pembangunan Puskesmas dan 77 rumah moduler. Dalam proyek-proyek tersebut, dukungan MedcoEnergi diwujudkan melalui bantuan tenaga ahli dan

Working Hand in Hand for Aceh Rehabilitation

In 2005, MedcoEnergi's supports for Aceh were provided through active participation in the emergency response and rehabilitation programs. The emergency response program was initiated on the day after the tsunami and continued through the first quarter 2005. Activities carried out under this program include the establishment of emergency centers in Medan, Meulaboh and Lhok Nga whereby the Company supported the distribution of food and clothes, provision of clean water supply in 24 locations, as well as the establishment emergency clinics and temporary schools. In Meulaboh, The Company also provided heavy equipment to support the city's cleaning up programs.

Since the second quarter 2005, the focus of Aceh supports was started to be shifted toward providing assistance to the rehabilitation programs to help the people of Aceh settle down and rebuild their lives. For this purpose, the Company was actively involved in a number of rehabilitation projects, including the establishment of community clinics (Puskesmas) and construction of 77 modular houses. On these projects, MedcoEnergi provided volunteer experts, field workers, heavy

pekerja lapangan sukarela, serta penyediaan peralatan dan dana. Di tahun 2006, MedcoEnergi akan melanjutkan upaya bantuan rehabilitasi Aceh antara lain melalui pembangunan sekolah dan perumahan permanen.

Dukungan Pendidikan Bagi Masa Depan yang Lebih Baik

Sektor pendidikan, sebagai komponen penting menuju masa depan yang lebih baik bagi Indonesia, telah sejak lama menjadi salah satu prioritas Program CSR MedcoEnergi. Selama tahun 2005, program-program di sektor pendidikan mencakup renovasi bangunan SD, beasiswa, serta sponsor bagi berbagai acara dan seminar pendidikan. Dalam renovasi gedung sekolah, MedcoEnergi terlibat dalam berbagai proyek di Sumatra Selatan, Kalimantan Timur dan Sulawesi Selatan. Di antara proyek-proyek yang diselesaikan tahun 2005 adalah:

- Pembangunan 3 ruang kelas di SD Desa Lais, Kecamatan Lais, Kabupaten Musi Banyuasin.
- Pembangunan 3 ruang kelas di SD Desa Betung, Kecamatan Benakat, Kabupaten Muara Enim.
- Pembangunan perpustakaan sekolah di SD Desa Sukamakmur, Kecamatan BTS Ulu, Kabupaten Musi Rawas.

MedcoEnergi juga menyediakan program beasiswa bagi pelajar berbakat dari kalangan kurang mampu di tingkat sekolah dasar sampai universitas. Melalui program ini, Perseroan menyediakan uang sekolah dan buku untuk membantu siswa melanjutkan sekolah dan mencapai cita-cita mereka. Pada tahun 2005, beasiswa diberikan kepada 20 siswa Sekolah Menengah Kejuruan Pertanian dan Peternakan di Bogor, dimana 5 dari siswa tersebut saat ini telah lulus dan kembali ke desa asal mereka. Selain itu, beasiswa juga diberikan bagi 113 mahasiswa dari 13 perguruan tinggi termasuk Institut Teknologi Bandung, Universitas Diponegoro, Universitas Borneo dan Universitas Hasanuddin.

Aktif Mendukung Pengembangan Usaha Kecil

Selama beberapa tahun terakhir ini, peranan sektor Usaha Kecil dalam pembangunan perekonomian nasional telah menjadi semakin penting. MedcoEnergi menyadari hal tersebut, dan senantiasa berupaya mendukung pengembangan sektor Usaha Kecil ini lebih jauh lagi. Selama tahun 2005, Perseroan memberikan dukungan dalam bentuk bantuan teknis, manajerial maupun finansial bagi lebih dari 500 Usaha Kecil di Sumatera Selatan, Kalimantan Timur dan Sulawesi Selatan. Di Desa Kayu Ara, Kecamatan Sekayu, Kabupaten Musi Banyuasin, misalnya, Perseroan membantu industri rumah tangga yang memproduksi makanan kecil sehingga mampu meningkatkan produksinya dari 2 kg menjadi 4 kg seminggu. Perseroan percaya bahwa dukungan yang konsisten pada sektor Usaha Kecil akan memberikan manfaat lebih besar bagi masyarakat setempat, termasuk melalui terciptanya hubungan yang lebih harmonis.

Membangun Lingkungan Hunian yang Lebih Baik

Bidang penting lainnya dalam Program CSR Perseroan adalah upaya peningkatan kualitas hunian komunitas di sekitar areal operasional Perseroan. Dalam program ini, Perseroan bekerja sama dengan pihak

equipment, and financial resources. For the year 2006, MedcoEnergi will continue its involvements in Aceh through several programs including the development of schools and permanent houses

Crafting a Better Future through Education Supports

The education sector has long been one of priority areas of the MedcoEnergi's CSR Programs, as it is the main building block in crafting a better future for Indonesia. During the year, programs in this sector encompassed renovations of elementary schools, scholarship programs, and sponsorships for events and seminars on educations. In school renovation programs, MedcoEnergi has been working on several projects in South Sumatra, East Kalimantan, and South Sulawesi. Amongst the projects completed in 2005 were:

- Construction of 3 classrooms for Elementary School in Lais Village, Kecamatan's Lais, Musi Banyuasin Regency.
- Construction of 3 classrooms for Elementary School in Desa Betung Kecamatan Benakat, Muara Enim Regency.
- Establishment of a school library for Elementary School in Sukamakmur Village, Kecamatan BTS Ulu, Musi Rawas Regency.

MedcoEnergi also provided scholarships for talented yet underprivileged students from elementary to university levels. Through this scholarship program, MedcoEnergi provides tuition and book allowances, enabling the students to stay in school and realize their aspirations. In 2005, MedcoEnergi provided scholarships to 20 high school students at the Agriculture and Husbandry Vocational School in Bogor that 5 of those students have graduated and returned to their origin villages. Furthermore, scholarship programs were also provided to 113 students from 13 universities including the Bandung Institute of Technology, Diponegoro University, University of Borneo and Hasanuddin University.

Actively Involved in the Development of Small Scale Enterprises

Over the last several years, the roles of small scale enterprises (SSE) have been increasingly instrumental in the nation's economic development. MedcoEnergi acknowledges the growing importance of the SSE sector and continues to provide considerable supports in helping this sector to sustain the growing momentum. Throughout 2005, the Company provided supports in the forms of technical, managerial and financial assistance to more than 500 SSEs in South Sumatra, East Kalimantan and South Sulawesi. In Kayu Ara Village Kecamatan Sekayu, Musi Banyuasin Regency for example, the Company provided support to a home industry that makes snack food. Presently, the business has been able to grow its weekly production capacity from 2 kg to 4 kg. The Company believes that by continuing to support the SSE sector, it will be able to provide greater benefits to and foster stronger partnerships with the local communities.

Building a Better Place to Live

Another important area of the CSR Programs is the program to improve the quality of living in neighborhoods nearby the Company's areas of

pemerintah daerah, Puskesmas dan berbagai organisasi masyarakat lainnya dalam menyadarkan anggota masyarakat akan pentingnya lingkungan tempat tinggal yang sehat, serta memastikan bahwa anak-anak, terutama para balita, menerima imunisasi maupun pasok makanan bergizi yang memadai. Pada tahun 2005, Perseroan telah membangun 1 unit Puskesmas di Kecamatan Benakat, Kabupaten Muara Enim, Sumatera Selatan.

Perseroan juga terlibat dalam berbagai kegiatan sosial kemasyarakatan di P. Batam selama tahun 2005. Kegiatan tersebut diantaranya adalah penyelenggaraan acara tahunan 'Berbagi Ceria' bagi anak-anak panti asuhan dalam rangka hari raya Idul Adha, serta acara perayaan Hari Kemerdekaan 17 Agustus bersama masyarakat setempat.

Dukungan Kehidupan Beragama

Dalam bidang pembangunan keagamaan, MedcoEnergi terutama menyediakan dukungan bagi pembangunan dan renovasi mesjid dan gereja, serta menjadi sponsor dalam acara-acara seperti Lomba Baca Al-Quran di tingkat lokal, daerah maupun nasional. Selama tahun 2005, MedcoEnergi membantu pembangunan 3 mesjid baru dan renovasi satu buah mesjid di Blok South Sumatera Extension dan Blok Kampar.

Pada bulan Agustus 2005, MedcoEnergi mensponsori Festival Baca Al-Quran tingkat propinsi yang diikuti oleh lebih 100 orang peserta dari berbagai kabupaten di Gorontalo. Acara ini diselenggarakan oleh Departemen Agama RI bersama Pemda Gorontalo dalam rangka mencari bibit-bibit terbaik bagi pengembangan kehidupan kerohanian. Beberapa acara serupa juga diselenggarakan di Tarakan, Rimau dan Lirik di Sumatera Tengah.

Meningkatkan Apresiasi akan Seni dan Budaya di Indonesia

MedcoEnergi aktif berperan dalam berbagai upaya untuk meningkatkan apresiasi terhadap seni dan budaya di Indonesia, melalui dukungan dana kepada berbagai yayasan maupun dengan mensponsori berbagai acara kesenian. Perseroan saat ini menjadi pelindung sebuah orkes simponi terkemuka di Indonesia, yang memainkan musik Indonesia maupun klasik di hadapan penonton di Indonesia dan luar negeri. Melalui orkes simponi ini, dilakukan pula upaya pembinaan bakat sebagai bagian dari pengembangan dan pelestarian seni dan budaya Indonesia. Pada tahun ini, MedcoEnergi juga menjadi sponsor pada berbagai acara kesenian.

operation. Under this program, the Company worked together with the local governments, local health centers (Puskesmas) and other community groups to educate community members on the importance of maintaining a healthy living environment and ensuring that their children, particularly those under five years old (balita), receive adequate immunization and nutritious food supply. In 2005, the company has built 1 unit of Puskesmas in Kecamatan Benakat, Muara Enim Regency, South Sumatra.

In Batam island, the Company has also been involved in a number of community-based programs. Amongst the activities carried out in 2005 are the Annual "Share of Joy" event with children from several orphanage houses to celebrate Idul Adha and the Annual Independence Day celebration with the local communities.

Supporting Activities in Religious Affairs

In religious affairs, MedcoEnergi focused its activities on assisting local communities in renovating their mosques and churches, as well as providing sponsorships to events such as Al-Quran Recital Festivals at the local, regional, and national levels. Throughout 2005, MedcoEnergi supported the construction of 3 new mosques and the renovation of a mosque in South Sumatra Extension Block and Kampar Block.

In August 2005, MedcoEnergi provided sponsorship to provincial Al-Quran Recital Festival, which is participated by over 100 representatives from all regencies in Gorontalo. The event was held by the Department of Religious Affairs and the Provincial Government of Gorontalo with the objective to seek for potential cadres in supporting the development of religious affairs. The similar events were also held in Tarakan, Rimau, and Lirik in Central Sumatra.

Promoting Greater Awareness on Indonesia's Arts and Culture

MedcoEnergi has been taking an active role in the efforts to promoting greater awareness on Indonesia's arts and culture, by providing supports to several organizations and sponsorships to various events. The Company presently serves as a patron for Indonesia's leading orchestra that performs Indonesian and classic musical scores to audiences in Indonesia and overseas. The orchestra also encourages Indonesian talents to develop their potentials in music, as part of the broader effort to develop and preserve Indonesian arts and culture. During the year, MedcoEnergi also provided sponsorships for a number of cultural events.

Laporan Corporate Affairs

Corporate Affairs Report

MedcoEnergi continually looks for improvement opportunities to better manage its diversed businesses and ultimately, to create greater shareholders' value.

MedcoEnergi terus mengupayakan peningkatan kualitas manajemennya dalam mengelola unit-unit usaha yang beragam, dengan tujuan akhir untuk meningkatkan nilai bagi pemegang saham.

Perencanaan Korporat

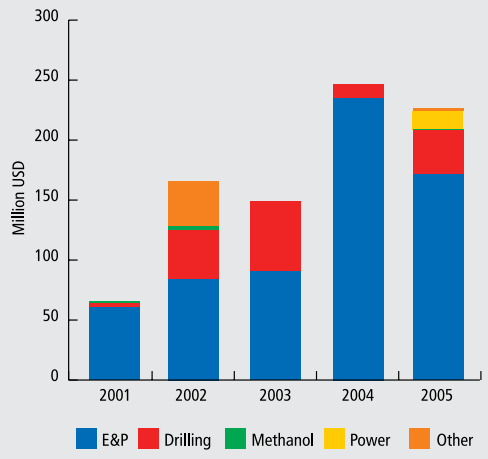
Corporate Planning

In order to provide greater support to the corporate office, as well as to operating subsidiaries, MedcoEnergi has revitalized its organization structure which among others includes the establishment of a dedicated Corporate Planning and Corporate Growth Groups separately to replace the Corporate Planning and Business Development Group. Operating under the supervision of Director-level, Chief Planning Officer, the Corporate Planning Group is responsible for formulation of policies and implementation of corporate planning and performance management, as well as risk management. The roles, responsibilities and 2005 highlights of the Corporate Growth Group is reported in the later section of this Annual Report. The following are highlights of activities carried out by the Corporate Planning Group throughout 2005.

Dalam upaya meningkatkan dukungan bagi aktivitas kantor pusat maupun anak-anak perusahaan operasional, MedcoEnergi melakukan upaya revitalisasi organisasi antara lain melalui pembentukan struktur Grup Perencanaan Korporat dan Grup Pengembangan Korporat yang menggantikan struktur Grup Perencanaan Korporat dan Pengembangan Usaha. Di bawah supervisi *Chief Planning Officer* di level Direksi, Grup Perencanaan Korporat bertanggung jawab atas penyusunan dan penerapan kebijakan perencanaan korporat dan manajemen kinerja Perusahaan serta manajemen risiko. Peran dan tanggung jawab dari Grup Pengembangan Korporat serta ringkasan aktivitasnya selama tahun 2005 disajikan pada bab berikutnya dalam Laporan Tahunan ini. Berikut ini adalah ringkasan aktivitas Grup Perencanaan Korporat sepanjang tahun 2005.

Pembelanjaan Modal

Capital Expenditures



Grup Perencanaan Korporat berperan sentral dalam memastikan bahwa MedcoEnergi dapat membangun sinergi dari berbagai unit bisnis yang dikelola.

The Corporate Planning Group plays a central role in ensuring that MedcoEnergi achieve synergy from its business units.

PERENCANAAN KORPORAT DAN MANAJEMEN KINERJA

MedcoEnergi menyadari bahwa sistem manajemen perencanaan dan kinerja yang efektif serta didukung oleh informasi yang akurat dan dapat diandalkan sebagai sesuatu yang sangat penting untuk mendukung operasi Perseroan yang bidang usahanya tersebar dari minyak dan gas bumi sampai dengan produk kimia, LPG dan pembangkitan listrik. Sejak tahun 2002, Perseroan telah menerapkan sistem manajemen perencanaan dan kinerja yang terpadu yang terutama terdiri dari proses Siklus Perencanaan dan Siklus Pemantauan. Siklus Perencanaan diawali dengan evaluasi penerapan strategi tahun sebelumnya dan formulasi arahan strategi untuk tahun berikutnya oleh Direksi pada saat Rapat Penetapan Prioritas (BPS) bersama dengan Komisaris. Arahan strategi kemudian diterjemahkan ke dalam rencana kerja dan anggaran tahunan bagi tiap divisi di kantor pusat korporat maupun anak perusahaan operasional. Penyusunan rencana kerja dan anggaran tersebut dilaksanakan melalui proses Perencanaan Strategis Manajemen (MSP), sebelum diusulkan kepada Direksi untuk dibahas dalam sesi *Management by Objectives* (MBO).

Sementara itu, Siklus Pemantauan, dilaksanakan melalui rapat evaluasi kuartalan untuk mengevaluasi kemajuan dan pencapaian kinerja dibandingkan dengan rencana kerja dan anggaran tahunan,

CORPORATE PLANNING AND PERFORMANCE MANAGEMENT

MedcoEnergi acknowledge that an effective planning and performance management system supported by accurate and reliable information is critical to support the Company's operations that range from oil and gas to chemical, LPG and Power businesses. Since 2002, the Company has implemented an integrated planning and performance management system that mainly consists of Planning Cycle and Monitoring Cycle. The Planning Cycle begins with evaluation of strategy implementation during the previous year and formulation of strategic directions for the following year by the Company's BOD together with BOC in the Board Priority Setting (BPS) session. The strategic directions are then translated into annual planning and budget for each division in the corporate office and subsidiary operations. The preparation for such planning and budget is conducted through the Management Strategic Planning (MSP) process. In the end, such annual planning and budget is proposed to and discussed with the Company's BOD through the Management by Objectives (MBO) session.

The Monitoring Cycle, on the other hand, consists of the quarterly review sessions to evaluate the implementation progress and achievements against the annual planning and budget, as well as to discuss necessary corrective actions to ensure that the business and supporting units

serta membahas langkah-langkah perbaikan yang diperlukan guna mendorong pencapaian kinerja unit-unit bisnis dan fungsional sesuai dengan rencana yang ditetapkan. Berkaitan dengan proses perencanaan dan pemantauan di tahun 2005, berikut ini adalah kegiatan yang telah dilakukan oleh Perseroan.

perform in accordance with the agreed upon planning. In accordance with the 2005 planning and monitoring processes, the Company has conducted activities as described in the following table.

Kegiatan	Tanggal	Date	Event
Siklus Perencanaan			**Planning Cycle**
Board Priority Setting (BPS)	Maret	March	Board Priority Setting (BPS)
Management Strategic Planning (MSP)	Mei-Juni	May-June	Management Strategic Planning (MSP)
Management by Objectives (MBO)	Oktober	October	Management by Objectives (MBO)
Siklus Pemantauan			**Monitoring Cycle**
Evaluasi Kinerja Kuartal Pertama	Mei	May	Review on 1st Quarter Performance
Evaluasi Kinerja Kuartal Kedua	Juli	July	Review on 2nd Quarter Performance
Evaluasi Kinerja Kuartal Ketiga	Oktober	October	Review on 3rd Quarter Performance
Evaluasi Kinerja Tahunan	Februari 2006	February 2006	Review on Annual Performance

Di tahun 2005, MedcoEnergi telah mulai menyusun Rencana Bisnis 5 Tahun yang menggambarkan arah strategi serta proyeksi dan kinerja bisnis Perseroan untuk periode tahun 2006 – 2010. Sebuah tim kerja telah dibentuk untuk menangani hal tersebut di bawah koordinasi Grup Perencanaan Korporat. Anggota tim ini terdiri dari wakil-wakil dari seluruh unit bisnis, *Corporate Finance*, *Corporate Growth* dan grup *Corporate* lainnya. Tim Kerja Rencana Bisnis ini bertugas untuk menyusun beberapa alternatif rencana bisnis untuk diajukan kepada Direksi. Perseroan memperkirakan bahwa proyek tersebut akan dapat diselesaikan pada triwulan pertama tahun 2006.

Di samping mengelola proses perencanaan dan pemantauan kinerja, Grup Perencanaan Korporat juga mengelola implemetasi *Key Performance Indicator* (KPI) untuk seluruh fungsi korporat dan unit-unit bisnis. Fungsi-fungsi pendukung maupun unit-unit usaha diharapkan mampu memberikan kinerja yang terukur sesuai dengan KPI yang meliputi aspek Kinerja Keuangan, Efisiensi Operasional dan Pengembangan Kompetensi. Perseroan berharap akan dapat memperkuat fungsi-fungsi manajemen dan supervisi, sehingga seluruh organisasi akan mampu mencapai target kinerja dan pada akhirnya Perseroan akan mampu merealisasikan visinya untuk menjadi Perusahaan Energi Pilihan.

MANAJEMEN RISIKO

Sebagai perusahaan yang beroperasi di seluruh spektrum sektor energi, MedcoEnergi sadar bahwa faktor risiko merupakan bagian dari kegiatannya termasuk misalnya risiko dari perubahan pada lingkungan sosial, ekonomi, politik serta dunia usaha termasuk juga risiko-risiko yang timbul dari operasional Perseroan sendiri. Demi menjalankan azas kehati-hatian di lingkungan korporat maupun anak-anak perusahaan, MedcoEnergi telah membentuk Unit Manajemen Risiko di bawah supervisi *Chief Planning Officer*. Tugas utama dari unit Manajemen Risiko adalah untuk :

During the year, MedcoEnergi has initiated the development of 5-Year Business Plan that will outline the Company's strategic directions and projected business reach and performance for the period of 2006 – 2010. For this purpose, a dedicated team has been established, coordinated by the Corporate Planning Group. Members of the team include representatives of all business units, Corporate Finance, Corporate Growth and other Corporate groups. The Business Plan Team is assigned for the drafts and alternatives of the business plan, which will then be submitted to and evaluated by the Company's Board of Directors. The Company expects to complete this initiative by the first quarter of 2006.

In addition to managing the Company's performance planning and monitoring processes, the Corporate Planning Group also manages the implementation of Key Performance Indicator (KPI) for all of the corporate-office functions and business units. The supporting functions and business units are expected to deliver performance measured using the KPI that encompasses the aspects of Financial Performance, Operational Efficiency and Competence Development. The Company belief that it will be able to enhance its management and oversight functions, in order to bring the entire organization to achieve the performance targets and ultimately, achieve the vision of becoming an Energy Company of Choice.

RISK MANAGEMENT

Being a company that manages operations within the full spectrum of the energy industry, MedcoEnergi understands that it is naturally exposed to various risks, including the risks pertaining to changes in the social, economic, political and industrial environments as well as risks associated with the Company's operations. In order to ensure prudent risk management both at the corporate office and operating companies levels, MedcoEnergi has established a Risk Management Department under the supervision of Chief Planning Officer. The main responsibilities of Risk Management department include:

- Menerapkan kebijakan manajemen risiko yang telah diformulasikan bersama dengan Komite Manajemen Risiko, melalui penyusunan prosedur dan panduan manajemen risiko bagi seluruh fungsi pendukung dan anak perusahaan operasional.
- Melakukan identifikasi, kajian dan pengendalian atas risiko terhadap aset utama dan fasilitas operasional Perseroan seperti misalnya, lapangan gas dan minyak, anjungan pengeboran, fasilitas gudang sentral dan gedung perkantoran.
- Melakukan identifikasi, kajian dan pengendalian atas risiko yang terkait dengan akuisisi dan divestasi terutama minyak dan gas.

Salah satu aktivitas penting yang dilakukan pada tahun 2005 adalah analisa polis asuransi bagi aset utama dan fasilitas operasional Perseroan di seluruh anak perusahaan operasional. Melalui langkah ini, MedcoEnergi mendapatkan perlindungan asuransi yang lebih baik, terutama terhadap risiko potensial seperti kehilangan, kebakaran dan bencana alam.

PEMBELANJAAN MODAL

Pada tahun 2005, MedcoEnergi mengalokasikan sejumlah US$ 415,9 juta guna pembelanjaan modal untuk mendukung aktifitas eksplorasi dan pengembangan lapangan minyak dan gas termasuk operasi pengeboran, produksi LPG dan Methanol, serta pembangkit tenaga listrik. Pada kenyataannya, dana yang dikeluarkan Perseroan adalah sebesar US$ 226,6 juta, atau sekitar 54,5% dari anggaran awal. Lebih jauh lagi, dari jumlah yang telah direalisasikan tersebut, 75,7% atau sejumlah US$ 171,4 juta, dialokasikan untuk mendukung aktivitas minyak dan gas, terutama untuk melakukan akusisis atas blok yang dinilai potensial, pembelian perlengkapan dan material berkaitan dengan aktivitas pengeboran dan pembayaran untuk jasa pengeboran. Di bawah ini adalah ringkasan anggaran belanja modal dan realisasinya untuk tahun 2005.

RENCANA 2006

Untuk tahun 2006, aktivitas dalam group Perencanaan Korporat akan mencakup beberapa hal utama sebagai berikut:

- Melanjutkan Implementasi Program C-Model. Diawali pada tahun 2005, penerapan C-Model (Organisasi Korporat) akan dilanjutkan pada tahun 2006 dengan penyempurnaan revitalisasi organisasi dan tata kerja pada beberapa fungsi di Kantor Pusat.
- Menetapkan model sistem perencanaan terpadu di seluruh lingkup organisasi sehingga model perencanaan menjadi proses yang lebih efektif dan efisien.

- Implementation of Risk Management policies formulated with the Risk Management Committee through the development of risk management procedures and guidelines for all of the supporting functions and operating companies.
- Identification, assessment and mitigation of risks pertaining to the Company's major assets and operational facilities, such as oil and gas fields, drilling rigs, central warehouse facilities and office buildings.
- Identification, assessment and mitigation of risks associated with the acquisitions and divestments, notably of oil and gas properties.

Amongst the key activities performed during the year is the assessment of insurance policies for the Company's major assets and operational facilities in all of the operating companies. Through this initiative, MedcoEnergi benefited from enhanced protection and coverage against the occurrence of potential risks such as loss, fire and natural disasters.

CAPITAL EXPENDITURES

For the year 2005, MedcoEnergi had allocated a total of USD 415.9 million in capital expenditures to support activities in oil and gas exploration and development, drilling operations, methanol and LPG production, as well as power plant business. In realization, the Company has expended a total of USD 226.6 million during the year, or 54.5% lower than the budget. Furthermore, as much as 75.7% of the capital expenditures realization, or USD 171.4 million, was used to support the oil and gas exploration and production activities that mainly comprise of acquisitions of potential blocks, purchases of equipment and materials related to drilling activities in the Company's wells, as well as payment for drilling operation services. Below is the table describing the Company's budget and realization on Capital Expenditures in 2005.

Aktivitas Pembelanjaan Modal 2005 (dalam Dollar AS)	**Anggaran** **Budget**	**Realisasi** **Realization**	**2005 Capital Expenditure Activities** (in US Dollar)
Eksplorasi dan Pengembangan	256.3	171.4	Exploration and Development
Pemboran	152.9	37.1	Drilling
Methanol	0.6	0.2	Methanol
Pembangkitan Listrik	6.2	15.5	Electric Power
Lain-lain	0	2.4	Others
Total	415.9	226.6	Total

2006 PLANS

For the year 2006, activities within the Corporate Planning Group will be focused on main key programs below:

- Further implementation of C-Model Program. Initiated in 2005, the implementation of C-Model (Corporate Organization Model) Program will be continued in 2006 with further refinement of the revitalizations of the organization and responsibilities of several functions in the Corporate Office.
- Establish a corporate wide integrated planning system modelling to consolidated planning model into a more effective and efficient process.

Pengembangan Perusahaan

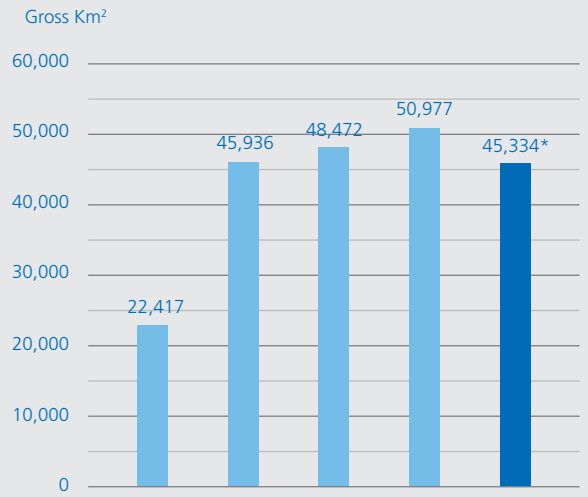
Corporate Growth

In line with MedcoEnergi's continuing quest to explore opportunities for value creation and growth by venturing into new businesses and territories, the Company in early 2005 has established the Corporate Growth Group, which is responsible for overseeing the activities of Business Development, Portfolio Management and International Grup.

Seiring dengan upaya berkesinambungan MedcoEnergi dalam mengembangkan peluang untuk penciptaan nilai tambah dan pertumbuhan melalui pengembangan berbagai bisnis dan wilayah baru, Perseroan pada awal 2005 telah membentuk Grup Pengembangan Korporat, dengan lingkup kerja meliputi Pengembangan Bisnis, Manajemen Portofolio dan Grup Internasional.

Wilayah kerja E&P di Indonesia dan Luar Negeri

E&P Working Acreage in Indonesia and Overseas



*) Divestasi Asahan PSC Divest Asahan PSC

Grup Pengembangan Perusahaan bertugas untuk memastikan bahwa pertumbuhan usaha Perseroan sejalan dengan strategi yang telah ditetapkan.

The Corporate Growth Group is responsible for ensuring that the Company's growth is in line with the overall strategy.

Unit Pengembangan Bisnis dibentuk dengan tujuan untuk memastikan agar aset minyak dan gas yang diakuisisi dapat bermanfaat dalam menaikkan tingkat penggantian cadangan di masa mendatang. Hal ini dilakukan melalui pengembangan berbagai peluang akuisisi aset migas, terutama di Indonesia, dengan mentargetkan lapangan-lapangan yang sesuai dengan kapasitas dan kemampuan Perseroan. Sehubungan dengan hal tersebut, Perseroan mentargetkan baik lapangan yang telah dikembangkan – yaitu lapangan dengan data geologis yang memadai sehingga risiko eksplorasi cukup rendah – maupun lapangan baru dimana data geologis kurang memadai namun cukup berpotensial.

Unit Pengembangan Bisnis bekerja sama dengan unit-unit bisnis lain milik Perseroan terus mengembangkan pula peluang monetisasi gas melalui pengembangan bisnis di sektor energi. Untuk itu, Perseroan telah melakukan berbagai studi, termasuk peluang untuk membangun instalasi Gas Alam Cair (LNG) dan pabrik Amonia untuk gas dari lapangan Senoro, sistim penyaluran Gas Alam Kompresi (CNG) untuk cadangan gas yang telah ada namun berlokasi jauh dari pasar, serta membangun pembangkit listrik di dekat lapangan gas Perseroan. Laporan lebih jauh mengenai berbagai studi kelayakan tersebut disajikan pada bagian

It is the goal of the Business Development unit to ensure that any oil and gas assets acquired will enable the Company to enhance its future reserves replacement capabilities. This is achieved by continually exploring opportunities to acquire oil and natural gas assets that fit with the Company's capacity and capabilities. The Company is targeting underdeveloped blocks, for which significant geological data is available with lower exploration risks, and frontier blocks for which minimal geological data is available but which may have significant potential.

The Business Development unit in collaboration with the Company's other business units strives to find opportunities to monetize the Company's uncommitted natural gas, mainly by creating and developing other businesses as an outlet for the Company's natural gas assets. To support those efforts, the Company has conducted several studies, including the possibility to build a Liquefied Natural Gas (LNG) and ammonia plant for the Senoro gas, to develop a Compressed Natural Gas (CNG) transportation system for gas reserves located at a distance from the market, and to construct power plants nearby the Company's gas fields. Further reports on these feasibility studies are presented on the Operation Report section of this Annual

Laporan Operasi pada Laporan Tahunan ini, kecuali laporan mengenai studi kelayakan CNG yang disajikan pada bagian setelah ini.

MedcoEnergi bertekad untuk mendukung upaya pelestarian lingkungan di Indonesia. Masuknya Perseroan ke dalam bisnis energi terbarukan dengan menjadi produsen bio-ethanol merupakan cerminan atas tekad tersebut. Energi bio-ethanol akan dihasilkan dengan menggunakan tepung *cassava* sebagai bahan baku. Untuk sementara waktu, bio-ethanol yang dihasilkan akan dipasarkan sebagai ethanol untuk industri, namun dalam waktu yang tidak terlalu lama, Perseroan akan siap memperluas kapasitas pabrik sehingga mampu memproduksi bio-ethanol kualitas bahan bakar gasohol guna menggantikan peran bahan bakar minyak apabila pemerintah mempunyai peraturannya.

Untuk menjaga keseimbangan dalam ekspansi bisnis yang dilakukan, Unit Manajemen Portofolio dibentuk dengan tugas membantu manajemen dalam mengkaji potensi aset dan mencari solusi guna menurunkan tingkat risiko pada aset tersebut. Unit Internasional juga berperan dalam pengembangan aliansi strategis yang berkesinambungan dengan operator internasional. Manajemen meyakini bahwa melalui aliansi strategis yang kuat dengan berbagai operator internasional, Perseroan akan dapat meningkatkan keahlian teknis, memperbesar peluang dan membagi risiko tinggi eksplorasi dan pengembangan pada aset migasnya.

Sejalan dengan ekspansi operasi MedcoEnergi di luar negeri, Manajemen memahami semakin pentingnya peran supervisi atas kegiatan operasi internasional Perseroan. Dengan mempertimbangkan berbagai perbedaan atas peraturan migas, jenis kontrak dan area operasi, Manajemen berkeputusan untuk memisahkan fungsi supervisi atas operasi Indonesia dan internasional. Kegiatan operasi perusahaan di Indonesia dan di luar negeri dilaporkan pada bagian Laporan Operasi.

IMPLEMENTASI STRATEGI KORPORASI

Grup Pengembangan Korporat bertanggung jawab untuk memastikan bahwa pengembangan bisnis yang dilakukan MedcoEnergi sejalan dengan strategi perusahaan. Sepanjang tahun, beberapa inisiatif strategis telah dilaksanakan, yaitu meliputi: (1) akuisisi aset migas MedcoEnergi untuk mengganti dan menambah cadangannya; (2) pembentukan aliansi strategis dengan sejumlah operator internasional; (3) pengembangan bisnis energi baru guna mengembangkan pasar bagi cadangan gas Perseroan; (4) pengembangan bisnis energi alternatif baru yang ramah lingkungan dan berpotensi memberikan nilai tambah bagi Perseroan dan pemegang saham.

Akuisisi untuk Menambah Cadangan

Dalam rangka pelaksanaan strategi Perseroan untuk mengganti dan menambah cadangan migas melalui akuisisi blok-blok migas baru, sepanjang tahun MedcoEnergi berpartisipasi dalam beberapa proses tender atas aset migas di Indonesia dan di luar negeri. Melalui upaya tersebut, Perseroan berhasil mengakuisisi 2 blok baru di Libya dan Indonesia.

Report, except for the feasibility study on CNG development which is described later on in this section

MedcoEnergi is committed to support clean and green environment in Indonesia. The entrance of the Company into renewable energy by venturing into and to becoming a bio-ethanol producer marks MedcoEnergi's commitment toward the development of environment-friendly energy. The bio-ethanol energy will be produced using cassava-derived starch as its raw material. For the time being, the bio-ethanol will be marketed as industrial grade ethanol, but in the near future the Company will ready to extend the plant's capacity to produce a fuel grade bio-ethanol for gasohol when the government passes the relevant regulations.

In order to balance the business expansion efforts, a Portfolio Management unit has been created to assist the Management in charting the Company's make up for sustainable growth in addition to assess assets and finding ways to reduce potential risks. The International group also assists the Management in the continuing development of strategic alliances with international operators. The Management believes that through fostering alliances with international operators, the Company will be able to enhance its technical expertise, access opportunities and diversify high risk exploration and development in its oil and gas assets.

With the expansion of MedcoEnergi operations overseas, the Management acknowledges the growing importance of applying a more rigorous approach in overseeing the Company's international operations. Taking into account the differences in the nature of oil and gas regulations, contracts, and areas of operations, the management keeps the oversight functions of international operations separate from the Indonesian operations. The Company's activities in international and Indonesian operations are further discussed in the Operation Report section.

CORPORATE STRATEGY IMPLEMENTATION

The Corporate Growth is responsible for ensuring the growth of MedcoEnergi is in line with its corporate strategies. During the year, several activities have been performed that cover: (1) the acquisition of oil and gas assets as part of MedcoEnergi's strategy to replace and add reserves; (2) the establishment of strategic alliances with international operators; (3) the development of new energy related businesses such as developing new markets for the Company's uncommitted natural gas; and (4) the development of other alternative energy businesses, which support renewable energy that potentially will create value for the Company and its stakeholders.

Acquisitions to Add Reserves

In line with one of the Company's strategies to replace and add oil and gas reserves through acquisition of new oil and gas assets, during the year MedcoEnergi participated in several bids for oil and gas assets in Indonesia and abroad. This has led to the successful acquisition of 2 blocks with locations in Libya and Indonesia.

Area 47 di Libya. Pada Januari 2005, dalam tender putaran 1 MedcoEnergi ditunjuk sebagai pemenang tender atas Exploration and Production Sharing Agreement (EPSA) untuk Area 47 di Libya. MedcoEnergi memasukkan penawaran untuk Area 47 bekerjasama dengan Verenex Energy Inc. (Verenex), sebuah perusahaan publik di bidang energi yang berbasis di Kanada. MedcoEnergi dan Verenex masing-masing memiliki 50% kepemilikan. EPSA tersebut telah ditandatangani dan berlaku efektif pada tanggal 12 Maret 2005. Melalui EPSA ini, MedcoEnergi dan mitranya mendapatkan hak atas eksplorasi migas selama 5 tahun dan eksploitasi dari penemuan yang dihasilkan selama 25 tahun berikutnya. Sebagai kompensasi, MedcoEnergi dan mitranya berhak atas 13,7% dari alokasi produksi, sementara 50% dari biaya pengembangan ditanggung oleh Pemerintah Libya. Namun demikian, selama periode eksplorasi, MedcoEnergi dan mitranya bertanggung jawab atas 100% biaya eksplorasi dan penilaian.

Berdasarkan EPSA untuk Area 47, MedcoEnergi dan mitranya berkewajiban untuk melakukan akuisisi data seismik, termasuk 1.000 kilometer data seismik 2D dan 200 kilometer persegi data seismik 3D, serta membor tiga sumur eksplorasi selama 5 tahun masa eksplorasi dan penilaian.

Libya adalah sebuah negara yang memiliki cadangan minyak sebanyak 22,5 miliar barrel dan umur cadangan sebesar 38 tahun. Perseroan optimis bahwa Area 47 akan memberikan sumbangan yang besar dalam upaya peningkatan cadangan migas Perseroan di masa mendatang.

Blok Sembakung. Pada September 2005, MedcoEnergi mengakuisisi Blok Sembakung yang berlokasi di Kalimantan Timur, Indonesia, melalui Perjanjian Jual Beli Saham (SPA) dengan Synergy Petroleum Limited (Synergy), pemilik 100% kepemilikan dari Perkasa Equatorial Sembakung Ltd (PESL), yang memiliki 100% kepemilikan di Blok Sembakung.

Blok Sembakung adalah blok yang telah berproduksi dan dioperasikan di bawah *Technical Assistance Contract* (TAC) yang akan berakhir pada 21 Desember 2013. Cadangan Terbukti (1P) pada blok ini adalah 4,83 mmbo, per 1 Januari 2006. SPA di atas berlaku sejak tanggal 30 September 2005.

Kembali Berpartisipasi di Lapangan Jeruk. Pada tahun 2003, MedcoEnergi diundang oleh Santos (Sampang) Pte. Ltd (Santos) untuk ikut serta dalam eksplorasi Lapangan Jeruk, ketika mitra Santos di Sampang PSC, yaitu Coastal Indonesia Sampang Ltd (yang kemudian diakuisisi oleh Singapore Petroleum Sampang Ptd. (SPC) pada Juli 2004) dan Cue Sampang Pty. Ltd. (Cue) menolak untuk berpartisipasi dalam pemboran sumur tersebut. Setelah melakukan pemboran pada 2 sumur, Santos menyatakan adanya penemuan cadangan pada lapangan tersebut dan manajemen Perseroan yakin atas prospek di Lapangan Jeruk. Pada April 2005, SPC dan Cue mengambil kembali haknya atas Lapangan Jeruk dan mengganti biaya yang telah dikeluarkan MedcoEnergi sepenuhnya sebesar US$ 30,37 juta. Di samping itu, MedcoEnergi juga berhak memperoleh *in-kind premium* dari Santos senilai 90,9% dari jumlah yang diterima Santos dari SPC dan Cue. MedcoEnergi menerima tawaran dari SPC dan Cue untuk mengambil sebagian bagian

Area 47 in Libya. In January 2005, MedcoEnergi was appointed as the winner of Exploration and Production Sharing Agreement (EPSA) for Area 47 in Libya's Bid Round 1. MedcoEnergi submitted the bid for Area 47 jointly with Verenex Energy Inc. (Verenex), a publicly listed energy company based in Canada. MedcoEnergi and Verenex, as the operator, hold 50% interests each. The EPSA was signed and became effective on March 12, 2005, providing MedcoEnergi and its partner the rights to explore oil and gas for a 5-year period and to exploit any commercial discoveries over a subsequent 25-year period. In return, MedcoEnergi and its partner will be entitled to receive 13.7% production allocation, while 50% of the development costs will be born by the Government of Libya. However, during the exploration period, MedcoEnergi and its partner will have to bear 100% of the exploration and appraisal costs.

Under the terms of the EPSA for Area 47, MedcoEnergi and its partner are required to acquire new seismic data, including 1,000 square kilometers of 2D and 200 square kilometers of 3D seismic data, and to drill three exploration wells during the 5-year exploration and appraisal period.

Libya is a country with remaining reserves of 22.5 billion barrels of oil and oil reserves life of 38 years. Upon the development period, the Company is confident that Area 47 will contribute significantly to the increase of the Company's reserves in the future.

Sembakung Block. In September 2005, MedcoEnergi acquired Sembakung Block, located in East Kalimantan, Indonesia through the signing of Shares Purchase and Sale Agreement (SPA) with Synergy Petroleum Limited (Synergy), the owner of 100% shares of Perkasa Equatorial Sembakung Ltd. (PESL) that held 100% interest of Sembakung Block.

Sembakung Block is a producing block operated under Technical Assistance Contract (TAC) and will expire in 21 December 2013. Its Proved (1P) oil reserves is 4.83 mmbo as of January 1, 2006. The SPA is effective in September 30, 2005.

Back-in to Jeruk Field. In 2003, MedcoEnergi was invited by Santos (Sampang) Pte. Ltd. (Santos) to participate in the exploration of Jeruk Field when Santos partners in Sampang PSC, Coastal Indonesia Sampang Ltd (which was subsequently acquired by Singapore Petroleum Sampang Ptd. (SPC) in July 2004) and Cue Sampang Pty. Ltd. (Cue), declined to participate in the drilling in such field. Subsequent to the drilling of 2 wells, Santos indicated discovery at such field. In April 2005, SPC and Cue reinstated their rights to the Jeruk Field and fully reimbursed all MedcoEnergi's expenses in the amount of USD 30.37 million. In addition, the Company also had a right to receive in-kind premium from Santos for the 90.9% of the amounts due to Santos from SPC and Cue. This right was waived after MedcoEnergi accepted the offer of SPC and Cue to share the aggregate 25% of economic interests in Jeruk field, effective December 1, 2005. The Company entered into Jeruk Project Agreement in January 4, 2006 and paid reimbursement of

dari 25% kepemilikan di lapangan Jeruk, berlaku efektif sejak 1 Desember 2005. Untuk itu, Perseroan telah menandatangani Perjanjian Proyek Jeruk pada 4 Januari 2006 dan membayar sejumlah US$ 21,18 juta sebagai kompensasi terhadap pengeluaran dan modal kerja yang telah dikeluarkan SPC dan Cue sejak pengambilalihan pada bulan April 2005 hingga 1 Desember 2005. Kepemilikan atas Lapangan ini nantinya akan berkurang menjadi 22,5% setelah PT Petrogas Wira Jatim berpartisipasi di Blok Sampang. PT Petrogas Wira Jatim adalah sebuah Badan Usaha Milik Daerah yang dimiliki sepenuhnya oleh Pemda Jawa Timur.

Manajemen Perseroan optimis atas prospek lapangan Jeruk dan percaya bahwa keberhasilan operator dalam menemukan cadangan baru akan mendukung Perseroan dalam meningkatkan rasio penggantian cadangan di masa depan.

PELEPASAN ATAS ASET YANG KURANG BERPOTENSI GUNA MEMPERKOKOH MANAJEMEN KEUANGAN

Dalam rangka memperkuat kapasitas dan fleksibilitas keuangan, MedcoEnergi terus menerus melakukan evaluasi atas aset-asetnya dan membatasi dirinya untuk mengelola aset-aset yang dinilai prospektif. Oleh karena itu, berdasarkan persetujuan RUPS Luar Biasa pada 15 September 2004, Perseroan telah melepaskan beberapa aset yang sebelumnya dikelola oleh Novus Petroleum Ltd. (Novus). Pelepasan tersebut dilakukan melalui penjualan atas 100% kepemilikan Perseroan pada beberapa perusahaan yang beroperasi di Pakistan, Oman, dan Uni Emirat Arab (UEA) dan Amerika Serikat (AS), yang telah diselesaikan pada tahun 2005. Hasil dari penjualan tersebut adalah sekitar US$ 65 juta dan US$ 1 juta dan telah digunakan untuk melunasi hutang bank jangka pendek yang diambil guna mendukung pembiayaan atas akuisisi Novus.

Pada tahun ini, Perseroan melepaskan kepemilikannya atas Asahan PSC dan Yapen PSC. Hasil dari penjualan Asahan PSC mencapai US$ 1 juta dan digunakan untuk membiayai pengeluaran modal tambahan guna mendukung pengembangan blok-blok yang potensial.

ALIANSI STRATEGIS DENGAN OPERATOR INTERNASIONAL

Untuk mengupayakan peningkatan keahlian teknis, meraih peluang yang lebih besar dan membagi risiko pengelolaan aset migas, Perseroan terus membangun aliansi dengan sejumlah operator internasional. Sepanjang tahun ini, Perseroan telah membangun kemitraan dengan PTT Exploration and Public Company Limited (PTTEP), sebuah perusahaan publik yang dimiliki oleh Kerajaan Thailand, Mitsui Oil Exploration Co. Ltd. (MOECO), sebuah perusahaan eksplorasi dan produksi migas independen dari Jepang dan Anadarko Petroleum Corporation (Anadarko) sebuah perusahaan publik di bidang migas.

Pelepasan Kepemilikan atas Merangin-I PSC. Pada bulan Juli 2005, beberapa Perjanjian Jual Beli (PJB) telah ditandatangani antara Perseroan dengan PTTEP Offshore Investment Company (PTTEPO), anak perusahaan PTTEP, dan MOECO Merangin Co., Ltd. (MOECO Merangin), anak perusahaan dengan kepemilikan penuh dari MOECO. PTTEPO dan MOECO Merangin mengambil alih masing-masing 39% dan 20%

USD 21.18 million to SPC and Cue for the past Jeruk drilling expenditures and working capital spent by SPC and Cue from their reinstatement in April 2005 up to December 1, 2005. Such economic interest will further be reduced to 22.5% once PT Petrogas Wira Jatim, a limited liability company in the form of Regional Government Business Enterprise established under the laws of Indonesia and wholly owned by the Provincial Government of East Java, farm-in to Sampang block in 2006.

The Company's management is confident toward the prospect of Jeruk field and believes that the success of the operator in finding oil discovery will enable the Company to increase its reserves replacement ratio in the future.

DISPOSAL OF LESS POTENTIAL ASSETS TO IMPROVE FINANCIAL MANAGEMENT

In the endeavor to improve its financial capacity and flexibility, MedcoEnergi continually evaluates its assets and limits itself to manage those that are deemed most prospective. Therefore, having obtained approval from the shareholders in the Extraordinary General Meeting of Shareholders in September 15, 2004, the Company has disposed a number of assets previously managed under Novus Petroleum Ltd. (Novus). Such disposals were conducted through the sales of 100% shares in the companies which operated the working areas in Pakistan, Oman, United Arab Emirates (UAE) and United States of America (USA). The sale process was completed during 2005. Proceeds from the sales were USD 65 million and USD 1 million and used to fully repay the short-tem bank loan used for the acquisition of Novus.

During the year, the Company also has divested its interests in Asahan PSC and Yapen PSC. The received proceeds from Asahan PSC reach USD 1 million, which was used to support the development of our existing potential blocks.

STRATEGIC ALLIANCES WITH INTERNATIONAL OPERATORS

To enhance MedcoEnergi technical expertise and access to opportunities, as well as and diversify exploration and development risks in managing oil and gas assets, the Company continued to build strategic alliances with international operators. During the year, the company developed partnership with PTT Exploration and Production Public Company Limited (PTTEP), a Thai publicly listed oil and gas company owned by the Kingdom of Thailand, Mitsui Oil Exploration Co. Ltd. (MOECO) – an independent Oil and Gas Exploration and Production from Japan, and Anadarko Petroleum Corporation (Anadarko), an American publicly listed oil and gas company.

Farm Out Merangin-I PSC. In July 2005, Sales and Purchase Agreements (SPAs) for the farm out in Merangin-I block were signed with PTTEP Offshore Investment Company (PTTEPO), a subsidiary of PTTEP, and MOECO Merangin Co., Ltd. (MOECO Merangin), a wholly owned subsidiary of MOECO. PTTEPO and MOECO Merangin acquired 39% and 20% interests (respectively) in Merangin-I block, a block which was acquired by the Company in 2003. MedcoEnergi

kepemilikan atas blok Merangin-I. Sehubungan dengan hal tersebut, MedcoEnergi memperoleh kompensasi sebesar US$ 1,016 juta dan US$ 0,521 juta sebagai pengganti biaya yang telah dikeluarkan untuk Bonus Penandatanganan dan Peralatan serta Program Seismik.

Bila disetujui BP MIGAS, komposisi kepemilikan blok Merangin-I pada akhir 2005 akan menjadi:

- Medco Merangin memiliki 41%;
- PTTEPO memiliki 39%; dan
- MOECO memiliki 20%.

Melalui kemitraan dengan PTTEPO dan MOECO, yang didukung oleh kemampuan finansial dan kompetensi di bidang pengelolaan aset migas, Perseroan dapat berbagi risiko dalam mengembangkan blok Merangin-I. Selanjutnya, melalui kemitraan ini, Perseroan dapat memenuhi kewajibannya untuk mengembangkan blok ini secepat-cepatnya.

PTTEP sebelumnya adalah pemegang saham pengendali tidak langsung dari MedcoEnergi yang telah menjual seluruh sahamnya kepada pemegang saham pengendali tidak langsung yang sekarang pada Februari 2005. Sementara itu, MOECO adalah mitra Perseroan dalam mengelola operasi migas di Langsa, Nanggroe Aceh Darussalam.

Perjanjian Kerja Sama Eksplorasi dengan Anadarko

Perseroan telah menandatangani Perjanjian Kerja Sama Eksplorasi (EJVA) dengan Anadarko pada akhir Juli dan berlaku efektif sejak Agustus 2005. Perjanjian ini bertujuan untuk mengintensifkan eksplorasi di hampir semua aset Perseroan di Indonesia yang meliputi wilayah seluas 31.565 kilometer persegi di daratan dan lepas pantai Sumatra, Kalimantan, Sulawesi, Jawa dan Papua. Perjanjian ini berjangka waktu 3 (tiga) tahun.

Selama tiga tahun, MedcoEnergi dan Anadarko akan bekerjasama untuk menyusun dan melaksanakan berbagai program eksplorasi termasuk seismik, geologi dan geofisika, serta pemboran eksplorasi. Anadarko bersedia untuk menyediakan dana sebesar US$ 80 juta untuk membiayai kegiatan-kegiatan tersebut selama tiga tahun. Perjanjian ini tidak akan merubah status Perseroan sebagai Operator pada blok-blok yang ada. Bila ditemukan cadangan migas, MedcoEnergi memiliki hak bagi hasil sebesar 60% dan Anadarko akan memperoleh sampai dengan 40% dari hak bagi hasil yang dimiliki MedcoEnergi tersebut. Dengan adanya EJVA ini, Perseroan memperbesar peluang untuk meningkatkan Rasio Penggantian Cadangan dalam waktu dekat.

MENGEMBANGKAN PASAR BAGI CADANGAN GAS

MedcoEnergi terus berusaha untuk memperluas pasar bagi cadangan gas yang dimiliki. Pada tahun ini, Perseroan telah menandatangani Nota Kesepahaman (MOU) dengan PT PLN (Persero) untuk memasok Gas Alam Kompresi (CNG) kepada dua Pembangkit Listrik Tenaga Gas (PLTG) di Bali dan Sulawesi. Pasokan gas alam berasal blok Senoro-Toili, Sulawesi Tengah dan blok Simenggaris, Kalimantan Timur.

received reimbursement of USD 1.016 million and USD 0.521 million for the total costs incurred for the Signatory and Equipment Bonuses and the Seismic Program.

Pursuant to the approval from BP MIGAS, the interests holders of Merangin-I block as of year end 2005 would be as follows:

- Medco Merangin for 41%;
- PTTEPO for 39%; and
- MOECO for 20%.

Through the partnership with PTTEPO and MOECO, the partners that have strong financial capability and competent in operating the oil and gas blocks, the Company expects to share the risks in developing the Merangin-I block. Furthermore, the partnership also enables the Company to fulfill the obligation with the Government to develop the block as soon as possible.

PTTEP was formerly one of the Company's indirect controlling shareholders in MedcoEnergi, which have sold all its shares to our current indirect controlling shareholders in February 2005. Meanwhile MOECO is the Company's partner in oil and gas operations in Langsa, Nanggroe Aceh Darussalam.

Exploration Joint Venture Agreement with Anadarko

The signing of an Exploration Joint Venture Agreement (EJVA) with Anadarko was conducted at the end of July and became effective in August 2005. The Agreement is intended to intensify exploration activities in most of MedcoEnergi's existing assets in Indonesia covering approximately 31,565 square kilometers in onshore and offshore Sumatra, Kalimantan, Sulawesi, Java and Papua. The Agreement will be effective for three (3) years.

For a three-year period, MedcoEnergi and Anadarko will jointly develop exploration programs covering the Seismic, Geological & Geophysical, and Exploration Drilling. Anadarko agreed to fund such activities at a cost of USD 80 million over the three-year period. This transaction will not affect the Company's status as the Operator on the existing blocks. Upon discovery of new reserves, MedcoEnergi maintains economic right of 60% and Anadarko will earn up to 40% from MedcoEnergi's right in the production sharing contract. The EJVA will only affect the new field wildcat and provide an excellent opportunity for the Company to increase Reserve Replacement Ratio in the near future.

CREATE MARKET FOR UNCOMMITTED GAS

MedcoEnergi strives to create market for its uncommitted gas. One of the efforts to realize this strategy is to provide natural gas in the form of CNG. During the year, a Memorandum of Understanding (MOU) was signed with PT PLN (Persero) for supplying CNG to two Gas-Fired Power Plants (PLTG) in Bali and Sulawesi. The natural gas will come from the Senoro-Toili block, Central Sulawesi, and Simenggaris block, East Kalimantan.

PENGEMBANGAN ENERGI TERBARUKAN

Pada akhir 2005, MedcoEnergi telah mengikat kerjasama dengan PT Trada Bioenergy Indonesia (Trada Bioenergy), sebuah perusahaan lokal independen, untuk membangun pabrik bio-ethanol dengan bahan baku bervariasi (Pabrik Ethanol) yang pertama di Indonesia di Kotabumi, Lampung Utara.

Untuk membangun dan mengoperasikan Pabrik Ethanol tersebut, MedcoEnergi dan Trada Bioenergy membentuk perusahaan patungan, yaitu PT Medco Ethanol Lampung (MEL). MedcoEnergi dan Trada Bioenergy masing-masing memegang kepemilikan sebesar 85% dan 15%.

Perseroan akan memulai pembangunan pabrik ini pada kuartal ketiga 2006. Pabrik ini akan menggunakan teknologi mutakhir yang dapat memproduksi ethanol dari tepung cassava dan saripati tebu. Lebih lanjut, pabrik ini akan menerapkan konsep energi terbarukan dengan menggunakan biogas yang diproduksi dari instalasi pengolahan limbah sebagai bahan bakar pabrik guna menggantikan bahan bakar minyak.

Dengan kapasitas yang direncanakan sebesar 180 kl per hari atau 65.700 kl per tahun, pabrik ini akan memproduksi ethanol berkualitas industri pada akhir kuartal ketiga tahun 2007 dengan membidik pasar utama di Singapura dan Jepang. Total nilai investasi untuk proyek ini diperkirakan sebesar US$ 34,13 juta, yang akan dibiayai melalui skema pembiayaan proyek dengan komponen pinjaman minimum 70%. Perseroan saat ini sedang berada pada tahap negosiasi dengan pihak bank untuk mendapatkan fasilitas pembiayaan tersebut.

Bahan bakar ethanol adalah salah satu jenis energi terbarukan yang dapat digunakan dalam upaya mengatasi masalah krisis energi. MedcoEnergi melihat pembangunan pabrik ethanol sebagai peluang investasi yang sangat menjanjikan dengan tingkat pengembalian investasi (ROI) yang menarik. Oleh karena itu, Manajemen berkeyakinan untuk dapat memberikan nilai tambah bagi MedcoEnergi dan para pemegang saham melalui pengembangan bisnis energi terbarukan.

MELANGKAH KE DEPAN

Untuk tahun 2006 dan tahun-tahun berikutnya, MedcoEnergi akan melanjutkan upaya pengembangan aset-aset migas Perseroan untk menggantikan cadangan yang berkurang secara alami. Selanjutnya, aliansi strategis dengan operator internasional akan terus dibangun seiring dengan perkembangan kebutuhan akan keahlian dan dukungan finansial yang semakin meningkat.

Peluang untuk akuisisi aset migas di luar negeri terus dikembangkan melalui keikutsertaan pada berbagai proses tender. Upaya ini dilakukan tidak hanya untuk menambah cadangan migas, namun juga untuk meningkatkan kemampuan sebagai operator di lapangan migas di luar negeri.

ENTRANCE INTO RENEWABLE ENERGY

At the end of year 2005, MedcoEnergi has entered into cooperation agreement with PT Trada Bioenergy Indonesia (Trada Bioenergy), an independent local company, to construct Indonesia's first multi-feedstock, bio-ethanol production plant (Ethanol Plant) in Kotabumi, North Lampung.

In order to construct and operate this ethanol plant, MedcoEnergi and Trada Bioenergy established a joint venture company, PT Medco Ethanol Lampung (MEL). MedcoEnergi and Trada Bioenergy hold 85% and 15% of MEL's shares, respectively.

The Company will commence the plant construction in the third quarter of 2006. This plant will become the largest plant in Indonesia that incorporates modern technology capable of producing ethanol from cassava-derived starch as well as sugarcane molasses. The plant will further apply the renewable energy concept by incorporating the use of biogas produced from its waste treatment facility to help fuel plant operations while replacing substantial use of fossil-based fuel.

Designed to produce 180 kl per day, or 65,700 kl per year of ethanol for the first stage, this plant will produce industrial-grade ethanol by end of third quarter of 2007 with main markets in Singapore and Japan. The total investment of the project is estimated at USD 34.13 million and will be financed through project financing scheme with minimum loan portion of 70%. The Company is presently under the negotiation process to obtain such financing from banks.

Fuel-grade ethanol is a type of renewable energy that can be utilized in response to the current energy crisis. MedcoEnergi sees the development of ethanol plant as a highly prospective investment, with attractive Return on Investment (ROI). Thus, the Management is confident that the expansion into renewable energy business will add value to MedcoEnergi and its stakeholders.

MOVING FORWARD

In 2006 and beyond, MedcoEnergi will continue to seek opportunities to find potential oil and gas assets that will enable the Company to replace its naturally declining reserves. Moreover, strategic alliances with international operators will also be further sought as more expertise and funding are needed to explore and develop our potential assets.

Seeking opportunities to acquire oil and gas assets in international market will be conducted through participations in various overseas bidding processes. The efforts are not limited to the acquisition of assets but also to gain expertise as the operator in international oil and gas assets.

Pada awal tahun 2006, Perseroan berhasil memenangkan kontrak dari Petroleum Development Oman LLC (PDO) pada bulan Januari 2006, dimana MedcoEnergi dipercaya menjadi Operator pada Lapangan Karim di Oman. Dalam mengoperasikan lapangan ini, Perseroan bekerjasama melalui Perjanjian Kerja Sama Usaha (JVA) dengan Kuwait Energy, sebuah perusahaan swasta dari Kuwait, dan Petrovest, sebuah perusahaan dari Dubai yang mendirikan perusahaan lokal Oman yang bernama Medco LLC dan bekerjasama dengan Omani Oil Company (OOC), sebuah perusahaan milik Pemerintah Oman.

Perseroan memiliki 75% kepemilikan atas JVA sementara 25% sisanya dipegang oleh OOC. Selanjutnya, Perseroan menandatangani Perjanjian Jasa Lapangan Karim (Perjanjian Jasa) di bulan Maret 2006, yang berjangka waktu selama 10 tahun dan dapat diperpanjang sampai dengan 18 Februari 2006. Perseroan dan mitranya, kecuali OOC, berkewajiban membayar Bonus Penandatanganan sebesar US$ 30 juta kepada PDO, dimana 50% dari jumlah tersebut harus dibayar pada tahun pertama, 25% pada tahun kedua dan 25% sisanya di tahun ketiga. Meskipun demikian, Perseroan tidak berhak untuk mencatatkan cadangan dan produksi dari lapangan-lapangan ini. Namun sebagai imbalannya, Perseroan dan mitranya berhak atas pengembalian 100% beban operasi yang dibayarkan sebesar 30% setiap tahun dan atas skema Bagi Hasil dimana Perseroan dan mitranya berhak menerima sebagian dari total Pendapatan Efektif dari Lapangan Karim.

Selanjutnya, pada bulan Maret 2006, Perseroan juga telah mengakuisisi 15% partisipasi pada blok Bangkanai melalui pembelian 100% saham Bangkanai Petroleum (L) Berhad seharga US$ 3,75 juta. Blok Bangkanai terletak di wilayah dekat perbatasan provinsi Kalimantan Tengah dan Kalimantan Timur, 200 km dari Samarinda, dengan luas wilayah sebesar 6.976 km persegi. Jenis kontrak untuk blok ini adalah Kontrak Bagi Hasil (PSC) yang ditandatangani pada 30 Desember 2003 oleh Elnusa Bangkanai energy. Sebelumnya, blok Bangkanai dioperasikan oleh kontraktor migas asing, yang menemukan lapangan gas Kerendan. Rencana Pengembangan (POD) untuk lapangan ini telah diajukan kepada Direktorat Jendral Migas dan Menteri Pertambangan dan Energi untuk medapatkan persetujuan. Manajemen berkeyakinan bahwa dengan akuisisi ini, akan tercipta sinergi yang kokoh diantara daerah-daerah operasi Perseroan di Kalimantan Timur dan akan meningkatkan cadangan migas Perseroan dalam waktu dekat.

Perseroan akan melanjutkan usahanya untuk memasarkan cadangan gas yang ada. Negosiasi dan studi lanjutan atas proyek-proyek yang sedang berjalan akan dilakukan untuk mempercepat pelaksanaan program pengembangannya.

MedcoEnergi percaya bahwa kegiatan pengembangan Korporat akan memberikan nilai tambah bagi pemegang saham dan mendukung upaya pencapaian visi Perseroan untuk menjadi **Perusahaan Energi Pilihan**.

In early 2006 the Company has been awarded a contract to operate, manage and supervise Karim Fields in Oman by Petroleum Development Oman L.L.C (PDO). To operate the fields, the Company and its partners, Kuwait Energy (Kuwait Energy) – a Kuwaiti private investment company, Vision – an Omani local company, and Petrovest – a Dubai company, established an Omani local company called Medco LLC, and cooperates with Oman Oil Company (OOC) – an oil and gas exploration and production company owned by the Sultanate of Oman, through a Joint Venture Agreement (JVA).

The Company and its partners hold 75% interests in the JVA, while the remaining 25% interests are held by OOC. The Karim Fields Service Agreement was signed (Service Agreement) in March 2006, and give the Joint Venture rights to operate the fields for 10 years extendable which is effective in February 18, 2006. The Company and its partners, except OOC, shall pay a Signature Bonus in the amount of USD 30 million to PDO, of which 50% is due in the first year, 25% due in the second year and the remaining 25% due in the third year. However, the Company is not entitled to record the reserves and the production from these fields. But in return, the Company and its partners are entitled to 100% cost recovery out of a maximum 30% of gross revenues and a Profit Sharing scheme whereby the Company and its partners will receive a certain percentage of the total Effective Revenue of Karim Fields.

Furthermore, in March 2006 the Company acquired 15% participating interests at Bangkanai block through the purchase of 100% shares Bangkanai Petroleum (L) Berhad to the amount of USD 3.75 million. Bangkanai block is located onshore along the boundary of the Central and East Kalimantan provinces, 200 km from Samarinda with total area of 6,976 square km. The type of contract is Production Sharing Contract (PSC) which was signed on December 30, 2003 by Elnusa Bangkanai Energy, which is also the operator of the block. Bangkanai block used to be operated by a foreign oil and gas contractor company, which discovered a gas field, named Kerendan field. The Plan of Development (POD) for this field has been proposed to the Indonesian Directorate General of Oil and Gas and Indonesian Ministry of Mining and Energy and is currently under evaluation for approval. The Management is confident that this acquisition will create a good synergy among the Company's working areas in East Kalimantan and is expected to increase the Company's oil and gas reserves and production in the near future.

The Company will also continue to monetize uncommitted gas by creating the markets. Negotiation and further studies for the current projects will be conducted with the objective of accelerating the development process.

MedcoEnergi believes all the corporate growth efforts will enhance the Company's shareholders value and at the same time enable the Company to achieve its vision to become **The Energy Company Of Choice**.

Layanan Bisnis Korporat

Corporate Business Shared Services

In line with the implementation of Corporate Model (C-Model) Organization, MedcoEnergi has consolidated its corporate support functions into a Corporate Business Shared Services Group that is mainly responsible to oversee the functions of Human Resource Management, Information Technology, Supply Chain Management and General Services. The following section discusses programs and achievements of these functions throughout the year.

Sejalan dengan implementasi Organisasi Model Korporat (C-Model), MedcoEnergi telah melakukan konsolidasi atas fungsi pendukung korporasi kedalam Grup Layanan Bisnis Terpadu Korporat, yang meliputi fungsi Manajemen Sumber Daya Manusia, Teknologi Informasi, jasa Logistik dan Jasa Umum. Berikut ini disajikan laporan mengenai berbagai program dan pencapaian dari fungsi-fungsi tersebut sepanjang tahun.

Pertumbuhan usaha yang dicapai Perseroan tidak lepas dari dukungan yang diberikan oleh Layanan Bisnis Korporat.

The Company's growth achievements were attributed to the solid support provided by the Business Shared Services.

SUMBER DAYA MANUSIA

MedcoEnergi terus berupaya untuk meningkatkan kualitas manajemen sumber daya manusia yang diterapkan. Kegiatan yang dilakukan di tahun 2005 difokuskan pada pengembangan kerja sama dan iklim kerja yang produktif, serta penyempurnaan sistim dan prosedur di bidang manajemen SDM.

Dalam rangka pengembangan lingkungan kerja yang produktif berlandaskan kerja Sama yang erat, Grup Manajemen SDM melakukan program sosialisasi Budaya dan Nilai Perusahaan bagi para manajer dan staf di kantor pusat dan di berbagai anak perusahaan. Di samping itu, Perseroan juga menyelenggarakan program pelatihan rutin guna meningkatkan secara terus menerus kemampuan managerial dan keahlian teknis seluruh karyawan. Hal ini penting untuk mendukung pertumbuhan operasi Perseroan.

Kegiatan penting lainnya di tahun 2005 adalah penyempurnaan kebijakan dan prosedur di bidang manajemen SDM. Hal ini dilakukan antara lain melalui penerapan Sistem Manajemen Kinerja (PMS) yang dapat membangun keterkaitan erat antara kinerja organisasi dengan kinerja pada tingkat unit kerja dan individual. Siklus PMS di mulai di

HUMAN RESOURCES MANAGEMENT

MedcoEnergi is working relentlessly to ensure continuous improvements in human resource management. Activities carried out in 2005 were focused on fostering productive and collaborative working climate and improving HR management systems and processes.

In the effort to foster productive and collaborative working environment, the HR Management Group conducted socialization programs on Corporate Culture and Values for management and staff of the corporate office and operating companies. In addition, the Group has also conducted regular training programs to continually enhance managerial skills and technical expertise of all employees. This is critical to support the Company's growing operations.

Another key activities conducted by the HR Management Group in 2005 is continuous improvements in HR management policies and processes. Highlights in this area include the implementation of an integrated Performance Management System (PMS) that links organizational to departmental and individual performances. The PMS cycle started at the beginning of the year with activities to communicate corporate strategy and objectives for the year and their implications at the subsidiary and

awal tahun dengan penjelasan strategi dan sasaran Perusahaan dan implikasinya bagi anak-anak perusahaan dan unit-unit kerja. Selanjutnya, Rencana Kinerja disusun berdasarkan strategi dan sasaran tersebut, yang mencakup faktor-faktor yang dituangkan dalam *Key Performance Indicators* (KPI). Pada akhir tahun, dilakukan Evaluasi Kinerja pada tingkat individu hingga korporat, berdasarkan Rencana Kinerja yang telah ditetapkan. Akhirnya, penghargaan dan kompensasi serta rencana pengembangan karir ditetapkan berdasarkan hasil evaluasi kinerja yang telah dilakukan. PMS ini telah diterapkan baik di tingkat kantor pusat maupun di tingkat anak perusahaan.

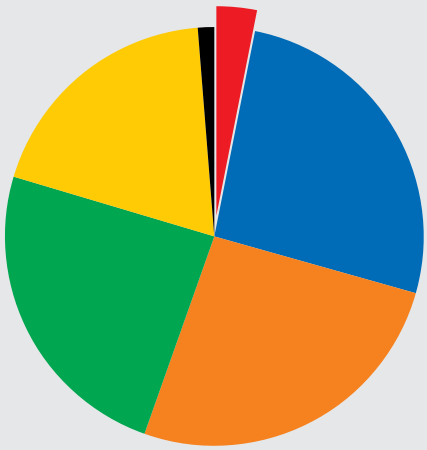
Sampai dengan akhir 2005, MedcoEnergi mempekerjakan 2.373 karyawan di kantor pusat, anak perusahaan dan daerah operasi di Indonesia dan mancanegara. Tabel berikut ini menampilkan profil karyawan Perseroan berdasarkan tingkat manajemen dan usia.

departmental levels. A Performance Plan was then formulated based on the strategy and objectives, encompassing the areas determined in the Key Performance Indicators (KPI). At the end of the year, Performance Evaluations based on the Performance Plans were conducted from the individual employee level all the way up to the corporate level. Finally, reward and compensation, as well as career development plans were formulated based on the results of the performance evaluations. The implementation of this PMS has been conducted both for the levels of corporate office and operating companies.

As of yearend 2005, MedcoEnergi employed a total of 2,373 employees in the corporate office, subsidiary companies and operational sites in Indonesia and abroad. The following tables present the Company's employment profile based on management levels and age group.

Berdasarkan Tingkat Manajemen dan Usia
By Management Level and Age

	Jumlah / Total
1. Direksi Board of Directors	22
2. Wakil Presiden/Manajer Senior Vice President/General Manager	37
3. Manajer Manager	90
4. Kepala Bagian/Penyelia/Officer/Kepala Seksi Superitendent/Dept. Head/Supervisor/ Officer/Section Head	234
5. Sekretaris Secretary	25
6. Staf Staff	727
7. Non-Staf Non-Staff	767
8. Pegawai Asing Expatriate	26
10. Kontrak Langsung (semua level) Direct Contract (all level)	445



20 – 24 tahun/years
25 – 29 tahun/years
30 – 39 tahun/years
40 – 49 tahun/years
50 – 54 tahun/years
54 – .... tahun/years

TEKNOLOGI INFORMASI

MedcoEnergi yakin bahwa dengan dukungan teknologi informasi (TI) yang tepat dan handal, Perseroan akan dapat meningkatkan kualitas dan kehandalan data dan informasi, yang merupakan faktor penting bagi proses pengambilan keputusan strategis. Dengan meningkatnya kualitas kebijakan strategis yang diambil, Perseroan akan dapat meningkatkan posisi kompetitif di semua lini bisnis. Di tahun 2005 Grup Teknologi Informasi memfokuskan kegiatannya dalam menyelaraskan infrastruktur sistim bisnisnya melalui penerapan SAP sebagai Enterprises Resource System (ERP) di MedcoEnergi dan anak-anak perusahaannya.

INFORMATION TECHNOLOGY

MedcoEnergi beliefs that through the support of appropriate and reliable information technology (IT), the Company will be able to enhance the quality and integrity of data and information critical in supporting strategic decision making processes. As the Company improves the quality of its strategic decisions, it expects to improve competitive positioning in all of the business areas. In 2005, the Information Technology Group focused its activities on adjustment of business system infrastructure by implementing SAP as its designated Enterprise Resource System (ERP) for MedcoEnergi and all of its subsidiaries.

Infrastruktur Sistim Bisnis

Untuk mendukung transformasi organisasi di tingkat korporat (C-model) dan di tingkat unit bisnis (organisasi berbasis aset), Perseroan telah menjalankan program penyelarasan infrastruktur sistim bisnis. Salah satu inisiatif pada program ini adalah rekonfigurasi sistim berbasis SAP, yang di mulai pada tahun 2005. Sistem yang telah direkonfigurasi telah dapat digunakan pada Januari 2006. Selanjutnya, Perseroan juga telah menyusun pedoman Rancang Bangun Global MedcoEnergi yang akan berperan penting dalam implementasi sistim berbasis SAP di semua unit bisnis yang ada, baik di dalam negeri maupun di mancanegara.

MANAJEMEN RANTAI SUPLAI

Dalam rangka melaksanakan pengelolaan yang efektif atas operasi migas terintegrasi yang dijalankannya, MedcoEnergi telah melakukan revitalisasi atas manajemen rantai suplai (SCM) guna membangun sinergi yang lebih kokoh dan meningkatkan efisiensi. Salah satu elemen terpenting dari SCM adalah sistim manajemen pengadaan yang menyeluruh, meliputi proses yang transparan dan tata kewenangan yang akuntabel. Dengan demikian, Perseroan dapat membeli barang dan jasa pendukung operasi secara kompetitif dengan tetap menerapkan standar kualitas yang ketat dan memastikan ketersediaan secara tepat waktu. Di masa mendatang, Perseroan berencana untuk memanfaatkan lebih jauh infrastruktur SCM yang dimiliki guna mendukung unit-unit bisnis di luar operasi migas.

Business System Infrastructure

To support the organizational transformation at the corporate level (C-Model) and the business unit level (asset based organization), the Company has implemented realignment program for its business systems infrastructure. One of the key initiatives in this program was the reconfiguration of the SAP-based business system, initiated in 2005. The enhanced system started to go "live" in January 2006. Furthermore, a MedcoEnergi Global Design template has also been established to ensure that all of the Company's energy-related businesses, domestic as well as international, will be able to benefit from the advanced SAP-based system.

SUPPLY CHAIN MANAGEMENT

In order to effectively manage the Company's integrated oil and gas operation, MedcoEnergi has revitalized its supply chain management (SCM) to achieve greater synergy and enhanced efficiency. An important area of this SCM is the comprehensive procurement management system that incorporates transparent processes and accountable authorities. Thus, enabling the Company to purchase mission-critical materials and services competitively while maintaining rigorous quality standards and on-time availability. Looking ahead, the Company intends to further leverage its SCM to serve business units beyond oil and gas operations.

Laporan Operasional

Operation Report

Taking advantage of the surging global demand for energy, MedcoEnergi constantly pursues operational excellence in all of the Company's businesses. The objective is to continually improve operational performance that are supported by discipline implementation of quality and safety, health and environment (SHE) management.

Dengan memanfaatkan meningkatnya permintaan dunia akan energi, MedcoEnergi terus membangun keunggulan operasional di semua lini bisnisnya. Tujuannya adalah untuk mencapai peningkatan kinerja yang berkesinambungan, didukung oleh penerapan manajemen mutu dan lingkungan, kesehatan dan keselamatan kerja (LK3) secara disiplin.

Minyak dan Gas

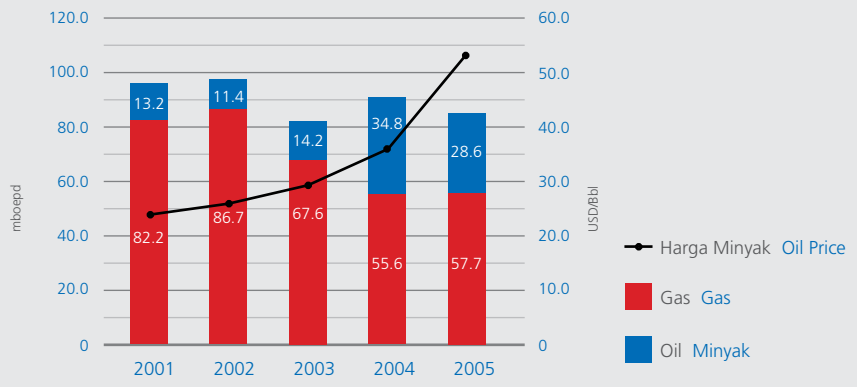
Oil and Gas

Oil and gas is the focus of MedcoEnergi's core business. To ensure sustainability of its oil and gas business, MedcoEnergi is committed to replace and add to its oil and gas reserves to increase production. The strategies to achieve this include (1) to replace and add reserves through value acquisitions and low risk exploration; (2) to replace and increase production through low cost development of reserves; (3) creation of strategic alliances with international operators to address higher risk-reward opportunities; and (4) development of markets for uncommitted gas. In implementing these strategies, coordination between the oil and gas business units and Corporate Growth Group at the head office ensure systematic analysis and pursuit of risk assessed added value projects.

Minyak dan gas (migas) merupakan fokus dari bisnis inti MedcoEnergi. Untuk menjaga kelangsungan bisnis migas, MedcoEnergi senantiasa berupaya memperbarui dan menggantikan cadangan untuk meningkatkan produksi. Untuk itu, strategi yang dilancarkan adalah dengan: (1) mengganti dan menambah cadangan melalui akuisisi dan eksplorasi berisiko rendah; (2) mengganti dan menambah produksi dengan cara memproduksi cadangan-cadangan yang dapat dikembangkan secara efisien; (3) menciptakan aliansi strategis dengan operator internasional untuk menangkap peluang pengembangan yang berisiko lebih tinggi namun menyimpan potensi keuntungan yang tinggi pula; dan (4) pengembangan pemasaran gas Perseroan. Dalam menerapkan strategi ini, dibangun koordinasi yang erat antara unit-unit bisnis migas dengan Grup Pengembangan Perusahaan di kantor pusat sehingga dapat dilakukan analisa yang sistematis dan pengendalian risiko agar mendapatkan proyek yang berpotensi memberikan nilai tambah lebih tinggi bagi Perseroan.

Ikhtisar Produksi Minyak and Gas

Oil and Gas Production Highlights



Sepanjang tahun, MedcoEnergi berkesempatan untuk meningkatkan kegiatan eksplorasi dan produksi serta melakukan optimalisasi produksi, seiring dengan tingkat harga yang membaik.

Throughout the year, MedcoEnergi was able to increase exploration and production activities and optimize production capacity, in line with the revised price metrics.

IKHTISAR 2005

Pada tahun 2005, seiring dengan meningkatnya permintaan energi dan melambungnya harga minyak dunia, Perseroan berkesempatan untuk memperbesar anggaran bagi eksplorasi dan pengembangan, sekaligus juga untuk mengoptimalkan kegiatan produksi seiring dengan tingkat harga yang membaik. Dengan adanya aliansi strategis dengan Anadarko untuk melakukan eksplorasi di beberapa ladang milik Perseroan menyebabkan MedcoEnergi dapat berbagi risiko kegiatan eksplorasi yang tinggi, sehingga dapat meningkatkan kegiatan eksplorasi tanpa penambahan biaya guna meningkatkan produksi. Pada saat yang sama, MedcoEnergi tetap pada komitmennya untuk meningkatkan kompetensi karyawan, serta menyempurnakan sistem dan organisasi.

KEUNGGULAN KOMPETITIF

MedcoEnergi adalah perusahaan migas terkemuka di Indonesia yang sahamnya telah dimiliki oleh publik, dengan pengalaman lebih dari 13 tahun di bidang migas. MedcoEnergi memiliki spesialisasi untuk mengoperasikan lapangan yang telah berumur dengan biaya rendah. Hal ini ditunjukkan melalui kemampuannya dalam mengoperasikan lapangan-lapangan yang telah berusia lebih dari 100 tahun. Di samping itu, MedcoEnergi juga telah berhasil menemukan dan menambah

2005 HIGHLIGHTS

In year 2005, the surge in energy demand and continuing upward trend of crude oil prices were big incentives for MedcoEnergi to increase its exploration and development budget, as well as optimize its production activities in line with the revised price metrics. The strategic alliance with Anadarko to perform exploration on certain existing Indonesian oil and gas assets enabled MedcoEnergi to outsource its high risk exploration and increase its exploration activity at no additional cost with a view to increase production. At the same time, MedcoEnergi maintained its commitment to enhance its personnel skills, systems and organization.

COMPETITIVE ADVANTAGE

MedcoEnergi is the leading publicly listed Indonesian oil and gas company, with 13 years of historical growth in oil and gas exploration and production. It has specialized expertise in developing and nurturing production from mature fields at the lowest cost. This has been amply demonstrated by MedcoEnergi's success in maintaining sustainability of oil and gas production from fields more than 100 years old. Additionally MedcoEnergi has had success from discoveries and reserve additions in mature areas. With its expertise, MedcoEnergi managed to gain the

Ikhtisar Kenerja 2005 **2005 Performance Highlights**

	2005	2004	% change
Penjualan Minyak dan Gas Bersih (juta Dollar)			
Net Oil and Gas Sales (million USD)	432.4	367.4	17.7%
Bagian atas Laba dari Kerja Sama Operasi (juta Dollar)			
Share of Profits of Joint Ventures (million USD)	19.8	19.7	0.5%
Total Produksi Minyak (mmbo)			
Total Oil Production (mmbo)	21.0	20.3	3.5%
Total Produksi Gas (bcf)			
Total Gas Production (bcf)	61.0	74.4	- 18.0%
Cadangan Minyak dan Gas Terbukti (mmboe)			
Proved Oil and Gas Reserves (mmboe)	366	159	130.2%
Produksi LPG (ton)			
LPG Production (tons)	36,054	27,269*	78.3%

* Produksi selama 8 bulan 8 months production

cadangannya pada sumur-sumur tua tersebut. Dengan keahlian ini, MedcoEnergi mampu meraih kepercayaan dari pemerintah asing seperti Libya dan Oman dengan memenangkan beberapa kontrak.

DISTRIBUSI ASSET

Di tahun 2005, MedcoEnergi berhasil mengakuisisi 2 aset migas pada tahun 2005, yaitu Blok Sembakung di Kalimantan Timur, Indonesia dan Blok 47 di Libya, serta melakukan divestasi atas beberapa aset yang tidak produktif di Pakistan, Oman dan Uni Emirat Arab dan sebuah aset di Amerika Serikat (AS). Dengan demikian, pada akhir tahun 2005 MedcoEnergi memegang hak atas 17 wilayah kerja di Indonesia, 3 aset di Amerika dan 1 aset di Libya. Sebanyak 4 dari 17 aset yang berlokasi di Indonesia dioperasikan oleh perusahaan internasional yaitu, Petrochina International Java (Petrochina), sedangkan aset lainnya dikelola oleh Lapindo Brantas Limited (Lapindo Brantas) dan Star Energy Petroleum Company (Star Energy), dan Maraja BV (Maraja). Sementara itu aset di Libya dikelola oleh mitra Perseroan yaitu Verenex Energy Inc. (Verenex) dari Kanada.

Kontrak-kontrak untuk aset-aset migas MedcoEnergi di Indonesia dipegang oleh anak-anak perusahaan, namun dikendalikan oleh PT Medco E&P Indonesia (Medco E&P Indonesia). Sementara itu, kontrak-kontrak untuk aset-aset migas di Amerika Serikat (AS) dikelola oleh Novus US LLC (yang kini berganti nama menjadi Medco Energi US LLC), sedangkan untuk kontrak di Libya ditangani oleh Medco International Ventures Limited (MIV). Seluruh aset Perseroan di luar negeri dikelola di bawah supervisi dari Divisi Operasi Internasional pada Grup Pengembangan Perusahaan Medco Energi.

PRODUKSI DAN PENJUALAN

MedcoEnergi saat ini menguasai sebelas (11) aset yang berproduksi di Indonesia dan tiga (3) lainnya di AS. Pada tahun 2005, produksi migas dari seluruh aset-aset tersebut adalah 21,0 mmbo dan 61,0 bcf atau

confidence of other authorities in countries, such as Libya and Oman through the award of contracts.

DISTRIBUTION OF ASSETS

The successful acquisition of two (2) new potential oil and gas assets in 2005, one (1) in Sembakung block in East Kalimantan, Indonesia, and one (1) overseas, in Area 47, Libya, and the divestment of non-performing, low potential assets in Pakistan, Oman and United Arab Emirates and an asset in United States of America (USA) has resulted in MedcoEnergi holding seventeen (17) assets in Indonesia, three (3) assets in United States (US) and one (1) asset in Libya as of the end of year 2005. Four (4) out of the 17 assets in Indonesia are operated by international oil and gas companies, namely Petrochina International Java (Petrochina), and other entities, namely Lapindo Brantas Limited (Lapindo Brantas), Star Energy Petroleum Company (Star Energy), and Maraja BV (Maraja). Meanwhile, the asset in Libya is operated by the Company's partner, Verenex Energy Inc. (Verenex) of Canada.

The contracts of MedcoEnergi's oil and gas assets in Indonesia are held by separate subsidiaries but they are operated and supervised through one company, namely PT Medco E&P Indonesia (Medco E&P Indonesia). The contracts for oil and gas assets in US are held by Novus US LLC (which currently has been renamed as Medco Energi US LLC), and Libya's contract is held by Medco International Ventures Limited (MIV). All the overseas assets are supervised directly by the International Operation Division in the Corporate Growth Group of MedcoEnergi.

PRODUCTION AND SALES

MedcoEnergi holds eleven (11) producing asset contracts in Indonesia and another three (3) in US. In 2005, total oil and gas production from the whole producing assets were 21.0 mmbo and 61.0 bcf or equivalent to average daily production of 57,660 bopd and 167.18 mmcfd. These

Wilayah Kerja MedcoEnergi per 31 Desember 2005 | **MedcoEnergi Working Areas as of December 31, 2005**

No.	Blok Block	Lokasi Location	Jenis Kontrak Types of Contract	Porsi Kepemilikan Effective Interest	Luas Wilayah Kontrak Acreage (km2)	Tahun Berakhirnya Kontrak Contract Expiry	Pemegang Kontrak Contract Holder	Operator Operator	Status Status
SUMATRA									
1	Langsa	NAD	TAC	35%	77.00	2017	Medco Moeco Langsa Ltd	Medco Moeco Langsa Ltd	Production
2	Kampar/S.S. Extension	Central and South Sumatra	PSC	100%	4,470.00	2013	PT Medco E&P Indonesia	PT Medco E&P Indonesia	Production
3	Rimau	South Sumatra	PSC	95%	1,577.00	2023	PT Medco E&P Rimau	PT Medco E&P Rimau	Production
4	Lematang	South Sumatra	PSC	74%	228.00	2017	PT Medco E&P Lematang	PT Medco E&P Lematang	Production
5	Merangin-I	South Sumatra	PSC	41%	3,226.00	2033	PT Medco E&P Merangin	PT Medco E&P Merangin	Exploration
JAWA TIMUR / EAST JAVA									
6	Tuban	East Java	PSC JOB	25%	1,478.00	2018	PT Medco E&P Tuban	PetroChina Intl. Java	Production
7	Brantas	East Java	PSC	32%	3,050.00	2020	PT Medco E&P Brantas	Lapindo Brantas	Production
8	Madura	East Java	PSC JOB	33%	2,729.00	2027	Medco Madura Pty Ltd	Medco Madura Pty Ltd	Exploration
NATUNA									
9	Kakap	Natuna	PSC	13.50% 2.50%	2,010.00	2028	Novus UK (Kakap) Limited Novus Peteroleum Canada (Kakap) Limited	Star Energy	Production Production
KALIMANTAN TIMUR / EAST KALIMANTAN									
10	Sanga-Sanga/ Samboja/Tarakan	East Kalimantan	TAC	100%	136.00	2008	PT Medco E&P Kalimantan	PT Medco E&P Kalimantan	Production
11	Tarakan	East Kalimantan	PSC	100%	180.00	2022	PT Medco E&P Tarakan	PT Medco E&P Tarakan	Production
12	Simenggaris	East Kalimantan	PSC JOB	38%	1,367.00	2028	Medco Simenggaris Pty Ltd	Medco Simenggaris Pty Ltd	Exploration
13	Bengara	East Kalimantan	PSC	95%	3,644.00	2029	Petroner Bengara Energi	Petroner Bengara Energi	Exploration
14	Nunukan	East Kalimantan	PSC	100%	4,917.00	2034	PT Medco E&P Nunukan	PT Medco E&P Nunukan	Exploration
15	Sembakung	East Kalimantan	TAC	100%	23.37	2013	Medco Far East Ltd		Production
SULAWESI									
16	Senoro-Toili	Central Sulawesi	PSC JOB	50%	475.00	2027	PT Medco E&P Tomori Sulawesi	JOB Pertamina-Medco Tomori	Production
PAPUA									
17	Yapen	Papua	PSC	15%	9,500.00	2029	PT Medco E&P Yapen	Maraja	Exploration
AMERIKA SERIKAT / UNITED STATES									
18.a.	Sorrento Dome -NUL 14	US	Lease	63.17%	23.00		Novus Lousiana LLC (Medco Energi US LLC)	Novus Lousiana LLC	Production
18.b.	Sorrento Dome -NUL 11	US	Lease	100.00%					Production
18.c.	Sorrento Dome -NUL 13	US	Lease	100.00%					Production
19	East Cameron 317/318	US	Lease	50%	23.00				Production
20	Main Pass 64/65	US	Lease	79.38%	23.00				Production
LIBYA									
21	Area 47	Libya	PSC	50%	6,182.00	2030	Medco International Ventures Limited	Verenex Energy Inc.	Exploration

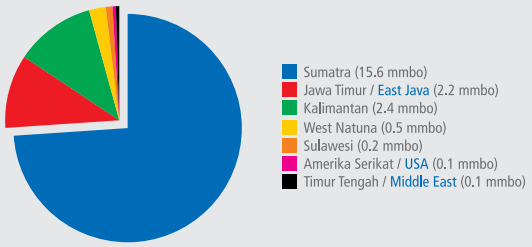
setara dengan produksi harian sebesar of 57.660 bopd dan 167,18 mmcfd. Angka-angka ini merefleksikan peningkatan sebesar 3,8% dibandingkan dengan 20,33 mmbo atau setara dengan produksi harian sebesar 55.560 bopd pada tahun 2004. Sementara itu, produksi gas menurun 8,5% dibandingkan dengan 74,4 bcf atau setara dengan produksi gas harian sebesar 203.35 mmcfd pada tahun 2004.

Sepanjang tahun 2005, Aset-aset MedcoEnergi di Indonesia memproduksi 20,9 mmbo minyak dan menjual 56,5 bcf gas. Sebanyak 18,2 mmbo dari total produksi minyak dan 45,2 bcf dari total produksi gas dihasilkan dari Langsa, Kampar/SSE, Rimau, Lematang, TAC Kalimantan, KPS Tarakan, Tiaka dan Sembakung, sementara sisanya sebesar 2,7 mmbo dan 11,3 bcf gas dihasilkan dari lapangan-lapangan yang tidak dioperasikan Perseroan, termasuk Tuban, Brantas, dan Kakap. Tingkat produksi minyak tersebut turun 5,02%, sedangkan untuk gas turun 12% dibandingkan dengan angka tahun lalu yaitu 19,9 mmbo minyak dan 64,2 bcf gas. Harga rata-rata realisasi penjualan minyak naik 45,4% menjadi US$ 53,68/barrel dari US$ 36,93/barrel pada tahun 2004.

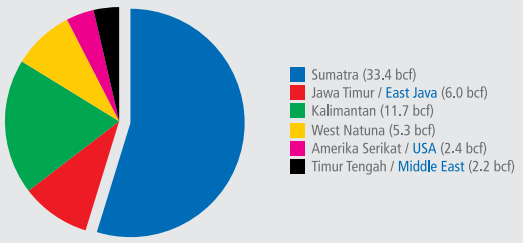
numbers reflected the increase in oil production by 3.8% compared to 20.33 mmbo or the average daily production of 55.560 bopd in 2004. Meanwhile, the gas production decreased by 8.5% compared to 74.4 bcf or the average daily gas production of 203,35 mmcfd in 2004.

Throughout 2005, MedcoEnergi's Indonesian operated producing assets produced a total of 20.9 mmbo of oil and sold 56.5 bcf of gas. As much as 18.2 mmbo of the total oil production and 45.2 bcf of the total gas sales were produced from Langsa, Kampar/SSE, Rimau, Lematang, Kalimantan TAC, Tarakan PSC, Tiaka and Sembakung, while the remaining 2.7 mmbo of the total oil and 11.3 bcf of the total gas sales generated from the non operated areas like Tuban, Brantas, and Kakap. This production level represents 5,02% increase for oil and 12% decrease for gas, from last year's production of 19.91 mmbo of oil and 64.2 bcf of gas. The average realized price of oil increased by 45.4% to USD 53.68/barrel from USD 36.93/barrel in 2004.

Distribusi Produksi Minyak per Area Geometrik (mmbo)
Distribution of Oil Production per Geographic Area (mmbo)



Distribusi Penjualan Gas per Area Geometrik (bcf)
Distribution of Gas Sales per Geographic Area (bcf)



Peningkatan produksi minyak dari aset-aset yang dioperasikan di Indonesia menggambarkan keberhasilan MedcoEnergi untuk memperlambat laju penurunan produksi di Lapangan Rimau melalui program *fracturing*, pemboran pengembangan dan pengembangan *Telisa sand*. Produksi minyak tambahan diperoleh dari wilayah kerja yang baru saja diakuisisi oleh MedcoEnergi yaitu Blok Sembakung dan juga dari produksi awal lapangan Tiaka, yang merupakan lapangan minyak pertama di Sulawesi.

Sementara itu, aset-aset MedcoEnergi di AS mampu memproduksi 0,1 mmbo minyak dan 2,4 bcf gas. Angka tersebut mencerminkan kenaikan sebesar 17,3% untuk minyak dan 56% penurunan untuk gas, dibandingkan angka tahun lalu yaitu 0,09 mmbo minyak dan 5,4 bcf gas. Penurunan ini diakibatkan oleh badai Katrina dan Rita yang melanda Teluk Meksiko dan wilayah pantai di negara bagian Louisiana dan Texas. Badai tersebut hanya mengakibatkan kerusakan kecil pada platform lepas pantai Perseroan, namun menghancurkan jaringan pipa migas di daerah tersebut, sehingga MedcoEnergi tidak dapat menyerahkan hasil produksi sebagaimana mestinya. Produksi dari blok Main Pass terhenti dari tanggal 27 Agustus sampai 4 November 2005 (68 hari), sedangkan produksi dari East Cameron terhenti dari tanggal 21 September sampai 16 Desember 2005 (85 hari).

Untuk tahun 2006, Perseroan akan melanjutkan program peningkatan produksi minyak guna mengurangi laju penurunan produksi di berbagai wilayah produksi di Indonesia. Program stimulasi, pemboran pengembangan dan pengembangan *Telisa sand* di blok Rimau akan dilanjutkan pelaksanaannya. Tidak kurang dari 111 program *development drilling* akan dilaksanakan, termasuk 67 di blok Rimau dan 16 di blok Kampar/South Sumatra Extension (SSE).

Tren penjualan gas menunjukkan tanda-tanda yang menggembirakan dengan dirubahnya 2 Perjanjian Induk (HOA) untuk memasok gas dari Blok Sumatra Tengah dan Selatan menjadi Perjanjian Jual Beli Gas di awal 2006. Perubahan ini diharapkan akan meningkatkan penjualan gas pada tahun 2006.

Di AS, semua kerusakan yang bekenaan dengan sistim produksi telah diperbaiki, sehingga Perseroan berhasil mencapai tingkat produksi pra-bencana pada Desember 2005. Di samping itu, Perseroan juga terus mengupayakan peningkatan volume produksinya dengan akan dilanjutkannya program pengembangan.

The increase in oil production from the Indonesian operated assets reflected the success of MedcoEnergi in arresting the declining of Rimau's oil production due to the application of fracturing programs, development drilling, and development of Telisa sand. Additional oil production came from the newly acquired producing area, Sembakung block, as well as the initial production of Tiaka field, the first oil production from Sulawesi.

Meanwhile, MedcoEnergi's US producing areas produced a total of 0.1 mmbo of oil and 2.4 bcf of gas. This represents 17.3% increase for oil and 56% decrease for gas, respectively, from last year's production of 0.09 mmbo of oil and 5.4 bcf of gas. The decrease was due to Hurricanes Katrina and Rita which struck the Gulf of Mexico and the Louisiana and Texas coastal areas. The hurricanes caused only minor damage to the Company's offshore platforms, but caused extensive damage to the regional pipeline infrastructure. As a result MedcoEnergi was unable to deliver its oil and gas production from its producing facilities as expected. Production from the Company's Main Pass property was shut in from August 27 until November 4, 2005 (68 days). Production from the East Cameron property was shut in from September 21 until December 16, 2005 (85 days).

Throughout 2006, the Company will continue to implement the oil production enhancement programs to reduce the declining rate in the Indonesian producing areas. A stimulation program, development drilling and development of Telisa sand in Rimau block will be continued. As much as 111 development drilling will be performed, including 67 in Rimau block, 16 in Kampar/South Sumatra Extension (SSE) block.

The trend in gas sales shows encouraging development, as two (2) Head of Agreements (HOA) for the gas supply from Kampar/SSE block have been able to be converted into Gas Sales Agreements in early 2006 and expected will increase the gas sales by the end of year 2006.

In the US, all major damage to systems affecting the Company's production has been repaired, enabling the Company to achieve its pre hurricane production level by late December 2005. The Company will continue to increase production as further development continues.

Produksi Minyak dan Gas | **Oil and Gas Production**

BLOK BLOCK	2005 OIL MMBO	2005 GAS BCF	2005 TOTAL MMBOE	2004 OIL MMBO	2004 GAS BCF	2004 TOTAL MMBOE
SUMATRA						
Langsa	0.5	-	0.5	0.1	-	0.1
Kampar/S.S. Extension	3.3	25.7	7.7	3.6	21.4	7.3
Rimau	11.8	7.3	13.0	12.8	11.4	14.7
Lematang	-	0.4	0.07	-	0.8	0.14
Total	**15.6**	**33.4**	**21.3**	**16.5**	**33.6**	**22.2**
JAWA TIMUR EAST JAVA						
Tuban	0.6	-	0.6	0.6	-	0.6
Brantas	1.6	6.0	2.6	-	11.8	2.0
Total	**2.2**	**6.0**	**3.2**	**0.6**	**11.8**	**2.6**
NATUNA						
Kakap	0.5	5.3	1.4	0.7	5.0	1.6
Total	**0.5**	**5.3**	**1.4**	**0.7**	**5.0**	**1.6**
KALIMANTAN TIMUR EAST KALIMANTAN						
Sanga-Sanga/ Samboja/Tarakan	1.8	4.1	2.5	1.9	5.6	2.9
Tarakan	0.6	7.7	1.9	0.2	8.2	1.6
Sembakung	-	-	-	-	-	-
Total	**2.4**	**11.8**	**4.4**	**2.1**	**13.8**	**4.5**
SULAWESI						
Senoro-Toili	0.2	-	0.2	-	-	-
Total Sulawesi	**0.2**	**-**	**0.2**	**-**	**-**	**-**
OMAN						
Bukha	0.1	2.2	0.5	0.3	4.9	1.1
Total	**0.1**	**2.2**	**0.5**	**0.3**	**4.9**	**1.1**
AMERIKA SERIKAT UNITED STATES						
Sorrento Dome, East Cameron, Main Pass	0.1	2.4	0.5	0.1	5.4	1.0
Total US	**0.1**	**2.4**	**0.5**	**0.1**	**5.4**	**1.0**
TOTAL	**21.1**	**61.1**	**31.5**	**20.3**	**74.5**	**33.0**

EKSPLORASI DAN PENGEMBANGAN

Selama tahun 2005, sebanyak 73 sumur pengembangan dan 9 sumur eksplorasi dibor di aset-aset berproduksi di Indonesia (baik yang dioperasikan oleh Perseroan maupun tidak). Pemboran sumur pengembangan yang dilakukan di Kampar/SSE, Rimau, Tarakan telah berhasil menambah jumlah cadangan Perseroan. Sementara itu, Perseroan membor 3 sumur pengembangan di AS.

Di tahun 2005 pula, Perseroan mengakuisisi dan memproses peta seismik atas wilayah seluas 65 km2 secara 3 Dimensi dan seluas 62 km2 secara 2 Dimensi di Tarakan. Berdasarkan hasil pemetaan seismik ini, Perseroan merencanakan untuk membor sumur *wildcat*.

EXPLORATION AND DEVELOPMENT

During the year, a total of 73 developments wells and 9 exploration wells were drilled in the Indonesian producing assets (both the operated and non operated areas). The drilling of development wells in Kampar/SSE, Rimau, Tarakan have successfully added the Company's reserves. Meanwhile, the Company drilled 3 development wells in USA.

In 2005, the Company acquired and processed 65 square kilometers (km2) 3-D and 62 kilometers (km) 2-D Seismic in Tarakan. Based on the seismic results, the Company planned to drill a wildcat well.

Di area eksplorasi di Indonesia, MedcoEnergi telah melakukan pemboran 3 sumur eksplorasi masing-masing 1 di Merangin-1, 1 di Madura dan 1 di Simenggaris.

Pada tahun ini, Perseroan telah menandatangani Perjanjian Kerja Sama Eksplorasi (EJVA) dengan Anadarko Petroleum Company (Anadarko). Berdasarkan EJVA, Anadarko akan berpartisipasi dalam kegiatan eksplorasi Perseroan di dalam dan luar negeri untuk jangka waktu 3 tahun dan akan mengeluarkan biaya minimum sebesar US$ 80 juta. Sebagai imbalannya, MedcoEnergi akan menyerahkan maksimum 40% kepemilikan ekonomis dari hasil penemuan cadangan baru kepada Anadarko. Berdasarkan perhitungan yang telah disetujui bersama oleh MedcoEnergi dan Anadarko, hak-hak tersebut akan dikonversikan menjadi kepemilikan dari masing-masing pihak di wilayah kerja dimana cadangan baru tersebut ditemukan. Sampai dengan akhir 2005, Anadarko telah berpartisipasi dalam eksplorasi di blok Simenggaris melalui pemboran sumur *wildcat* Sesayap B-1.

In the Indonesian exploration assets, the Company drilled a total of 3 exploration wells, 1 in Merangin-1, 1 in Madura and 1 in Simenggaris.

During the year, the Company has signed an Exploration Joint Venture Agreement (EJVA) with Anadarko Petroleum Company (Anadarko). Pursuant to EJVA, Anadarko will participate in the Company's exploration programs for three (3) years with total costs of up to minimum USD 80 million, both in the Indonesian producing and exploration areas. In return, MedcoEnergi will release maximum 40% of its economic interests over the new reserves to Anadarko. Based on the agreed calculation between MedcoEnergi and Anadarko, such economic interests will further be converted into working interest ownerships at the area where the new reserves are discovered. As of the end of year 2005, Anadarko has participated in exploration programs at Simenggaris block by drilling wildcat well Sesayap B-1.

Jumlah Sumur Dibor tahun 2005 dan Akan Dibor tahun 2006

Numbers of Wells Drilled in 2005 and to be Drilled in 2006

Blok Block	Pemboran Pengembangan Development Drillings		Pemboran Eksplorasi Exploration Drillings	
	Realisasi 2005 Actual 2005	Rencana 2006 Plan 2006	Realisasi 2005 Actual 2005	Rencana 2006 Plan 2006
SUMATRA / SUMATRA				
Langsa	–	2	–	–
Kampar/S.S. Extension	12	16	4	4
Rimau	44	67	–	1
Lematang	–	–	–	–
Merangin-I	–	–	1	2
JAWA TIMUR / EAST JAVA				
Tuban	1	4	2	4
Brantas	5	4	3	3
Madura	–	–	1	1
NATUNA				
Kakap	–	4	–	1
KALIMANTAN TIMUR / EAST KALIMANTAN				
Sanga-Sanga/ Samboja/ Tarakan	5	4	–	–
Tarakan	3	2	–	–
Simenggaris	–	–	1	2
Bengara	–	–	–	1
Nunukan	–	–	–	–
Sembakung	–	4	–	–
SULAWESI				
Senoro-Toili (Tiaka)	2	3	–	–
Senoro-Toili (Senoro)	1	1	–	–
PAPUA				
Yapen	–	–	–	–
AMERIKA SERIKAT / UNITED STATES				
Sorrento Dome	–	3	–	–
East Cameron 317/318	–	4	–	–
Main Pass 64/65	3	–	–	–
LIBYA				
Area 47	–	–	–	4
TOTAL	**76**	**118**	**12**	**23**

Kerjasama dengan mitra eksplorasi lainnya juga telah dibentuk pada tahun ini. Dengan bergabungnya Mitsui Oil Exploration and Production Company (MOECO) dan PTT Exploration dan Production Public Company Limited (PTTEP) di Blok Merangin-I, MedcoEnergi kini telah memulai program eksplorasi di blok ini. Pada akhir 2005, pemboran eksplorasi di sumur Gesang-1 telah di mulai.

Di masa mendatang, target Perseroan adalah untuk menambah cadangan baru di Indonesia dan di beberapa lokasi di luar negeri, untuk menggantikan cadangan yang mulai menurun. Perseroan optimis atas kegiatan eksplorasinya. Bergabungnya Anadarko, MOECO, dan PTTEP sebagai mitra eksplorasi MedcoEnergi sangat membantu Perseroan dalam merealisasikan program-program ekplorasinya.

Untuk tahun 2006, Perseroan merencanakan untuk membor 19 sumur eksplorasi dan sumur deliniasi dan 111 sumur pengembangan di Indonesia. Pemboran eksplorasi akan dilakukan blok-blok yang potensial seperti di Merangin-I, Sumatra Selatan, Madura di Jawa Timur, serta Simenggaris dan Bengara di Kalimantan Timur.

Untuk kegiatan eksplorasi di luar negeri, Perseroan saat ini sedang melakukan akuisisi data seismik yang meliputi seismik 3-D seluas 480 km2 dan seismik 2-D sepanjang 1,500 km di Area 47, Libya. Program ini direncanakan akan selesai pada kuartal ketiga 2006. Disamping itu, Perseroan juga akan membor 4 sumur eksplorasi dan penilaian di tahun 2006. Sedangkan di AS, perseroan akan membor 7 sumur pengembangan.

CADANGAN

Pada akhir tahun 2005, cadangan Terbukti (1P) milik MedcoEnergi adalah sekitar 366,4 mmboe dimana 97,7% berada di Indonesia, sementara sisanya sebesar 2,3% berasal dari aset di AS. Sedangkan 32,6% atau 119,5 mmboe dari cadangan 1P adalah berupa minyak dan sisanya sebesar 67,4% atau 246,9 mmboe merupakan cadangan gas. Akuisisi blok Sembakung, keberhasilan pemboran pengembangan di blok Kampar/SSE, Rimau dan Tarakan telah menambah cadangan 1P sebesar 49,1 mmboe.

Perhitungan Cadangan

MedcoEnergi memperbaharui data cadangannya, dengan mempertimbangkan tambahan dari temuan cadangan baru maupun hasil dari perpanjangan kontrak, revisi atas penentuan jumlah tahun sebelumnya dan revisi cadangan dari aset-aset yang diakuisisi tahun sebelumnya. Dalam memperkirakan jumlah cadangan minyak, gas dan kondensat, Perseroan menggunakan prinsip teknik perminyakan yang telah diakui secara umum.

Sejak tahun 2002, MedcoEnergi menggunakan jasa Gaffney, Cline & Associates (GCA) untuk melakukan audit independen atas cadangan hidrokarbon Perseroan untuk lapangan-lapangan migas yang dioperasikan di Indonesia yang berlokasi di Sumatra, Kalimantan and Sulawesi. Asset-aset ini meliputi blok Rimau, blok Kampar/SSE, blok Lematang, blok Langsa, blok Sanga-Sanga, blok Tarakan, blok Sembakung, dan Lapangan Tiaka di blok Senoro-Toili. Ketika melakukan

Engagements with other exploration partners were also acquired during the year. The farm-in of Mitsui Oil Exploration and Production Company (MOECO) and PTT Exploration and Production Public Company Limited (PTTEP) in Merangin-I block have enable MedcoEnergi to start the exploration program in such block. At the end of year 2005, an exploration drilling at Gesang-1 well was initiated.

Looking ahead, the Company's objective remains to look for new oil and gas discoveries, in Indonesia and overseas, to compensate the declining reserves of the Company's existing fields. The Company remains confident with regards to its exploratory activities. The entrance of Anadarko, MOECO, and PTTEP as MedcoEnergi's exploration partners will enable the Company to realize its exploration programs.

For 2006, the Company is set to drill 19 exploration and delineation wells and 111 development wells in its Indonesian's assets. The exploration drilling will be focused in the promising blocks such as Merangin-I in South Sumatra, Madura in East Java, Simenggaris and Bengara in East Kalimantan.

In overseas exploration, the Company is currently acquiring 480 km2 of 3-D Seismic and 1,500 km of 2-D seismic in Libya's Area 47. The Seismic acquisition programs are expected to be completed by the end of the third quarter of 2006. The Company also plans to drill 4 exploration and appraisal wells in 2006. Whilst in US, the Company will drill 7 development wells.

RESERVES

As of year end 2005, MedcoEnergi's remaining Proved (1P) reserves were 366.4 mmboe, whereby 97.7% of that amount originated from Indonesian assets and the remaining 2.3% originated from US assets. 32.6% or 119.5 mmboe of the total 1P reserves are oil while another 67.4% or 246.9 mmboe are gas. The acquisition of Sembakung block, and the success of development drilling in Kampar/SSE, Rimau, and Tarakan blocks have added 49.1 mmboe to the Company's total 1P reserves.

Calculation of Reserves

MedcoEnergi updates its reserves, by considering any discoveries or extensions of the contract or revisions on the previous calculation, and any acquisitions or sales of assets, after taking into account production for the prior year. The Company estimates the remaining recoverable oil, natural gas and condensate reserves volume using generally accepted petroleum engineering principles.

Since 2002, MedcoEnergi retained Gaffney, Cline & Associates (GCA) to perform independent audits of hydrocarbon reserve volumes attributable to its operated oil and gas assets in Indonesia located in Sumatra, Kalimantan and Sulawesi. These assets include the Rimau block, Kampar/SSE block, Lematang block, Langsa block, Sanga-Sanga block, Tarakan block, Sembakung block, and the Tiaka field in Senoro-Toili block. In certifying the Company's proved reserves as of

sertifikasi cadangan terbukti Perseroan pada 1 Januari 2006, GCA turut mempertimbangkan kepemilikan efektif, lisensi (kontrak) dan Perjanjian Jual Beli Gas.

January 1, 2006, GCA considered the effective working interests and licenses (contracts) and the existing Gas Sales Agreements (GSA).

Sementara, untuk aset-aset di Indonesia yang tidak dioperasikan Perseroan dan aset-aset di AS, MedcoEnergi melakukan evaluasi cadangannya secara internal.

Meanwhile, for the non operated Indonesian assets and US assets, MedcoEnergi estimated its remaining reserves internally.

Meskipun demikian, selalu saja ada faktor ketidakpastian dalam menetapkan jumlah cadangan. Ketidakpastian ini tergantung pada tingkat kecukupan data geologis dan data teknis pada saat perhitungan itu dibuat. Karena adanya ketidakpastian tersebut, maka dibuat dua golongan cadangan, yaitu Terbukti dan Belum Terbukti. Cadangan Terbukti adalah cadangan migas yang berdasarkan analisa geologis dan data teknis akan dapat diproduksi secara ekonomis dan dapat dikategorikan lebih lanjut sebagai telah dikembangkan dan belum dikembangkan. Sementara, cadangan Belum Tebukti memiliki kepastian yang lebih rendah dan dapat diklasifikasi lagi sebagai cadangan *Probable* dan *Possible*.

There is possibility of uncertainty in estimating the reserves. This uncertainty depends on the amount of reliable geologic and engineering data available at the time of the estimate and the interpretation of these data. Due to the uncertainty, there are two principal classifications of reserves, Proved and Unproved. The Proved reserves are the petroleum which, by analysis of geological and engineering data can be estimated with reasonable certainty to be commercially recoverable and can be categorized as developed or undeveloped. The Unproved reserves are less certain and may be further sub-classified as Probable and Possible reserves.

Cadangan Terbukti

Berdasarkan sertifikasi GCA tertanggal 13 Maret 2005, sisa cadangan 1P gabungan MedcoEnergi di Sumatra, Kalimantan dan Sulawesi pada akhir 2005 adalah 109,0 mmbo minyak dan 228,1 bcf gas, dibandingkan dengan 94,3 mmbo minyak dan 382,3 bcf gas pada tahun 2004. Tambahan cadangan 1P sebesar 32,6 mmbo minyak dan 62,5 bcf gas terutama diperoleh dari pemboran pengembangan di blok Kampar/SSE, Rimau dan Tarakan, dan cadangan 1P tambahan untuk minyak sebesar 4,8 mmbo diperoleh dari blok yang baru saja diakuisisi Perseroan yaitu blok Sembakung.

Proved Reserves

Based on GCA certification dated March 13, 2005, the remaining Proved (1P) reserves for all MedcoEnergi's licenses in Sumatra, Kalimantan and Sulawesi combined as of year end 2005 were 109.0 mmbo of oil and 228.1 bcf of gas, compared to 94.3 mmbo of oil and 382.3 bcf of gas in 2004. Additional 1P reserves of 32.6 mmbo of oil and 62.5 bcf of gas mainly generated from the success of development drilling in Kampar/SSE, Rimau, and Tarakan blocks, and another 4.8 mmbo of 1P oil reserves generated from the newly acquired block, Sembakung block.

Berdasarkan pada perkiraan internal Perseroan, cadangan 1P dari total *net working interests* yang dimiliki oleh MedcoEnergi di blok Tuban, Brantas, dan Kakap pada akhir 2005 adalah sebesar 9,1 mmbo minyak dan 79,3 bcf gas, dibandingkan 5,4 mmbo minyak dan 72,1 bcf gas pada tahun 2004.

Based on internal estimation, the total net working interests 1P Reserves in MedcoEnergi's non operated assets in Tuban, Brantas, and Kakap blocks as of year end 2005 were 9.1 mmbo of oil and 79.3 bcf of gas, versus 5.4 mmbo of oil and 72.1 bcf of gas in 2004.

Sementara itu, cadangan 1P keseluruhan milik Medcoenergi atas blok-bloknya di AS di tahun 2005 adalah 1,6 mmbo minyak dan 40,8 bcf gas.

Meanwhile, aggregate 1P reserves for MedcoEnergi's US blocks as of year end 2005 were 1.6 mmbo of oil and 40.8 bcf of gas.

Di tahun 2006, Perseroan berharap untuk menambah cadangan baru, terutama dari produksi lanjutan di lapangan Kaji-Semoga melalui *optimized waterflood* dan *pengembangan Telisa*, penyelesaian uji awal bagi pengembangan program EOR di akhir tahun untuk merealisasikan penggunaan gas dari lapangan Senoro di masa mendatang.

For year 2006, the Company expects to add more reserves - especially from further improving recovery factor of Kaji-Semoga fields by optimized waterflood and Telisa development, to complete EOR pilot test and development scheme by year end to realize future Senoro gas utilization.

Sebagai hasil dari program pengembangan di East Cameron dan Main Pass yang sedang berjalan, Perseroan mengharapkan adanya penambahan cadangan yang akan dapat dibukukan di tahun-tahun mendatang.

As a result of the on-going development programs in the East Cameron and Main Pass properties, the Company anticipates reserve additions to be documented during the coming years.

Total Cadangan 1P Tahun 2005 | **Indonesian Operated Assets 1P Reserves Movement in 2005**

BLOK BLOCK	PROVED RESERVE OIL MMBO	PROVED RESERVE GAS BCF	PROVED RESERVE TOTAL MMBOE	PROVED & PROBABLE RESERVES OIL MMBO	PROVED & PROBABLE RESERVES GAS BCF	PROVED & PROBABLE RESERVES TOTAL MMBOE
SUMATRA SUMATRA						
Langsa	-	-	-	-	-	-
Kampar/S.S. Extension	17.5	176.9	47.7	26.6	361.5	88.4
Rimau	78.8	19.5	82.1	98.3	25.2	102.6
Lematang	-	0.2	0.0	0.0	0.2	0.0
Total	**96.3**	**196.6**	**129.9**	**124.9**	**386.9**	**191.0**
JAWA TIMUR EAST JAVA						
Tuban	7.4	-	7.4	7.4	-	7.4
Brantas	0.6	49.7	9.1	0.9	63.0	11.7
Total	**8.0**	**49.7**	**16.5**	**8.3**	**63.0**	**19.1**
NATUNA						
Kakap	1.1	29.6	6.1	2.9	43.1	10.3
Total	**1.1**	**29.6**	**6.1**	**2.9**	**43.1**	**10.3**
KALIMANTAN TIMUR EAST KALIMANTAN						
Sanga-Sanga/Samboja/Tarakan	3.8	14.5	6.3	5.5	14.5	8.0
Tarakan	2.2	17.0	5.1	2.2	17.0	5.1
Sembakung	4.8	-	4.8	5.4	-	5.4
Total	**10.8**	**31.5**	**16.2**	**13.1**	**31.5**	**18.5**
SULAWESI						
Senoro-Toili)	1.9	1,096.2	189.3	4.8	1,096.2	192.2
Total	**1.9**	**1,096.2**	**189.3**	**4.8**	**1,096.2**	**192.2**
OMAN						
Bukha	-	-	-	-	-	-
Total	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
AMERIKA SERIKAT UNITED STATES						
Padre Island	-	-	-	-	0.5	0.1
Sorrento Dome -NUL 14	0.1	6.8	1.3	0.2	16.8	3.1
East Cameron 317/318	-	27.8	4.8	-	38.4	6.6
Main Pass 64/65	1.5	6.1	2.5	3.4	6.1	4.4
Total	**1.6**	**40.8**	**8.6**	**3.6**	**61.8**	**14.2**
TOTAL	**119.5**	**1,444.5**	**366.4**	**157.5**	**1,682.4**	**445.1**

OPERASI MINYAK DAN GAS DI INDONESIA

Operasi minyak dan gas (migas) di Indonesia merupakan kontributor utama bagi produksi migas, sekaligus sebagai kontributor utama pendapatan MedcoEnergi.

Sepanjang tahun, fokus operasi migas MedcoEnergi di Indonesia terarah pada eksplorasi dan pengembangan wilayah kerja yang sudah dimiliki, serta optimalisasi produksi dari lapangan yang ada. Penerapan Struktur

INDONESIAN OIL AND GAS OPERATION

The Indonesian operation is the main contributor to MedcoEnergi's oil and gas production, as well as the largest contributor to overall MedcoEnergi's revenue.

During the year, MedcoEnergi's Indonesian oil and gas operation focuses its activities in exploring and developing the existing working areas, as well as optimizing production from the existing areas. The continuous

Organisasi Berbasis Aset (ABO) secara konsisten membuat Perseroan mampu mencapai efisiensi operasional yang lebih baik dan koordinasi yang lebih efektif dalam operasi migas yang dinamis.

Sumatra

Di Sumatra, Perseroan memiliki dan mengoperasikan 5 kontrak minyak dan gas, yaitu Technical Assistance Contract (TAC) Langsa, Kontrak Production Sharing (KPS) Kampar/SS Extension, KPS Rimau, KPS Lematang, dan KPS Merangin-I. Empat (4) kontrak yang pertama merupakan kontrak atas wilayah kerja yang telah berproduksi dan yang terakhir merupakan kontrak untuk wilayah eksplorasi.

Untuk mengurangi kewajibannya atas daerah eksplorasi di Sumatra, Perseroan telah mendivestasi keseluruhan dari 15% kepemilikan di blok Asahan kepada Asia Petroleum Development (Asahan) Limited, anak perusahaan dari Serica Energy Corporation.

Pada tahun 2005, produksi minyak rata-rata harian dari lapangan-lapangan di Sumatra adalah sebesar 42,7 mbopd, sedikit menurun dari angka tahun lalu sebesar 45,1 mbopd. Secara total, produksi dari wilayah Sumatra mencapai 15,6 mmbo di tahun 2005, sementara pada tahun 2004 adalah 16,5 mmbo. Realisasi harga dari area produksi di Sumatra pada tahun 2005 adalah sebesar US$ 53,68 per barrel, dibandingkan dengan rata-rata US$ 36,93 per barrel pada tahun 2004.

Sepanjang tahun 2005, produksi gas dari wilayah produksi di Sumatra mencapai rata-rata 91,4 mmcfd, yang dihasilkan dari blok Kampar/SS Extension, Rimau dan Lematang. Angka tersebut mencerminkan penurunan 5,6% dibandingkan dengan produksi tahun 2004 sebesar 92,0 mmcfd. Produksi gas di Sumatra dijual untuk memenuhi permintaan gas dari Pabrik Pupuk Sriwijaya (PUSRI), PLN Indralaya, PLN Talang Duku, PLN Gunung Belah, dan PLN Borang. Keterangan lebih lengkap disajikan pada bagian berikut ini.

Blok Langsa. Produksi minyak dari blok Langsa dimulai pada akhir Desember 2004. Pada awalnya, sumur L3 mampu berproduksi kotor rata-rata 3.765 bopd. Minyak tersebut kemudian dikirim ke kilang minyak PT Pertamina di Balikpapan, Kalimantan Timur dengan menggunakan FPSO. Penjualan pertama dilaksanakan pada awal Januari 2005. Karena adanya kerusakan mekanis di sumur H-4 dan meningkatnya resapan air di sumur L1 dan L3, maka produksi kotor blok Langsa menurun menjadi 3.560 bopd, sehingga MedcoEnergi membukukan 1.246 bopd di tahun 2005.

Cadangan minyak 1P di blok Langsa disertifikasi oleh GCA dan pada akhir 2005 cadangan 1P dari blok Langsa adalah sebesar 1,13 mmbo.

Di tahun 2006, Perseroan merencanakan melakukan pemboran 2 sumur baru dan diharapkan akan mampu menambah produksi kotor menjadi 4.086 bopd di tahun 2006 sehingga produksi tahunan diharapkan mencapai 1,49 mmbo.

implementation of Asset Based Organization (ABO) structure enabled MedcoEnergi to achieve higher operational efficiency and more effective coordination in dealing with dynamic developments in oil and gas operations.

Sumatra

In Sumatra Island, the Company holds and operates 5 oil and gas contracts, namely Langsa Technical Assistance Contract (TAC), Kampar/SS Extension Production Sharing Contract (PSC), Rimau PSC, Lematang PSC, and Merangin-I PSC. The first 4 contracts are contracts for producing areas, while the last contract is a contract for an exploration area.

To reduce the Company's liability in developing an exploration area in Sumatra, the Company divested the whole 15% interests in Asahan block to Asia Petroleum Development (Asahan) Limited, a wholly owned subsidiary of Serica Energy Corporation.

In 2005, the average daily crude oil production from the Sumatra producing areas remained at 42.7 mbopd, slightly declined from the 2004 average of 45.1 mbopd. In total, the production from Sumatra producing areas was 15.6 mmbo in 2005, while in 2004 was 16.5 mmbo. The average realized price of oil from Sumatra areas in 2005 increased to USD 53.68 per barrel, from last year's average of USD 36.93 per barrel in 2004.

During 2005, the Sumatra producing areas generated average gas production of 91.4 mmcfd which came from the Kampar/SS Extension, Rimau and Lematang blocks. This number reflected a decrease of 5.6% compared to 92.0 mmcfd in 2004. Gas production from Sumatra areas were sold to fulfill gas demand from Sriwijaya Fertilizer Company (PUSRI), PLN Indralaya, PLN Talang Duku, PLN Gunung Belah, and PLN Borang. Details information of each asset in Sumatra is presented below.

Langsa Block. The oil production from Langsa block started at the end of December 2004. The L3 well initially produced gross average daily oil production of 3,765 bopd. The oil was delivered to PT Pertamina's refinery in Balikpapan, East Kalimantan by using an FPSO. The initial lifting was conducted in early January 2005. Due to mechanical problem on H-4 well and increasing water infuse in L1 and L3 wells, the gross production from Langsa block decreased to 3,560 bopd, thus MedcoEnergi recorded 1,246 bopd in 2005.

The 1P oil reserves of Langsa block was certified by GCA. As of year end 2005, the remaining 1P oil reserves from Langsa block were 1.13 mmbo.

In 2006, the Company plans to drill 2 new wells and expects to increase the gross average daily oil production to 4,086 bopd in 2006, resulting in an annual production of 1.49 mmbo.

Blok Kampar/SSE. Produksi minyak mentah dari blok ini menurun 8% menjadi 9,1 mbopd, dibandingkan tahun sebelumnya sebesar 9.8 mbopd. Penjualan gas dari blok ini mencapai 70.5 bbtupd, naik 20,4% dari angka tahun lalu sebesar 58,8 bbtupd.

Dalam upaya untuk menemukan cadangan tambahan dari blok ini, Perseroan melakukan pemboran 2 sumur *wildcat* dan 2 sumur delineasi di Rengas-1, Anyelir-1, Fariz-3, dan Jata-4ST. Sumur Jata-4ST telah menghasilkan 48 bopd minyak, Rengas 1,3 mmscfd gas dan 13,92 barrel kondensat per hari. Sementara sumur Fariz-3 mengindikasikan adanya minyak dan gas dan Anyelir masih terus dibor sampai dengan akhir tahun 2005. Perseroan juga melakukan pemboran 12 sumur pengembangan di blok Kampar/SSE, yaitu 6 sumur di lapangan Soka, 4 sumur di Lagan, dan 2 sumur di Matra.

Pada akhir tahun 2005, sisa cadangan 1P minyak dan gas di blok Kampar/SSE yang telah disertifikasi oleh CGA mencapai 17,5 mmbo dan 176,9 bcf secara berturut-turut dibandingkan dengan 15,6 mmbo dan 153,7 bcf pada tahun 2004. Penambahan cadangan migas 1P di blok ini didapatkan dari keberhasilan pemboran sumur pengembangan yang menghasilkan 4,5 mmbo dan 62,8 bcf.

Blok Rimau. Sepanjang tahun 2005, Perseroan berhasil mengatasi penurunan produksi di blok Rimau dan memproduksi rata-rata 32,4 mbopd, turun sebesar 7,9% pada tahun 2005, bila dibandingkan dengan tahun sebelumnya sebesar 35,1 mbopd. Secara total selama tahun 2005, Perseroan memproduksi 11,8 mmbo dibandingkan tahun 2004 sebesar 12,8 mmbo.

Hasil bersih bagian produksi minyak Perseroan tahun 2005 diekspor melalui kontrak jual beli dengan Itochu Petroleum Co. (s) Pte. Ltd, PTT Public Company Ltd., dan Mitsui Oil (Asia) Hongkong Ltd.

Selama tahun ini, penjualan gas Perseroan rata-rata sebesar 19,9 mmcfd, turun dari penjualan rata-rata tahun sebelumnya sebesar 31,2 mmcfd.

Guna mengatasi penurunan produksi dari lapangan Kaji-Semoga, Perseroan berencana untuk melakukan program *optimized waterflood* dan *enhanced oil recovery* (EOR) dalam waktu dekat.

Pada akhir tahun 2005, sisa cadangan 1P untuk minyak dan gas dari blok Rimau adalah sebesar 78,8 mmbo dan 19,5 bcf, meningkat bila dibandingkan dengan cadangan tahun lalu sebesar 60,2 mmbo dan 18,3 bcf. Penambahan ini diperoleh dari realisasi pemboran pengembangan dan pengembangan *Telisa sand* yang menambah cadangan 1P sebesar 26,5 mmbo minyak dan 7,5 bcf gas.

Kampar/SSE Block. Crude oil production from this block has decreased 8% to 9.1 mbopd, from the previous year level of 9.8 mbopd. The Company's gas sales from this block averaged 70.5 bbtupd, reflecting a 20.4% increase from previous year's figure of 58.8 bbtupd.

In order to find additional reserves in this block, during the year, the Company conducted 2 wildcats and 2 delineation drilling at Rengas-1, Anyelir-1, Fariz-3, and Jata-4ST wells. The Jata-4ST well flew 48 bopd of oil, Rengas flew 1.3 mmscfd of gas and 13.92 barrel condensate per day. Meanwhile, Fariz-3 well indicated oil and gas while Anyelir was still in drilling as of end 2005. The Company also drilled 12 development wells in Kampar/SSE block, which were 6 wells in Soka, 4 wells in Lagan, and 2 wells in Matra fields.

As of the end of year 2005, the remaining oil and gas 1P reserves from Kampar/SSE block, which have been certified by GCA were 17.5 mmbo and 176.9 bcf, respectively, compared to 15.6 mmbo and 153.7 bcf in 2004. Additional 1P oil and gas reserves for the end of year 2005 due to the success of development drilling in this block were 4.5 mmbo and 62.8 bcf.

Rimau Block. During the year, the Company managed to decelerate the declining of production from Rimau block by producing an average daily production of 32.4 mbopd, slightly decreased by 7.9% in 2005, compared to last year's rate of 35.1 mbopd. In total, the Company produced a total of 11.8 mmbo in 2005, compared to 12.8 mmbo in 2004.

In 2005, the net oil entitlement from Kaji-Semoga block was exported through sale and purchase contracts with Itochu Petroleum Co. (s) Pte. Ltd., PTT Public Company Ltd., and Mitsui Oil (Asia) Hongkong Ltd.

During the year, the Company sold an average daily gas of 19.9 mmcfd, decreased from last year average daily gas supply of 31.2 mmcfd.

To reduce the declining rate of production from Kaji-Semoga field, the Company plans to perform waterflood optimization and an enhanced oil recovery program (EOR) in the near future.

As of the end of year 2005, the remaining 1P oil and gas reserves from Rimau block, stood at 78.8 mmbo and 19.5 bcf, increased from last year remaining 1P oil and gas reserves of 60.2 mmbo and 18.3 bcf. The increase was mainly due to the success of development drilling and development of Telisa sand which added 1P reserves of 26.5 mmbo of oil and 7.5 bcf of gas.

Blok Lematang. Pada tahun 2005, Blok Lematang memproduksi 1,0 mmcfd gas dan 30 bopd minyak dibandingkan tahun lalu sebesar 2,1 mmcfd gas dan 25 bopd minyak. Produksi tersebut sebagian besar berasal dari lapangan Harimau.

Pada tahun 2005, telah ditandatangani Perjanjian Induk (HOA) dengan PT Perseroan Listrik Negara (Persero) (PLN), untuk memasok sekitar 25 mmscfpd gas ke PLTG PLN Keramasan II, Sumatra Selatan. Harga yang telah disetujui akan dinaikkan dari US$ 2,75 menjadi US$ 3,00 per bbtu. Pasokan ini akan dilakukan pada awal 2006 untuk masa 10 tahun. Perseroan juga telah menandatangani HOA dengan PT Perusahaan Gas Negara Tbk untuk memasok gas sebesar 50 mmcfd. Studi untuk mengembangkan lapangan Singa telah selesai dan hasilnya akan diverifikasi untuk mempersiapkan sumur pengembangan Singa.

Pada akhir 2005, sisa cadangan migas 1P dari blok Lematang yang telah disertifikasi GCA adalah sebesar 3 mmbo dan 0.2 bcf.

Blok Merangin-I. dengan ditandatanganinya Perjanjian Farm-in dengan PTTEP dan MOECO pada bulan Juli 2005 kepemilikan Perseroan berkurang menjadi 41%. Meskipun demikian, bergabungnya PTTEP dan MOECO akan mendukung Perseroan dalam melakukan program eksplorasi di blok ini.

Dengan bergabungnya PTTEP dan MOECO pada akhir 2005, Perseroan telah melakukan pemboran sumur eksplorasi Gesang-1. Serangkaian pengujian sedang dilakukan dan dijadwalkan selesai pada pertengahan 2006.

Ke depan, MedcoEnergi memperkirakan bahwa permintaan akan energi di Sumatra Selatan akan meningkat, seiring dengan pesatnya pertumbuhan ekonomi di wilayah ini, sehingga pada akhirnya akan meningkatkan permintaan atas pasokan gas dari wilayah kerja Perseroan di Sumatra, blok Kampar/SS Extension dan blok Lematang.

Saat ini, dengan adanya penambahan temuan minyak di blok Kampar/SS Extension dan Rimau, Perseroan memperkirakan bahwa produksinya akan mencapai 40,79 mbopd atau secara tahunan mencapai 14,9 mmbo pada tahun 2006, sementara produksi gas akan mencapai 89,1 mmcfd atau total perkiraan sebesar 32,5 bcf pada tahun 2006.

Sepanjang tahun 2006, Perseroan merencanakan untuk melakukan pemboran 7 sumur eksplorasi dan 83 sumur pengembangan di Kampar/SSE, Rimau, dan Merangin-I. Sumur pengembangan yang akan dibor terdiri dari 67 sumur di blok Rimau dan 16 sumur di Kampar/SSE. Perseroan juga sedang merencanakan pemetaan seismik 3-D di Rimau. Sementara itu, pengembangan dan optimalisasi *waterflood* di Rimau juga sedang disiapkan, bersamaan dengan evaluasi tahap akhir untuk EOR Phase-I yang akan dilakukan pada akhir 2006. Pengembangan gas di Kampar/SSE dan pembangunan fasilitas pengembangan gas Singa juga sedang berlangsung untuk dapat memenuhi kebutuhan pasar di masa mendatang.

Lematang Block. In 2005, Lematang block produced 1.0 mmcfd of gas and 30 bopd of oil, compared to 2.1 mmcfd of gas and 25 bopd of oil last year. The production mainly came from Harimau field.

During the year, Head of Agreement (HOA) with PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) (PLN), an Indonesian utilities state owned company, to supply approximately 25 mmscfpd of gas to PLN's Keramasan II Gas-fired Power Plant in, South Sumatra, was signed. The agreed price would be escalated from USD 2.75 to USD 3.00 per bbtu. The gas supply is expected to be materialized starting year 2006 for the period of 10 years. The Company also signed an HOA with PT Perusahaan Gas Negara Tbk to supply 50 mmcfd of gas. A study of Singa development has been completed and the results will be verified to prepare Singa development well.

As of the end of year 2005, the remaining 1P oil and gas reserves from Lematang block, as certified by GCA, were 3 mmbo and 0.2 bcf.

Merangin-I Block. The completion of Farm-in Agreement with PTTEP and MOECO in July 2005 decreased the percentage working interests held by the Company to 41%. However, the joining of PTTEP and MOECO is expected to enable the Company performing exploration programs in this block.

Upon the joining of PTTEP and MOECO, at the end of year 2005, the Company drilled 1 exploration well Gesang-1. The well is still being tested and the test result will be completed by mid of 2006.

Moving forward, MedcoEnergi is optimistic that strong economic growth in South Sumatra region will increase energy demand in this region and at the same time it will increase gas demand from the Company's producing areas in Sumatra, Kampar/SS Extension and Lematang blocks.

In the meantime, with additional oil discovery in Kampar/SS Extension and Rimau blocks, the Company is expected to reach a production of 40.79 mbopd or an annual production of 14.9 mmbo in 2006, whilst the gas sales will reach 89.1 mmcfd or a total estimate of 32.5 bcf in 2006.

Throughout 2006, as many as 7 exploration wells and 83 development wells are planned to be drilled in Kampar/SSE, Rimau, Merangin-I. The development wells will consist of 67 wells in Rimau, and 16 wells in Kampar/SS Extension block. The Company is also planning to acquire 3-D seismic data in Rimau area. Whilst Rimau waterflood optimization plan and development is being prepared, The EOR Phase-I, on the other hand, is currently under the final stage of evaluation, with implementation set for late 2006. Kampar/SSE and Singa gas development facility works are in progress to meet market demand in near future.

Jawa Timur

Perseroan memiliki 3 kontrak kerja di Jawa Timur yaitu KPS-JOB (Joint Operating Body) Madura, KPS Tuban dan KPS Brantas. Blok Madura adalah wilayah eksplorasi Perseroan yang dioperasikan bersama Pertamina, sedangkan blok Tuban dan Brantas masing-masing dioperasikan oleh Petrochina dan Lapindo Brantas. Di samping itu, Perseroan juga memiliki 22,5% kepemilikan atas lapangan Jeruk yang merupakan wilayah eksplorasi dari KPS Sampang yang dioperasikan oleh Santos Limited.

Di tahun 2005, aset-aset berproduksi di Jawa Timur menghasilkan produksi rata-rata 5.940 bopd minyak dan 16,4 mmcfd gas.

Berikut ini adalah informasi yang terperinci tentang kegiatan di masing-masing blok.

Blok Madura. Selama tahun 2005, Perseroan melakukan pemboran 1 sumur delineasi, yaitu Sebaya-3B namun hasilnya kurang ekonomis untuk pengembangan. Meskipun demikian, Perseroan tetap optimis atas potensi blok ini dan telah mengajukan permohonan kepada BP Migas untuk perpanjangan waktu eksplorasi, yang telah diperoleh untuk periode 1 tahun.

Di tahun 2006, Perseroan berencana untuk melakukan pemboran di sumur Konang yang akan dimulai pada kwartal kedua.

Blok Tuban. MedcoEnergi memiliki kepemilikan sebesar 25% di blok Tuban yang dioperasikan oleh PetroChina. Sepanjang tahun, operator telah membor 1 sumur pengembangan. Pada akhir 2005 MedcoEnergi membukukan produksi minyak sebesar 1,6 mbopd, sedikit menurun dibandingan 1,7 mbopd tahun lalu.

Pada akhir 2005, Perseroan membukukan 7,4 mmbo, sementara tahun lalu Perseroan membukukan 1,9 mmbo.

Pada tahun 2006, Perseroan berencana untuk melakukan pemboran 4 sumur eksplorasi dan 4 sumur pengembangan di lapangan Mudi dan Sukowati. Perseroan juga telah merencanakan untuk melakukan pemetaan seismic 2-D dan 3-D dan akan membuat model dan simulasi geologi untuk lapangan Sukowati.

Blok Brantas. Perseroan memilliki 32% kepemilikan di blok Brantas yang dioperasikan oleh Lapindo Brantas. Selama tahun 2005, MedcoEnergi membukukan angka produksi sebesar 16,4 mmcfd dari blok Brantas menurun dari 32,2 mmcfd di tahun lalu.

Selama tahun 2005, operator melakukan pemboran 5 sumur pengembangan untuk menjaga kelangsungan pasokan gasnya.

East Java

The Company holds 3 contracts in East Java, Madura PSC-Joint Operating Body (JOB), Tuban PSC, and Brantas PSC. Madura block is an exploration asset which is jointly operated with Pertamina, whilst Tuban and Brantas block are producing assets that are operated by Petrochina and Lapindo Brantas, respectively. In addition, the Company also holds 22.5% economic interest in Jeruk field, an exploration field in Sampang PSC, which is operated by Santos Limited.

In 2005, the East Java producing assets produced a daily average production of 5,940 bopd of oil and 16.4 mmcfd of gas.

The followings describe details information regarding the activities in each block.

Madura Block. During the year, the Company drilled 1 delineation well, Sebaya-3B but the well tested resulted gas bubble only. However, the Company is still confident with the prospect of this block and has requested BP Migas to extend the exploration program. A one (1) year extension was obtained.

In 2006, the Company plans to drill Konang well. The drilling is expected to be performed in 2nd quarter.

Tuban Block. MedcoEnergi holds 25% working interest in Tuban block which is operated by PetroChina. During the year, the operator has drilled 1 development well. At year end 2005, MedcoEnergi booked 1.6 mbopd, slightly decrease compared to 1.7 mbpod last year.

As of end of year 2005, the Company booked 7.4 mmbo, whilst last year the Company booked 1.9 mmbo.

In 2006, the operator plans to drill 4 exploration wells and 4 development wells in Mudi and Sukowati fields. It is also planning to complete 2-D and 3-D seismic interpretation and to conduct Sukowati geological model and simulation.

Brantas Block. The Company holds 32% interest in Brantas block which is operated by Lapindo Brantas. During the year, MedcoEnergi booked 16,4 mmcfd of gas from Brantas block. It is decreased from last year of 32.2 mmcfd.

During the year, the operator has conducted drilling 5 development wells to ensure sustainable gas deliverability.

Pada akhir tahun 2005, Perseroan membukukan sisa cadangan 1P sebesar 0,6 mmbo dan 49,7 bcf, dibandingkan dengan angka cadangan 1P tersisa tahun lalu, dimana Perseroan membukukan sebesar 1,0 mmbo dan 33,2 bcf.

Pada tahun 2006, operator berencana melakukan pemboran 3 sumur eksplorasi dan 4 sumur pengembangan, serta membangun beberapa fasilitas pendukung operasi. Blok Brantas diharapkan mampu menyumbangkan penjualan gas sebesar 21,54 mmcfd.

Lapangan Jeruk. Pada akhir tahun 2003, MedcoEnergi turut serta dalam kegiatan pemboran sumur tunggal di lapangan Jeruk bersama Santos, operator dari blok Sampang. Pada awal 2005, Singapore Petroleum Company (SPC) dan Cue Energy (Cue), mitra pada blok Sampang, mengambil kembali hak mereka terhadap lapangan Jeruk dan dengan demikian, MedcoEnergi menerima penggantian penuh atas biaya yang telah dikeluarkan untuk sumur Jeruk tersebut pada bulan Mei 2005. Di samping itu, Perseroan juga berhak menerima kompensasi dalam jumlah cukup besar pada tahun 2007 dan 2008, ketika lapangan Jeruk beroperasi. Karena Perseroan menerima penawaran dari SPC dan Cue untuk mengambil-alih *economic interest* di lapangan Jeruk sebesar 25%, maka kompensasi tersebut dikesampingkan dan Perseroan berhak menerima alokasi cadangan dan *cost recovery* dari Lapangan Jeruk sebesar 25%.

Pada tahun 2005, operator telah melakukan pemboran sumur Jeruk-2 dan berhasil melakukan pemetaan seismik 3-D. Pemrosesan dan interpretasi atas data seismik tersebut akan selesai di awal 2006.

Pada tahun 2006, operator melakukan pemboran di sumur Jeruk-3 untuk mengkaji lebih lanjut penemuan cadangan di lapangan Jeruk.

Natuna Barat

MedcoEnergi berpartisipasi dalam eksplorasi dan produksi minyak dan gas di wilayah Natuna Barat, di lepas pantai Laut Cina Selatan sejak kwartal ketiga 2004 dengan selesainya proses akuisisi saham Novus. Sejak itu, MedcoEnergi memiliki 1 kontrak kerja dengan kepemilikan 18,75% di KPS Kakap, yang kemudian menjadi 16% sejak Oktober 2005. Blok ini dioperasikan oleh Star Energy. Daerah kepulauan Natuna dikenal karena kekayaannya akan kandungan gas.

Blok Kakap. Sepanjang tahun 2005, Perseroan membukukan 1,4 mbopd minyak dan 14,5 mmcfd gas. Dibandingkan tahun 2004, produksi minyak yang dibukukan Perseroan menurun 1,8 mbopd dan produksi meningkat dari 13,7 mmcfd.

Pada akhir tahun 2005, MedcoEnergi membukukan sisa cadangan migas 1P dari blok Kakap sebesar 1,1 mmbo dan 29,6 bcf, dibandingkan dengan 2,5 mmbo dan 38,9 bcf pada tahun sebelumnya.

As of end of year 2005, the Company booked the remaining 1P reserves of 0.6 mmbo and 49.7 bcf, compared to last year remaining 1P reserves that the Company booked at 1.0 mmbo and 33.2 bcf.

In 2006, the operator plans to drill 3 exploration wells and 4 development wells, as well as to develop several facilities. Brantas is expected to contribute gas sales of 21.54 mmcfd.

Jeruk Field. In late 2003, MedcoEnergi participated in the sole risk drilling of Jeruk Well with Santos (Sampang) Limited, the operator of Sampang block. In early 2005, Singapore Petroleum Company (SPC) and Cue Energy (Cue), both are the partners of the Sampang block, reinstated their rights to the Jeruk field. Consequently, for its investments in Jeruk, MedcoEnergi received full reimbursement of all of its expenses in May 2005. In addition, the Company also entitled to substantial compensation due in 2007 and 2008, when Jeruk is expected to commence its production. Due to the Company's acceptance to the offering of SPC and Cue to acquire 25% economic interests in Jeruk field, the agreed compensation from SPC and Cue was put aside. In return, the Company will have the right of 25% of the reserves and cost recovery from the Jeruk field.

During the year, the operator has completed the drilling of Jeruk-2 well and acquired 3-D seismic data. The processing and interpretation of the seismic was completed in early 2006.

In 2006, the operator has begun drilling Jeruk-3 well to further appraise the Jeruk well discovery.

West Natuna

MedcoEnergi entered into the exploration and production of oil and gas in West Natuna area, located offshore, in South China Sea in 3rd quarter 2004, following to the completion of Novus' shares acquisition. Since then, MedcoEnergi holds 1 contract for 18.75% interests at Kakap PSC and become 16% starting October 2005. This block is operated by Star Energy. The Natuna area is renowned for its rich accumulations of gas.

Kakap Block. During 2005, the Company booked 1.4 mbopd oil and 14.5 mmcfd gas. Compared to 2004, the oil production booked by the Company decreased from 1.8 mbopd and the gas production increased from 13.7 mmcfd.

As the end of year 2005, MedcoEnergi booked the remaining 1P oil and gas reserves from Kakap block at 1.1 mmbo and 29.6 bcf, compared to 2.5 mmbo and 38.9 bcf last year.

Pada tahun 2006, operator berencana menyelesaikan sumur KRA South dan KRA - 2X, membangun fasilitas pendukung produksi migas dan melakukan compression *re-wheeling* di KF pada kwartal kedua 2006. Selanjutnya, Perseroan berharap untuk dapat membukukan produksi minyak bersih sebesar 1,2 mmbopd dan gas sebesar 9,4 mmcfd.

Kalimantan Timur

MedcoEnergi memiliki 6 kontrak kerja di Kalimantan Timur yaitu di TAC Sanga-Sanga/Samboja/Tarakan, KPS Tarakan, TAC Sembakung, KPS-JOB Simenggaris, KPS Bengara dan KPS Nunukan. Tiga kontrak kerja yang disebut pertama adalah aset berproduksi sementara sisanya merupakan wilayah kerja eksplorasi.

Pada tahun 2005, produksi minyak harian rata-rata dari Kalimantan Timur adalah sebesar 6,6 mbopd, naik 19,9% bila dibandingkan dengan tahun sebelumnya yaitu 5,8 mbopd. Sementara, penjualan gas harian rata-rata adalah 32,3 mmcfd, menurun 14,6% dari angka tahun sebelumnya yaitu 37,7 mmcfd. Penurunan ini terjadi karena adanya penurunan cadangan minyak yang tidak diperkirakan sebelumnya. Gas yang diproduksi dari Kalimantan Timur ini digunakan untuk memasok pabrik methanol Perseroan di pulau Bunyu dan juga ke pembangkit listrik PLN di Tanjung Batu dan Gunung Belah.

Pada akhir tahun 2005, sebagaimana disertifikasi oleh GCA, cadangan 1P di wilayah Kalimantan adalah 10,8 mmbo minyak dan 31,5 bcf gas, dibandingkan dengan 6,8 mmbo dan 48,1 bcf untuk tahun lalu. Dengan selesainya pemboran pengembangan dan akusisi blok Sembakung, diperoleh cadangan 1P tambahan masing-masing sebesar 1,5 mmbo dan 4,8 mmbo.

Di tahun 2006, dengan penambahan cadangan minyak 1P, Perseroan akan mampu meningkatkan produksinya secara signifikan. Sebaliknya, penurunan produksi alami yang terjadi di Kalimantan Timur akan mempengaruhi jumlah pasokan yang dihasilkan. Untuk itu Perseroan akan melakukan pemboran pengembangan dan perbaikan fasilitas secara intensif untuk meningkatkan kapasitas produksinya di Kalimantan.

Blok Sanga-Sanga/Samboja/Tarakan. Produksi minyak rata-rata harian menurun menjadi 5 mbopd di tahun 2005, bila dibandingkan dengan produksi rata-rata tahun sebelumnya sebesar 5,2 mbopd. Sementara itu gas yang dikirimkan ke PLTG Tanjung Batu menurun menjadi 10,3 mmcfd, dibandingkan 14,3 mmcfd pada tahun sebelumnya.

Pada akhir 2005, sebagaimana disertifikasi oleh GCA, cadangan 1P tersisa dari blok ini adalah 3,8 mmbo minyak dan 14,5 bcf gas, dibandingkan 5,5 mmbo dan 20,9 bcf pada tahun sebelumnya.

In 2006, the operator plans to accelerate completion of KRA South and KRA – 2X, completion of facilities requirement for oil and gas production, and compression re-wheeling in KF in second quarter of 2006. Moreover, the Company expects the production of Kakap block in 2006 would contribute net oil production rate of 1.2 mmbopd of oil and 9.4 mmcfd of gas.

East Kalimantan

MedcoEnergi holds 6 contracts in East Kalimantan, Sanga-Sanga/Samboja/Tarakan TAC, Tarakan PSC, Sembakung TAC, Simenggaris PSC-JOB, Bengara PSC, and Nunukan PSC. The first 3 contracts are contracts for producing assets, while the last 3 contracts are contracts for exploration assets.

In 2005, the average daily crude oil production from East Kalimantan was 6.6 mbopd, representing a 19.9% increase from 2004 level of 5.8 mbopd. Meanwhile, the average daily gas sales were 32.3 mmcfd, 14,6% decreased from 37.7 mmcfd in 2004. The decreased was due to the unexpected natural declining of reserves. The gas from East Kalimantan areas was supplied to the Company's methanol plant in Bunyu island, while the remaining was delivered to PLN power plants in Tanjung Batu and Gunung Belah.

As of year end 2005, as certified by GCA, the remaining 1P reserves from Kalimantan producing areas was 10.8 mmbo of oil and 31.5 bcf of gas, compared to 6.8 mmbo and 48.1 bcf last year. The success of development drilling in Tarakan block and acquisition of Sembakung block added 1.5 mmbo and 4.8 mmbo of 1P oil reserves, respectively.

In 2006, with additional 1P oil reserves, the Company expects to increase its oil production significantly. On the contrary, the natural declining of gas reserves will also affect the deliverability of gas from East Kalimantan. However, to meet the existing gas market demands, the Company will carry out intensive development drilling and workover activities in East Kalimantan areas.

Sanga-Sanga/Samboja/Tarakan Block. Average daily crude oil production from slightly decreased to 5 mbopd in 2005, compared to the previous year production of 5.2 mbopd. Meanwhile, gas delivered to PLTG Tanjung Batu decreased to 10.3 mmcfd, compared to 14.3 mmcfd last year.

As of the year end of 2005, the remaining 1P reserves of this block as certified by GCA was 3.8 mmbo of oil and 14.5 bcf of gas , compared to 5.5 mmbo and 20.9 bcf last year.

Blok Tarakan. Produksi minyak harian rata-rata dari blok ini mencapai 1,6 mbopd, naik sebesar 139,7%, dibandingkan dengan angka produksi tahun lalu sebesar 0,7 mbopd. Untuk gas, penjualan rata-rata harian turun menjadi 21,0 mmcfd, dibandingkan penjualan gas tahun 2004 sebesar 22,6 mmcfd.

Selama tahun 2005, Perseroan mengirim 19 mmcfd gas ke pabrik methanol milik Pertamina yang dioperasikan Perseroan, sementara sisanya sebesar 1,9 mmcfd dikirim ke PLTG Gunung Belah milik PLN. Meningkatnya produksi minyak di Tarakan disebabkan oleh penambahan produksi dari sumur pengembangan Mamburungan.

Pada akhir 2005, sebagaimana disertifikasi oleh GCA, cadangan 1P tersisa dari blok ini adalah 2,2 mmbo dan 17,0 bcf, dibandingkan dengan angka tahun lalu yaitu 1,3 mmbo dan 27,2 bcf. Pemboran pengembangan yang dilakukan juga mampu menghasilkan cadangan 1P tambahan sebesar 1,5 mmbo.

Blok Sembakung. Perseroan mengakuisisi 100% kepemilikan di blok Sembakung pada akhir September 2005. Blok Sembakung saat ini memproduksi minyak dan berlokasi di dekat blok Tarakan.

Berdasarkan sertifikasi GCA, jumlah cadangan 1P dari blok Sembakung pada akhir 2005 adalah sebesar 4,8 mmbo.

Di tahun 2006, Perseroan merencanakan pemboran di 4 sumur pengembangan.

Blok Nunukan. Pada tahun 2005, Perseroan telah mengikat Perjanjian Kerjasama Eksplorasi dengan Anadarko untuk memproses kembali peta seismic 2-D sepanjang 2.200 km. Hasil pemrosesan ini akan diselesaikan pada tahun 2006.

Blok Simenggaris. Pada tahun 2005, Perseroan telah menyelesaikan 1 sumur eksplorasi di Sesayap-B1. Berdasarkan hasil pemboran Perseroan memutuskan untuk melanjutkan program pemboran. Selanjutnya, Perseroan telah menyelesaikan perjanjian kerjasama eksplorasi dengan Anadarko untuk memproses kembali peta seismic 2-D sepanjang 200 km yang hasilnya didapat pada kuartal keempat 2006.

Blok Bengara. Perseroan tidak melakukan aktivitas pemboran apapun di blok ini selama tahun 2005. Meskipun demikian, Perseroan yakin blok ini memiliki prospek yang baik dan akan melakukan pemboran eksplorasi atas sumur Tiram sebagai prasyarat perpanjangan kontrak.

SULAWESI TENGAH

MedcoEnergi memiliki 1 kontrak kerja di Sulawesi Tengan yaitu, KPS-JOB Tomori (Senoro-Toili). Perseroan memiliki 50% kepemilikan di blok ini dan bertindak sebagai operator bersama-sama dengan Pertamina.

Tarakan Block. The average daily oil production from this block reached 1.6 mbopd, which represents 139.7% increase, compared to last year's production of 0.7 mbopd. Meanwhile, gas sales from this block slightly decreased to 21.0 mmcfd, from 2004 gas sales of 22.6 mmcfd.

During the year, the Company delivered 19 mmcfd of gas sales to Pertamina's methanol plant which is operated by the Company, while the remaining 1.9 mmcfd was delivered to PLN's power plant, PLTG Gunung Belah. The increase in Tarakan oil production was attributed to additional production from Mamburungan development wells.

As of the year end of 2005, the remaining 1P reserves of this block as certified by GCA was 2.2 mmbo and 17.0 bcf, compared to 1.3 mmbo and 27.2 bcf last year. The success of development drillings at Mamburungan wells added 1P reserves of 1.5 mmbo.

Sembakung Block. The Company acquired 100% interests of Sembakung block in late September 2005. Sembakung block is an oil producing field, located near to Tarakan block.

As certified by GCA, the remaining 1P reserve of Sembakung block as of the end of year 2005 was 4.8 mmbo.

In 2006, the Company plans to drill 4 development wells.

Nunukan Block. During the year, the Company had finalized the agreement for joint exploration with Anadarko to reprocess 2,200 km 2-D seismic. The reprocessing of the 2-D seismic will be acquired during the year 2006.

Simenggaris Block. During the year the Company had drilled 1 exploration well, Sesayap-B1. Based on obtained drilling results the company decided to continue the drilling program. In addition, the Company had finalized an agreement for joint exploration with Anadarko to reprocess 200 km 2-D seismic. The reprocessing of the 2-D seismic will be acquired in 4th quarter of 2006.

Bengara Block. No drilling activity was carried out during the year. However, the Company is confident that Bengara block is a good prospect, thus the Company plans to drill 1 exploration well, Tiram, as a pre-condition to obtain extension.

CENTRAL SULAWESI

MedcoEnergi holds 1 contract in Central Sulawesi, Tomori (Senoro-Toili) PSC-JOB. The Company holds 50% interests of this block and jointly operates the block with Pertamina.

Blok ini mencakup 2 lapangan yaitu, Lapangan Senoro yang mengandung cadangan gas yang sangat besar dan Lapangan Toili yang mengandung minyak. Berdasarkan perkiraan Perseroan tahun 2003 yang saat itu disertifikasi GCA, cadangan gas dan kondensat *Proved and Probable* (2P) di Lapangan Senoro mencapai masing-masing 1,3 tcf dan 127,9 mmbo. Sementara cadangan minyak 1P yang disertifikasi GCA adalah 1,9 mmbo dan Perseroan memperkirakan cadangan gas 1P dari Senoro sebesar 1,1 tcf pada akhir tahun 2005.

Blok Tomori (Senoro-Toili). Sepanjang tahun 2005, Perseroan telah menyelesaikan proyek reklamasi dan pembangunan dermaga di ladang minyak Tiaka, berlokasi di Toili, 15 mil lepas pantai Kabupaten Morowali. Dengan selesainya pemboran di sumur minyak Tiaka-5 tahun 2004, Perseroan telah memulai produksi minyak dari lapangan Tiaka dengan produksi awal rata-rata harian sebesar 1.200 bopd pada Juli 2005. Pengiriman minyak pertama telah dilaksanakan pada awal Januari 2006.

Untuk meningkatkan produksi minyak, Perseroan telah melakukan 2 pemboran lagi di tahun 2005, yaitu pada sumur Tiaka-6 dan Tiaka-7. Kegiatan ini telah selesai pada November 2005 dan berhasil memproduksi minyak dari Tiaka-6 sebesar 1.800 bopd pada tanggal 20 November 2005. Sedangkan sumur Tiaka-7 telah ditutup.

Sejalan dengan upaya pemasaran cadangan gas di Lapangan Senoro, Perseroan berhasil mendapatkan komitmen penjualan dari beberapa calon pembeli. Hal ini ditandai dengan penandatanganan Perjanjian Induk (HOA) untuk memasok gas ke pabrik ammonia yang akan dibangun oleh perusahaan swasta Indonesia; Perjanjian Eksklusif untuk memasok gas ke pabrik Gas Alam Cair (LNG) yang akan dibangun oleh perusahaan dari Australia, dan Nota Kesepahaman (MOU) dengan PLN untuk membangun infrastruktur transportasi laut bagi Gas Alam Kompresi (CNG).

The block covers 2 fields, Senoro field, which contains huge gas reserves, and Toili field, which contains oil reserves. Based on the Company's estimation in 2003, which was certified by GCA, the Proved and Probable (2P) gas and condensate reserves in Senoro were 1.3 tcf and 27.9 mmbo, respectively. At the end of year 2005, the remaining 1P oil reserves from Toili field, as certified by GCA, was 1.9 mmbo and the Company estimated 1P gas reserves from Senoro at 1.1 tcf.

Tomori (Senoro-Toili) Block. During the year, the Company has completed the reclamation project and jetty construction in Tiaka oil field, located in Toili, 15 miles offshore of Morowali Regency. Following to the completion of drilling Tiaka-5 oil development well in 2004, the Company started the oil production from Tiaka field with initial average daily production of 1,200 bopd in July 2005. The first lifting of oil from Tiaka field was initiated in early January 2006.

To increase the oil production, the Company drilled another 2 development wells, Tiaka-6 and Tiaka-7, in 2005. The drillings were completed in November 2005 and the result was Tiaka-6 was put on production on 20 November 2005 with initial rate of 1,800 bopd, and Tiaka-7 was shut in.

In its effort to market its stranded gas reserves from Senoro field, the Company has been successfully in attaining commitments from several prospect buyers. The results from these activities were shown by the signing of a Head of Agreement to supply gas to an ammonia plant that will be built by an Indonesian private company; an Exclusive Agreement to supply gas to a Liquefied Natural Gas (LNG) plant that will be built by an Australian company; and a Memorandum of Understanding with PLN to build a sea transportation for Compressed Natural Gas (CNG).

Pada tahun ini, Perseroan telah menyusun Rencana Pengembangan (POD) untuk Lapangan gas Senoro dan telah menyelesaikan Analisa mengenai Dampak Lingkungan (AMDAL). Perseroan berharap bahwa sebagian dari komitmen diatas akan terlaksana di tahun 2008.

HOA pertama ditandatangani dengan PT Panca Amara Utama (PAU), sebuah perusahaan swasta nasional yang akan membangun pabrik ammonia di dekat blok Senoro. Perseroan akan memasok gas sekitar 130 mmcfd ke pabrik ammonia tersebut dengan kesepakatan harga meningkat dari US$ 1,55 to US$ 2,50 per mmbtu. Pasokan pertama diharapkan akan dilakukan pada bulan Oktober 2008 dan akan berlangsung selama 20 tahun.

Sementara itu, studi bersama untuk membangun pabrik Gas Alam Cair (LNG) mini di lokasi dekat blok Senoro juga telah diselesaikan dengan LNG International (LNGI). Sejak awal 2006, Perseroan dan Pertamina memulai diskusi teknis dan komersial untuk pengembangan proyek LNG di daerah Senoro.

Perseroan juga telah menandatangani MOU dengan PLN untuk membangun transportasi laut untuk mengirimkan Gas Alam Kompresi (CNG) dari lapangan gas Perseroan di Kalimantan Timur (blok Simenggaris) dan Sulawesi Tengah (blok Senoro).

Papua

Pada tahun 2005, Perseroan memiliki 1 kontrak kerja di wilayah Papua yaitu KPS Yapen. Akibat keterbatasan dalam mengoperasian, pada akhir 2005, Perseroan memutuskan untuk melepaskan kepemilikan atas blok ini. proses divestasi tersebut saat ini sedang berlangsung dan akan selesai dalam waktu dekat.

OPERASI MINYAK DAN GAS INTERNASIONAL

Akuisisi Novus, sebuah perusahaan yang tercatat di Bursa Efek Sydney, pada tahun 2004 merupakan momentum penting bagi MedcoEnergi untuk berkiprah di dunia internasional dan membuktikan kemampuan Perseroan dalam menangkap peluang akuisisi. Melalui serangkaian akuisisi dan penjualan beberapa aset berpotensi rendah atau berisiko tinggi di Oman, Uni Emirat Arab, Pakistan dan 2 aset lainnya di AS, Perseroan tetap memiliki 3 kontrak kerja di AS, yaitu Sorrento Dome, East Cameron 317/318, dan Main Pass 64/65.

Seluruh blok tersebut merupakan area yang berproduksi dangan produksi harian rata-rata sebesar 274,0 bopd minyak dan 6,5 mmcfd gas di tahun 2005. Pada tahun tersebut, produksi minyak meningkat sebesar 18% dibandingkan dengan produksi tahun lalu yaitu 233,0 bopd, sementara produksi gas menurun sebesar 55,8% dari 14,7 mmcfd sebagai akibat dari ditutupnya beberapa fasilitas karena badai, kerusakan fasilitas produksi dan kegagalan penyelesaian sumur di Sorrento Dome.

During the year, the Company has processed the Plan of Development (POD) for Senoro gas and completed a comprehensive environmental impact analysis (AMDAL). The Company expects that some of the above commitments will materialize in 2008.

The first HOA was signed with PT Panca Amara Utama (PAU), an Indonesian private company which plans to develop an ammonia plant near to Senoro block. Approximately 130 mmcfd of gas will be supplied to the PAU's ammonia plant with the agreed price escalated from USD 1.55 to USD 2.50 per mmbtu. The gas supply is expected to be materialized starting October 2008 for the period of 20 years.

Meanwhile, a joint study to develop a mini Liquified Natural Gas (LNG) plant near Senoro block with LNG International (LNGI) was completed. In early 2006, MedcoEnergi and Pertamina commenced an intense technical and commercial discussion to pursue LNG project for the Senoro area.

The Company also signed an MOU with PLN to develop sea transportation for Compressed Natural Gas (CNG) from the Company's gas producing blocks in East Kalimantan (Simenggaris block) and Central Sulawesi (Senoro block).

Papua

In 2005, the Company only held 1 contract in Papua, Yapen PSC. Due to the operating constraint, in late 2005 the Company decided to release the block. Currently, the Company is still in the process of divesting its interests in the block and expects to complete it soon.

INTERNATIONAL OIL AND GAS OPERATION

The acquisition of Novus, a Sydney stock exchange listed company, in 2004 was a milestone for MedcoEnergi marking it as a regional player and demonstrating its management strength in seeking out acquisition opportunities. The acquisition and rationalization of assets with sales of low return or high risk exploration assets in Oman, United Arab Emirates, and Pakistan plus the sale of 2 assets in the United States (US), have left MedcoEnergi with 3 producing assets in US, namely Sorrento Dome, East Cameron 317/318, and Main Pass 64/65.

All the US blocks are producing blocks, with an average daily production of 274.0 bopd of oil and 6.5 mmcfd of gas in year 2005. In 2005, oil production increased to 233.0 bopd of oil in 2004, whilst gas decreased by 55.8% compared to 14.7 mmcfd, as a result of hurricane shut-in, damage to facilities, and completion failures at Sorrento Dome.

Sampai dengan akhir 2005, perkiraan cadangan 1P yang dibuat Perseroan adalah 1,54 mmbo minyak dan 40,9 bcf gas, dibandingkan dengan angka tahun sebelumnya masing-masing sebesar 1,0 mmbo dan 71,7 bcf.

Di samping itu, Perseroan dan mitranya, Verenex, sebuah perusahaan Kanada telah memenangkan tender pertama di Libya untuk Area 47 pada awal 2005. Perseroan dan mitranya masing-masing memiliki 50% kepemilikan pada blok tersebut. Perjanjian Eksplorasi dan Production Sharing (EPSA) dengan National Oil Company milik pemerintah Libya telah disahkan pada 12 Maret 2006. Dengan demikian, Perseroan dan mitranya berhak eksplorasi migas untuk periode 5 tahun dan eksploitasi atas penemuan komersial untuk jangka waktu 25 tahun.

Amerika Serikat

Sorrento Dome. Perseroan memiliki 100% kepemilikan atas 60 hak penambangan mineral di lapangan Sorrento Dome di ddaerah Louisiana. Hak penambangan tersebut dikelompokkan dalam 2 unit produksi dan 1 unit pengembangan.

Sepanjang tahun 2005, Sorrento Dome menghasilkan produksi gas harian rata-rata sebesar 0,11 mmcfd, turun 96% dibandingkan dengan tingkat produksi tahun 2004 sebesar 2,6 mmcfd. Di kedua tahun tersebut tidak dihasilkan produksi minyak. Saat ini kedua unit produksi tersebut telah dihentikan karena timbulnya air dan masalah mekanis. Pada kedua sumur tersebut, harus dilakukan pemboran kembali guna mendapatkan cadangan yang tersisa dari unit-unit tersebut.

Melihat kinerja yang tidak memadai atas sumur produksi terdahulu, Perseroan telah melakukan pemetaan kembali atas lapangan ini dan menurunkan nilai cadangan 1P per akhir 2005 menjadi 0,09 mmbo dan 6,8 bcf gas, dari 0,1 mmbo dan 19,3 bcf gas pada 2004. Mengingat rendahnya potensi pengembangan yang ada, Perseroan sedang meninjau kembali opsi-opsi ke depan untuk aset ini.

East Cameron (317/318). Sepanjang tahun 2005, East Cameron memproduksi minyak dan gas rata-rata sebesar masing-masing 4,3 mmcfd, turun 53% dibandingkan dengan angka tahun 2004 sebesar 9,1 mmcfd karena penurunan alami dan penghentian produksi akibat adanya badai. Badai Rita telah merusakkan pipa gas milik pihak ketiga dan fasilitas penerimaan, sehingga menghentikan pasokan dari blok ini selama 85 hari. Meskipun demikian tidak ada kerusakan yang berarti yang menimpa fasilitas produksi Perseroan di East Cameron.

Pada akhir 2005, Perseroan memperkirakan cadangan gas 1P pada blok ini sebesar 27,8 bcf, dibandingkan dengan perkiraan tahun lalu sebesar 44,2 bcf.

As of the end of year 2005, the Company's estimate for oil, condensate, and gas 1P reserves were 1.54 mmbo and 40.9 bcf, compared to 1.0 mmbo and71.7 bcf in 2004, respectively.

In addition, the Company and its partner, Verenex, a Canadian oil and gas publicly listed company, won a tender in a first round bid in Libya, namely Area 47, in early 2005. The Company and its partner each hold 50% interest of the block. The Exploration and Production Sharing Agreement (EPSA) with Libya's National Oil Company was ratified on March 12, 2006. The Company and Verenex have the right to explore for oil and gas for a five-year period and to exploit any commercial discoveries over a subsequent 25-year period.

United State of America

Sorrento Dome. The Company holds 100% working interest in a total of 60 private mineral leases in the Sorrento Dome field in Louisiana area. These leases are pooled into 2 producing units and 1 development unit

During the year, the Sorrento Dome produced a daily average gas production of 0.11 mmcfd, decreased by 96% compared to 2.6 mmcfd in 2004. There has been no oil production in both years. Currently, both producing units are shut in due to premature water production and mechanical problems in each unit's production well. Both wells will require re-drilling to recover any remaining reserves associated with these units.

Based on the poor performance of the previously producing wells, the Company has remapped the field and has reduced the 1P reserves from this area as of year end 2005 to 0.09 mmbo and 6.8 bcf gas, compared to 0.1 mmbo and 19.3 bcf gas last year. In view of the low expected development potential the Company is developing options for the future of this asset.

East Cameron (317/318). During the year, East Cameron produced an average daily production of 4.3 mmcfd, decreased by 53% compared to 9.1 mmcfd in 2004 due to natural field decline and shut in due to hurricane. Hurricane Rita had damaged the third party carrier gas pipelines and shore reception facilities, which stopped the sale of gas from this block for a period of 85 days. However, no serious damage impacted the Company's offshore platform and facilities in East Cameron.

As of year end 2005, the Company's estimated 1P gas reserves from this block were 27.8 bcf, compared to 44.2 bcf last year.

Main Pass. Sepanjang tahun 2005, Main Pass mampu menghasilkan produksi rata-rata harian sebesar 222 bopd minyak dan 3,366 mmcfd gas, turun masing-masing 44% dan 55%, dibandingkan dengan angka tahun lalu yaitu 393 bopd dan 0,815 mmcfd disebabkan oleh penurunan sumber alam dari wilayah kerja dan penghentian produksi disebabkan oleh kerusakan akibat badai. Badai Katrina telah merusakkan pipa gas milik pihak ketiga & fasilitas penerimaan di wilayah setempat sehingga menghentikan pasokan dari blok ini selama 68 hari. Meskipun demikian tidak ada kerusakan yang berarti pada fasilitas produksi Perseroan di Main Pass.

Per akhir 2005, Perseroan memperkirakan cadangan 1P pada blok ini sebesar 1,45 mmbo dan 6,1 bcf, dibandingkan dengan perkiraan tahun lalu sebesar 0,9 mmbo dan 12.2 bcf.

Selanjutnya, Perseroan mengangkat tim manajemen baru maupun organisasi operasional baru di AS, yang diperkuat dengan 12 profesional dengan pengalaman lebih dari 28 tahun di industri migas AS. Tim Ekspoitasi dan Operasi ini telah mengidentifikasi beberapa peluang pengembangan di lapangan ini, yang akan ditindaklanjuti pada tahun 2006. Di samping itu, Tim *New Ventures* bekerja untuk mencari peluang akuisisi dan pengembangan di daerah Teluk Meksiko.

Libya

Area 47. Area 47 adalah wilayah kerja seluas 6.812 kilometer persegi (km2) dan berlokasi di Ghadames Basin in barat laut Libya. Sepanjang tahun 2005, Perseroan dan Verenex telah memutuskan 4 sumur eksplorasi dan sumur *appraisal* untuk dibor berdasarkan data yang diperoleh dari hasil pemetaan seismic dan *well control*. Pada akhir Desember 2005, Perseroan mulai membuat peta seismik 3-D dan 2-D masing-masing untuk area seluas 480 km2 dan 1.500 km yang diharapkan akan selesai pada triwulan ketiga 2006.

Di tahun 2006, Perseroan akan menyelesaikan peta seismik 3-D dan 2-D dan akan melakukan pemboran 4 sumur eksplorasi dan *appraisal*. Sumur pertama yang dijadwalkan dapat dikerjakan pada kuartal pertama tahun 2006 namun tertunda pengerjaannya sampai akhir tahun 2006 karena ketiadaan peralatan rig. Lebih lanjut, *workover* dan tes produksi akan dilakukan pada sumur-sumur yang telah ada tetapi belum dikembangkan. Hal ini akan dilakukan setelah penyelesaian komitmen kontrak eksplorasi berdasarkan ketentuan EPSA.

KILANG LPG

Untuk memanfaatkan produksi *associated* gas dari lapangan Kaji-Semoga di blok Rimau, MedcoEnergi membuat pabrik Liquefied Petroleum Gas (LPG) Plant di Kaji, Sumatra Selatan, pada Desember 2004. Fasilitas ini mampu memproduksi sampai dengan 20 mmscfd gas, dengan kandungan C3/C4 sebesar 16% *mole* untuk menghasilkan 100 ton LPG per hari, 250 bopd kondensat dan 12 mmcfd *lean gas*.

Main Pass. During the year, Main Pass produced an average daily production of 222 bopd and 0.366 mmcfd, decreased by 44% and 55%, compared to 393 bopd and 0.815 mmcfd in 2004 due to natural field decline and extensive shut in due to hurricane damage. Hurricane Katrina has damaged the third party carrier pipelines and shore reception facilities stopping the sale of oil and gas from this block for a period of 68 days. However, no serious damage impacted the Company's offshore platform and facilities in Main Pass.

As of year end 2005, the Company's estimate 1P reserve from this block was 1.45 mmbo and 6.1 bcf, compared to 0.9 mmbo and 12.2 bcf last year.

Moving forward, the Company has attracted an entirely new management team and operating organization in the US, adding 12 well respected, seasoned professionals averaging over 28 years of experience in the US oil & gas industry. The Exploitation and Operations team has already identified several development opportunities on our existing properties which will be implemented during 2006. Additionally, our New Ventures team is aggressively seeking acquisition and development opportunities in the Gulf of Mexico.

Libya

Area 47. Area 47 is located 6,812 square kilometer (km2) area in the Ghadames Basin in northwest Libya. Throughout 2005, the Company and Verenex have selected four exploration and appraisal wells to be drilled on prospects identified from existing seismic and well control. In late December 2005, the acquisition of 480 km2 of 3-D seismic and 1,500 km of 2-D seismic was started and is expected to be completed by the end of the third quarter of 2006.

In 2006, the Company will complete the 3-D and 2-D seismic programs, and drill four exploration and appraisal wells. The first well was planned to be drilled on first quarter 2006, but lack of availability of suitable rig equipment will delay drilling towards the end of 2006. Moreover, a workover and production test on an existing suspended well in an undeveloped oil discovery also will be performed, after completion of the contracted exploration commitments under the EPSA.

LPG PLANT

To utilize the associated gas produced from Kaji-Semoga field in Rimau block, MedcoEnergi launched the operation of a Liquefied Petroleum Gas (LPG) Plant at Kaji, South Sumatra, in December 2004. The plant is capable to process up to 20 mmscfd of gas, with the C3/C4 content of 16% mole to produce 100 tons of LPG per day, 250 bopd of condensate and 12 mmcfd of lean gas.

LPG tersebut kemudian dikirim ke pusat distribusi LPG milik Pertamina di Palembang dan Plaju, sedangkan gas dipasok ke PLTG Talang Duku di Musi Banyuasin, Sumatra Selatan, sementara kondensatnya menjadi tambahan produksi minyak Perseroan dari blok Rimau.

Pada tahun 2005, pabrik LPG ini telah beroperasi secara penuh. Pabrik tersebut memproses 4.832 mmcf *associated* gas dan dan menghasilkan secara total 36.054 ton LPG, 107.210 barrel kondensat dan 2.499 mmcf *lean gas*. Dibandingkan dengan operasi tahun sebelumnya pabrik LPG hanya beroperasi selama 246 hari, dan memproses 3.517 mmcf gas buang untuk menghasilkan 20.269 ton LPG, 73.342 barrel kondensat dan 3.796 mmcf *lean gas*. Pendapatan dari pabrik LPG ini memberikan sumbangan yang tidak kecil terhadap pendapatan Perseroan secara keseluruhan.

Pada tahun 2006, Perseroan berharap bahwa kilang ini akan dapat memproses 12,7 mmcfd gas buang dan memproduksi LPG kurang lebih sebesar 95 ton per hari.

The LPG are delivered to Pertamina's LPG distribution center in Palembang and Plaju, the lean gas are supplied to Talang Duku Power Plant in Musi Banyuasin, South Sumatra, while the condensate added to the Company's oil production from Rimau block.

In year 2005, the LPG plant has been fully operated. The plant processed 4,832 mmcf of associated gas produced and produced a total of 36,054 tons of LPG, 107,210 barrels of condensate and 2,499 mmcf of lean gas. For comparison, last year the plant operated for 246 days, processed 3,517 mmcf of waste gas, and produced a total of 27,269 tons of LPG, 73,342 barrels condensate and 3,796 mmcf of lean gas. These production results contributed to the Company's overall oil and gas sales.

In 2006, the Company expects that the plant will be able to process 12.7 mmcfd of waste gas and produce LPG approximately 95 tons per day.

Industri Kimia

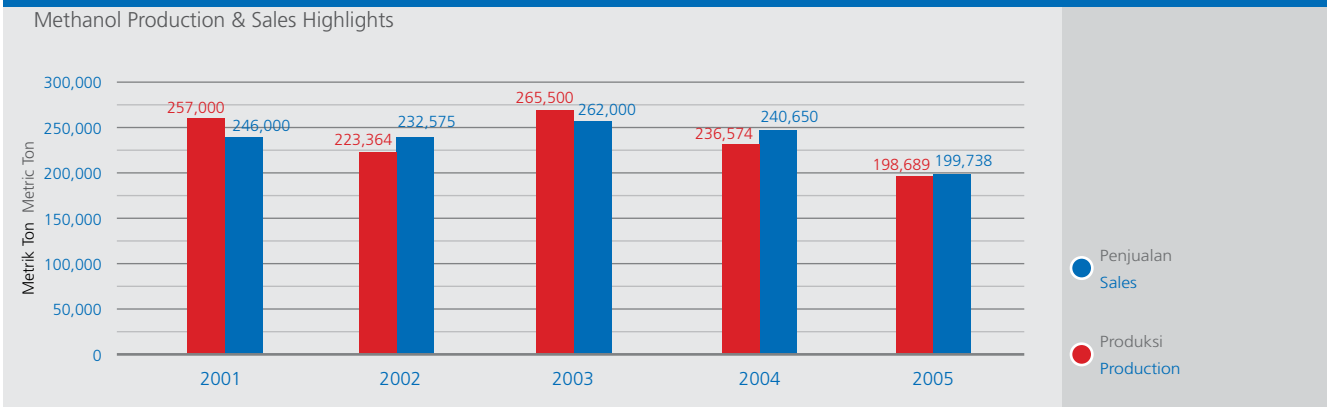
Chemicals

In the endeavor to create new markets for its uncommitted gas, MedcoEnergi ventured into the petrochemical business in 1997 by establishing PT Medco Methanol Bunyu (MMB). Under a 20-year Joint Management Agreement (JMA) with Pertamina. MMB began its operations in April 1997 to manage and operate Pertamina's methanol plant in Bunyu, East Kalimantan. The plant utilizes MedcoEnergi gas supplied from the Company's Tarakan PSC located nearby the Bunyu island.

Dalam upaya menciptakan pasar baru bagi produksi gas yang belum terjual, MedcoEnergi memasuki bisnis petrokimia pada tahun 1997 dengan mendirikan PT Medco Methanol Bunyu (MMB). Berdasarkan Joint Management Agreement (JMA) selama 20 tahun dengan Pertamina, MMB memulai operasinya pada bulan April 1997 dengan mengoperasikan pabrik methanol Pertamina di Bunyu, Kalimantan Timur, memanfaatkan pasokan gas dari KPS Tarakan milik Perseroan yang berdekatan dengan pulau Bunyu tempat pabrik tersebut berlokasi.

Ikhtisar Produksi & Penjualan Methanol

Methanol Production & Sales Highlights



MedcoEnergi, melalui MMB, mengoperasikan pabrik methanol yang menggunakan cadangan gas milik Perseroan dari blok Tarakan yang berlokasi di dekat pabrik.

MedcoEnergi, through MMB, operates a methanol plant that utilizes its gas reserves from nearby Tarakan block.

IKHTISAR 2005

Selama tahun 2005, Perseroan memperoleh manfaat dari produksi dan penjualan methanol, dengan kontribusi terhadap Penjualan Bersih dan Pendapatan Operasional lainnya sebesar 7,2%.

KINERJA 2005

Saat ini, MMB berfokus pada aktivitas produksi dan penjualan methanol. Pada tahun 2005, sekalipun terjadi pengurangan pasok gas, pabrik methanol MMB beroperasi selama 354 hari pada 60% kapasitas untuk memproduksi methanol. Tabel berikut ini memperlihatkan kinerja pabrik methanol selama tahun 2005.

2005 HIGHLIGHTS

During the year 2005, the Company takes advantage from the healthy and profitable methanol production and sales business, providing 7.2% of the Company's net sales and other operating revenues.

2005 PERFORMANCE

At present, MMB focuses its business in the production and sales of methanol. In 2005, despite lower gas supply, MMB's methanol plant managed to produce methanol at 60% of plant capacity and operated the plant for 354 days. The following table highlights the performance of methanol plant during 2005.

Indikator Pokok Kinerja Bisnis Methanol tahun 2005

Key Performance Indicators for Methanol Business in 2005

	2005	2004	% change
Penjualan Bersih Methanol (juta US$)			
Net Methanol Sales (million USD)	44.95	55.4	- 18.86%
Produksi Methanol (ribu ton)			
Methanol Production (thousand ton)	198,689	236,547	- 16%
Penjualan Methanol (ribu ton)			
Methanol Sales (thousand ton)	199,738	240,650	- 17%
Harga Methanol (US$/ton)			
Methanol Price (USD/ton)	225	230	- 2.17%
Jumlah Hari Operasi			
Operation Days	354	323	9.59%

Sepanjang tahun 2005, trend pasar methanol dunia masih menyerupai tren tahun sebelumnya yang ditandai dengan ketatnya tingkat permintaan dan pasokan akibat mengalami kendala teknis dan penundaan yang menghambat kemampuan untuk memasok hasil produksi ke pasar. Dalam kondisi tersebut, harga penjualan rata-rata oleh MMB adalah US$ 225 per MT, sedikit lebih rendah dibandingkan tahun 2004 sebesar US$ 230 per MT.

Dari sisi produksi, MMB berhasil mencapai 354 hari operasi pada tahun 2005 dibandingkan 323 hari operasi pada tahun 2004. Selain itu, MMB juga berhasil menjaga kontinuitas operasi dengan 192 hari operasi di antara dua *shut down*. Pencapaian tersebut merupakan prestasi terbaik sejak pabrik mulai beroperasi tahun 1986, yang membuktikan

Throughout 2005, the world methanol market continued to follow previous year trend, marked with tight supply-demand balance, as several new mega-methanol plants around the world experiencing technical problems and delays hampering their capacity to deliver more products to the market. In the midst of the above condition, the Company enjoyed an average sales price of USD 225 per MT, slightly decreased from 2004 average of USD 230 per MT.

On the production side, MMB successfully achieved 354 operating days in 2005 compared to 323 days in 2004. In addition, the Company was able to maintain longest continuous operation day between shut downs of 192 days. These records are the highest since the plant commenced its operation in 1986, hence marked the Company's critical achievement

keberhasilan Perseroan dalam peningkatan kinerja secara terus-menerus dalam memperkuat kapabilitas operasional dan pemeliharaan, terutama di aspek keandalan pabrik dan efisiensi produksi.

Pada tahun 2005, akibat menurunnya pasokan gas, volume produksi methanol menurun 16% menjadi 198.689 MT, dari 236.574 MT tahun sebelumnya. Didukung oleh persediaan yang dimiliki, penjualan methanol tercatat sedikit lebih tinggi dari produksi yaitu sebesar 199.738 MT, yang merupakan penurunan 17% dari penjualan tahun sebelumnya sebesar 240.650 MT.

PERKIRAAN 2006

Memasuki tahun 2006 dan selanjutnya, Perseroan merencanakan peningkatan produksi setidaknya sampai 80% dari kapasitas pabrik disamping terus memperbaiki kinerja *Operation & Maintenance* (O&M), yang pada akhirnya akan berkontribusi pada penjualan dan profitabilitas Perseroan. Peningkatan produksi akan dicapai melalui kerja sama dengan unit bisnis eksplorasi dan produksi migas Perseroan serta Pertamina dalam meningkatkan dan mempertahankan pasokan gas untuk produksi methanol. Dengan memanfaatkan SDM yang kompeten serta infrastruktur organisasi dan teknologi yang lebih baik, Perseroan mengharapkan dapat meningkatkan kinerja O&M di tahun-tahun mendatang dan memanfaatkan keunggulan ini untuk mendorong pertumbuhan lebih lanjut pada bisnis kimia yang dijalankan Perseroan.

in continuous performance improvements through strengthening of its operation and maintenance capabilities, notably plant reliability and production efficiency.

During the year, due to natural decline of gas supply, production volume decreased by 16% to 198,689 MT, compared to 236,574 MT last year. Supported by available inventory, the Company sales were recorded slightly higher than the production rate, at 199,738 MT. Nevertheless, the 2005 sales figure represents a 17% decrease from last year's figure of 240,650 MT.

2006 AND BEYOND

Moving into 2006 and beyond, the Company plans to increase its production level to at least 80% of plant production capacity and to further strengthen Operation & Maintenance (O&M) performance, which ultimately will contribute to the Company's overall sales and profitability. Production increase will be achieved through continuous cooperation with the Company's oil and gas exploration and production business unit and Pertamina to increase and maintain gas supply for methanol production. Taking advantage of competent human resources, and enhanced technological and organizational infrastructure, the Company expects to deliver stronger O&M performance in the coming years and to use this distinctive capability to support further growth of the Company's chemicals business.

Pembangkit Listrik

Power Plant

Entering into electricity power generation business to create market for its uncommitted gas reserves is part of MedcoEnergi's strategies. In early 2004, MedcoEnergi, through its wholly owned subsidiary, PT Medco Power Indonesia, joined with PT PLN Batam, a subsidiary of PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) (PLN), an Indonesian Utilities State Owned company, and Yayasan Pensiunan Karyawan PLN (YPK PLN), a foundation established by PLN's retired employees, to construct a 55.5 MW gas-fired power plant in Batam Island, called Panaran-1 Gas-fired Power Plant (PLTG Panaran-1). The operation of PLTG Panaran-1 was launched in October 2004 and utilized gas supplied by PT Perusahaan Gas Negara Tbk (PGN). The surge of electricity demand in Indonesia has attracted MedcoEnergi to pursue any potential opportunity to construct and operate other electric power plants in Indonesia, especially the electric power plant near to the Company's gas fields. MedcoEnergi's electric power business unit and Corporate Growth in head office will continue to seek any potential opportunity to create market for its uncommitted gas.

Memasuki bisnis pembangkit listrik dalam rangka memasarkan cadangan gasnya merupakan strategi MedcoEnergi. Di awal tahun 2004, MedcoEnergi melalui anak perusahaan yang dimiliki sepenuhnya yaitu PT Medco Power Indonesia (MPI), bergabung bersama PT PLN Batam, anak perusahaan PT PLN (Persero), dan Yayasan Pensiunan Karyawan PLN (YPK PLN), sebuah yayasan yang didirikan oleh pensiunan PLN, untuk membangun pembangkit listrik tenaga gas berkapasitas 55,5 MW di Pulau Batam, yaitu PLTG Panaran-1. Mulai beroperasi pada bulan Oktober 2004, PLTG Panaran-1 menggunakan gas yang dipasok oleh PT Perusahaan Gas Negara (PGN). Pertumbuhan permintaan tenaga listrik di Indonesia mendorong MedcoEnergi untuk mencari peluang potensial dalam pembangunan dan pengoperasian pembangkit listrik di Indonesia, terutama pembangkit listrik yang berdekatan dengan lokasi ladang gas Perseroan. Unit bisnis Pembangkit Listrik dan Grup Corporate Growth di kantor pusat akan terus mengupayakan berbagai peluang potensial dalam menciptakan pasar bagi cadangan gas Perseroan.

Perseroan memperluas cakupan bisnisnya ke sektor tenaga listrik sebagai cerminan atas komitmen yang kuat untuk menjadi perusahaan energi pilihan.

The expansion into Power business reflected the Company's firm determination to become an energy company of choice.

KINERJA 2005

Per akhir tahun 2004, PLTG Panaran-1 telah beroperasi penuh dengan kontribusi 1,5% pada total penjualan dan pendapatan operasional lain MedcoEnergi. Selain itu, keberhasilan konsorsium MedcoEnergi memenangkan tender penyediaan jasa O&M ke PLTU Tanjung Jati-B milik PLN di Jawa Tengah juga berperan meningkatkan pendapatan MedcoEnergi tahun 2005. Tabel berikut adalah ringkasan kinerja unit bisnis Pembangkit Listrik pada tahun 2005.

2005 HIGHLIGHTS

At the end of 2004, the PLTG Panaran-1 has been fully operational and contributed 1.5% to MedcoEnergi's total sales and other operating revenues. In addition, with the successful bid of MedcoEnergi consortium to win the bid for providing operation and maintenance services to the PLN Tanjung Jati-B Coal-fired Power Plant (PLTU Tanjung Jati-B) in Central Java has also contributed to MedcoEnergi's total revenue in 2005. The following table highlighted the performance of power business unit in 2005.

Indikator Pokok Kinerja Bisnis Tenaga Listrik tahun 2005 / **Key Performance Indicator for Power Business in 2005**

	2005	2004 *	% Change
Penjualan dan pendapatan usaha bersih lain dari tenaga listrik (Juta US$) Sales and other operating revenues from electric power sales (Million USD)	8.2	1.5	446%
Produksi tenaga listrik dari PLTG Panaran (MWH) Power production from PLTG Panaran (MWH)	421.06	78	440%

*) Beroperasi selama 3 bulan 3 months operation only

KEUNGGULAN DAYA SAING

Unit bisnis Pembangkit Listrik MedcoEnergi memiliki keunggulan berkat sistem manajemen yang efektif dan efisien dengan struktur organisasi yang ramping. Ini memungkinkan Manajemen mempertahankan komunikasi yang efektif dan cepat tanggap terhadap kondisi yang ada guna menjaga kelancaran pasok listrik. Seluruh pembangkit didukung oleh SDM profesional yang terampil denagn pengalaman 5 sampai 20 tahun di berbagai bidang terkait termasuk pembangkitan tenaga listrik, sistem pengendalian elektronik dan pemeliharaan pembangkit.

COMPETITIVE ADVANTAGE

MedcoEnergi's Power business unit benefits from an effective and efficient management system, supported by a flat organizational structure. This structure allows the management to maintain intensive communications and to quickly respond to prevailing conditions, in order to maintain an uninterrupted supply of electricity. All the plants are supported by a highly skilled and professional staff with 5 to 20 years experience in various related fields, including electrical power generation, electronic control systems, and plant maintenance.

Pembangkit Listrik yang Dioperasikan MedcoEnergi

Power Plants Operated by MedcoEnergi

No.	Jenis Pembangkit Type of Power Plant	Lokasi Location	Kepemilikan Efektif Effective Ownership %	Kapasitas Capacity	Periode Kontrak Pasokan Contract Supply Period	Operator	Mulai Beroperasi Commencement
Build Operate Own							
1.	Gas Fired Power Plant	Sengkang, South Sulawesi	5%	135 MW	–	PT Energi Sengkang	September 1997*
2.	Gas Fired Power Plant	Panaran-1, Batam	54%	2 x 27.75MW	12 Years	PT Mitra Energi Batam	October 2004
3.	Gas Fired Power Plant	Panaran-2, Batam Chiller	58%	2 x 27.75 MW 8 MW	12 Years	PT Dalle Energy Batam	May 2006 (expected)
Operation & Maintenance							
4.	Coal Fired Steam Power Plant	Tanjung Jati, Central Java	0%	2 x 660 MW	23 Years	PT TJB Power Services	September 2005

* MedcoEnergi megakuisisi secara tidak langsung 5% kepemilikan atas PT Energi Sengkang di bulan Oktober 2003
MedcoEnergi indirectly acquired 5% interest of PT Energi Sengkang in October 2003

PEMBANGKIT LISTRIK TENAGA GAS

Per akhir tahun 2005, MedcoEnergi memiliki kepemilikan di 2 PLTG di Indonesia yaitu PLTG Panaran-1 dan Panaran-2 di P. Batam, serta kepemilikan tidak langsung di PLTG Sengkang di Sulawesi Selatan. PLTG Panaran-1 dengan kapasitas 2 x 27,75 MW mulai beroperasi pada bulan Oktober 2004, sementara PLTG Panaran-2 (dengan rencana kapasitas 2 x 27,75 MW) saat ini sedang dalam tahap pembangunan. Dengan beroperasinya PLTG Panaran-2 di tahun 2006, MedcoEnergi melalui PT Mitra Energi batam dan PT Dalle EnergyBatam akan menjadi pemasok listrik utama bagi PLN Batam, dengan hampir 80% dari total kapasitas pasokan listrik di pulau tersebut.

PLTG Panaran-1. PLTG berkapasitas 55.,5 MW yang dioperasikan oleh PT Mitra Energy Batam tersebut saat ini memasok listrik ke PT PLN Batam untuk memenuhi kebutuhan listrik industri setempat dan kawasan perumahan di Batam. Dengan 2 generator turbin gas (GTG) yang diperlengkapi sistem pengendalian terkomputerisasi yang canggih, operator pembangkit dapat memantau kinerja pembangkit dengan akurat dan menjaga efektivitas dan keandalan pembangkit.

Pada tahun 2005, PLTG Panaran-1 memproduksi 421,06 MWh tenaga listrik pada Faktor Kapasitas (CF) 87.7%. Total jam operasi selama tahun 2005 adalah 7.710 jam untuk GTG1 dan 8.460 jam untuk GTG2, dengan tingkat kecelakaan nihil.

GAS FIRED POWER PLANT

As of year end 2005, MedcoEnergi holds interest in 2 power plants in Indonesia, PLTG Panaran-1 and PLTG Panaran-2 in Batam island, and an indirect interest in PLTG Sengkang in South Sulawesi. The operation of PLTG Panaran-1 (with the capacity of 2 x 27.75 MW) commenced in October 2004, whilst the PLTG Panaran-2 (with planned capacity of 2 x 27.75 MW) is currently under construction. With the operation of the new PLTG Panaran-2 in 2006, MedcoEnergi through PT Mitra Energi Batam and PT Dalle Energy Batam will become a major electricity supplier for the State Electricity Company (PLN) in Batam, generating almost 80% of the power supply capacity in the island.

PLTG Panaran-1. The 55.5 MW gas fired power plant operated by PT Mitra Energy Batam currently supplies electricity to PT PLN Batam, which then supplies the electricity to local industries and housing areas in Batam. The electricity is generated by 2 gas turbine generators (GTG) with advanced, computerized control systems, enabling the operator to accurately monitor the overall performance of the power plant and ensure its effectiveness and reliability.

Throughout 2005, PLTG Panaran-1 produced a total of 421.06 MWh with 87.7% Capacity Factor (CF). Total of operation hours during the year 2005 were 7.710 hours for GTG1 and 8.460 hours for GTG2, with zero accident.

PLTG Panaran-2. Setelah selesainya akuisisi 58% kepemilikan di PT Dalle Energy Batam (DEB) pada bulan Juli 2005, Perseroan kini tengah menyelesaikan pembangunan generator turbin gas 2 x 27,75 MW serta peralatan chiller 8 MW, dengan jadwal penyelesaian pada bulan Mei 2006.

JASA OPERASI & PEMELIHARAAN

Pada bulan Juni 2005, konsorsium MedcoEnergi dan Fortum Service (MedcoEnergi-Fortum) memperoleh kontrak dari PLN untuk menyediakan jasa O&M bagi PLTU Tanjung Jati-B yang berkapasitas 2 x 660 MW. Kontrak senilai US$ 11,7 juta per tahun tersebut berlaku untuk masa 23 tahun, termasuk 18 bulan periode mobilisasi, serta efektif per September 2005. Selama masa kontrak, konsorsium MedcoEnergi-Fortum akan bertanggung jawab atas pengoperasian pembangkit, pemeliharaan pembangkit dan pengelolaan bahan terpakai.

Pada tahun 2005 tersebut proses rekrutmen dan mobilisasi personil telah dimulai, dengan 164 personil di lokasi pembangkit pada akhir tahun tersebut. Sampai dengan Maret 2006, rekrutmen dan mobilisasi tambahan menambah jumlah personil di lokasi menjadi 198 orang. Instalasi tersebut dijadwalkan mulai beroperasi pada bulan September 2006.

PERKIRAAN 2006

Perseroan berniat menciptakan jalur pertumbuhan usaha yang berkelanjutan melalui perluasan aktivitas di seluruh aspek industri pembangkitan listrik mencakup pembangunan instalasi pembangkit, pengoperasian pembangkit dan jasa O&M (*Operation & Maintenance*). Kesemuanya ini diarahkan untuk menyediakan pasok listrik yang terjangkau dan andal sebagai salah satu faktor kunci pertumbuhan perekonomian nasional. Hal ini sekaligus akan mendukung Perseroan dalam menciptakan pasar bagi produksi gas yang belum terjual.

Pada bulan Januari 2006 Perseroan mengakuisisi 64,98% kepemilikan di PT Indo Medco Power (IMP), yang merencanakan akan membangun instalasi PLTG 2 x 40 MW di Gunung Megang, Sumatera Selatan dan memperkirakan bahwa PLTG tersebut dapat memanfaatkan gas dari ladang gas Perseroan.

PLTG Panaran-2. Following to the completion of 58% shares acquisition of PT Dalle Energy Batam (DEB), in July 2005 the Company was involved in the construction activities of 2 x 27.75 MW of gas turbine generator and 8 MW chillers equipment. The plant is scheduled for completion in May 2006.

OPERATIONS & MAINTENANCE SERVICES

In June 2005, PLN awarded MedcoEnergi and Fortum Service consortium (MedcoEnergi-Fortum) with a contract to provide operation and maintenance services for PLTU Tanjung Jati-B in Central Java. The contract assigns Medcoenergi-Fortum to provide operation and maintenance services for PLTU Tanjung Jati-B, including 18-month mobilization period and 23-year operation period, effective in September 2005 with total contract value of USD 11.7 million per annum. PLTU Tanjung Jati-B is a 2 x 660 MW coal fired power plant. During the contract period, MedcoEnergi-Fortum consortium is responsible to operate the plant, and also to provide maintenance services and manage power plant consumables.

In 2005, the recruitment and mobilization of personnel have been started with a total of 164 personnel at site by year end. More personnel will be recruited and mobilized to the site until March 2006, which will bring total number of personnel to 198. The plant is scheduled to commence its operation on September 2006.

2006 OUTLOOK

The Company is determined to build a sustainable path of business growth by expanding its involvement in the broad spectrum of power industries, encompassing power plant construction, operations and maintenance services. All of which are geared toward providing affordable and reliable electricity as one of the key factors to support the national economic growth. Consequently, it will enable MedcoEnergi to create market for the uncommitted gas.

In January 2006, the Company acquired 64.98% shares in PT Indo Medco Power (IMP), which plans to develop a 2 x 40 MW gas turbine power plant in Gunung Megang, South Sumatra, and expects that the power plants could utilize the gas from its gas fields.

Jasa Pemboran

Drilling Services

Back in 1980, drilling services used to be the main business of MedcoEnergi. This era was shifted in 1996 after the Company acquired 100% shares of PT Stanvac Indonesia, an oil and gas exploration and production company, which previously owned by Exxon and Mobil Oil. Today, MedcoEnergi still recognizes the importance of drilling services business to support its oil and gas exploration and production business unit.

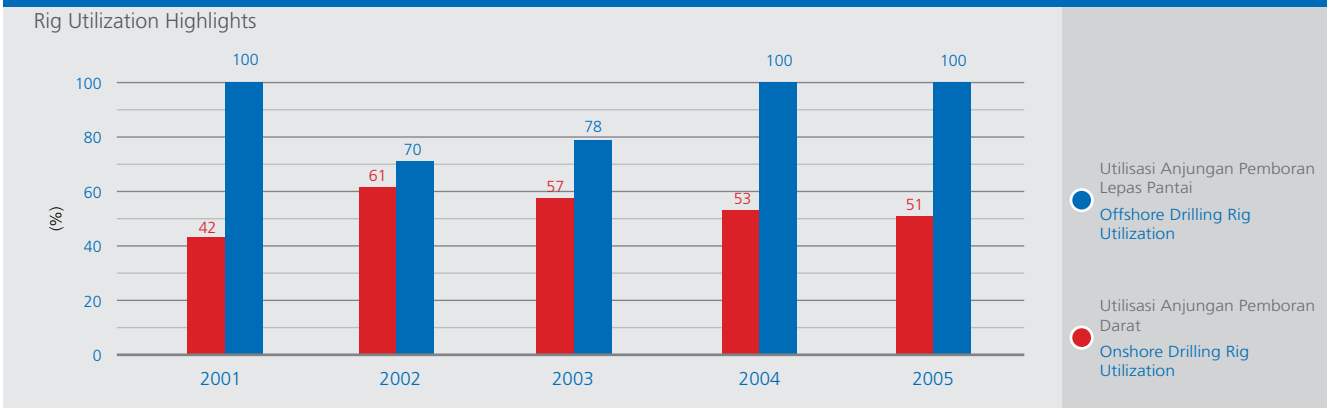
Currently, the drilling services operation is handled by the MedcoEnergi's subsidiary, PT Apexindo Pratama Duta Tbk (Apexindo), the only local Indonesian drilling services publicly listed company in Indonesia, with market capitalization of Rp 1,807,820 billion at yearend 2005. Apexindo manages a total of 14 drilling rigs – 5 offshore rigs and 9 onshore rigs – operating in Indonesia and overseas.

Di tahun 1980, jasa pemboran merupakan bisnis utama Perseroan. Kondisi tersebut mulai bergeser pada tahun 1996 ketika Perseroan mengakuisisi 100% kepemilikan atas PT Stanvac Indonesia, sebuah perusahaan eksplorasi dan produksi migas yang sebelumnya dimiliki oleh Exxon dan Mobil Oil. Kini, MedcoEnergi tetap melihat peran penting bisnis jasa pemboran dalam menunjang bisnis eksplorasi dan produksi migas.

Saat ini, jasa pemboran dikelola oleh anak perusahaan MedcoEnergi, yaitu PT Apexindo Pratama Duta Tbk (Apexindo), satu-satunya perusahaan publik yang bergerak di bidang jasa pemboran, dengan kapitalisasi pasar sebesar Rp 1.807.820 miliar pada akhir 2005. Apexindo kini mengelola 14 rig - 5 diantaranya adalah rig lepas pantai dan 9 lainnya adalah rig darat - yang beroperasi di Indonesia dan di luar negeri.

Ikhtisar Utilisasi Pemboran

Rig Utilization Highlights



Kegiatan Perseroan di bidang jasa pemboran sepanjang tahun ini terfokus pada peningkatan kinerja operasi dan dukungan finansial untuk mendorong pertumbuhan bisnis di masa mendatang.

The Company's activities in drilling services during the year were focused on improving operational performance and financial capacity to drive future business growth.

KINERJA 2005

Sepanjang tahun, Perseroan berhasil mencatat 100% utilisasi dan pendapatan harian rata-rata sebesar US$ 48.242 per hari atas anjungan lepas pantainya. Sementara untuk anjungan darat, Perseroan hanya mencatat 51% utilisasi karena belum adanya kontrak untuk 3 buah anjungan daratnya. Namun demikian, Perseroan dapat menaikkan tarif harian untuk anjungan daratnya, sehingga pendapatan harian rata-rata dapat meningkat menjadi US$ 8.689 per hari.

Dengan mulai beroperasinya Gudang Bojonegara pada bulan Mei 2005, Perseroan telah dapat meningkatkan efisiensi dan efektivitas operasinya. Gudang tersebut dilengkapi dengan sistem aplikasi manajemen rantai suplai terintegrasi yang mampu memantau dan menjaga dengan akurat tingkat persediaan, mengidentifikasi aset kadaluarsa untuk dilepas dan menyederhanakan proses dan organisasi pergudangan secara keseluruhan. Hasilnya, Perseroan dapat mengurangi biaya operasinya sebesar 5,9%.

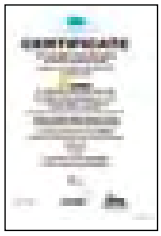
Pada bulan Juli 2005, Perseroan menyelenggarakan program *rights issue*. Namun demikian, Perseroan tidak menggunakan haknya melainkan menerima SeaDrill Limited, Inc (SeaDrill), sebuah perusahaan jasa

2005 HIGHLIGHTS

During the year, the Company managed to maintain 100% utilization rate and recorded daily average revenue of USD 48,242 per day for its offshore rigs. Due to the difficulty in securing the contracts for its three (3) onshore rigs, the Company only managed to utilize 51% of its onshore rigs. However, the Company enjoyed the increasing in daily rate of onshore rigs which caused the average daily revenue increased to USD 8,689 per day.

The commencement of Bojonegara Warehouse operation in May 2005 has improved the Company's operational efficiency and effectiveness. The warehouse equipped with an integrated supply chain management system, and has the capacity to accurately monitor and maintain inventory levels, identify obsolete assets for disposal and streamline the overall warehouse processes and organization. As a result, the Company managed to reduce its operating costs by 5.9%.

In July 2005, the Company launched Apexindo's right issues program. However, the Company did not exercise its right, but on the contrary it welcomes SeaDrill Limited, Inc. (SeaDrill), a European-based drilling company listed in Oslo Stock Exchange, to become the shareholder



Sertifikat ISO 9001:2000
ISO 9001:2000 Certification

pemboran yang berbasis di Eropa dan sahamnya tercatat di Bursa Efek Oslo, sebagai pemegang saham di Apexindo. Dengan selesainya program *rights issue* tersebut, kepemilikan Perseroan di Apexindo telah terdilusi menjadi 52,4% dari sebelumnya sebesar 77,5%. Sedangkan SeaDrill menjadi pemegang saham baru dengan kepemilikan sebesar 32,3%. Melalui kemitraan dengan SeaDrill, MedcoEnergi ingin meningkatkan kiprahnya di pasar internasional.

Pada tabel berikut ini, disajikan ikhtisar kinerja dari bisnis jasa pemboran yang dijalankan Perseroan.

of Apexindo. Upon the completion of right issue program, the Company's shares ownership in Apexindo has diluted to 52.4% from previously 77.5%, and SeaDrill becomes a new shareholder with 32.3% ownerships. Through partnership with SeaDrill, MedcoEnergi aimed to strengthen Apexindo's presence in the international markets.

The following table highlights the performance of the Company's drilling services business unit in 2005.

	2005	2004	%
Pendapatan dari jasa operasi pemboran dan jasa terkait lainnya (juta US$) Revenues from drilling operations and related services (million USD)	89.0	94.4	-5.7%
Beban Operasi Pemboran (juta US$) Drilling Operation Costs (million USD)	68.2	72.6	- 6.1%
Utilisasi Anjungan Lepas Pantai (%) Offshore Rigs Utilization (%)	100.0%	100.0%	-
Utilisasi Anjungan Darat (%) Onshore Rigs Utilization (%)	51.0%	53.0%	- 2.8%
Pendapatan Harian Rata-rata Anjungan Lepas Pantai (US$) Average Daily Revenue of Offshore Rigs (USD)	48,242	44,774	7.7%
Pendapatan Harian Rata-rata Anjungan Lepas Pantai (US$) Average Daily Revenue of Onshore Rigs (USD)	8,689	8,133	6.8%

KEUNGGULAN KOMPETITIF

Dalam rangka meningkatkan efisiensi operasional dan menjadi pemimpin di industri jasa pemboran di Indonesia, Perseroan dengan gembira melaporkan bahwa Apexindo telah mendapatkan sertifikasi ISO 9001:2001 pada bulan November 2005. Diraihnya sertifikasi tersebut merupakan cerminan nyata komitmen Apexindo dalam membangun sistem manajemen mutu secara menyeluruh, meliputi tanggung jawab manajemen, prosedur pengendalian mutu, analisa pengukuran dan perbaikan yang berkesinambungan. Dengan sertifikasi internasional ini, Apexindo berkeyakinan untuk dapat memperkokoh posisi kompetitifnya di pasar domestik dan internasional.

Sebagai penyedia jasa pemboran, Apexindo senantiasa berupaya menerapkan standar tertinggi di bidang manajemen Lingkungan, Kesehatan, dan Keselamatan Kerja (LK3). Perseroan menyambut gembira prestasi Apexindo dalam mencatat tingkat kecelakaan kerja (LTA) yang lebih rendah dari rata-rata industri, baik untuk anjungan lepas pantai maupun anjungan darat, selama 7 tahun berturut-turut. LTA Nol jega berhasil dicatatkan oleh Apexindo dalam 3 tahun terakhir. meskipun demikian, Apexindo senantiasa berupaya meningkatkan kualitas manajemen LK3 yang dijalankan.

Perseroan juga berkomitmen untuk memperbaiki kinerja keuangannya dan membangun landasan yang lebih kuat guna menunjang pertumbuhan bisnis dimasa mendatang. Pada tahun ini, Apexindo berhasil menghimpun dana sebesar Rp 750 milyar melalui penerbitan obligasi dan Rp 460 milyar melalui rights issues. Dana yang berhasil

COMPETITIVE ADVANTAGE

In the pursuit of operational efficiency and becoming the leader in Indonesian drilling services industry, the Company is pleased with Apexindo's achievement that has successfully obtained an ISO 9001:2001 certification in November 2005. This certificate shows that Apexindo as the drilling services provider has a comprehensive quality management system that includes management responsibilities, quality assurance procedures, measurement analyses and continuous improvements. With this international certification, the Company is confident that Apexindo is able to strengthen its competitive positioning in the domestic and overseas markets.

As a drilling services provider, Apexindo constantly strives to maintain highest standards its Safety, Health and Environment (SHE) management. Over the course of a 7-year period, the Company is proud that Apexindo has been able to achieve lower-than industry-average, loss time accident (LTA) records, for both of its offshore and onshore rigs. Zero LTA was recorded for the last three years, but Apexindo shall continually explore "rooms for improvements" in its SHE management.

The Company is committed that Apexindo shall continue improving its financial capacity and form a stronger platform for its future business growth. During the year, Apexindo has successfully raised IDR 750 billion from bonds issuance and IDR 460,7 billion from rights issues. Proceeds

dihimpun kemudian dipergunakan untuk memperbaiki struktur keuangan Apexindo seperti tercermin dari turunnya *Debt Equity Ratio* (DER), dari 1,04% pada tahun 2004 menjadi 0,63% di tahun 2005.

ANJUNGAN LEPAS PANTAI

Sepanjang tahun ini, Apexindo berhasil mempertahankan utilisasi anjungan lepas pantai pada tingkat 100%. Di samping itu, jumlah sumur yang dibor juga meningkat dari 49 sumur di tahun 2004 menjadi 62 sumur di tahun 2005. Pendapatan harian rata-rata dari US$ 44,8 ribu per hari di tahun 2004 menjadi US$ 48,2 ribu per hari di tahun 2005. Biaya Harian Rata-rata untuk mengoperasikan anjungan tersebut menurun menjadi US$ 19,9 ribu per hari pada tahun ini dari US$ 20,0 ribu per hari pada tahun lalu. Selanjutnya, Apexindo mampu mencatatkan margin laba usaha yang lebih tinggi, yaitu 57% pada tahun 2005 dibandingkan dengan 55% pada tahun 2004.

ANJUNGAN DARAT

Sepanjang tahun 2005, utilisasi anjungan darat sedikit menurun menjadi 51% dibandingkan dengan 53% pada tahun 2004. Hal ini terutama karena tidak beroperasinya Anjungan 5, 8 dan 12, yang saat ini sedang dalam proses tender. Dengan jumlah anjungan yang beroperasi lebih sedikit, maka jumlah sumur yang dibor pada tahun 2005 menurun menjadi 27 sumur dibandingkan dengan 58 sumur pada tahun 2004. Meskipun demikian, berkat diterapkannya program efisiensi operasi, Apexindo dapat membukukan kenaikan pendapatan harian rata-rata dan dan penurunan biaya harian rata-rata. Pendapatan harian rata-rata naik menjadi US$ 8,689 pada tahun 2005 dari US$ 8,133 per hari pada tahun 2004, sementara biaya harian rata-rata menurun menjadi US$ 7.142 dari US$ 7.950 per hari di tahun lalu. Dengan demikian, Apexindo menghasilkan marjin laba usaha yang lebih tinggi, yaitu 18% di tahun ini dibandingkan dengan 7% di tahun 2004.

PERKIRAAN 2006

Untuk masa mendatang, Apexindo berencana untuk berperan lebih besar dalam dunia pengembangan migas di Indonesia dan berkompetisi di pasar internasional melalui berbagai inisiatif strategis yang ditujukan untuk memaksimalkan utilisasi anjungan. Sebuah *jack-up rig* yang mulai dibuat pada awal 2005, dijadwalkan untuk diserahkan kepada Perseroan pada akhir 2006. Apexindo saat ini sedang dalam pembicaraan yang insentif dengan calon salah satu klien utamanya untuk menggunakan anjungan tersebut melalui sebuah kontrak jangka panjang.

Lebih jauh, didukung reputasi yang baik, Apexindo berhasil mendapatkan perpanjangan kontrak selama tiga tahun dengan Total E&P Indonesie, atas penggunaan *swamp barge rig* Raisis dan Yani. Di pasar internasional, Apexindo senantiasa berupaya untuk meningkatkan utilisasi anjungan Raniworo. Untuk tahun 2006, anjungan tersebut telah dijadwalkan untuk mendukung operasi pemboran yang dilakukan oleh Indago Oman Ltd. dan Crescent Petroleum Co. Sementara itu, anjungan Raniworo juga telah dipesan oleh Santos untuk mendukung operasi pemboran di Sampang, Madura selama tiga tahun ke depan. Apexindo juga terus berupaya meningkatkan kualitas dan efisiensi operasinya. Hal ini akan dicapai dengan memperluas implementasi sistem dan prosedur manajemen mutu berbasis ISO dan diseluruh mata rantai operasi pemboran.

from these fund-raising initiatives were used for improving Apexindo's debt profile, as reflected in lowered Debt to Equity Ratio (DER) to 0.63% in 2005 from 1.04% in 2004.

OFFSHORE RIGS

During the year, the Company has been successful in maintaining 100% utilization for its offshore rigs. Besides that, the total number of wells drilled by the offshore rigs increased to 62 wells this year from 49 wells in 2004. Average Daily Revenues, in turn, increased to USD 48.2 thousand per day in 2005 from USD 44.8 thousand per day in 2004. Average Daily Cost, on the other hand, slightly decreased to USD 19.9 thousand per day this year from USD 20.0 thousand per day last year. Ultimately, the Company posted a higher operating margin, to 57% this year from 55% in 2004.

ONSHORE RIGS

Throughout 2005, the Company posted a slightly lower utilization rate of 51%, compared to last year's figure of 53%. This is primarily attributable to the idle capacity of Rig 5, 8 and 12, as the Company is currently participating in several bidding processes for these rigs. With fewer rigs operating during the year, the number of wells drilled by our onshore rigs decreased to 27 wells from 58 wells in 2004. Nevertheless, the Company posted higher Average Daily Revenue and lower Average Daily Cost due to ongoing efforts in efficiency improvements. Average Daily Revenue increased to USD 8,689 in 2005 from USD 8,133 per day last year, while Average Daily Cost declined to USD 7,142 this year from USD 7,950 per day last year. Consequently, the Company earned higher operating margin to 18% this year from 7% in 2004.

2006 AND BEYOND

Moving ahead, the Company through Apexindo is set to play a greater role in the development of oil and gas sector in Indonesia and to compete in international markets through the implementation of strategic initiatives aimed for maximum utilization of offshore and onshore rigs. A new jack-up rig – with construction commenced in early 2005 – is scheduled for delivery in late 2006. The Company is currently engaged in intensive discussion with a major client for a long-term contract for the new rig.

Furthermore, supported by its widely recognized reputation, Apexindo has won 3-year extension on its existing contracts with Total E&P Indonesie, pertaining to the services of Raisis and Yani swamp barge rigs. In the international markets, Apexindo continued to explore opportunities to increase utilization of Raniworo rig. For 2006, the rig is scheduled to support drilling operations of Crescent Petroleum Co. and Indago Oman Ltd. in the Middle East. Subsequently, Raniworo is booked for Santos in Sampang, Madura for the next three years. Apexindo is also making ongoing efforts to improve the quality and efficiency of its operations. This will be achieved through expanded implementation of ISO-based quality management systems and improvements in management systems and procedures throughout the entire value chain of drilling operations.

Lingkungan, Kesehatan dan Keselamatan Kerja (LK3)

Safety, Health and Environment (SHE)

MedcoEnergi realized that to maintain operational excellence and sustain competitiveness, it needed to continuously improve its Safety, Health and Environment (SHE) management standards and practices throughout the entire line of its businesses. A strong commitment on upholding rigorous SHE standards started right from the top, when MedcoEnergi introduced Corporate SHE Policy Statement that incorporates the following:

- A commitment to protect the health, safety, and working environment of its employees, contractors, and surrounding communities where the company operates.
- A belief that the occurrence of incidents affecting the health and safety of its employees, contractors, and surrounding communities could be prevented.
- Stringent adherence to the environmental regulations and safety best practices for all its operations in Indonesia and overseas.

MedcoEnergi menyadari bahwa untuk memelihara keunggulan operasional, Perseroan harus senantiasa meningkatkan kualitas standar Manajemen Lingkungan, Kesehatan dan Keselamatan Kerja (LK3) diseluruh bidang usahanya. Komitmen yang kuat untuk mempertahankan kualitas LK3 ini di mulai dari pucuk pimpinan ketika MedcoEnergi menetapkan Kebijakan LK3 Perseroan yang meliputi:

- Komitmen untuk memelihara lingkungan, kesehatan dan keselamatan atas seluruh karyawan, kontraktor, dan masyarakat setempat.
- Keyakinan untuk dapat mencegah segala sesuatu yang berpengaruh terhadap kesehatan dan keselamatan seluruh karyawan, kontraktor, serta masyarakat sekitar.
- Ketaatan yang kuat terhadap berbagai peraturan mengenai lingkungan dan penerapan praktek terbaik LK3 di seluruh kegiatan operasi di Indonesia dan di luar negri.

MedcoEnergi terus mengupayakan peningkatan kualitas Manajemen LK3 sebagai faktor penting dalam mencapai keunggulan operasional.

MedcoEnergi strives to continuously improve the quality of SHE Management as a critical factor to achieve operational excellence.

Berdasarkan pada kebijaksanaan di atas, MedcoEnergi telah membuat arahan umum mengenai manajemen LK3 dan memberikan kesempatan bagi unit-unit usaha dibawahnya untuk menerapkan kebijaksanaan dan arahan-arahan yang ada berdasarkan pada standar industri yang berlaku secara internasional. Pada tahun 2005, Perseroan telah berhasil mencatat lebih dari 30 juta jam kerja operasi yang aman dari keseluruhan unit bisnis. Berikut ini adalah ringkasan kegiatan LK3 dalam berbagai bidang di Perseroan.

MEMBANGUN BUDAYA KESELAMATAN KERJA YANG SOLID

Menerapkan Standar Keselamatan Kerja Internasional

Salah satu elemen penting dalam membangun budaya keselamatan yang kuat adalah dengan menerapkan aturan keselamatan berstandar internasional.

Di Apexindo, salah satu anak Perseroan dalam bidang jasa pemboran, MedcoEnergi menerapkan standar DNV *International Safety Rating* yang mensyaratkan Perseroan untuk menyusun sistem pengelolaan keselamatan kerja, dengan tujuan membangun budaya pencegahan dan mengembangkan kemampuan tanggap darurat. Hal ini dilaksanakan

Based on the above, MedcoEnergi has developed general guidelines for SHE management, while giving the flexibility for business units to independently implement such policies and guidelines based on international industry standards. In 2005, the Company has accumulated over 30 million hours of safe operations in all of its business units. This is considered quite an achievement by any standards. These are some highlights of SHE programs and their achievements in many areas of the Company's operations.

BUILDING A SOLID SAFETY CULTURE

Implementing International Safety Standards

One of the fundamental building blocks for building a solid safety-awareness culture is the rigorous implementation and deployment of internationally recognized safety standards.

In Apexindo, the Company's drilling operations subsidiary, MedcoEnergi implemented DNV International Safety Rating Standard that required the company to develop comprehensive safety management system, with the objective of building a safety prevention culture and in developing the capacity to respond to emergency crisis situations. This is carried out

dengan menerapkan 12 aspek manajemen keselamatan, termasuk Kepemimpinan dan Administrasi, Manajemen Risiko dan Analisa Keselamatan Kerja, Pelaporan Insiden dan Kecelakaan, serta Analisa dan Investigasi.

Sementara itu pada PT Medco Methanol Bunyu dan PT Medco LPG Kaji, Perseroan menerapkan *International Safety Rating Standard*, 7th edition (ISRS 7), sedangkan pada PT Medco E&P Indonesia, Perseroan menerapkan *Operation Integrity Management System*. Dimana kesemuanya mensyaratkan Perseroan untuk menerapkan prinsip-prinsip manajemen risiko untuk mendukung pengembangan budaya kewaspadaan dan pencegahan kecelakaan kerja.

Membukukan Prestasi dalam bidang Keselamatan Kerja

Sejalan dengan penerapan yang ketat atas standar keselamatan, MedcoEnergi mendapatkan pengakuan dari dalam dan luar negeri. Pada tahun 2005, Apexindo memperoleh penghargaan *No Loss Time Accident* dari Pemerintah, yang disampaikan oleh Wakil Presiden Republik Indonesia.

Hal ini diperkuat lagi dengan prestasi Perseroan dalam membukukan *Loss Time Accident* (LTA) yang lebih rendah daripada rata-rata industri di dunia untuk 9 tahun berturut-turut. Pemerintah Indonesia juga memberikan penghargaan kepada PT Medco LPG Kaji dengan *Zero Accident Award*, karena telah berhasil menciptakan lingkungan kerja yang aman sejak masa pembangunannya pada bulan April 2003 sampai dengan hari ini.

MELESTARIKAN LINGKUNGAN

Memastikan Operasi yang Ramah Lingkungan

Sepanjang tahun 2005, MedcoEnergi selalu memastikan bahwa seluruh aspek operasinya telah sesuai dengan hukum dan peraturan yang berlaku, terutama yang berkaitan dengan pelestarian lingkungan. Di PT Medco Methanol Bunyu, Perseroan telah menerapkan standar operasi yang ketat, terutama dalam hal pengelolaan limbah dan pembuangan bahan berbahaya. Dibidang operasi eksplorasi dan produksi, MedcoEnergi telah menyelesaikan penerapan operasi *Zero Discharge*. Dengan prosedur *Zero Discharge* ini, air yang mengalir bersama produksi minyak, dipompa kembali ke dalam perut bumi sementara produk gas ikutannya langsung dipergunakan untuk bahan bakar dan bahan baku bagi pabrik LPG yang letaknya berdekatan.

Di Kalimantan, juga sedang dikembangkan sistem yang mirip dengan ini sehingga akan mengurangi gas pembuangan secara signifikan. Upaya ini sejalan dengan kebijaksanaan Pemerintah yang telah meratifikasi Protokol Kyoto yang mempromosikan pengurangan emisi karbon dan mengurangi efek rumah kaca untuk mengatasi masalah pemanasan global.

through the application of 12 safety management aspects, including Leadership and Administration, Risk Management and Job Safety Analysis, Accident/Incident Reporting, Investigation and Analysis.

In PT Medco Methanol Bunyu and PT Medco LPG Kaji, on the other hand, the Company implemented the International Safety Rating Standard, 7th edition (ISRS7) while in PT Medco E&P Indonesia, the Company implemented the Operation Integrity Management System. All of which incorporate risk management principles to support the establishment of a safety awareness and prevention culture.

Achieving Respectable Safety Records

Along with the keen adherence of rigorous safety standards, MedcoEnergi earned recognition from national and international business communities. In 2005, Apexindo received the highly acclaimed "No Loss Time Accident Award" from the Government, presented by the Vice President of the Republic of Indonesia.

This achievement is strongly supported by the Company's historic accomplishment in recording Loss Time Accident (LTA) frequency rates that are considered consistently lower than that of worldwide industry average for almost 9 consecutive years. The Indonesian Government has also awarded PT Medco LPG Kaji with Zero Accident Award, for its successful endeavor in maintaining a safe working environment since its early construction phase in April 2003 until the present day.

PRESERVING THE ENVIRONMENT

Ensuring Environmentally-responsible Operations

Throughout the year, MedcoEnergi has made ongoing efforts to ensure that all aspects of its operations are in compliance with prevailing laws and regulations, particularly with regards to the Environment Conservation in Indonesia.

At PT Medco Methanol Bunyu, the Company has applied stringent standards in operations management, notably in the areas of waste management and disposal of hazardous materials. In the Company's E&P operations, MedcoEnergi successfully completed the establishment of Zero Discharge operations for all of its fields in Sumatra. With the Zero Discharge procedure, associated water – which flows along together during oil production – is pumped back into the earth, while associated gas is utilized as fuel and feedstock which are supplied to the Company's nearby LPG Plant.

In Kalimantan, a similar system is presently being developed in the attempt to significantly reduce gas flare. This is in accordance with Indonesia's recent ratification of the Kyoto Protocol that promotes the reduction of greenhouse gases to overcome the global warming trend.

MedcoEnergi, melalui PT Medco LPG Kaji, telah menjalin kerjasama erat dengan Universitas Sriwijaya, yang akan membantu Perseroan dalam melakukan pengawasan independen, serta sekaligus memperbaiki kualitas manajemen lingkungan.

Meraih Berbagai Penghargaan

Pada bulan Desember 2005, Pemerintah Indonesia memberikan penghargaan berupa *Green Flag Award* kepada PT Medco Methanol Bunyu. Penghargaan dari Menteri Negara Lingkungan Hidup ini diberikan atas prestasi Perseroan dalam mengelola operasinya secara ramah lingkungan dan dalam membangun kemitraan yang erat dengan masyarakat setempat melalui program pengembangan masyarakat. Disamping itu, Perseroan juga menerima penghargaan Blue Label dari Kementerian yang sama untuk operasinya di lapangan-lapangan migas di seluruh Indonesia. Penghargaan ini diberikan atas prestasi Perseroan dalam memastikan kepatuhan terhadap berbagai peraturan dan hukum yang berlaku, terutama menganai lingkungan hidup.

MENCIPTAKAN LINGKUNGAN KERJA YANG SEHAT

Aspek penting lainnya dalam manajemen LK3 adalah upaya menciptakan lingkungan kerja yang sehat dalam rangka meningkatkan efiensi operasional dan efektivitas kerja. MedcoEnergi juga senantiasa memelihara komitmen yang tinggi dalam hal ini, seperti tercermin dari berbagai kebijaksanaan dan program manajemen kesehatan yang dilaksanakan Perseroan.

Salah satu inti dari program ini adalah pelatihan dan sosialisasi untuk menganjurkan gaya hidup sehat yang meliputi olah raga secara teratur dan penerangan mengenai makanan sehat serta pengelolaan berat badan. Standar kesehatan yang tinggi juga diterapkan di seluruh lokasi Perseroan. Standar tersebut meliputi kualitas makanan dan lingkungan tempat tinggal yang sehat. Hal ini didukung lebih jauh dengan kebijaksanaan pemeriksaan kesehatan berkala sehingga tindakan pencegahan dapat segera dilakukan.

Di samping kegiatan pencegahan, MedcoEnergi secara terus menerus juga mengembangkan kemampuan untuk menangani kondisi darurat dan melakukan perawatan medis darurat. Perseroan telah memiliki Prosedur Tetap Tanggap Darurat, yang didukung dengan pelayanan darurat 24 jam guna mendukung operasi Perseroan. Saat ini, seluruh unit operasi telah dilengkapi dengan klinik kesehatan yang dapat memberikan layanan kesehatan darurat dan menangani karyawan yang sakit.

MedcoEnergi, through PT Medco LPG Kaji, has also developed a strong partnership with the Sriwijaya University, which will assist the Company in independent monitoring, as well as improving, the quality of environment management systems and practices.

Earning Industry Recognitions

In December 2005, the Government of Indonesia awarded PT Medco Methanol Bunyu with the Green Flag Award. Presented by the State Minister of Life and Environment, the Award was in recognition for the Company's achievements in managing its operations in an environmentally-responsible manner and in building strong partnership with local communities through empowering community development program. Besides that, the Company also received the Blue Label from the same Ministry for all its oil and gas fields in Indonesia. This is an acknowledgment of the Company's adherence to the environmental laws and regulations.

CREATING A HEALTHY WORKING CLIMATE

Another key aspect in SHE management is the establishment of a healthy working climate, which is critical to achieve optimal operational efficiency and effectiveness. MedcoEnergi has been maintaining strong commitment in this area as reflected in the company's health management policies and programs.

At the heart of these programs are intensive training and socialization programs to promote healthy lifestyle that encompass regular sport activities, and regular update on healthy foods and weight management programs for its employees. There is a strict adherence to rigorous standards in industrial hygiene which is implemented in the Company's camp facilities. These standards include ensuring fine quality of food and healthy living quarters conditions. This is further supported by providing all employees with regular medical check-ups to obtain early identification of health problems, so that curative actions are taken immediately.

Besides taking preventive actions, MedcoEnergi continuously develops the capacity in emergency response and medical treatments. A comprehensive Emergency Response Plan, supported by a 24-hour emergency service, has been in place to support the Company's operations. Each operating unit is currently supported by medical clinics that provide round-the-clock emergency services and treatments to ailing employees.

Laporan dan Kinerja Keuangan

Financial Performance and Report

MedcoEnergi has successfully improved its financial performance in 2005, supported by increased oil and gas revenues in line with the continuing rise of world oil prices and additions of revenues from sales of electric power and other business.

MedcoEnergi berhasil membukukan kinerja keuangan yang membaik di tahun 2005, didukung dengan meningkatnya pendapatan migas seiring dengan kenaikan harga minyak dunia, serta tambahan pendapatan dari penjualan tenaga listik dan unit usaha lainnya.

UMUM

MedcoEnergi merupakan salah satu perusahaan publik eksplorasi dan produksi minyak dan gas independen terbesar di Indonesia. Disamping itu bidang usaha Perusahaan juga meliputi kontrak pemboran, produksi methanol, produksi LPG dan pembangkitan listrik. Per tanggal 31 Desember 2005, Perusahaan memiliki wilayah kerja di Indonesia maupun di luar negri. Wilayah kerja di Indonesia tersebar mulai dari Langsa, Naggroe Aceh Darussalam di bagian barat Indonesia sampai Senoro-Toili, Sulawesi Tengah di Indonesia bagian tengah dan Yapen, Papua di Indonesia timur. Sedangkan aset Perseroan di luar negeri berlokasi di Libya dan Amerika Serikat.

Dalam upaya mencapai visi untuk menjadi Perusahaan Energi Pilihan, MedcoEnergi konsisten menerapkan tujuh strategi dasar untuk meningkatkan laba dan menjaga pertumbuhan yang sehat dan berkelanjutan.

Sehubungan dengan diterbitkannya Global Depository Shares di Bursa Efek Luksembourg yang mewajibkan Perseroan untuk menyajikan Laporan Keuangan tiga tahun, mengakibatkan Perseroan untuk menerbitkan kembali Laporan Keuangan Konsolidasi Auditan untuk tahun-tahun yang berakhir 31 Desember 2004, 2003, dan 2002. Penerbitan kembali tersebut mengharuskan Perseroan untuk mereklasifikasi dan menyajikan kembali beberapa akun dalam laporan keuangan tersebut.

Pada tahun berjalan, Perusahaan telah merevisi penyajian Laporan Keuangan untuk menyesuaikan dengan PSAK No. 24 (Revisi 2004) mengenai Manfaat Karyawan dan PSAK No. 38 (Revisi 2004) mengenai Akuntansi untuk Restrukturisasi Entitas Sepengendali (lihat Catatan 42 pada Laporan Keuangan Diaudit).

Pada saat yang sama, beberapa akun dari laporan keuangan konsolidasi tahun 2004 telah direklasifikasikan untuk menyesuaian dengan bentuk laporan keuangan konsolidasi yang disajikan untuk tahun 2005. Ringkasan pengaruh retroaktif dari perubahan prinsip akuntansi dan reklasifikasi akun tersebut disajikan pada laporan keuangan konsolidasi untuk tahun yang berkahir pada 31 Desember 2005 dan 31 Desember 2004.

OVERVIEW

MedcoEnergi is one of the largest independent, Indonesian publicly-listed oil and gas exploration and production company in Indonesia, with additional operations in contract drilling, gas-fed methanol production, LPG production and power plants. As of December 31, 2005, the Company has operation areas in Indonesia and overseas. The Indonesian operation areas span from Langsa, Nanggroe Aceh Darussalam near the country's western border to Senoro-Toili, Central Sulawesi in Central Indonesia and Yapen, Papua, near the country's eastern border. As for the international assets, they are located in Libya and the United States of America.

In order to achieve its vision of becoming the Energy Company of Choice, MedcoEnergi continues to implement its seven basic strategies geared toward profitability and sustainable healthy growth.

Following to the issuance of Global Depository Shares in Stock Exchange of Luxembourg which required the Company to present three year comparison for its Financial Statements, has resulted the Company to reissue its Audited Consolidated Financial Statements for the years ended December 31, 2004, 2003, and 2002. Such reissue required the Company to reclassify and restate certain accounts in such financial statements.

During the year the Company has adopted and revised its Audited Statements in line with PSAK No. 24 (Revised 2004) regarding the treatment of Employee Benefits and PSAK No. 38 (Revised 2004) regarding the treatment of Accounting for Restructuring of Entities Under Common Control (see details on note 42 of the Audited Financial Statements).

At the same time, certain accounts in the 2004 consolidated financial statements have been reclassified to conform to the presentation of accounts in the 2005 consolidated financial statements. The summary of summary of the retroactive effects of the changes in the accounting principles and the reclassification of accounts discussed above on the consolidated financial statements as of December 31, 2005 and for the year ended December 31, 2004.

Beberapa Hasil untuk tahun yang berakhir pada 31 Desember 2005 dan 2004

(dalam juta US$ kecuali disebutkan lain)

Selected Results for the Year Ended December 31, 2005 and 2004

(In million of USD unless stated otherwise)

	2005	2004
Posisi Keuangan | Financial Results		
Pendapatan | Revenues	620.2	550.1
Beban dan biaya | Costs and expenses	380.8	370.9
Beban bunga dan beban (pendapatan) lain-lain | Interest expense and other (income) expense	58.2	49.1
Laba sebelum beban pajak | Income before tax expense	181.1	130.1
Laba bersih tersedia untuk pemegang saham biasa | Net income available to common stockholders	74.7	73.9
Laba per saham - dilusi | Earnings per share	0.0240	0.0238
Hasil-hasil Operasi | Operating Results		
Total cadangan terbukti | Total proved reserves (mmboe) (1)	366.4	159.7
Total oil lifting | Total oil lifting (mmboe)	19.5	21.1
Total penjualan gas | Total gas sales (mmboe)	12.0	83.0
Permodalan dan Likuidiras | Capital Resources and Liquidity		
Arus kas aktivitas operasi | Cash flow from operating activities	186.9	136.3
Belanja Modal | Capital expenditures	226.6	246.7*
Total kewajiban | Total debt	515.6	699.3
Ekuitas | Stockholders' equity	533.2	500.1
Rasio kewajiban terhadap total kapitalisasi | Debt to total capitalization ratio	49.2%	49.4%

* Termasuk biaya akuisisi Novus.
1) Total cadangan terbukti tambahan terdiri dari total revisi dari estimasi sebelumnya, akuisisi atau pemindahan dan penjualan *working interest,* dan tambahan.

* Including Novus acquisition cost.
1) The total proved reserve additions consist of total revision to previous estimates, acquisition or transfer and sale of working interest, and addition.

Perusahaan menghasilkan penjualan dan pendapatan operasional lainnya terutama dari penjualan minyak dan gas, aktivitas jasa pemboran, penjualan methanol, penjualan listrik dan jasa O&M dan penjualan LPG. Sebagian besar dari pendapatan tersebut diperoleh dalam mata uang Dollar AS. Untuk tahun buku yang berakhir pada tanggal 31 Desember 2005 dan 2004, Perusahaan mencatat penjualan dan pendapatan operasional lainnya berturut-turut sebesar US$ 620,2 juta dan US$ 550,1 juta, dan EBITDA sebesar US$ 328,2 juta dan US$ 254.8 juta. Minyak dan gas merupakan 70% dan 67%dari penjualan dan pendapatan operasional lainnya untuk tahun 2005 dan 2004. Berikut adalah ikhtisar hasil kinerja keuangan Perusahaan untuk tahun-tahun yang berakhir tanggal 31 Desember 2005 dan 2004.

The Company derives its total sales and other operating revenues from net oil and gas sales, drilling operations and related services, net methanol sales, electric power sales, and O&M services and LPG sales. A large majority of such revenues are denominated in US Dollar. For the years ended December 31, 2005 and 2004, the Company recorded total sales and other operating revenues of USD 620.2 million and 550.1 million, respectively, and EBITDA of USD 328.2 million and USD 254.8 million, respectively. Net oil and gas sales accounted for 70% and 67% of the Company's total sales and other operating revenues in 2005 and 2004, respectively. Below is summary of the Company's financial results for the years ended December 31, 2005 and 2004.

Kontribusi Keuangan untuk Tahun yang Berakhir 31 Desember 2005 dan 2004

Financial Contributions for the Year Ended December 31, 2005 and 2004

Akun Accounts	Tahun yang Berakhir 31 Desember Year Ended December 31	
	2005	2004
Minyak (Hanya yang dioperasikan di Indonesia) I Oil (Indonesia Operated Only)		
Produksi kotor (MBbls/d) I Gross production	53.5 (3)	50.8 (1)
Bagian produksi bersih (MBbls/d) I Net entitlement production	16.5	21.2
Harga rata-rata yang berlaku (US$ per Bbl) I Average realized price	53.7	36.9
Pendapatan (US$ mm) I Revenues	343.7	244.1 (2)
Gas (Hanya yang dioperasikan di Indonesia) I Gas (Indonesia Operated Only)		
Produksi Kotor (MMcf/d) I Gross production	143.5 (3)	129.4 (1)
Bagian produksi bersih (MMcf/d) I Net entitlement production	74.2	93.6
Harga rata-rata yang berlaku (US$/Mcf) I Average realized price	2.45	2.26
Pendapatan (US$ mm) I Revenues	88.7	123.3
Pendapatan minyak dan gas yang beroperasi I Operated oil and gas revenue	432.4	367.4
Pendapatan minyak dan gas yang tidak beroperasi I Non-operated oil and gas revenue	52.0	75.3
Total Pendapatan Minyak dan Gas I Total Oil and Gas Revenues	484.4	442.7
Biaya produksi dan pengangkatan yang beroperasi I Operated production and lifting costs	74.6	77.8
Biaya produksi dan pengangkatan yang tidak beroperasi I Non-operated production and lifting costs	11.1	25.7
Total Beban Produksi dan Pengangkatan I Total Production and Lifting Costs	85.7	103.5
Beban eksplorasi yang beroperasi I Operated exploration expenses	19.0	23.8
Beban eksplorasi yang tidak beroperasi I Non-operated exploration expenses	0.3	2.6
Total Beban Eksplorasi I Total Exploration Expenses	19.4	26.4
Depresiasi dan amortisasi yang beroperasi I Operated depreciation and amortization (4)	60.4	50.0
Depresiasi dan amortisasi yang tidak beroperasi I Non-operated depreciation and amortization	10.8	13.4
Total Depresiasi dan Amortisasi I Total Depreciation and Amortization	71.2	88.0

1) Produksi kotor minyak dan gas Perseroan di lapangan yang dioperasikan di Indonesia pada tahun yang berakhir 31 Desember 2004 telah disesuaikan berdasarkan revisi produksi pada tahun yang berakhir 31 Desember 2004.
2) Pendapatan bersih Perseroan dari lapangan yang dioperasikan pada tahun yang berakhir 31 Desember 2004 telah diubah sesuai dengan reklasifikasi baru biaya pengadaan minyak mentah dimana pada konsolidasi laporan laba rugi pada tahun yang berakhir 31 Desember 2004 disajikan sebagai jumlah bersih dalam pendapatan bersih minyak dan gas.
3) Produksi kotor minyak dan gas Perseroan di lapangan yang dioperasikan pada tahun yang berakhir 31 Desember 2005 termasuk aset internasional dari AS dan Timur Tengah (sampai dijual pada Juli 2005).
4) Depresiasi dan amortisasi yang dioperasikan berdasarkan depresiasi dan amortisasi dari operasi minyak dan gas.

1) The Company's oil and gas gross productions of Indonesia operated fields for the year ended December 31, 2004 have been revised based on revised production for the year ended December 31, 2004.
2) The Company's oil revenue of operated fields for the year ended December 31, 2004 has been changed due to new reclassification of cost of crude oil purchase which was in previous consolidated Income Statement for the year ended December 31, 2004 presented as net amount in net oil and gas sales.
3) The Company's oil and gas gross productions of operated fields for the year ended December 31, 2005 are including international assets from US and Middle East assets (until it was divested in July 2005).
4) The operated depreciation and amortization are based on the depreciation and amortization from oil and gas operations.

PERKEMBANGAN TERAKHIR (termasuk Akuisisi dan Divestasi)

Kerja Sama Eksplorasi Anadarko

Pada tanggal 26 Juli 2005, Perusahaan telah menandatangani Perjanjian Kerja Sama Eksplorasi ("EJVA") dengan anak perusahaan yang dimiliki sepenuhnya oleh Anadarko Petroleum Corporation ("Anadarko"). Sesuai ketentuan dalam EJVA tersebut, Anadarko akan berpartisipasi dalam aktivitas eksplorasi di 13 KKS untuk jangka waktu 3 tahun dengan mengeluarkan biaya minimum sebesar US$ 80 juta. Anadarko

RECENT DEVELOPMENTS (including Acquisitions and Divestments)

Anadarko Exploration Joint Venture

On July 26, 2005, the Company entered into an Exploration Joint Venture Agreement ("EJVA") with a wholly-owned subsidiary of Anadarko Petroleum Corporation ("Anadarko"). Under the EJVA, Anadarko has committed to a three-year work program to fund certain exploration activities of the Company under 13 PSCs at a minimum cost of USD 80 million. Anadarko has the right to earn up to a 40 percent interest in

akan memperoleh porsi sampai dengan 40% kepemilikan dari bagian kepemilikan Perusahaan di KKS dimana pemboran eksplorasi atas biaya Anadarko berhasil dilakukan.

Divestasi Aset di Timur Tengah

Pada bulan Juli 2005, Perusaahan menjual seluruh aset Novus yang tersisa di Timur Tengah yang terdiri dari satu blok produksi minyak dan kondensat dan 3 blok eksplorasi, kepada Meridian Oil & Gas (Middle East) Limited, perusahaan yang berbasis di Cayman Islands dan berhubungan dengan Silk Route Investments, perusahaan yang berbasis di Cayman Islands, senilai US$ 65 juta (tergantung pada penyesuaian modal kerja). Perusahaan memiliki hak beli kembali sebesar 10% apabila ada temuan cadangan yang dapat dikomersialisasikan dalam waktu 3 tahun sejak tanggal penjualan.

Farm-out dan Farm-in di Lapangan Minyak Jeruk

Perseroan memasuki perjanjian partispasi dan operasi sumur Jeruk ("Perjanjian Jeruk") dengan Santos (Sampang) Pty. Ltd. ("Santos (Sampang)") pada tanggal 5 November 2003, untuk eksplorasi risiko tunggal di Lapangan Jeruk dengan basis 50:50 untuk biaya dan cost recovery dan Santos (Sampang) akan bertindak sebagai operator Lapangan Jeruk ("Operasi Lapangan Jeruk"). Dalam JOA Sampang, Cue Sampang Pty. Ltd. ("Cue") dan Singapore Petroleum Company Limited ("SPC") memiliki hak masuk kembali kedalam kepemilikan eksplorasi dengan rumusan penalti sesuai kontrak bila didapatkan temuan cadangan baru. Pada tanggal 29 April 2005, SPC dan Cue memberitahukan kepada Perusahaan tentang niat mereka untuk kembali bergabung dalam Lapangan Jeruk sesuai JOA Sampang, sehingga Perusahaan harus mengembalikan 50% working interest yang dimilikinya dengan besaran kompensasi yang telah ditentukan dalam JOA Sampang, termasuk pengembalian biaya yang telah dikeluarkan Perusahaan sebesar US$ 30,4 juta. Selanjutnya, Perusahaan menerima dan menyetujui permintaan SPC dan Cue untuk farm-in 25% pada Lapangan Jeruk senilai US$ 21 juta.

Divestasi Apexindo

Pada tanggal 28 September 2005, PT Apexindo Pratama Duta ("Apexindo") telah menyelesaikan proses penerbitan 837,6 juta lembar saham baru dengan hasil sebesar Rp 460,68 milyar. Dalam penerbitan saham ini, dimana Perusahaan tidak melakukan hak belinya, Apexindo mencatat masuknya Sea Drill Limited, Inc. – perusahaan jasa pemboran Eropa yang terdaftar di Bursa Efek Oslo – dengan kepemilikan saham sebesar 32,30%. Dengan demikian, kepemilikan MedcoEnergi di Apexindo juga berkurang dari 77,5% menjadi 52,38%. Perusahaan tidak menerima pembayaran apapun dari transaksi tersebut.

RINGKASAN HASIL OPERASI

PENDAPATAN

Net Oil dan Gas Sales

Pendapatan Perusahaan dari penjualan minyak dan gas alam pada dasarnya ditentukan oleh besaran bagian untuk Perusahaan atas volume minyak bumi dan gas alam berdasarkan ketentuan dalam KKS dan harga jualnya. Bagian bersih untuk Perusahaan (Net Entitlement) terdiri dari (i) cost recovery dan (ii) pembagian keuntungan, setelah dikurangi dengan Domestic Market Obligation (DMO).

Perusahaan menjual net entitlement minyak mentahnya melalui sistem tender yang kompetitif tergantung pada kondisi pasar dan membuat perjanjian penjualan jangka pendek dengan pemenang penawaran. Entitlement minyak mentah yang tidak dijual dalam kontrak penjualan

the Company's initial interest in a PSC where a successful exploration well is drilled at Anadarko's cost.

Divestment of Middle East Assets

In July 2005, the Company sold all of the Novus Group's remaining Middle East assets, which consisted of one producing gas and condensate block and three exploration blocks, to Meridian Oil & Gas (Middle East) Limited, a Cayman Islands company associated with Silk Route Investments, a Cayman Islands company, at a price of USD 65 million (subject to working capital adjustments). The Company will retain the right to re-acquire a 10% interest in the assets if there is a commercial discovery within three years of the sale.

Farm-out and Farm-in at Jeruk Oil Field

The Company entered into a Jeruk Participation and Operating Agreement ("Jeruk Agreement") with Santos (Sampang) Pty. Ltd. ("Santos (Sampang)") on November 5, 2003, for the sole risk exploration on the Jeruk field on a 50:50 cost and recovery sharing basis, with Santos (Sampang) as the operator (the "Jeruk Field Operation"). Under the Sampang PSC's joint operating agreement ("Sampang JOA"), both Cue Sampang Pty. Ltd. ("Cue") and Singapore Petroleum Company Limited ("SPC") retained the right to back-in to any sole-risk discovery based on a contractually calculated penalty formula. On April 29, 2005, SPC and Cue notified the Company of their intention to reinstate their interest in the Jeruk Field under the terms of the Sampang JOA. As a result, the Company is required to return its 50% interest in the Jeruk Field Operation for compensation based on the penalty formula in the Sampang JOA. This will include immediate repayment of the Company's expenditures of USD 30.4 million. Subsequently, the Company has been asked by SPC and Cue to farm in 25% of Jeruk Field for an amount of USD 21 million in which the Company has accepted.

Divestment of Apexindo

On September 28, 2005, PT Apexindo Pratama Duta ("Apexindo") completed its Rights Issue process that has resulted in the issuance of 837.6 million new shares with proceeds of IDR 460.68 billion. Along with this right issue, in which the Company did not exercise, Apexindo noted the entrance of Sea Drill Limited, Inc. – a European-based Drilling Company listed in Oslo Stock Exchange – as a shareholder with 32.30% of ownership. Consequently, MedcoEnergi's ownership in Apexindo was reduced from 77.5% to 52.38%. The Company did not receive any cash from the above mentioned transaction.

OVERVIEW OF RESULTS OF OPERATIONS

REVENUES

Net Oil and Gas Sales

The Company's revenues from net sales of crude oil and natural gas are affected primarily by its net entitlement volume of oil and gas under production sharing arrangements and the prices at which they are sold. Net entitlement consists of the Company's (i) cost recovery and (ii) profit share, net of its Domestic Market Obligation (DMO).

The Company sells its net crude oil entitlement through a competitive tender processes, subject to market conditions, and enters into short-term sales contracts with the winning bidders. Crude oil entitlement not sold pursuant to a sales contract can readily be sold in the spot market, albeit without the modest premium afforded by a sales contract. A major portion of the Company's net crude entitlement in 2005 was sold to Itochu Petroleum Co. (S) Pte. Ltd. ("Itochu"), PTT Public Company Limited, Mitsui Oil Exploration Co. Ltd., BP Migas and Pertamina.

dapat segera dijual di pasar spot, tanpa adanya premi sebagaimana bila dijual melalui kontrak. Sebagian besar dari net entitlement minyak mentah Perusahaan pada tahun 2005 dijual kepada Itochu Petroleum Co. (S) Pte Ltd ("Itochu"), PTT Public Company Limited, Mitsui Oil Exploration Co. Ltd., BP Migas dan Pertamina. Perusahaan saat ini menjual sebagian besar minyaknya berdasarkan harga ICP-SLC, dengan penyesuaian sesuai kualitas minyaknya. Porsi cost recovery dari entitlement juga diperhitungkan berdasarkan harga ICP. Harga ICP-SLC merupakan harga rata-rata bulanan dari tiga oil traders dan pemasar independen di wilayah Asia-Pacific, yaitu Asian Petroleum Price Index ("APPI") yang mempublikasikan harganya dua minggu sekali, RIM Intelligence Co. ("RIM") dengan publikasi mingguan, dan Platts ("Platts"), dengan proporsi: 20% APPI, 40% RIM dan 40% Platts. Harga ICP-SLC dipublikasikan oleh Pertamina setiap bulan. Pengecualian diberikan kepada produksi minyak dari blok Tuban yang merujuk pada harga ICP-Arjuna, yaitu indikator harga yang serupa dan diterbitkan setiap bulan. Harga minyak rata-rata tahunan yang direalisasikan Perusahaan pada tahun 2005 dan 2004 masing-masing sebesar US$ 53,68 dan US$ 36,93 per barrel. Saat ini sebagian besar entitlement bersih minyak mentah Perusahaan dijual ke Itochu dan sisanya dipasok ke kilang minyak Pertamina di dalam negeri.

Sementara itu, kontrak penjualan gas alam biasanya merupakan kontrak jangka panjang dengan harga tetap. Realisasi harga jual rata-rata Perusahaan untuk tahun 2005 dan 2004 masing-masing adalah US$ 2,45 dan US$ 2,26 per mmbtu. Karena hampir seluruh gas alam yang diproduksi Perusahaan merupakan gas ikutan pada operasi produksi minyak, biaya pengembangan dan produksi gas Perusahaan termasuk rendah bila dibandingkan di dalam industri yang sama.

Total penjualan dan pendapatan operasional lainnya Perusahaan meningkat sebesar US$ 70,0 juta atau sebesar 12,7%, menjadi US$ 620,2 juta pada tahun 2005 dari US$ 550,1 juta pada tahun 2004. Peningkatan ini pada umumnya disebabkan oleh peningkatan penjualan minyak dan gas dan pendapatan dari kontrak lainnya termasuk kontrak penjualan listrik, dikurangi penurunan pendapatan dari operasi pemboran dan jasa terkaitnya dan penjualan methanol.

Pendapatan dari penjualan minyak dan gas meningkat sebesar US$ 65,0 juta, atau 17,7%, menjadi US$ 432,4 juta tahun 2005 dari US$ 367,4 juta tahun 2004. Hal ini disebabkan oleh harga jual minyak dan gas yang lebih tinggi di tahun 2005 dibandingkan tahun 2004. Realisasi rata-rata harga jual minyak dan kondensat meningkat menjadi US$ 53,68 per bbls pada tahun 2005 dari US$ 36,93 per bbls tahun 2004, yang didukung oleh peningkatan produksi minyak dan kondensat dari 57,5 mbopd pada tahun 2004 menjadi 53,3 mbopd pada tahun 2005. Perseroan juga diuntungkan oleh peningkatan realisasi harga rata-rata gas menjadi US$ 2,45 per mmbtu pada tahun 2005 dari US$ 2,54 per mmbtu tahun 2004. Meskipun demikian, volume penjualan gas sedikit menurun menjadi 132,2 mmcfd pada tahun 2005 dari 192,4 mmcfd pada tahun 2004.

Pendapatan Operasi Pemboran dan Jasa Terkait Lainnya

Pendapatan Perusahaan dari operasi pemboran dan jasa terkait lainnya bergantung pada jumlah permintaan jasa ini dan jasa terkaitnya (seperti jasa mobilisasi dan demobilisasi) yang pada gilirannya menentukan jumlah hari utilisasi rig dan besaran day-rate yang diterima Perusahaan. Permintaan atas rig pemboran dipengaruhi oleh beberapa faktor termasuk permintaan atas pasokan minyak dan gas, tingkat eksplorasi dan aktivitas produksi minyak dan gas, serta kondisi ekonomi dunia dan situasi pasar.

The Company currently sells most of its oil at prices based on the ICP-SLC, and is subject to adjustments depending on the quality of the crude oil. The cost recovery portion of net crude entitlement is also calculated based upon ICP prices. The monthly ICP-SLC is derived from the average of the mean of three publications of independent oil traders and marketers in the Asia-Pacific region, namely the Asian Petroleum Price Index ("APPI") that publishes the data twice a week, RIM Intelligence Co. ("RIM") with daily publication, and Platts ("Platts"), in the following proportions: 20% APPI, 40% RIM and 40% Platts. The ICP-SLC is published by Pertamina every month. An exception is made for the Company's sales of oil from the Tuban block whereby the sales refers to the ICP-Arjuna, a similar indicator published monthly. The Company's average realized sales price for oil for the years ended December 31, 2005 and 2004 were USD 53.68 and USD 36.93 per bbls, respectively. Currently, the majority of the Company's net crude entitlement is exported to Itochu and the remainder is supplied to Pertamina's domestic refinery.

On the other hand, gas sales contracts are typically long-term fixed price contracts. The Company's average realized sales price for gas per mmbtu for the years ended December 31, 2005 and 2004 were USD 2.45 and USD 2.26, respectively. As most of the natural gas produced by the Company is from gas fields which were discovered while developing oil fields, the costs of developing and operating its gas fields are relatively low by industry standards.

The Company's total sales and other operating revenues increased by USD 70.0 million, or 12.7%, to USD 620.2 million in 2005 from USD 550.1 million in 2004. The increase was primarily due to the increase of net oil and gas sales and revenues from other contracts, as well as electric power sales, which was partially offset by a decrease in revenues from drilling operations and other related services; and net methanol sales.

Revenues from net oil and gas sales increased by USD 65.0 million, or 17.7%, to USD 432.4 million in 2005 from USD 367.4 million in 2004. The increase in revenue from net oil and gas sales was primarily due to the higher average realized sales prices for both oil and gas in 2005 compared to 2004. The Company's average realized sales prices for oil and condensate increased to USD 53.68 per bbls in 2005 from USD 36.93 per bbls in 2004, which was partially offset by a decrease in the Company's total oil lifting from 57.5 mbpod in 2004 to 53.3 mbopd in 2005. Meanwhile, the Company also benefited from the increase in average realized prices of gas to USD 2.45 per mmbtu in 2005 from USD 2.54 per mmbtu in 2004. Nevertheless, the volume of total gas sales decreased to 132.2 mmcfd in 2005 from 192.4 mmcfd in 2004.

Revenues from Drilling Operations and Related Services

The Company's revenues from drilling operations and related services vary based upon demand for its drilling and related services (such as mobilization and demobilization fees), which in turn affects the number of days that the rig fleet is utilized and the aggregate day rates received by the Company. Demand for drilling rigs is affected by a number of factors, including the demand for oil and natural gas products, the level of oil and natural gas exploration and production activities and general worldwide economic and market conditions.

Pendapatan dari operasi pemboran diakui Perusahaan saat pekerjaan dilaksanakan. Bila kontrak mensyaratkan mobilisasi ataupun peningkatan rig, maka Perusahaan biasanya menerima jumlah *lump sum* untuk mengkompensasi sebagian atau seluruh biaya yang timbul. Bila rig lepas pantai dipindahkan dari satu lokasi ke lokasi lainnya dalam satu kontrak, pendapatan dan biaya mobilisasi diakui selama masa kontrak tersebut. Bila rig dimobilisasi tanpa kontrak, seluruh biaya dibebankan sebagai pengurang pendapatan. Pembayaran yang didapat dari rig enhancement diakui sebagai pendapatan selama masa kontrak. Pendapatan operasi pemboran dapat berfluktuasi dari waktu ke waktu karena tergantung pada jadwal waktu penyelesaian kontrak, mobilisasi, jadwal perawatan berkala dan faktor cuaca.

Pendapatan operasi pemboran dan jasa terkaitnya menurun sebesar US$ 5,4 juta, atau 5,7%, menjadi US$ 89,0 juta di tahun 2005 dari US$ 94,4 juta di tahun 2004, terutama disebabkan oleh penurunan utilisasi rig darat dari 53% tahun 2004 menjadi 51% di tahun 2005, serta peningkatan transaksi dengan pihak terkait. Transaksi dengan pihak terkait tersebut mengakibatkan turunnya pendapatan operasi pemboran dan terkaitnya pada tahun 2005, meskipun pendapatan harian rata-rata untuk rig darat maupun lepas pantai lebih tinggi pada tahun 2005 dibandingkan tahun 2004. Pendapatan harian rata-rata rig darat adalah US$ 8.689 tahun 2005 dibandingkan dengan US$ 8.133 pada tahun 2004, sementara pendapatan harian rata-rata rig lepas pantai adalah US$ 48.242 tahun 2005 dibandingkan US$ 44.774 pada tahun 2004.

Penjualan Methanol

Perusahaan memperoleh pendapatan dari penjualan methanol hasil produksi Pabrik Methanol Bunyu, serta pendapatan dari pengoperasian pabrik tersebut yang disewa dari Pertamina. Pendapatan dari penjualan methanol bergantung pada volume produksi methanol dan harga jualnya, yang pada gilirannya bergantung pada tingkat permintaan dan pasok methanol di pasar dunia.

Penjualan methanol bersih menurun sebesar US$ 10,5 juta, atau 19,0%, menjadi US$ 45,0 juta di tahun 2005 dari US$ 55,5 juta tahun 2004. Hal ini disebabkan menurunnya produksi methanol menjadi 198,7 ribu mt tahun 2005 dari 236,6 ribu mt tahun 2004 akibat menurunnya pasokan gas. Selain itu, harga methanol juga menurun menjadi US$ 225 per mt di tahun 2005 dari US$ 230 per mt di tahun 2004.

Bagian Laba dari Proyek Kerjasama

Pendapatan bagian laba dari proyek kerjasama adalah bagian pendapatan bersih Perusahaan dari blok Kakap, Brantas dan Tuban, serta dari divestasi parsial (2,75%) blok Kakap, divestasi penuh blok Stratton, Bukha dan Padre Island serta aset di Pakistan, yang kesemuanya bukan wilayah kerja yang dioperasikan oleh Perusahaan.

Pendapatan bagian laba dari proyek kerjasama relatif stabil sebesar US$ 19,8 juta tahun ini, dibandingkan dengan US$ 19,7 juta tahun lalu. Pada tahun 2004, pendapatan ini diperoleh dari Novus Australia, Novus Pakistan, Kakap, Brantas, Tuban dan Jeruk. Bagian working interest di Kakap dan Brantas adalah berturut-turut 25% dan 50% pada tahun 2004, dengan kontribusi 6 bulan setelah diakuisisinya Novus pada Juni 2004. Untuk tahun yang berakhir 31 Desember 2005, bagian laba hanya diperoleh dari Kakap, Brantas dan Tuban dengan working interest selama setahun penuh sebesar berturut-turut 16%, 32% dan 25%.

Revenues from drilling operations are recognized as work is performed. When mobilization or rig enhancement is required for a contract, MedcoEnergi may receive a lump-sum payment to offset all or a portion of the cost. When an offshore rig is moved from one location to another under a contract, mobilization revenues and costs incurred are recognized over the term of the related drilling contract. If a rig is moved without a contract, all costs incurred are immediately charged against income. Payments received for rig enhancements are recognized as Revenues over the term of the related drilling contract. Revenues from drilling operations may fluctuate from quarter to quarter due to the timing of contract completions, mobilizations, scheduled maintenance and the weather.

Revenues from drilling operations and related services decreased by USD 5.4 million, or 5.7%, to USD 89.0 million in 2005 from USD 94.4 million in 2004, primarily due to the decrease in onshore rig utilization rates from 53% in 2004 to 51% in 2005 and higher related parties transactions. Such related parties transactions has caused the revenues from drilling operations and related services in 2005 to decrease although the average daily revenue for both onshore and offshore rigs in 2005 was higher than that of 2004. The average daily revenues for onshore rigs was USD 8,689 in 2005, compared to USD 8,133 in 2004. While the average daily revenues for offshore rigs was USD 48,242 in 2005, compared to USD 44,774 in 2004.

Net Methanol Sales

The Company derives revenues from the sales of methanol produced from the Bunyu Methanol Plant and the operatorship of the plant which is leased from Pertamina. Revenues from net methanol sales are affected by production volume and the prices at which the Company can sell its methanol, which in turn are dependent upon worldwide demand and supply of methanol.

Net methanol sales decreased by USD 10.5 million, or 19.0%, to USD 45.0 million in 2005 from USD 55.5 million in 2004. This is largely attributable to lower methanol sales which was 198.7 thousand mt in 2005 from 236.6 thousand mt in 2004, as the Company experienced a decreased supply of gas. Furthermore, methanol prices decreased to USD 225 per mt in 2005 from USD 230 per mt in 2004.

Share of Profit of Joint Ventures

Revenues from the share of profit of joint ventures represent the Company's proportionate net income primarily derived from Kakap, Brantas and Tuban blocks as well as the recently partial divestment of Kakap (2.75%) and full divestment of Stratton, Bukha, Padre Island blocks and asset in Pakistan, all of which are not operated by the Company.

Revenues from share of profits of joint ventures was relatively stable, at USD 19.8 million this year, compared to USD 19.7 million last year. In 2004, the share of profits of joint ventures came from Novus Australia, Novus Pakistan, Kakap, Brantas, Tuban and Jeruk. The working interest of Kakap and Brantas in 2004 were 25% and 50%, respectively with contribution for 6 months since was acquired Novus in June 2004. For the year ended December 31, 2005, the share of profits of joint ventures consisted only of Kakap, Brantas and Tuban with working interest 16%, 32% and 25%, respectively contributing on full year basis.

Penjualan Tenaga Listrik

MedcoEnergi menjual listrik yang dihasilkan oleh anak perusahaannya PT Mitra Energy Batam (MEB) kepada Perusahaan Listrik Negara (PLN). Berdasarkan Perjanjian Pembelian Listrik (PPA) tanggal 14 Juli 2004 antara PT PLN Batam dan MEB, PT PLN Batam akan membeli listrik yang dihasilkan oleh MEB dengan minimum daya sebesar 408,391,200 kilowatt-hour per tahun dengan harga Rp 190 per kilowatt-hour untuk 12 tahun sejak dimulainya operasi komersial tanggal 29 Oktober 2004.

Pada tanggal 9 Juni 2005, Perusahaan melalui Konsorsium Fortum Service Oy – PT Medco Energi Internasional Tbk (Medco-Fortum), sebuah konsorsium yang dibentuk berdasarkan perjanjian tertanggal 9 Oktober 2004, membuat Perjanjian O&M dengan PT Perusahaan Listrik Negara (PLN). Berdasarkan Perjanjian O&M ini, konsorsium Medco-Fortum ditunjuk sebagai operator pembangkit listrik 2x660 MW PLTU Tanjung Jati, Jawa Timur untuk periode 24 tahun.

Perusahaan melalui anak perusahaannya, PT Medco Power Indonesia, memiliki 40% saham di PT Dalle Energy Batam, pemilik dan operator instalasi tahap II dari pembangkit listrik 55.5 MW yang berlokasi di Panaran, Batam (Pembangkit Listrik Batam tahap II). Berdasarkan Perjanjian Pembelian Listrik (PPA Tahap II) tanggal 2 Januari 2005 antara PT PLN Batam dan PT Dalle Energy (yang mengalihkan PPA tersebut ke PT Dalle Energy Batam pada tanggal 20 Mei 2005), PT PLN Batam akan membeli listrik dari Pembangkit Listrik Batam Tahap II, minimum sebesar 371,424,000 kilowatt-hour per tahun dengan harga Rp 439 per kilowatt-hour untuk periode 12 tahun dimulai dari tanggal pengoperasian komersial.

Pada tahun ini, dengan beroperasinya PLTG Panaran-1 secara penuh, Perseroan membukukan Pendapatan sebesar US$ 8,2 juta dari penjualan tenaga listrik. Sementara itu, 3-bulan operasi di tahun 2004 telah menghasilkan Pendapatan sebesar US$ 1,5 juta.

Pendapatan dari Kontrak Lainnya

Pendapatan dari kontrak lainnya diakui pada saat dihasilkan dan terutama berasal dari biaya-biaya terkait operasi pemboran untuk suku cadang, logistik, bahan bakar dan catering bagi pelanggan pemboran yang ditagihkan oleh Perusahaan kepada pelanggan dan pendapatan dari Jasa O&M.

Pendapatan dari kontrak-kontrak lainnya meningkat signifikan menjadi US$ 25,8 juta di tahun 2005 dari US$ 11,6 juta di tahun 2004, disebabkan oleh tagihan biaya lalu dan dimulainya kontrak O&M untuk Pembangkit Listrik Tanjung Jati B.

BIAYA

Biaya Eksplorasi dan Produksi minyak dan gas

Biaya langsung Eksplorasi dan Produksi minyak dan gas terutama terdiri dari biaya produksi dan penjualan, biaya eksplorasi, depresiasi, dan amortisasi. Biaya produksi dan penjualan terutama terdiri dari gaji dan upah, kesejahteraan pegawai, material dan suku cadang dan beban kontrak. Faktor-faktor yang mempengaruhi biaya produksi dan penjualan adalah *overhead* operasi lapangan, operasi dan pemeliharaan, biaya pipeline dan transportasi dan penunjang operasional.

Electric Power Sales

MedcoEnergi sells its electricity generated by its subsidiary, PT Mitra Energy Batam (MEB) to the State Electricity Company (PLN). Pursuant the Power Purchase Agreement dated July 14, 2004 between PT PLN Batam and MEB, PT PLN Batam agreed to purchase the electricity from MEB's power plant for a minimum of 408,391,200 kilowatt-hour per year at the price of Rp 190 per kilowatt-hour for 12 years starting from the commercial operation date of October 29, 2004.

On June 9, 2005, the Company, through the Consortium Fortum Service Oy – PT Medco Energi Internasional Tbk (Medco-Fortum), a consortium established by virtue of an agreement dated October 9, 2004 (Operator), entered into an Operation and Maintenance Agreement (O&M Agreement) with PT Perusahaan Listrik Negara (PLN). Under this O&M Agreement, Medco-Fortum Consortium was appointed as the operator for the 2x660 MW coal-fired power station at Tanjung Jati, East Java for a period of 24 (twenty four) years.

The Company – through its wholly-owned subsidiary, PT Medco Power Indonesia – also holds 40% interest in PT Dalle Energy Batam, which is the owner and operator of the second phase of a 55.5 MW power plant located in Panaran Batam (Batam Power Plant Phase II). Under the Power Purchase Agreement (Phase II Power Purchase Agreement), dated January 2, 2005, between PT PLN Batam and PT Dalle Energy (which assigned the Power Purchase Agreement to PT Dalle Energy Batam on May 20, 2005), PT PLN Batam will purchase the electricity from the Batam Power Plant Phase II for a minimum of 371,424,000 kilowatt-hour per year at the price of Rp 439 per kilowatt-hour for 12 years starting from the commercial operation date.

During the year, the Company recorded Revenues of USD 8.2 million from electric power sales as its PLTG Panaran-1 has fully operated. Meanwhile, the 3-month operation in 2004 has generated Revenues of USD 1.5 million.

Revenues from Other Contracts

Revenues from other contracts are recognized when earned and primarily represent from back charges related to the Company's drilling operations, comprising spare parts, supplies, fuel and catering for the Company's drilling clients for which the Company bills its customers and revenues from O&M Services.

Revenues from other contracts increased significantly, to USD 25.8 million in 2005 from USD 11.6 million in 2004, due to back charges and the commencement of the Operation and Maintenance Agreement for Tanjung Jati B Power Plant.

EXPENSES

Oil and Gas Exploration and Production Costs

Exploration and production (E&P) direct costs mainly comprise of production and lifting costs, exploration expenses, depreciation, and amortization expenses. Production and lifting costs consist primarily of salaries, wages and employees' benefit, materials and supplies, and contract charges. The factors affecting production and lifting costs are field operations overhead, operations and maintenance, pipeline and transportation fees and operational supports.

Biaya eksplorasi berubah tergantung pada aktifitas eksplorasi dan tingkat keberhasilan dari aktivitas tersebut. Depresiasi dan amortisasi disebabkan oleh penghapusan biaya eksplorasi dan pengembangan migas yang dikapitalisasi dengan metode unit produksi, kecuali untuk fasilitas penunjang dan peralatan yang diperhitungkan dengan menggunakan straight line selama 4 sampai 20 tahun. Untuk tahun 2005, biaya penjualan dan rata-rata 3-tahun biaya penemuan dan pengembangan adalah sekitar US$ 2,76/bbl dan US$ 1,37 per boe. Rendahnya biaya rata-rata 3 tahun penemuan dan pengembangan disebabkan oleh dicatatkannya cadangan gas dari blok Senoro-Toili sebagai cadangan terbukti. Perseroan yakin bahwa struktur biayanya pada saat ini masih akan sangat kompetitif bahkan pada saat harga minyak rendah.

Beban langsung E&P Perseroan meningkat sebesar US$ 2,41 juta, atau 1,6%, menjadi US$ 154,02 juta di tahun 2005 dari US$ 151,61 juta di tahun 2004. Peningkatan beban langsung E&P disebabkan oleh meningkatnya depresiasi dan amortisasi yang diimbangi oleh penurunan pengeluaran produksi dan penjualan, serta pengeluaran eksplorasi.

Depresiasi dan Amortisasi

Depresiasi dan amortisasi merupakan penghapusan biaya eksplorasi dan pengembangan minyak dan gas yang telah dikapitalisasi dengan metode unit produksi, kecuali untuk fasilitas penunjang dan peralatan yang dihitung berdasarkan metode straigh line dengan periode 4 sampai 20 tahun sejak tahun 2005 dengan dampak yang tidak material dan dibukukan pada operasi berjalan, serta depresiasi aktiva properti dan peralatan pemboran, methanol dan pembangkit listrik dengan perhitungan metode straight-line menurut umur manfaat dari aktiva bersangkutan. Sebelum tahun 2002, Perusahaan memperhitungkan depresiasi dan amortisasi dengna menggunakan perkiraan cadangan internal yang berbeda dari perhitungan cadangan yang dibuat oleh GCA. Mulai tahun 2002 Perusahaan menghitung depresiasi dan amortisasi dengan menggunakan perhitungan cadangan yang dibuat oleh GCA. Bilamana ada. Dengan menggunakan data cadangan yang dibuat oleh GCA, maka terjadi penurunan cadangan yang dimiliki Perusahaan sehingga meningkatkan beban depresiasi dan amortisasi Perusahaan.

Biaya depresiasi dan amortisasi Perusahaan meningkat sebesar US$ 12,9 juta, atau 17,2%, menjadi US$ 87,5 juta di tahun 2005 dari US$ 74,6 juta di tahun 2004, terutama karena penambahan cadangan migas di aset Perseroan yang telah ada, setelah memperhitungkan laporan GCA tertanggal 1 Januari 2006, termasuk di Rimau, Kampar/SSE, Tarakan dan Kalimantan. Lebih lanjut, blok Sembakung milik Perusahaan juga mulai melakukan depresiasi pada tahun 2005, dengan jumlah US$ 4,0 juta.

Biaya Operasi Pemboran

Biaya operasi pemboran terutama terdiri dari gaji dan upah, kontrak pekerja, perawatan dan perbaikan, sewa peralatan pemboran, catering dan biaya asuransi. Bila sebuah rig dimobilisasi tanpa kontrak, maka seluruh biaya yang timbul akan langsung diakui sebagai biaya operasi pemboran. Biaya operasi pemboran tidak dipengaruhi oleh perubahan pada day rates. Dalam jangka pendek, biaya tersebut juga tidak terpengaruh oleh fluktuasi utilisasi rig. Sebagai contoh, bila suatu rig tidak dipergunakan untuk waktu pendek, biasanya Perusahaan tetap akan membayar biaya operasi agar rig tersebut senantiasa siap beroperasi dengan kondisi crew lengkap. Akan tetapi bila sebuah rig akan tidak dipergunakan untuk jangka waktu yang lebih panjang, antara 1 – 6 bulan, Perusahaan akan berupaya mengurangi biaya operasinya dengan mengurangi jumlah crew dan hanya akan mengkondisikan rig tersebut dalam tahap penyimpanan (hotstacked) yang akan mengurangi

Exploration expenses vary with the level of exploration activities and the success rate of such activities. Depreciation and amortization are caused by the depletion of capitalized oil and gas exploration and development costs using the unit of production method, except for the support facilities and equipment are calculated using the straight line method over 4 to 20 years. For the year 2005, MedcoEnergi's lifting costs and 3-year average finding and development costs was approximately USD 2.76/bbl and USD 1.37 per boe. The low 3-year average finding and development costs in 2005 was caused by the Senoro-Toili gas reserves which was recorded as Proved reserves. The Company believes that its cost structure allows it to compete effectively even in a low crude oil price environment.

The Company's E&P direct costs increased by USD 2.41 million, or 1.6%, to USD 154.0 million in 2005 from USD 151.6 million in 2004. The increase in E&P direct costs was caused by increases in depreciation and amortization which was partially offset by a decrease in production and lifting expenses, as well as exploration expenses.

Depreciation and Amortization

Depreciation and amortization arise from the depletion of capitalized oil and gas exploration and development costs which are calculated using the unit of production method, except for the support facilities and equipment are calculated using the straight line method over 4 to 20 years starting in 2005 with the effect of the change, being immaterial, was charged to current operations, as well as depreciation of property and equipment in drilling, methanol and electric power operations which are computed using the straight-line method over the estimated useful lives of the assets. Prior to 2002, the Company calculated depreciation and amortization using internal reserve estimates which varied from GCA's reserve estimates. Beginning in 2002, the Company calculated depreciation and amortization using GCA's reserve estimates where available. The Company's adoption of GCA's reserve data beginning in 2002 and the resulting decrease in the Company's proven reserves caused an increase in the Company's depreciation and amortization expense.

The Company's depreciation and amortization increased by USD 12.9 million, or 17,2%, to USD 87.5 million in 2005 from USD 74.6 million in 2004, primarily attributable to the addition of oil and gas properties from existing assets, after taking into account GCA report dated January 1, 2006, i.e. Rimau, Kampar/SSE, Tarakan and Kalimantan. In addition, the Company's Sembakung block has started to recognize depreciation expenses in 2005, which amounted to USD 4.0 million.

Drilling Operations Costs

Drilling operations costs consist primarily of salaries and wages, labor contracts, repairs and maintenance, rental expense of drilling equipment, catering and insurance expenses. If a rig is moved without a contract, all costs incurred are immediately recognized as drilling operations costs. Drilling operations costs are not affected by changes in dayrates. In addition, such expenses are not, in the short term, generally affected by fluctuations in utilization. For instance, if a rig is idle for a short period of time, the Company realizes slight decrease in expenses as rigs typically are maintained in a ready-to-operate state with a full crew complement. However, if a rig were expected to be idle for a longer period of time (generally more than one month but not more than six months), the Company attempts to decrease expenses by reducing the size of the rig's crew and takes steps to maintain the rig in an idle "hotstacked" mode, which lowers expenses and partially offsets the negative impact on operating income associated with loss of revenues. The stand-by

biaya sehingga tidak terlalu memperngaruhi pendapatan Perusahaan. Biasanya biaya pada status hotstacked ini adalah sekitar 50% dari biaya operasional normal yang sekitar US$ 6.000/hari. Bila lebih dari 6 bulan, biasanya rig akan masuk dalam status "coldstacked" dimana Perusahaan akan mengurangi kontrak pekerjanya dan biaya yang dikeluarkan berkisar antara US$ 1.000/hari bagi karyawan tetap saja.

Beban pokok penjualan dan biaya langsung juga dapat dipengaruhi oleh kemampuan Perusahaan dalam merekrut dan melatih jumlah awak rig yang memadai untuk mengoperasikan rig tersebut. Biaya perbaikan dan pemeliharaan terkait dengan pemeliharaan dan bukannya peningkatan rig diakui sebagai beban pokok penjualan dan biaya langsung.

Biaya operasi pemboran menurun sebesar US$ 4,4 juta, atau 6,1%, menjadi US$ 68,2 juta di tahun 2005 dari US$ 72,6 juta di tahun 2004. Penurunan ini diakibatkan oleh penurunan biaya harian rata-rata rig darat menjadi US$ 7.142 di tahun 2005 dari US$ 7.950 di tahun 2004 dan rig lepas pantai menjadi US$ 19.952 di tahun 2005 dari US$ 20.049 di tahun 2004. Selain itu, tingkat utilisasi rig darat juga menurun menjadi 51% di tahun 2005 dari 53% di tahun 2004.

Biaya Produksi Penjualan

Biaya produksi dan biaya lifting terutama terdiri dari gaji, upah dan tunjangan pegawai, material dan suku cadang dan beban kontrak. Biaya-biaya ini terutama terpengaruh oleh tingkat produksi, beban overhead di lapangan, biaya operasi dan pemeliharaan, dukungan operasi dan ongkos jalur pipa.

Biaya produksi dan biaya lifting sedikit menurun sebesar US$ 3,2 juta, atau 4,1%, menjadi US$ 74,6 juta di tahun 2005 dari US$ 77,8 juta di tahun 2004, hal mana terutama disebabkan oleh divestasi beberapa aset internasional di 2005.

Biaya Penjualan Methanol

Berdasarkan perjanjian berjangka waktu 20 tahun dengan Pertamina pada bulan April 1997, Perusahaan mulai mengoperasikan pabrik methanol milik Pertamina di P. Bunyu, Kalimantan Timur melalui anak perusahaannya, PT Medco Methanol Bunyu ("MMB"). Sebagai kompensasinya, sejak bulan Mei 2003, Perusahaan membayar biaya sewa tetap kepada Pertamina sebesar US$ 2,2 juta per tahun, yang dikaji kembali setiap 2 tahun, sementara biaya sewa tidak tetap dalam Dollar AS akan ditentukan berdasarkan evaluasi harga methanol di pasar internasional. Komponen lain biaya penjualan methanol adalah biaya pembelian gas, biaya operasi kilang, gaji dan tunjangan, kontrak pekerja, biaya bahan bakar dan material yang digunakan.

Biaya penjualan methanol sedikit menurun sebesar US$ 10,4 juta, atau 24,4%, menjadi US$ 32,3 juta di tahun 2005 dari US$ 42,7 juta di tahun 2004. Hal ini terutama disebabkan oleh penurunan produksi methanol karena menurunnya pasokan gas dari blok Tarakan. Produksi methanol pada tahun 2005 adalah 198,689 mt, dibandingkan dengan tahun 2004 sebesar 236,574 mt.

Biaya Eksplorasi

Biaya eksplorasi termasuk biaya sumur kering, biaya geologi dan geofisika serta beban overhead eksplorasi. Biaya eksplorasi menurun sebesar US$ 4,8 juta, atau 20,1%, menjadi US$ 19,0 juta di tahun 2005 dari US$ 23,9 juta di tahun 2004, terutama disebabkan oleh biaya sumur kering yang lebih rendah, yaitu US$ 8,6 juta di tahun 2005 dibandingkan dengan US$ 13,4 juta di tahun 2004.

cost of hotstacked mode is usually 50% of the normal operating cost which is around USD 6,000/day. If the idle time is more than six months, the Company attempts to decrease expenses further by taking steps to maintain the rig in an idle "coldstacked" mode and reducing contract laborers and only maintains the stack cost around USD 1,000/day for the permanent staff.

Cost of sales and direct expenses may also be impacted by the Company's ability to successfully hire and train sufficient numbers of employees to operate the Company's drilling equipment. The Company recognizes repairs and maintenance expenditures that maintain rather than upgrade rigs as cost of sales and direct expenses.

The Company's drilling operations costs decreased by USD 4.4 million, or 6.1%, to USD 68.2 million in 2005 from USD 72.6 million in 2004. The decrease in drilling operations costs were caused by decreases in onshore rig average daily cost to USD 7,142 in 2005 from USD 7,950 in 2004 and offshore rig average daily cost to USD 19,952 in 2005 from USD 20,049 in 2004. Furthermore, the Company's onshore rigs recorded lower utilization rate to 51% in 2005 from 53% in 2004.

Production and Lifting Costs

Production and lifting costs consist primarily of salaries, wages and employee benefits, materials and supplies and contract charges. These costs are mainly affected by the level of production, field operation overhead, operations and maintenance costs, operations support and pipeline fees.

The Company's production and lifting costs decreased slightly by USD 3.2 million, or 4.1%, to USD 74.6 million in 2005 from USD 77.8 million in 2004, primarily due to the divestment of several international assets during 2005.

Cost of Methanol Sales

Pursuant to a 20-year agreement entered into with Pertamina in April 1997, the Company began operating a methanol plant owned by Pertamina on Bunyu Island, east of Kalimantan through its subsidiary, PT Medco Methanol Bunyu ("MMB"). As compensation, since May 2003, the Company has been paying Pertamina a fixed rental fee of USD 2.2 million per annum, which is subject to review every two years, while the non-fixed rental fee in US Dollar is determined based on evaluation of the methanol standard price by the international market. The other components of the cost of methanol sales are feed gas costs, refinery plant operational costs, salaries and other allowances, contract labor, fuel consumption and material used.

The Company's cost of methanol sales slightly decreased by USD 10.4 million, or 24.4%, to USD 32.3 million in 2005 from USD 42.7 million in 2004. This was primarily because of declining methanol production as the Company received limited amount of gas supply from Tarakan block. Methanol production in 2005 was 198,689 mt, compared to 2004 figure of 236,574 mt.

Exploration Expenses

Exploration expenses include dry hole costs, geological and geophysical costs and exploration overhead. The Company's exploration expenses decreased by USD 4.8 million, or 20.1%, to USD 19.0 million in 2005 from USD 23.9 million in 2004. This was mainly due to lower dry hole costs of USD 8.6 million in 2005 compared to USD 13.4 million in 2004.

Biaya Pembelian Minyak Mentah

Akun ini merupakan biaya unutk pembelian minyak mentah oleh Perusahaan dari BP MIGAS pada tahun 2005. Biaya pembelian minyak mentah Perseroan untuk tahun yang berakhir pada 31 Desember 2005 dan 2004 masing-masing adalah US$ 5,0 juta dan US$ 4,2 juta.

Biaya Pembangkit Listrik

Biaya penjualan listrik merupakan biaya-biaya seperti biaya gaji dan biaya pemeliharaan terkait dengan pembangkit listrik Batam sejak dimulainya operasi komersial pada 29 Oktober 2004.

Biaya penjualanlistrik Perusahaan meningkat sebesar US$ 4,9 juta atau 6.650,1% menjadi US$ 4,9 juta di tahun 2005 dari US$ 0,1 juta di tahun 2004, dengan dimulainya operasi komersial pembangkit listrik milik anak perusahaan, PT Mitra Energi Batam (MEB) pada tanggal 29 Oktober 2004.

Biaya Operasi

Biaya operasi Perusahaan meningkat secara signifikan sebesar US$ 15,9 juta, atau 21,4%, menjadi US$ 90,1 juta di tahun 2005 dari US$ 74,2 juta di tahun 2004. Peningkatan tersebut terutama disebabkan oleh peningkatan biaya gaji, bonus dan tunjangan karyawan akibat penyesuaian gaji dan pemberian bonus. Peningkatan tersebut juga diakibatkan oleh biaya penghentian MEAPL (Novus) sejumlah US$ 2,0 juta. Pada tahun 2005, Perseroan juga menambahkan alokasi penyisihan untuk dana pensiun sebesar US$ 4,7 juta.

Biaya Lainnya — Net

Biaya lainnya - bersih meningkat sebesar US$ 9,1 juta, atau 18,5%, menjadi US$ 58,2 juta di tahun 2005 dari US$ 49,1 juta di tahun 2004. Peningkatan ini disebabkan oleh kerugian transaksi swap dan meningkatnya beban bunga pinjaman.

- Bagian laba (rugi) bersih dari perusahaan asosiasi – bersih adalah sebesar US$ 11,0 juta pada tahun 2005, dibandingkan dengan US$ (0,8) juta pada tahun 2004, karena mulainya lifting komersial pada anak perusahaan, Medco Moeco Langsa Limited (MML) pada 6 Januari 2005 sebesar US$ 10,6 juta dan kontribusi laba dari Probe Technology Services Inc. sebesar US$ 0,4 juta.
- Signing bonus. Pada tahun 2005, Perusahaan membukukan signing bonus sebesar US$ 5,0 juta ketika menandatangani EJVA dengan anak perusahaan Anadarko Petroleum Corporation. Pada tahun 2004 tidak ada pembukuan signing bonus.
- Laba (rugi) selisih kurs – bersih sebesar US$ 4,4 juta pada tahun 2005, diandingkan dengan US$ (6,9) juta pada tahun 2004, karena menurunnya nilai tukar Rupiah terhadap Dollar AS.
- Laba dari penjualan surat berharga sebesar US$ 4,3 juta pada tahun 2005, dibandingkan dengan US$ 1,1 juta pada tahun 2004. Hal ini dikarenakan program *buyback* obligasi Rupiah dari MedcoEnergi (induk perusahaan) dan Apexindo.
- Beban pendanaan menurun tajam sebesar US$ 9,1 juta, atau 89,4%, dari US$ 10,2 juta tahun 2004 menjadi US$ 1,1 juta tahun 2005, karena Perseroan melunasi pinjaman sindikasi dari UOB pada 7 januari dan 15 Juli 2005. Komponen terbesar dari beban pendanaan adalah biaya *arrangement* dan biaya *rollover* untuk pinjaman sindikasi dari UOB dimana nilai pokok pinjaman per 31 Desember 2004 adalah US$ 200,0 juta.
- Laba (rugi) transaksi swap. Perusahaan membukukan rugi transaksi swap sebesar US$ 34,7 juta, dibandingkan dengan laba transaksi swap sebesar US$ 1,9 juta tahun 2004. Pada 31 Desember 2004, transaksi CCS atas obligasi Rupiah dengan *mark-to-market* masih

Cost of Crude Oil Purchase

This accounts consists of cost crude oil purchased by the Company from BP Migas in 2005. The Company's cost of crude oil purchase were USD 5.0 million and USD 4.2 million for the years ended December 31, 2005 and 2004, respectively.

Cost of Power Sales

Cost of power sales represents expenses, such as maintenance cost and salaries, related to the Batam power plant since the commencement of its commercial operations on October 29, 2004.

The Company's cost of power sales increased by USD 4.9 million or 6,650.1% to USD 4.9 million in 2005 from USD 0.1 million in 2004, as the Company's Power subsidiary, PT Mitra Energi Batam (MEB), commenced its commercial operations of the Batam Power Plant on October 29, 2004.

Operating Expenses

The Company's operating expenses increased significantly by USD 15.9 million, or 21.4%, to USD 90.1 million in 2005 from USD 74.2 million in 2004. The increase was primarily due to increases in salaries, bonuses and other employee benefits in the form of cost of living adjustments and bonuses. The increase was also driven by the recognition of termination expenses for MEAPL (Novus) which amounted to USD 2.0 million. In 2005, the Company also added its provision for pension plan in the amount of USD 4.7 million.

Other Charges — Net

The Company's other charges — net increased by USD 9.1 million, or 18.5% to USD 58.2 million in 2005, from USD 49.1 million in 2004. The increase in other charges — net was mainly attributable to Loss on swap transactions and rising interest expenses.

- Equity in net income (loss) of associated entities – net was USD 11.0 million in 2005, compared to USD (0.8) million in 2004, primarily due to the commencement of commercial lifting of the Company's subsidiary, Medco Moeco Langsa Limited (MML) on January 6, 2005 for USD 10.6 million and net income contribution from Probe Technology Services Inc. for USD 0.4 million.
- Signing bonus. In 2005, the Company posted signing bonus of USD 5.0 million as it entered into an Exploration Joint Venture Agreement with a wholly-owned subsidiary of Anadarko Petroleum Corporation. No signing bonus was recorded for the year 2004.
- Gain on foreign exchange – net was USD 4.4 million in 2005, compared to USD (6.9) million in 2004, primarily because of lower foreign exchange rate of Rupiah to the US Dollar.
- Gain on sale of marketable securities was USD 4.3 million in 2005, compared to USD 1.1 million in 2004. This is mainly because of the exercise of buyback program for IDR bonds of MedcoEnergi (parent) and Apexindo.
- Financing charges decreased sharply by USD 9.1 million, or 89.4%, to USD 1.1 million in 2005 from USD 10.2 million in 2004, due to the Company's full repayments of syndicated loan from UOB in January 7 and July 15, 2005. The major contributor of financing charges are the arrangement fees and rollover fees for syndicated loan from UOB with outstanding of principal was USD 200.0 million for the year ended December 31, 2004.
- Gain (loss) on swap transaction. The Company recorded a loss on swap transaction in the amount of USD 34.7 million in 2005, compared to a gain of USD 1.9 million recorded in 2004. As of December 31, 2004, the CCS transactions of IDR bonds regarding

memberikan hasil positif bagi laporan keuangan konsolidasi. Sementara pada 31 Desember 2005, transaksi CCS atas obligasi Rupiah dengan *mark-to-market* memberikan hasil negatif terutama akibat menurunnya nilai tukar Rupiah terhadap Dollar AS yang pada akhir tahun mencapai Rp 9.830/US$, dibandingkan dengan US$ 9.290 di akhir tahun 2004.

- Biaya bunga meningkat sebesar US$ 10,9 juta, atau 28,9% menjadi US$ 48,6 juta pada tahun 2005, dari US$ 37,7 juta pada tahun 2004, terutama disebabkan oleh pengakuan penuh atas biaya bunga atas obligasi Rupiah Perseroan dan penerbitan Obligasi Rupiah baru oleh anak perusahaan, yaitu Apexindo.
- Lain-lain — bersih adalah sebesar US$ 1,4 juta pada tahun 2005, dibandingkan dengan US$ 3,5 juta pada tahun 2004, terutama terdiri dari amortisasi obligasi Euro, pengakuan pendapatan dari *signature bonus* Anadarko dan amortisasi diskon Itochu. pendapatan lain-lain - bersih untuk tahun yang berakhir pada 31 Desember 2004 terdiri dari laba penjualan properti dan peralatan serta penghapusbukuan hutang usaha Perseroan di Medco Methanol Bunyu.

Pendapatan (Beban) Pajak

Beban pajak Perusahaan meningkat tajam sebesar US$ 48,4 juta, atau 87,7%, menjadi US$ 103,5 juta di tahun 2005 dari US$ 55,1 juta di tahun 2004, terutama karena adanya peningkatan pendapatan dari operasi minyak dan gas, yang berada di bawah perjanjian PSC.

Laba Bersih

Sebagai hasil dari yang tersebut di atas, laba Perusahaan sedikit meningkat sebesar US$ 0,8 juta, atau 1,1%, menjadi US$ 74,7 juta di tahun 2005 dari US$ 73,9 juta di tahun 2004.

Rasio Keuangan

Rasio-rasio keuangan Perusahaan untuk tahun yang berakhir pada 31 Desember 2005 dan 2004 adalah sebagai berikut:

mark-to-market remained to cause positive impact to consolidated income statement. Meanwhile, as of December 31, 2005, the CCS transactions of IDR bonds, caused negative impact regarding mark-to-market due to lower foreign exchange rate of Rupiah to the US Dollar which ended the year at Rp 9,830/USD, compared to Rp 9,290/USD at the end of 2004.

- Interest expense increased by USD 10.9 million, or 28.9%, to USD 48.6 million in 2005 from USD 37.7 million in 2004, which was mainly attributable to the full recognition of interest expenses related to the Company's IDR Bonds which was issued on July 12, 2004 and the new issuance of IDR Bonds from its subsidiary, Apexindo.
- Others — net was USD 1.4 million in 2005, compared to USD 3.5 million in 2004, primarily consists of Euro Bonds amortization, recognition of income from Anadarko signature bonus and Itochu discount amortization. Meanwhile, the others - net for the year ended December 31, 2004 primarily consisted of Gain on Sales of Property and Equipment and Accounts Payable Write-off in Medco Methanol Bunyu.

Tax Income (Expense)

The Company's tax expense increased significantly by USD 48.4 million, or 87.7%, from USD 55.1 million in 2004 to USD 103.5 million in 2005, mainly because of the increase in revenue from oil and gas operations, which is under PSC.

Net Income

As a result of the foregoing, net income slightly increased by USD 0.8 million, or 1.1%, to USD 74.7 million in 2005 from USD 73.9 million in 2004.

Financial Ratios

The Company's financial ratios for the years ended December 31, 2005 and 2004 are as follows:

	2005	2004
Likuiditas dan Solvabilitas | Liquidity and Solvability (%)		
Rasio Tunai | Cash Ratio	64.0%	72.5%
Quick Ratio | Quick Ratio	197.4%	212.8%
Rasio Lancar | Current Ratio	197.4%	212.8%
Rasio hutang terhadap ekuitas | Debt to Equity Ratio	96.7%	139.8%
Rasio hutang terhadap ekuitas bersih | Net Debt to Equity Ratio	54.3%	87.2%
Total kewajiban terhadap total ekuitas | Total Liabilities / Total Equity	171.4%	186.9%
Profibilitas | Profitability (%)		
Marjin Kotor | Gross Margin	53.1%	46.1%
Marjin EBITDA | EBITDA Margin	52.9%	46.3%
Marjin Operasi | Operating Margin	38.6%	32.6%
Marjin Bersih | Net Margin	12.0%	13.4%
Rasio cakupan bunga | Interest Coverage Ratio (x)	6.8	6.8

HASIL-HASIL OPERASIONAL

Hasil-Hasil Operasional Konsolidasian

Tabel berikut adalah komponen utama laba bersih Perusahaan untuk periode yang bersangkutan.

RESULTS OF OPERATIONS

Consolidated Results of Operations

The following table sets forth the principal components of the Company's net income for the periods indicated.

(dalam juta US$) (in million USD)	December 31, 2005	% (of Sales)	December 31, 2004	% (of Sales)
Penjualan dan operasi lain-lain I Sales and Other Operating				
Penjualan minyak dan gas bersih I Net oil and gas sales	432.4	69.7%	367.4	66.8%
Pendapatan dari operasi pengeboran dan jasa terkait I Revenues from drilling operations and related services	89.0	14.4%	94.4	17.2%
Penjualan methanol bersih I Net methanol sales	45.0	7.3%	55.5	10.1%
Pembagian laba (rugi) hasil kerja sama usaha Share of profits (losses) of joint ventures	19.8	3.2%	19.7	3.6%
Pendapatan kontrak lainnya I Revenues from other contracts	25.8	4.2%	11.6	2.1%
Penjualan tenaga listrik I Electric power sales	8.2	1.3%	1.5	0.3%
Total Penjualan dan Pendapatan operasi lain-lain Total Sales and Other Operating Revenues	620.2	100%	550.1	100%
Depresiasi dan amortisasi I Depreciation and Amortization	87.5	14.1%	74.6	13.6%
Biaya operasi pengeboran I Drilling Operations Costs	68.2	11.1%	72.6	13.2%
Biaya produksi dan pengangkatan I Production and Lifting Costs	74.6	12.0%	77.8	14.1%
Biaya penjualan methanol I Cost of Methanol Sales	32.3	5.2%	42.7	7.8%
Beban eksplorasi I Exploration Expenses	19.0	3.1%	23.8	4.3%
Biaya pembelian minyak mentah I Cost of crude oil purchase	4.2	0.7%	5.0	0.9%
Biaya penjualan tenaga listrik I Cost of Power Sales	4.9	0.8%	0.1	0%
Laba Kotor I Gross Profit	329.4	53.1%	253.5	46.1%
Beban operasi I Operating Expenses	90.1	14.5%	74.2	13.5%
Pendapatan Operasi I Income from Operations	239.3	38.6%	179.3	32.6%
EBITDA	328.2	52.9%	254.8	46.3%
Pendapatan (Beban) Lain-lain I Other Income (Expenses)				
Ekuitas laba (rugi) bersih dari bagi hasil Equity in net inc. (loss) of ass. entities - net	11.0	1.8%	(0.8)	-0.1%
Bonus yang disetujui I Signing bonus	5.0	0.8%	-	0.0%
Laba (rugi) dari valuta asing Gain (Loss) on foreign exchange - net	4.4	0.7%	(6.9)	-1.3%
Laba penjualan surat berharga Gain on sale of marketable securities-net	4.3	0.7%	1.1	0.2%
Beban Keuangan - bersih I Financing charges - net	(1.1)	-0.2%	(10.2)	-1.9%
Laba (rugi) transaksi swap I Gain (loss) on swap transactions	(34.7)	-5.6%	1.9	0.3%
Beban bunga - bersih I Interest expense - net	(48.6)	-7.8%	(37.7)	-6.9%
Lain-lain - bersih I Others - net	1.4	0.2%	3.5	0.6%
Beban Lain-lain - bersih I Other Charges - Net	(58.2)	-9.4%	(49.1)	-8.9%
Laba sebelum beban pajak I Income Before Tax Expense	181.11	29.2%	130.1	23.7%
Penghasilan (beban) pajak I Tax Income (Expense)				
Pajak kini I Current tax	(99.6)	-16.1%	(66.1)	-12.0%
Pajak tangguhan I Deferred tax	(3.9)	-0.6%	11.0	2.0%
Beban pajak - bersih I Tax Expense - net	(103.5)	-16.7%	(55.1)	-10.0%
Laba sebelum hak minoritas atas laba bersih anak perusahaan yang dikonsolidasi Income Before Min. Int. in Net Earnings of Consolidated Subsidiaries	77.6	12.5%	75.0	13.6%
Bagian minoritas atas laba bersih anak perusahaan yang dikonsolidasi Minority Interest in Net Earnings of Consolidated Subsidiaries	(2.9)	-0.5%	(1.1)	-0.2%
LABA BERSIH I NET INCOME	74.7	12.0%	73.9	13.4%

ASSETS

Sepanjang tahun 2005, MedcoEnergi telah secara aktif terlibat dalam beberapa kegiatan untuk memperkuat struktur keuangan Perusahaan dalam rangka mendukung aktivitas peningkatan cadangan dan diversifikasi usaha.

Peningkatan aset minyak dan gas sebesar 26,4%. Selama tahun 2005, Perusahaan telah melakukan beberapa divestasi dan akuisisi aset minyak dan gas di Indonesia maupun di luar negeri, sebagaimana diuraikan di bawah ini. Sebagai hasilnya, aset minyak dan gas - bersih meningkat sebesar US$ 127,1 juta, atau 26,4%, menjadi US$ 607,7 juta di tahun 2005 dari US$ 480,6 juta di tahun 2004.

- **Akuisisi Area 47 di Libya.** Pada tanggal 29 Januari 2005, MedcoEnergi ditunjuk sebagai pemenang Exploration and Production Sharing Agreement ("EPSA") untuk Area 47 di Libya. MedcoEnergi mengajukan penawaran untuk Area 47 bersama-sama dengan Verenex Energy Inc., sebuah perusahaan publik dari Kanada. MedcoEnergi dan Verenex masing-masing memegang 50% kepemilikan. Area 47 diperkirakan mengandung cadangan minyak 1P sebesar 75 mmbo.
- **Divestasi aset di Timur Tengah.** Pada bulan Juli 2005, Perusahaan menjual seluruh asset Novus Group di Timur Tengah, yang terdiri dari satu blok produksi gas dan kondensat dan tiga blok eksplorasi kepada Meridian Oil & Gas (Middle East) Limited, sebuah perusahaan di Cayman Islands yang berkaitan dengan Silk Route Investments, yang juga berasal dari Cayman Islands, seharga US$ 65 juta (tergantung pada penyesuaian modal kerja).
- **Akusisi TAC Sembakung.** Pada tanggal 23 September 2005, Perusahaan telah mengakusisi 100% working interest di TAC Sembakung Kalimantan Timur. Pada Januari 2006, Perusahaan memperkirakan blok ini mengandung cadangan 2P (Probable) minyak sebesar 12.6 mmbo. Kapasitas produksi rata-rata blok ini pada tahun 2005 adalah 5.000 bopd.

Peningkatan total aktiva sebesar 4,8%. Peningkatan aset minyak dan gas berdampak pada peningkatan total aktiva sebesar 4,8% menjadi US$ 1.542,93 juta di tahun 2005 dari US$ 1.472,25 juta di tahun 2004.

Peningkatan hutang jangka panjang sebesar 6%. Perusahaan membukukan peningkatan hutang jangka panjang sebesar US$ 38,6 juta atau 6%, dari US$ 637,3 juta menjadi US$ 675,9 juta, terutama akibat peningkatan sebesar 13,6% pada kewaiban jangka panjang lainnya termasuk surat hutang, obligasi Rupiah dan pinjaman.

TOTAL KEWAJIBAN

Total kewajiban Perseroan menurun sebesar US$ 20,8 juta. atau 2,2%, menjadi US$ 913,7 juta di 2005 dari US$ 934,4 juta di 2004. Penurunan ini terutama karena pelunasan pinjaman sindikasi dari UOB dan pinjaman dari Fortis Bank, setelah memperhitungkan penerbitan obligasi Rupiah baru oleh anak perusahaan, yaitu Apexindo.

HUTANG DAN PEMBELANJAAN MODAL

Hutang

Tabel berikut menunjukkan posisi hutang jangka pendek dan jangka panjang konsolidasian Perusahaan pada tanggal 31 Desember 2005 dan 2004.

ASSETS

Throughout 2005, MedcoEnergi has been actively involved in a number of activities geared toward strengthening the Company's financial structure to support its reserves enhancement and business diversification development activities.

26.4% increase in oil and gas properties. Over the course of the year, MedcoEnergi has successfully completed a series of acquisition and divestment of oil and gas fields in Indonesia and overseas, as described below. As a result, the Company's oil and gas properties – net increased by USD 127.1 million, or 26.4%, to USD 607.7 million in 2005 from USD 480.6 million in 2004.

- **Acquisition of Area 47 in Libya.** In January 29, 2005, MedcoEnergi was appointed the winner of Exploration and Production Sharing Agreement ("EPSA") for Area 47 in Libya. MedcoEnergi submitted the bid for Area 47 jointly with Verenex Energy Inc., a publicly listed energy company based in Canada. MedcoEnergi and Verenex hold 50% interests each. The Company estimated that Area 47 contains probable (1P) reserves of 75 mmbo.
- **Divestment of Middle East Assets.** In July 2005, the Company sold all of the Novus Group's remaining Middle East assets, which consisted of one producing gas and condensate block and three exploration blocks, to Meridian Oil & Gas (Middle East) Limited, a Cayman Islands company associated with Silk Route Investments, a Cayman Islands company, for a selling price of USD 65 million (subject to working capital adjustments).
- **Acquisition of Sembakung TAC.** On September 23, 2005, the Company has completed the acquisition of 100% working interest of Sembakung TAC Block in East Kalimantan. As of January 2006, the Company estimated that the block holds proved and probable (2P) oil reserves of 12.6 mmbo. Average production capacity of this block for the year 2005 was 5,000 bopd.

4.8% increase in total assets. The increase in oil and gas properties has in turn, caused Total Assets to grow by 4.8% to USD 1,542.93 million in 2005, from USD 1,472.25 million in 2004.

6% increase in non-current liabilities. The Company recorded an increase of USD 38.6 or 6% in non-current liabilities to USD 675.9 million from USD 637.3 million. Such increase was mainly driven by 13.6% increase in other long-term obligations that include Notes Payable, Rupiah Bonds and Loans.

TOTAL LIABILITIES

The Company's total liabilities decreased by USD 20.8 million, or 2.2%, to USD 913.7 million in 2005 from 934.4 million in 2004. The decrease was mainly due to full repayment of syndicated loan from UOB and loan from Fortis Bank which was partially offset by the issuance of IDR bonds by Apexindo, the Company's subsidiary.

INDEBTEDNESS AND CAPITAL EXPENDITURES

Indebtedness

The following table shows the amount of the Company's total consolidated short-term and long-term debt outstanding as of December 31, 2005 and 2004.

	2005	2004
Pada 31 Desember, (dalam juta Dolar AS) As of December 31, (in millions of US Dollar)		
Pinjaman bank jangka pendek I Short-term bank loans	0	150.0
Hutang jangka panjang yang jatuh tempo 1 tahun Current portion of long-term debts	16.6	30.9
Sisa hutang jangka panjang yang jatuh tempo 1 tahun Long-term debt, net of current maturities	30.3	100.0
Surat hutang I Notes payable	276.1	274.2
Obligasi Rupiah I Rupiah bond	192.6	144.2
Total debt	515.6	699.3

Posisi hutang jangka panjang Perusahaan pada tanggal 31 Desember 2005 dan 2004 terdiri dari kewajiban dalam Rupiah maupun valuta asing. Tabel berikut memperlihatkan jenis mata uang hutang jangka panjang Perusahaan per tanggal 31 Desember 2005.

The Company's long-term debt outstanding as of December 31, 2005 and 2004 consisted of both local and foreign currency obligations. The following table shows the currency denomination of the Company's outstanding long-term loans as of December 31, 2005.

Pada 31 Desember, (dalam juta US$) as of December 31, (in million USD)	2005	2004
Sisa hutang jangka panjang yang jatuh tempo 1 tahun - bersih Long-term debt, net of current maturities	15.5	14.8
Surat hutang I Notes payable	276.1	192.6
Total hutang jangka panjang I Total long-term debt	291.6	207.4

Pembelanjaan Modal

Tabel berikut menunjukkan posisi pembelanjaan modal Perusahaan pada tahun 2005 dan 2004.

Capital Expenditures

The following table sets forth the Company's capital expenditures for year 2005 and 2004.

	2005	2004
Untuk tahun yang berakhir tanggal 31 Desember (juta US$) For the Year Ended December 31, (million USD)		
Aktivitas Eksplorasi dan Pembangunan I Exploration and Development Activities	171.4	235.1
Pemboran I Drilling	37.1	11.5
Methanol	0.2	—
Tenaga Listrik I Electric Power	15.5	—
Lain-lain I Others	2.4	0.1
Total	226.6	246.7

Catatan:
(1) Terutama berkaitan dengan akuisisi Novus di bulan Juni 2004, pemboran eksplorasi di blok Lematang dan Sumatra Tengah dan Sumatra Selatan, serta pemboran pengembangan dan fasilitas di blok Tomori dan Sumatra Tengah dan Sumatra Selatan.
(2) Terutama berkaitan dengan aktivitas MEB yang mulai beroperasi pada tanggal 29 Oktober 2004.

Notes:
(1) Such capital expenditures primarily related to the acquisition of Novus in June 2004, exploration drilling in Lematang and South and Central Sumatra blocks, and development drilling and facilities in South and Central Sumatra and Tomori blocks.
(2) Such capital expenditures primarily related to the operation of MEB which commenced on October 29, 2004.

Pengembangan dan eksplorasi pemboran merupakan komponen pembelanjaan modal terbesar dari Perusahaan. Tabel berikut menunjukkan rencana pembelanjaan modal Perusahaan untuk tahun 2006, dibandingkan dengan realisasi pembelanjaan modal pada tahun 2005.

Perusahaan memperkirakan bahwa kebutuhan pembelanjaan modal di masa mendatang dapat dipenuhi terutama dari arus kas dari aktivitas operasional, divestasi aset dan hutang baru. Perusahaan juga mungkin akan mencari sumber dana dari penerbitan instrumen saham, obligasi dan efek lain di masa mendatang. Kemampuan Perusahaan untuk

Development and exploration drilling accounts for a majority of the capital expenditure for exploration and production operations. The following table sets forth the Company's currently planned capital expenditures for 2006, in comparison with the actual capital expenditures in 2005.

The Company plans to meet its capital expenditure requirements primarily from its future cash flow from operations, proceeds from future asset divestments and debt financing. The Company may also raise additional capital through the offering of equity, debt and other securities in the future. The Company's ability to obtain adequate

US$ in million	Actual 2005	Plan 2006
Aktivitas eksplorasi dan pembangunan Exploration and Development Activities	171.40	372.72
Beroperasi Produksi I Operated Producing		
Rimau	30.96	91.94
Extension/Kampar	30.81	38.84
Lematang	(0.32)	0.11
Kalimantan	5.72	8.92
Tarakan	7.97	5.93
Sembakung	9.70	7.25
Produksi - Tidak Beroperasi I Producing - Non-Operated		
Tuban	3.55	15.97
Kakap	2.48	7.11
Brantas	9.10	11.92
Langsa	0.29	8.19
Pembangunan I Development		
Tomori	30.86	61.46
Eksplorasi I Exploration		
Merangin	1.60	2.37
Simenggaris	4.47	5.22
Madura	8.93	0
Nunukan	1.00	0.3
Bengara	0.36	4.00
Novus USA	22.64	37.77
Libya Project	1.27	22.22
Oman	-	1.24
Pemboran I Drilling (1)	37.06	12.70
Methanol (2)	0.24	2.00
Ethanol	2.36	9.54
Tenaga Listrik I Power (3)	15.51	19.43
Total	**171.4**	**372.72**

Notes:
(1) Terutama akan menyangkut biaya pemeliharaan aset yang telah ada milik Apexindo dan di proyek Jack Up Apexindo yang dijadwalkan selesai pada tahun 2007 dengan total perkiraan biaya sebesar US$134 juta. Proyek Jack Up akan dibiayai sebagian melalui penyertaan saham dan sebagian melalui fasilitas pembiayaan proyek.
(2) Terutama akan menyangkut biaya pemeliharaan, termasuk penghentian operasi untuk pemeliharaan terjadwal pada tahun 2006.
(3) Terutama akan menyangkut aktivitas operasional MEB dan proyek-proyek lain yang masih dalam tahap pengajuan penawaran. Proyek-proyek tersebut sebagian akan dibiayai melalui penyertaan saham. Jumlah yang tertera merupakan bagian penyertaan saham oleh Medco di proyek-proyek tersebut, yang dapat juga melibatkan mitra usaha.

Notes:
(1) Such capital expenditures will relate primarily to maintenance costs of existing assets that are owned by Apexindo and Apexindo's Jack Up project which is scheduled to be finished on 2007 with a total estimated cost in the amount of US$134 million. The Jack up project will be partly funded by equity and partly by project financing.
(2) Such capital expenditures will relate primarily to maintenance costs, including the scheduled maintenance shutdown in 2006.
(3) Such capital expenditures will relate primarily to the operation of MEB and other projects which are still in bidding process. These projects will be partly funded by equity. The amount shown is Medco's equity share of the projects. These projects may be undertaken with a partner.

mendanai kebutuhan pembelanjaan modal dan pembayaran hutang akan bergantung pada kondisi keuangan, hasil-hasil operasional dan likuiditas di pasar keuangan domestik maupun internasional. Perusahaan dapat melakukan pembelanjaan modal tambahan apabila timbul kesempatan atau kebutuhan. Perusahaan juga mungkin akan menunda, membatalkan atau meningkatkan pembelanjaan modal, ataupun merubah jadwal waktu dan penggunaan dana, dari rencana awalnya tergantung pada kondisi pasar atau karena sebab yang lain. Anggaran di atas tidak termasuk investasi yang mungkin dilakukan dalam akuisisi aset minyak dan gas atau proyek hilir lainnya bila sesuai dengan strategi bisnis perusahaan.

RISIKO BISNIS

Perusahaan menghadapi risiko pasar utama seperti berikut.

Risiko Harga Komoditas

Perusahaan terbuka terhadap risiko fluktuasi harga minyak bumi dan gas alam, sebagai komoditas yang harganya ditentukan dengan mengacu pada harga pasar internasional. Harga minyak dan gas dipasar internasional sangat tidak bisa diperkirakan dan hal ini berpengaruh pada pedapatan dan laba Perusahaan. Akibat sistem cost recovery

financing to satisfy its capital expenditure and debt service requirements may be limited by its financial condition, results of operations and the liquidity of international and domestic financial markets. The Company may make additional capital expenditures as opportunities or needs arises. In addition, the Company may increase, reduce or suspend its planned capital expenditures or change the timing and use of its capital expenditures from what is currently planned in response to market conditions or for other reasons. The above budget amounts do not include any investments the Company may make in acquisitions of oil and gas properties or other downstream projects, if any, consistent with its business strategy.

BUSINESS RISKS

The Company's primary market risk exposures are as follows.

Commodity Price Risk

The Company is exposed to fluctuations in prices of crude oil and natural gas, which are commodities whose prices are determined by reference to international market prices. International oil and gas prices are volatile and this volatility has a significant effect on the Company's revenues and net income. Due to the cost recovery provided to the Company in

dalam kontrak kerjasama produksi yang ada, Perusahaan saat ini tidak melakukan lindung-nilai atas risiko naik atau turunnya harga pasar minyak dan gas, akan tetapi telah mengkaji beberapa alternatif lindung-nilai yang mungkin dapat diterapkan dikemudian hari. Selama tahun 2005, harga minyak dunia yang diwakili oleh harga OPEC Reference Basket terus meningkat dengan rata-rata tahunan sebesar US$ 50,64 per barrel, atau 40% di atas rata-rata US$ 36,05 per barrel di tahun 2004. Ketidakstabilan harga minyak, gas dan kondensat dan karakter musiman industri migas dapat sangat mempengaruhi kondisi keuangan Perusahaan dan hasil operasinya.

Risiko Operasi

Risiko operasi yang dihadapi Perusahaan antara lain dari risiko sumur minyak atau gas, risiko kehilangan cadangan, bencana alam dalam kaitannya dengan fasilitas dan instalasi produksi. Perusahaan telah mengasuransikan seluruh instalasi dan fasilitas produksinya. Meskipun demikian, Perusahaan tidak mengasuransikan risiko kehilangan pendapatan. Operasi minyak dan gas memiliki risiko yang cukup tinggi yang mungkin tidak dapat diasuransikan secara keseluruhan.

Risiko nilai tukar mata uang asing

Seluruh kontrak utama yang dibuat oleh Perusahaan dibuat dalam mata uang Dollar AS dan tampaknya hal ini akan terus dipertahankan. Dengan sendirinya, sebagian besar pendapatan Perusahaan juga didapatkan dalam mata uang Dollar AS, seperti juga dengan sebagian besar biaya yang dibayarkan Perusahaan. Beberapa pengeluaran seperti untuk gaji karyawan Indonesia, rekanan lokal, biaya sewa lokal, pendapatan/beban bunga umumnya dibayarkan dalam Rupiah. Karena ketidaksesuaian mata uang jumlahnya relatif kecil, Perusahaan memperkirakan bahwa risiko terhadap perubahan nilai tukar mata uang tidak terlalu signifikan.

Perusahaan juga menghadapi risiko nilai tukar valuta asing dari fluktuasi nilai tukar terkait dengan konversi hutang Perusahaan dalam mata uang Rupiah. Pada 31 Desember 2005, Perusahaan memiliki hutang dalam mata uang asing sebesar US$ 306,0 juta dan dalam mata uang Rupiah sebesar 209,7 miliar.

Risiko suku bunga

Perusahaan menghadapi risiko suku bunga akibat fluktuasi suku bunga pinjaman jangka pendek dan jangka panjang Perusahaan. Peningkatan suku bunga pinjaman akan meningkatkan biaya pendanaan dari hutang baru dan pembayaran bunga untuk hutang dengan suku bunga mengambang.

PERSYARATAN OBLIGASI

Sebagai Perusahaan yang menerbitkan obligasi, MedcoEnergi senantiasa mematuhi segala persyaratan obligasi tersebut. Penggunaan hasil dari penerbitan obligasi pada tahun 2005 (bila ada) telah dilaporkan kepada Bapepam dan BES, serta seluruh kupon obligasi telah dibayarkan dengan tepat waktu.

Berkaitan dengan rasio keuangan dalam persyaratan obligasi, MedcoEnergi senantiasa memastikan bahwa rasio-rasio tersebut tidak melanggar ketentuan yang dipersyaratkan. Berikut ini adalah rasio-rasio yang harus dijaga oleh MedcoEnergi dari waktu ke waktu dan rasio hasil perhitungan pada 31 Desember 2005 adalah sebagai berikut:

its production sharing arrangements, the Company does not currently hedge market risk resulting from fluctuations in oil and gas prices, but it is evaluating certain hedging arrangements that it may implement in the future. Over the course of 2005, world oil prices as represented by OPEC Reference Basket, continued its upward movement with yearly average of USD 50.64 per barrel or a 40% increase from 2004 average of USD 36.05 per barrel. The volatility of prices for crude oil, condensate and natural gas and the cyclical nature of the oil and gas industry could adversely affect the Company's financial condition and results of operations.

Operating Risks

The Company is exposed to operating risks, including reservoir risk, risk of loss of oil and gas and natural calamities risk in respect of all its installations and facilities. The Company has, however, insured its installations and facilities. The Company is, however, not covered for lost profits. Oil and gas operations are subject to significant operating hazards, against which the Company may not be fully insured.

Foreign Exchange Rate Risk

All major contracts entered into by the Company have historically been denominated in US Dollar, and it is anticipated that this will continue to be the case. Consequently, substantially all of the Company's revenues are denominated in US Dollar, and a majority of the Company's cash expenses are also denominated in US Dollar. Certain expenses comprising the salaries of Indonesian employees, local vendors, local rentals and interest income/expense are normally paid in Rupiah. Given the relatively small currency mismatch, the Company believes that its exposure to the currency risk of an appreciation of the Rupiah is limited.

The Company is also exposed to foreign exchange rate risk resulting from fluctuations in exchange rates in the translation of its Rupiah denominated loans. As of December 31, 2005, the Company maintained foreign currency loans of USD 306.0 million and Rupiah denominated loans of Rp 209.7 billion.

Interest Rate Risk

The Company is exposed to interest rate risk resulting from fluctuations in interest rates on its short-term and long-term borrowings. Upward fluctuations in interest rates increase the cost of new borrowings and the interest cost of the Company's outstanding floating rate borrowings.

BOND COVENANTS

As a company that issues corporate bonds, MedcoEnergi always ensures compliance with the bonds' covenants. The utilization of proceeds for the Bonds issued in 2005 (if any) has been reported to the Bapepam and SSX, and all the coupons payments were also paid in the due date.

In terms of maintaining certain financial ratios for the Bonds' covenants, MedcoEnergi also makes sure that none of the ratios breach the requirements in the covenants. The followings are the ratios that MedcoEnergi shall be maintaining from time to time and the results of such ratios as of December 31, 2005.

Ratios	Covenants	Results
Pinjaman yang dikonsolidasi terhadap Kekayaan bersih terhitung yang dikonsolidasi Consolidated Borrowings to Consolidated Tangible Net Worth	Below 1.75	1.0
Pinjaman yang dikonsolidasi terhadap Kekayaan bersih terhitung yang dikonsolidasi EBITDA terhadap jasa kewajiban EBITDA to Debt Service	Above 1	6.8
Aktiva lancar terhadap kewajiban lancar. Current Assets to Current Liabilities	Above 1.5	2.0

DANA PENSIUN DAN KESEJAHTERAAN KARYAWAN

Dana Pensiun

Seluruh anak perusahaan di bidang eksplorasi dan produksi minyak dan gas menyelenggarakan program pensiun iuran pasti untuk karyawan tetap lokal. Program tersebut didanai melalui kontribusi anak perusahaan dan karyawannya berdasarkan persentase tertentu dari gaji. Pengakuan biaya dana pensiun anak perusahaan dilakukan secara akrual pada saat terjadi atau dibayarkan.

Kesejahteraan Karyawan

Perusahaan dan anak-anak perusahaan mengakui kewajiban manfaat karyawan sesuai dengan UU Ketenagakerjaan No. 13 tahun 2003 (UU No. 13/2003) tanggal 25 Maret 2003 yang diterbitkan oleh Presiden Republik Indonesia.

Kewajiban manfaat karyawan di Perusahaan dan anak perusahaan dibukukan menggunakan metoda Projected-Unit-Credit dengan asumsi aktuarial jangka panjang.

Pendapatan (rugi) aktuarial kumulatif di atas 10% dari nilai sekarang kewajiban pensiun iuran pasti diamortisasi selama estimasi masa kerja yang tersisa dari karyawan. Meskipun demikian, pendapatan/rugi aktuarial atas karyawan yang telah melampaui usia pensiun normal namun masih aktif akan diakui dengan segera karena kewajibannya pada dasarnya telah jatuh tempo.

Biaya jasa saat ini dibebankan kepada biaya operasi periode yang bersangkutan. Kewajiban transisi yang timbul dari undang-undang ketenagakerjaan yang baru akan diamortisasikan selama empat dan lima tahun dengan menggunakan metode garis-lurus. Kewajiban yang timbul akibat perubahan dari Keputusan Menteri Tenaga Kerja menjadi UU Ketenagakerjaan langsung diakui sebagai biaya jasa lalu.

PENSION PLAN AND OTHER EMPLOYEE BENEFITS

Pension Plan

Subsidiaries involved in the oil and gas exploration and production have established defined contribution pension plans covering all their local permanent employees. The plans are funded by contributions from both the subsidiaries and their employees based on a certain percentage of the employees' salaries. The subsidiaries' pension costs are accrued when incurred/paid.

Other Employee Benefits

The Company and subsidiaries recognize employee benefits liability in accordance with requirements of Labor Law No. 13 Year 2003 (Law No. 13/2003) dated March 25, 2003 issued by the President of Indonesia.

The Company and subsidiaries use the Projected-Unit-Credit Method with long-term actuarial assumptions in recognizing the employees' benefits.

Cumulative actuarial gain (loss) in excess of 10% of the present value of defined benefit obligation is amortized over the estimated remaining future service period of covered employees. However, actuarial gain/loss on liability to employees who are beyond normal retirement age but still active is recognized immediately since the liability is already due.

Current service cost is charged to operations in the current period. Transitional liability arising from the addition of the new labor law is amortized over four and five years using the straight-line method. The changes in benefits payable under the Decree of the Minister of Manpower to Labor Law is charged immediately as past service cost.

Data Perseroan

Corporate Data

- Board of Commissioners
- Board of Directors
- Audit Committee
- Subsidiary Companies

Komisaris •
Direksi •
Komite Audit •
Anak Perusahaan •

Komisaris

Board of Commissioners

John S. Karamoy | Retno Dewi Arifin | Yani Y. Rodyat | Sudono N. Suryohudoyo | Gustiaman Deru

John S. Karamoy

Warga negara Indonesia. Lahir pada tahun 1936. Diangkat menjadi Komisaris Utama dan Komisaris Independen Perseroan sejak tahun 2001. Saat ini juga menjabat sebagai Komisaris Utama di anak perusahaan Perseroan: PT Medco E&P Indonesia, PT Medco E&P Kalimantan, dan PT Medco E&P Tarakan (sejak tahun 1998). Sebelumnya menjabat sebagai Direktur Utama Perseroan (1998-Oktober 2001). Bergabung dengan Grup Medco sejak tahun 1992, menduduki jabatan Direktur Utama PT Medco E&P Kalimantan dan PT Medco E&P Tarakan, dan tahun 1994-1998 di angkat menjadi anggota Komisaris Perseroan. Pada periode tersebut, juga ditunjuk sebagai Direktur Utama PT Medco E&P Indonesia. Memiliki pengalaman ekstensif dalam industri migas, dengan 32 tahun di PT Stanvac Indonesia (1955-1987) dan 5 tahun di VICO Indonesia (1987-1992).

Meraih gelar Sarjana Teknik Kimia dari Institut Teknologi Bandung, pada tahun 1963.

Tugas Utama:
Mengawasi dan memberikan masukkan kepada Direksi berkaitan dengan: kegiatan operasi dan pengembangan usaha Perseroan dan anak perusahaan, serta penerapan Tata Kelola Perusahaan dan Manajemen Risiko. Menjabat sebagai Ketua Komite Manajemen Risiko.

Indonesian citizen. Born in 1936. Appointed as President Commissioner and Independent Commissioners in 2001. Currently also holds position as President Commissioner of the Company's subsidiaries: PT Medco Indonesia, PT Medco E&P Kalimantan, and PT Medco E&P Tarakan (since 1998). Formerly was the President Director of the Company (1998-October 2001). Joined Medco Group in 1992 and appointed as the President Director of PT Medco E&P Kalimantan and PT Medco E&P Tarakan, and was appointed as a member of the Board of Commissioners from 1994-1998. During such period he was also appointed as the President Director of PT Medco E&P Indonesia. Extensive experience in oil and gas industry with 32 years of experience working for PT Stanvac Indonesia (1955-1987) and 5 years of experience working for VICO Indonesia (1987-1992).

Received a Bachelor degree in Chemical Engineering from Bandung Institute of Technology in 1963.

Main Role:
Supervise and advise the Board of Directors with regard to the operations and business development activities of the Company and its subsidiaries, and the implementation of Corporate Governance and Risk Management policy. The Chairman of Risk Management Committee.

Sudono N. Suryohudoyo

Warga negara Indonesia. Lahir pada tahun 1936. Diangkat menjadi Komisaris Independen Perseroan sejak tahun 2003, dan pada tahun yang sama juga ditunjuk sebagai Komisaris di anak perusahaan Perseroan: PT Medco E&P Indonesia, PT Medco E&P Kalimantan, dan PT Medco E&P Tarakan. Sebelumnya menjabat sebagai Direktur Utama di PT Medco E&P Indonesia, PT Medco E&P Kalimantan, PT Medco E&P Tarakan, dan anak perusahaan dalam bidang migas lainnya (2001-2003), dan Direktur di anak-anak perusahaan yang sama (1996-2001). Bergabung dengan Grup Medco sejak tahun 1992, menduduki jabatan General Manager di PT Medco E&P Kalimantan dan PT Medco E&P Tarakan. Memiliki pengalaman luas dalam industri migas, dengan 19 tahun di PT Stanvac Indonesia (1961-1980) dan 12 tahun di HUFFCO Indonesia / VICO Indonesia (1986-1992).

Meraih gelar Sarjana Teknik Pertambangan dari Institut Teknologi Bandung, pada tahun 1960.

Tugas Utama:
Mengawasi dan memberikan masukkan kepada Direksi berkaitan dengan: kegiatan operasi dan perkembangan usaha Perseroan dan anak perusahaan, serta penerapan Tata Kelola Perusahaan dan memformulasikan remunerasi Komisaris dan Direksi. Ketua Komite Audit dan Komite Remunerasi, serta anggota Komite Manajemen Risiko.

Indonesian citizen. Born in 1936. Appointed as the Independent Commissioner in 2003 and within the same year also appointed as Commissioner of the Company's subsidiaries: PT Medco E&P Indonesia, PT Medco E&P Kalimantan, dan PT Medco E&P Tarakan. Formerly was the President Director of PT Medco E&P Kalimantan, PT Medco E&P Tarakan, and other oil and gas subsidiaries companies (2001-2003), and Director of the subsidiary companies (1996-2001). Joined Medco Group in 1992 and held position as General Manager of PT Medco E&P Kalimantan and PT Medco E&P Tarakan. Extensive experience in oil and gas industry with 19 years of experience working for PT Stanvac Indonesia (1961-1980) and 12 years of experience working for HUFFCO Indonesia / VICO Indonesia (1986-1992).

Received a Bachelor degree in Mining Engineering from Bandung Institute of Technology in 1960.

Main Role:
Supervise and advise the Board of Directors with regard to the operations and business development activities of the Company and its subsidiaries, the implementation of Corporate Governance and formulate the remuneration of the Boards. The Chairman of Audit Committee and Remuneration Committee, and member of Risk Management Committee.

Gustiaman Deru

Warga negara Indonesia. Lahir pada tahun 1960. Diangkat menjadi Komisaris Independen sejak tahun 2002. Saat ini juga menjabat Direktur di Mattlin Patterson Advisers (Asia) Limited, Hong Kong, sejak tahun 2002. Bergabung dengan MedcoEnergi sejak tahun 2000, dengan menduduki jabatan Komisaris Perseroan (2000-2002). Memiliki pengalaman luas di bidang keuangan secara internasional, dengan menjabat sebagai Direktur di Credit Suisse First Boston, Hong Kong selama 4 tahun (1998-2002), Direktur di ING Barings, Hong Kong selama 2 tahun (1996-1998), Direktur di Peregrine Fixed Income Limited, Singapore dan Hong Kong selama 2 tahun (1994-1996), dan berbagai posisi di lembaga-lembaga keuangan lainnya di Belanda dan Jakarta (1989-1994).

Meraih gelar Master of Business Administration di bidang Perbankan dan Keuangan dari Rotterdam School of Management (Erasmus Universiteit-Rotterdam), Belanda tahun 1990, dan Sarjana Teknik Sipil dari Universitas Parahyangan, Bandung pada tahun 1985.

Tugas Utama:
Mengawasi dan memberikan masukkan kepada Direksi berkaitan dengan masalah-masalah keuangan, serta menjadi anggota Komite Audit.

Indonesian citizen. Born in 1960. Appointed as the Independent Commissioner in 2002. Currently also holds position as Director of Mattlin Patterson Advisers (Asia) Limited, Hong Kong since 2002. Joined MedcoEnergi in 2000 and appointed as Commissioner of the Company (2000-2002). Extensive experience in financial industry internationally, and held position as Director of Credit Suisse First Boston, Hong Kong for 4 years (1998-2002), Director of ING Barings, Hong Kong for 2 years (1996-1998), Director of Peregrine Fixed Income Limited, Singapore and Hong Kong for 2 years (1994-1996), and various positions at other financial institutions in the Netherland and Jakarta (1989-1994) .

Received a Master of Business Administration degree in Banking and Finance from the Rotterdam School of Management (Erasmus Universiteit-Rotterdam), the Netherlands in 1990, and a Bachelor degree in Civil Engineering from Parahyangan University, Bandung in 1985.

Main Role:
Supervise and advise the Board of Directors with regard to the financial issues, and also a member of Audit Committee.

Yani Yuhani Rodyat

Warga negara Indonesia. Lahir pada tahun 1951. Diangkat menjadi Komisaris Perseroan sejak tahun 1998, dan pada tahun 2003 diangkat menjadi Komisaris di anak perusahaan Perseroan: PT Medco E&P Indonesia, PT Medco E&P Kalimantan, dan PT Medco E&P Tarakan. Bergabung dengan Grup Medco sejak tahun 1994 dengan menduduki jabatan Direktur Utama di PT Sarana Jabar Ventura. Sejak 1998 juga menjabat sebagai Direktur di perusahaan-perusahaan Grup Medco. Memiliki pengalaman dalam bidang pendidikan dan ilmu pengetahuan, dengan 22 tahun mengajar di berbagai universitas negeri dan swasta di Bandung, Surabaya dan Jakarta, dan bekerja 7 tahun di Lembaga Ilmu Pengetahuan Indonesia (1975-1982).

Meraih gelar Master dalam bidang Manajemen dari Sekolah Tinggi Manajemen, Bandung tahun 1997, dan Sarjana Teknik Elektro dari Institut Teknologi Bandung pada tahun 1973.

Tugas Utama:
Mengawasi dan memberikan masukkan kepada Direksi berkaitan dengan kebijakan nominasi dan remunerasi pegawai, serta membuat dan mengevaluasi kebijakan nominasi Komisaris dan Direksi Perseroan dan anak perusahaan dengan menjadi Ketua Komite Nominasi, serta bertanggung jawab dalam mengawasi kebijakan Manajemen Risiko dan menjadi anggota Komite Manajemen Risiko.

Indonesian citizen. Born in 1951. Appointed as Commissioner in 1998, and appointed as Commissioner of the Company's subsidiaries: PT Medco E&P Indonesia, PT Medco E&P Kalimantan, and PT Medco E&P Tarakan. Joined Medco Group in 1994 and held position as the President Director of PT Sarana Jabar Ventura. Since 1998 also has served a position as Director at various companies in Medco Group. Extensive experience of more than 22 years in the field of education and science as a lecture in various state and private universities in Bandung, Surabaya, dan Jakarta. Also worked for 7 years in the Indonesian Science Institute (1975-1982).

Received a Master degree in Management from Sekolah Tinggi Manajemen, Bandung in 1997, and a Bachelor degree in Electric Engineering from Bandung Institute of Technology in 1973.

Main Role:
Supervise and advise the Board of Directors with regard to the Company's policy on employees' nomination and remuneration, as well as develop and evaluate the policy for nomination of the Company's and its subsidiaries' Board of Directors by becoming as the Chairman of the Nomination Committee. Also responsible for monitoring the policy of Risk Management by becoming as a member of Risk Management Committee.

Retno Dewi Arifin

Warga negara Indonesia. Lahir pada tahun 1945. Diangkat kembali menjadi Komisaris Perseroan sejak tahun 2003, dan saat ini juga menjabat Komisaris di PT Kreasi Megah Sarana. Bergabung dengan Grup Medco pada tahun 1990 dengan menduduki jabatan Komisaris di anak perusahaan Perseroan dalam bidang jasa pemboran (1990-1994) dan menjabat sebagai Komisaris Perseroan pada tahun 1994-1998.

Meraih gelar Sarjana Teknik Arsitektur dari Institut Teknologi Bandung, pada tahun 1972.

Tugas Utama:
Mengawasi dan memberikan masukkan kepada Direksi berkaitan dengan hal-hal umum.

Indonesian citizen. Born in 1945. Re-appointed as the Commissioner in 2003. Currently also holds position as Commissioner of PT Kreasi Megah Sarana. Joined Medco Group in 1990 and held Commissioner position at the Company's drilling services subsidiaries (1990-1994), and served as Commissioner of the Company in 1994-1998.

Received a Bachelor degree in Architecture Engineering from Bandung Institute of Technology in 1972.

Main Role:
Supervise and advise the Board of Directors with regard to the general issues.

Direksi

Board of Directors

D. Cyril Noerhadi | **Hilmi Panigoro** | **Rashid Irawan Mangunkusumo** | **Darmoyo Doyoatmojo**

Hilmi Panigoro

Warga negara Indonesia. Lahir pada tahun 1955. Diangkat menjadi Direktur Utama Perseroan sejak tahun 2001. Saat ini juga menjabat Komisaris di anak perusahaan migas Perseroan: PT Medco E&P Indonesia, PT Medco E&P Kalimantan, dan PT Medco E&P Tarakan dan Komisaris Utama di anak perusahan Perseroan dalam bidang jasa pemboran (sejak tahun 1998). Sebelumnya menjabat sebagai Direktur Perseroan (1998-Oktober 2001) dan Vice President di Perseroan dan anak perusahaan migas Perseroan, PT Medco E&P Indonesia (1997-1998). Bergabung dengan Grup Medco sejak tahun 1997, menduduki jabatan Direktur Utama di perusahaan induk Grup Medco. Memiliki pengalaman luas dalam industri migas, dengan 14 tahun bekerja di VICO Indonesia (1982-1996).

Meraih gelar Master dalam bidang Teknik Geologi dari Colorado School of Mines, AS, tahun 1988, mengambil kelas utama dalam program Master of Business Administration di Thunderbird University, AS tahun 1984, dan Sarjana Teknik Geologi dari Institut Teknologi Bandung, pada tahun 1981.

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

Indonesian citizen. Born in 1955. Appointed as the President Director in 2001. Currently also holds position as Commissioner of the Company's oil and gas subsidiaries: PT Medco E&P Indonesia, PT Medco E&P Kalimantan, PT Medco E&P Tarakan, and the President Commissioner of the Company's drilling services subsidiary company (since 1998). Formerly was the Director of the Company (1998-October 2001) and the Vice President of the Company and its subsidiary company, PT Medco E&P Indonesia (1997-1998). Joined Medco Group in 1997 as the President Director of Medco Group holding company. Extensive experience in oil and gas industry with 14 years of experience working for VICO Indonesia (1982-1996).

Received a Master of Science degree in Geological Science from Colorado School of Mines, USA, in 1988, and took core program in Master of Business Administration at Thunderbird University, USA, in 1984, and received a Bachelor degree in Geological Science from Bandung Institute of Technology in 1981.

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

Rashid Irawan Mangunkusumo

Warga negara Indonesia. Lahir pada tahun 1938. Diangkat menjadi Direktur Perseroan sejak tahun 2001. Saat ini juga menjabat Komisaris di anak perusahaan migas Perseroan: PT Medco E&P Indonesia, PT Medco E&P Kalimantan, dan PT Medco E&P Tarakan dan Komisaris di anak perusahan Perseroan dalam bidang jasa pemboran (sejak tahun 2001). Sebelumnya menjabat sebagai Direktur Utama (1998-2001) di PT Medco E&P Indonesia. Bergabung dengan Perseroan sejak tahun 1996, dan menduduki jabatan Direktur di PT Medco E&P Indonesia (1996-1998). Memiliki pengalaman ekstensif dalam industri migas, dengan 30 tahun bekerja di PT Stanvac Indonesia Indonesia (1966-1996).

Indonesian citizen. Born in 1938. Appointed as the Director in 2001. Currently also holds position as Commissioner of the Company's oil and gas subsidiaries: PT Medco E&P Indonesia, PT Medco E&P Kalimantan, PT Medco E&P Tarakan, and Commissioner of the Company's drilling services subsidiary company (since 2001). Formerly was the President Director of PT Medco E&P Indonesia (1998-2001). Joined the Company in 1996 as the Director of PT Medco E&P Indonesia (1996-1998). Extensive experience in oil and gas industry with 30 years of experience working for PT Stanvac Indonesia (1966-1996).

Meraih gelar Master dalam bidang Teknik Perminyakan dari Oklahoma University, AS, pada tahun 1965, Sarjana Teknik Perminyakan dari Oklahoma University, AS, pada tahun 1963 dan Sarjana Teknik Propaedeutic/Umum dari Oklahoma City University, AS dan Delf Institute of Technology, Belanda, pada tahun 1960.

Tugas Utama:
Mengelola pengembangan usaha dan manajemen portofolio untuk mendukung pertumbuhan Perseroan.

Received a Master degree in Petroleum Engineering from Oklahoma University, USA, in 1965, a Bachelor degree in Petroleum Engineering from Oklahoma University, USA, in 1963, and a Bachelor degree in Propaedeutic/General Engineering from Oklahoma City University, USA, and Delft Institute of Technology, the Netherlands, in 1960.

Main Role:
Managing the Company's business development and porfolio management to support the Company's growth.

Darmoyo Doyoatmojo

Warga negara Indonesia. Lahir pada tahun 1951. Diangkat menjadi Direktur Perseroan sejak bulan November 2004 dan disetujui dalam RUPSLB bulan Maret 2005. Saat ini juga menjabat sebagai Komisaris di anak perusahaan migas Perseroan: PT Medco E&P Indonesia, PT Medco E&P Kalimantan, dan PT Medco E&P Tarakan (April 2005) dan anak perusahaan dalam bidang jasa pemboran (Desember 2004). Sebelumnya menjabat sebagai Direktur Utama di PT Medco E&P Indonesia, PT Medco E&P Kalimantan, dan PT Medco E&P Tarakan (2003-Maret 2005), Komisaris Perseroan (2002), dan Direktur Perseroan dan Komisaris di berbagai anak perusahaan Perseroan (1994-2002). Bergabung dengan Grup Medco sejak tahun 1975 dengan menduduki berbagai jabatan manajerial di berbagai perusahaan di Grup Medco.

Indonesian citizen. Born in 1951. Appointed as the Director since November 2004 and approved by the EGMS in March 2005. Currently also holds potisions as Commissioner at the Company's subsidiaries: PT Medco E&P Indonesia, PT Medco E&P Kalimantan, and PT Medco E&P Tarakan (April 2005), as well as the drilling services subsidiary company (December 2004). Formerly served as the President Director of PT Medco E&P Indonesia, PT Medco E&P Kalimantan, and PT Medco E&P Tarakan (2003-March 2005), the Company's Commissioner (2002), and the Company's Director and Commissioner of subsidiary companies (1994-2002). Joined Medco Group in 1975 and held various managerial position at various companies in Medco Group.

Meraih gelar Master dalam bidang Keuangan dan Ekonomi Bisnis dari University of Southern California, AS, tahun 1991, dan Master of Business Administration dari universitas yang sama tahun 1990, dan Sarjana Teknik Elektro dari Institut Teknologi Bandung pada tahun 1975.

Tugas Utama:
Mengelola perencanaan strategis Perseroan untuk jangka pendek dan jangka panjang.

Received a Master degree in Finance and Business Economics from University of Southern California, USA, in 1991, and a Master of Business Administration from the same university in 1990, and Bachelor degree in Electrical Engineering from Bandung Institute of Technology in 1975.

Main Role:
Managing the Company's short-term and long-term strategic planning.

D. Cyril Noerhadi

Warga negara Indonesia. Lahir pada tahun 1961. Diangkat menjadi Direktur Keuangan Perseroan sejak bulan Oktober 2005 dan disetujui dalam RUPSLB di bulan November 2005. Sebelumnya menjabat sebagai Partner di Corporate Finance PricewaterhouseCoopers (PwC) – Financial Advisory Services (Juli 1999-September 2005), Direktur Utama PT Bursa Efek Jakarta (April 1996-April 1999), Direktur Utama PT Kliring Deposit Efek Indonesia (1993-Mei 1996), Direktur PT Danareksa Finance (Desember 1991-Januari 1993), Direktur Eksekutif PT (Persero) Danareksa (Maret 1991-Januari 1993), serta Konsultan dan Peneliti dari Harvard Institute for International Development di Kementrian Keuangan Indonesia (Desember 1988-Maret 1991).

Meraih gelar Master of Business Administration di bidang Keuangan dan Ekonomi dari University of Houston, AS, tahun 1988, dan Sarjana Teknik Geologi dari Institut Teknologi Bandung pada tahun 1985.

Tugas Utama:
Mengelola sumber daya Perseroan terutama pada bidang Keuangan Perusahaan untuk meningkatkan nilai saham bagi investor, dan memastikan pelaporan keuangan yang sesuai dengan peraturan.

Indonesian citizen. Born in 1961. Appointed as the Finance Director in October 2005 and approved by the EGMS in November 2005. Formerly was the Partner in Corporate Finance of PricewaterhouseCoopers (PwC) – Financial Advisory Services (July 1999-September 2005), President Director of PT Jakarta Stock Exchange (April 1996-April 1999), President Director of PT Kliring Deposit Efek Indonesia (1993-May 1996), Director of PT Danareksa Finance (December 1991-January 1993), Executive Director of PT (Persero) Danareksa (March 1991-January 1993), and served as Consultant and Researcher of Harvard Institute for International Development at the Indonesian Ministry of Finance (December 1988-March 1991).

Received a Master of Business Administration degree in Finance and Economics from University of Houston, USA, in 1988, and a Bachelor degree in Geological Science from Bandung Institute of Technology in 1985.

Main Role:
Managing the Company's resources especially in the Corporate Finance to increase the Company's share values for investor, and ensure proper financial reporting.

Komite Audit

Audit Committee

Zulfikri Aboebakar | **Sudono N. Suryohudoyo** | **Jul Azmi** | **Djoko Sutardjo** | **Gustiaman Deru**

Sudono N. Suryohudoyo

Menjadi Ketua Komite Audit dan anggota Komite Manajemen Risiko sejak 2005, beliau bertanggungjawab untuk memastikan bahwa Laporan Keuangan Perseroan bisa diandalkan dan dipertanggungjawabkan serta memastikan bahwa semua risiko telah dipertimbangkan dan dinilai sebagai usaha untuk meminimalkan dampak negatif bagi perusahaan.

As Chairman of the Audit Committee and a member of Risk Management Committee since 2005, he is responsible for assuring the reliability and accountability of the Company's financial report and that all risks have been considered and judged in order to minimize negative impact for the Company.

Gustiaman Deru

Ditunjuk sebagai anggota Komite Audit pada tahun 2002. Sebagai anggota Komite Audit, beliau bertugas memberikan penelaahan aspek keuangan pada laporan keuangan Perseroan berdasarkan keahlian beliau di bidang keuangan.

Appointed as a member of the Audit Committee in 2002. As member of the Audit Committee, his function is to provide financial advisory to the Company's financial report based on his expertise in finance.

Djoko Sutardjo

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

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

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

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

Zulfikri Aboebakar

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

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

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

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

Jul Azmi

Ditunjuk sebagai Sekretaris Komite Audit pada tahun 2005. Beliau adalah Head of Corporate Internal Audit bertanggung jawab membantu aktivitas Komite Audit.

Appointed as Secretary to the Audit Committee in 2005. He is the Head of Corporate Internal Audit and responsible for supporting activities of the Audit Committee.

Anak Perusahaan

Subsidiary Companies

Edi Bambang Setyobudi | Lukman Mahfoedz | Budi Basuki | Syamsurizal Munaf

PT Medco E&P Indonesia

Lukman Mahfoedz

Warga negara Indonesia. Lahir pada tahun 1954. Direktur Utama sejak tahun 2005. Bergabung dengan PT Medco E&P Indonesia pada April 2005. Sebelumnya menjabat sebagai Senior Vice President Tangguh LNG Centre, BP Indonesia (2001-2005). Memulai karir sebagai Planning Engineer hingga menduduki posisi Vice President Human Resources & General Support dan sebagai Ketua Komite Kontrak di VICO Indonesia (1983-2001). Memiliki pengalaman ekstensif dalam industri migas, sewaktu menempati posisi Insinyur Konstruksi di DKT Consortium, Balikpapan, Indonesia (1981-1983) dan sebagai Insinyur Lapangan di Truba Jurong Engineer Gresik, Indonesia (1980-1981).

Menerima gelar Sarjana dari Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya tahun 1980.

Indonesian citizen. Born in 1954. President Director since 2005. Joined PT Medco E&P Indonesia since April 2005. Formerly appointed as Senior Vice President of Tangguh LNG Centre, BP Indonesia (2001-2005). Started his career as Planning Engineer until his last position as Vice President Human Resources & General Support, and as Chairman of the Contract Committee in VICO Indonesia (1983-2001). Having an extensive experience in oil and gas industry when positioned as Construction Engineer in DKT Consortium, Balikpapan, Indonesia (1981-1983) and as Field Engineer in Truba Jurong Engineering, Gresik, Indonesia (1980-1981).

Received a Bachelor degree from Sepuluh November Surabaya Institute of Technology in 1980.

Edi Bambang Setyobudi

Warga negara Indonesia. Lahir pada tahun 1953. Direktur sejak tahun 2001. Bergabung dengan PT Stanvac Indonesia sejak tahun 1980 sebagai ahli Geologi, dan di tahun 1998 beliau menjabat sebagai Vice President Exploration.

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

Indonesian citizen. Born in 1953. Director since 2001. Joined PT Stanvac Indonesia in 1980 as Geologist. In 1998, he is appointed as the Vice President Exploration.

Received a Bachelor degree in Geological Engineering from Gadjah Mada University, Yogyakarta in 1979.

Budi Basuki

Warga negara Indonesia. Lahir pada tahun 1953. Direktur sejak tahun 2003. Sebelumnya menjabat sebagai *Vice President* wilayah operasi Barat, PT Medco E&P Indonesia (2001-2002), Manager Pergerakan Minyak PT Medco E&P Indonesia (2000-2001), dan Insinyur di PT Stanvac Indonesia (1981-2000).

Menyelesaikan pendidikan terakhir dari Fakultas Teknik Mesin, Universitas Gadjah Mada, Yogyakarta tahun 1980.

Indonesian citizen. Born in 1953. Director since 2003. Previously he served as the Vice President for Western Operation Area at PT Medco E&P Indonesia (2001-2002), Manager of Oil Movement at PT Medco E&P Indonesia (2000-2001), and Engineer at PT Stanvac Indonesia (1981-2000).

Received a Bachelor degree in Mechanical Engineering from Gadjah Mada University, Yogyakarta in 1980.

Syamsurizal Munaf

Warga negara Indonesia. Lahir pada tahun 1965. Direktur sejak tahun 2001. Bergabung dengan MedcoEnergi tahun 1997. Sebelumnya, sebagai Senior Investment Analyst for Principle Investment di PT Bahana Artha Ventura (1995-1997).

Meraih gelar Magister Manajemen dari Sekolah Tinggi Manajemen Prasetya Mulya tahun 1995 dan Sarjana Teknik Sipil dari Fakultas Teknik Sipil, Institut Teknologi Bandung tahun 1989.

Indonesian citizen. Born in 1965. Director since 2001. Joined MedcoEnergi in 1997. Previously he was the Senior Investment Analyst for Principle Investment at PT Bahana Artha Ventura (1995-1997).

Received a Magister Management degree from Prasetya Mulya School of Management in 1995 and Bachelor degree in Civil Engineering from Bandung Institute of Technology in 1989.

Pierre Rene Ducasse | **Hertriono Kartowisastro** | **Terrence Michael Gott** | **Agustinus B. Lomboan**

PT Apexindo Pratama Duta Tbk

Hertriono Kartowisastro

Warga negara Indonesia. Lahir pada tahun 1946. Direktur Utama sejak tahun 2001. Bergabung dengan Grup Medco tahun 1975. Sebelumnya menjabat Komisaris Utama MedcoEnergi (1998-2001), Direktur Utama Perseroan (1993-1998) dan Direktur Utama PT Medco Antareja (2001).

Menyelesaikan pendidikan terakhir di bidang Teknik Mesin dari Institut Teknologi Bandung tahun 1974.

Indonesian Citizen. Born in 1946. President Director sejak 2001. Joined Medco Group in 1975. Formerly he served as the President Commissioner of MedcoEnergi (1998-2001), President Director of the Company (1993-1998) and the President Director of PT Medco Antareja (2001).

Received a Bachelor degree in Mechanical Engineering from Bandung Institute of Technology in 1974.

Pierre Rene Ducasse

Warga negara Perancis. Lahir pada tahun 1946. Direktur Operasional sejak tahun 2001. Bergabung dengan PT Apexindo Pratama Duta Tbk. tahun 1990 sebagai Manajer Operasional. Memiliki pengalaman yang ekstensif di bidang pemboran minyak sejak 1972.

Menyelesaikan pendidikan terakhir dari French Petroleum Institute, tahun 1974.

French Citizen. Born in 1946. Operations Director since 2001. Joined PT Apexindo Pratama Duta Tbk. in 1990 serving as Operations Manager. He has built an extensive experience in oil drilling field since 1972.

Graduated from the French Petroleum Institute in 1974.

Terrence Michael Gott

Warga negara Australia. Lahir pada tahun 1949. Direktur Pengembangan Usaha sejak tahun 2001. Bergabung dengan Grup Medco tahun 1981 dengan jabatan General Manager/Technical Consultant. Sebelumnya pernah menjabat sebagai Resident Manager Parker Drilling Indonesia (1980-1981).

Menyelesaikan pendidikan terakhir dari Nodree College, Australia tahun 1965.

Australian Citizen. Born in 1949. Business Development Director since 2001. Joined Medco Group in 1981 with initial position as General Manager/Technical Consultant. Previously he served as Resident Manager of Parker Drilling Indonesia (1980-1981).

Received a Bachelor degree from Nodree College, Australia in 1965.

Agustinus B. Lomboan

Warga negara Indonesia. Lahir pada tahun 1964. Direktur Keuangan sejak tahun 2001. Memiliki pengalaman yang luas di bidang perbankan: Managing Partner, Advisory Division PT PDFCI Tbk. (2000-2001), Managing Director, Credit and Finance PT Bank PDFCI Tbk. (1999), dan Relationship Manager, Credit Division PT Bank Panin Tbk. (1989-1994).

Meraih gelar Magister Manajemen dari Universitas Indonusa Esa Unggul tahun 1995 dan Sarjana Teknik Mesin dari Universitas Trisakti, Jakarta tahun 1988.

Indonesian Citizen. Born in 1964. Finance Director since 2001. He has an extensive experience in banking: Managing Partner, Advisory Division PT PDFCI Tbk. (2000-2001), Managing Director, Credit and Finance PT Bank PDFCI Tbk. (1999), and Relationship Manager, Credit Division PT Bank Panin Tbk. (1989-1994).

Received a Magister Management degree from Indonusa Esa Unggul University in 1995 and a Bachelor degree in Mechanical Engineering from Trisakti University, Jakarta in 1988.

Dean S. Achmad **Fazil Erwin Alfitri** **Aries Pardjimanto**

PT Medco Power Indonesia

Fazil Erwin Alfitri

Warga negara Indonesia. Lahir pada tahun 1966. Direktur Utama sejak Desember 2003. Sebelumnya menjabat sebagai Country Manager pada GE Power Systems Indonesia (2001-2003), setelah memegang berbagai jabatan di GE Indonesia dan AS sejak tahun 1997.

Meraih gelar Master of Science di bidang Teknik Mesin dari Lehigh University, Pennsylvania, AS pada tahun 1990 dan BSc. di bidang Teknik Mesin dari Wichita State University, Kansas, AS pada tahun 1988.

Indonesian Citizen. Born in 1966. President Director since December 2003. Previously served as the Country Manager for GE Power Systems Indonesia (2001-2003), after having served in various positions in GE Indonesia and USA since 1997.

Received a Master of Science degree in Mechanical Engineering from Lehigh University, Pennsylvania, USA in 1990 and a BSc. degree in Mechanical Engineering from Wichita State University, Kansas, USA in 1988.

Dean S. Achmad

Warga negara Indonesia. Lahir pada tahun 1948. Direktur Operasi sejak Desember 2003. Berbagai posisi yang pernah dipegang adalah Senior Consultant pada PT Singgar Mulia (2001-2003), Senior Consultant/ Country Representative pada Dynegy Global Liquids Inc. (1998-2001) dan Direktur Pemasaran dan Administrasi pada PT VICO Enterprises Indonesia (1995-1998).

Meraih gelar MBA dari Thunderbird University, Arizona, USA pada tahun 1984 dan Bachelor dan Master of Engineering Science dari New South Wales Institute of Technology, Sydney, Australia pada tahun 1976.

Indonesian Citizen. Born in 1948. Operations Director since December 2003. Previously held various positions, including Senior Consultant at PT Singgar Mulia (2001-2003), Senior Consultant/ Country Representative at Dynegy Global Liquids Inc. (1998-2001), and Marketing and Administration Director at PT VICO Enterprises Indonesia (1995-1998).

Earned an MBA degree from Thunderbird University, Arizona, USA in 1984 and a Bachelor and Master degree in Engineering Science from New South Wales Institute of Technology, Sydney, Australia in 1976.

Aries Pardjimanto

Warga negara Indonesia. Lahir pada tahun 1953. Menjabat Direktur sejak bulan Desember 2003. Bergabung dengan Grup Medco tahun 1997 dan menduduki berbagai jabatan senior di Medco Holding dan anak perusahannya, termasuk Perseroan. Selama 15 tahun bekerja di PT VICO Indonesia, dan memiliki pengalaman yang luas di bidang Projects Management, Technical/Operations Supports mencakup Facilities Engineering dan Construction, Production Plant Maintenance, Materials dan Logistics operation, serta Contracts Administration.

Meraih gelar Bachelor di bidang Penterjemahan dari Akademi Bahasa Inggris tahun 1982.

Indonesian Citizen. Born in 1953. Director since December 2003. Joined Medco Group in 1997 and since then has held senior positions in Medco Holdings and its subsidiaries the Company. Prior to joining Medco, he spent 15 years in PT VICO Indonesia and has had extensive experiences in the Projects Management, Technical/Operations Supports covering Facilities Engineering and Construction, Production Plant Maintenance, Materials and Logistics operation, Contracts Administration.

Received a Bachelor degree in Translation from English Academy in 1982.

Djatnika **Bambang W. Sugondo**

W. D. (Dave) Gibbs

Direksi
Board of Directors

PT Medco Methanol Bunyu | PT Medco LPG Kaji

Djatnika S. Puradinata

Warga negara Indonesia. Lahir pada tahun 1950. Direktur Utama sejak tahun 2001. Sebelumnya Staf Ahli Direktur Utama PT Pupuk Kujang (1999-2001), Ketua Pelaksana Harian Tim Restrukturisasi PT Pusri Holding dan Privatisasi PT Pupuk Kaltim (1999).

Memperoleh gelar S2 di Program Studi Pembangunan, Bidang Manajemen dan Perencanaan dari Institut Teknologi Bandung tahun 1998 dan Sarjana Teknik Kimia, Institut Teknologi Bandung tahun 1976.

Indonesian citizen. Born in 1950. Presiden Director since 2001. Previously, he served as the Advisor to the President Director of PT Pupuk Kujang (1999-2001), Head of Restructuring Team of PT Pusri Holding and Privatization of PT Pupuk Kaltim (1999).

Received a Master degree in Development Study Program, Management and Planning from Bandung Institute of Technology in 1998 and a Bachelor degree in Chemical Engineering from Bandung Institute of Technology in 1976.

Bambang W. Sugondo

Warga negara Indonesia. Lahir pada tahun 1951. Direktur sejak tahun 1999. Sebelumnya sebagai Vice President of Corporate Services PT Medco Energi Internasional Tbk. (1997-1999), dan Project Manager PT Meta Epsi Engineering untuk LNG Plant Maintenance di Arun, Sumatera Utara (1990).

Menyelesaikan pendidikan terakhir di bidang Teknik Fisika, Institut Teknologi Bandung tahun 1976.

Indonesian citizen. Born in 1951. Director since 1999. Previously served as the Vice President of Corporate Services at PT Medco Energi Internasional Tbk. (1997-1999), and Project Manager at PT Meta Epsi Engineering for LNG Plant Maintenance, Arun, North Sumatra (1990).

Received a Bachelor degree in Physics Engineering from Bandung Institute of Technology in 1976.

Direksi
Board of Directors

Medco Energi US LLC

W. D. (Dave) Gibbs

Warga negara Amerika Serikat. Lahir pada tahun 1952. Direktur Utama Medco Energi US LLC sejak November 2005. Sebelumnya menjabat sebagai Direktur TDC Energy LLC (1092 – 2005), Vice President NERCO Oil & Gas (1991 – 1992), dan berbagai posisi di bagian engineering dan manajemen di Exxon, perusahaan minyak terbesar, dan Union Texas Petroleum (1975 – 1991). Memiliki pengalaman lebih dari 31 tahun di sektor energi, Beliau adalah anggota Independent Petroleum Association of America, American Association of Drilling Engineers, National Ocean Industries.

Menyelesaikan pendidikan terakhir di bidang Teknik Mesin dari Georgia Institute of Technology (1975).

United State citizen. Born in 1952. President Medco Energi US LLC since November 2005. Formerly served as President of TDC Energy LLC (1992 – 2005), Vice President of NERCO Oil & Gas (1991 – 1992), and various engineering and management positions with Exxon, the Superior Oil Company, and Union Texas Petroleum (1975 – 1991). Having more than 31 years of experience in upstream energy sector, he is a member of Independent Petroleum Association of America, American Association of Drilling Engineers, National Ocean Industries.

Received a Bachelor degree in Mechanical Engineering from Georgia Institute of Technology (1975).

Tanggung Jawab Pelaporan Operasi & Keuangan

Responsibility for Operational and Financial Reporting

Laporan operasi dan keuangan konsolidasi PT Medco Energi Internasional Tbk (MedcoEnergi/ Perseroan) untuk tahun yang berakhir pada 31 Desember 2005, telah dibuat dan merupakan tanggung jawab Manajemen.

Laporan keuangan disusun sesuai dengan Prinsip-prinsip Akutansi yang berlaku umum (Indonesia GAAP) di Indonesia, termasuk penggunaan beberapa perkiraan dan pertimbangan pihak Manajemen. Perseroan dan anak perusahaan menerapkan sistem kendali intern termasuk fungsi audit intern untuk memastikan pencatatan pembukuan dilakukan dengan cermat dan benar, sehingga memadai sebagai dasar untuk mempersiapkan laporan keuangan.

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

Laporan Keuangan Konsolidasi MedcoEnergi dan Anak Perusahaan Untuk Tahun Yang Berakhir 31 Desember 2005 telah diaudit oleh Kantor Akuntan Publik Prasetio, Sarwoko & Sandjaja, anggota dari Ernst & Young Global (EY), sebuah kantor akuntan independen yang ditunjuk oleh Komisaris dan Direksi sebagaimana tertuang dalam Surat Penunjukkan No. PSS No. 19429/02 tertanggal 12 September 2005, menindaklanjuti diputuskannya dalam Rapat Umum Pemegang Saham Tahunan tanggal 9 Juni 2005 untuk melimpahkan wewenang penunjukan Kantor Akuntan Publik kepada Komisaris dan Direksi Perseroan.

Auditor melaksanan audit sesuai dengan standar yang ditetapkan oleh Ikatan Akuntan Indonesia (IAI) untuk mendapatkan jaminan bahwa prinsip-prinsip akutansi standar telah digunakan secara wajar, dan atas dasar pengujian-pengujian, juga telah melakukan konfirmasi bahwa semua transaksi dilaksanakan dan dibukukan secara benar dan akurat.

The consolidated operational and financial statements of PT Medco Energi Internasional Tbk (MedcoEnergi/ the Company) for the year ended 31 December 2005 were prepared by and under the responsibility of the Management.

The financial statements conformed to the Indonesian Generally Accepted Accounting Principles (Indonesia GAAP) and in part were based on estimates and judgment 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 Corporate Internal Audit reported its findings to the Audit Committee, notably for consideration in approving the consolidated financial statements for issuance to shareholders.

The Consolidated Financial Statements of MedcoEnergi For The Year Ended December 31, 2005 have been audited by Public Accountant Office Prasetio Sarwoko & Sandjaja, the members of Ernst & Young Global (EY), an independent auditors appointed by the Board of Commissioners (BOC) and the Board of Directors (BOD) as stated on the Engagement Letter No. PSS No. 19429/02 dated September 12, 2005, following to the resolution of the Annual General Meeting of Shareholders dated June 9, 2005 which delegated the authority to appoint the Public Accountant Office to the Company's BOC and BOD.

The Auditors conducted their audits in accordance with auditing standards by the Indonesian Institute of Accountants (IAI) to provide assurance that standard accounting principles have been properly applied and, on a test basis, also to confirm that all transactions were executed and recorded correctly and accurately.

Jakarta, 27 Maret March 2006

Komisaris
Board of Commissioners

John S. Karamoy
Komisaris Utama / Komisaris Independen
President Commissioner / Independent Commissioner

Gustiaman Deru
Komisaris Independen
Independent Commissioner

Yani Yuhani Rodyat
Komisaris
Commissioner

Retno Dewi Arifin
Komisaris
Commissioner

Sudono N. Suryohudoyo
Komisaris Independen
Independent Commissioner

Direksi
Board of Directors

Hilmi Panigoro
Direktur Utama
President Director

Rashid I. Mangunkusumo
Direktur
Director

Darmoyo Doyoatmojo
Direktur
Director

D. Cyril Noerhadi
Direktur
Director

ASSURANCE AND ADVISORY
BUSINESS SERVICES

Laporan Keuangan Konsolidasi
Beserta Laporan Auditor Independen
Tahun Yang Berakhir Pada Tanggal-tanggal
31 Desember 2005 dan 2004

Consolidated Financial Statements
With Independent Auditors' Report
Years Ended
December 31, 2005 and 2004

PT MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk DAN ANAK PERUSAHAAN

PT MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk AND SUBSIDIARIES

ERNST & YOUNG

ERNST & YOUNG
PRASETIO, SARWOKO & SANDJAJA

PT Medco Energi Internasional Tbk.
Graha Niaga 16th Fl.
Jl. Jend. Sudirman Kav. 58
Jakarta 12190 - Indonesia

Tel +62-21 250 5459
Fax +62-21 250 5536
www.medcoenergi.com

MEDCOENERGI

FORMULIR / *FORM* No. VIII.G.11-1

**SURAT PERNYATAAN DIREKSI
TENTANG
TANGGUNG JAWAB ATAS
LAPORAN KEUANGAN KONSOLIDASI AUDITAN
UNTUK TAHUN YANG BERAKHIR
31 DESEMBER 2005 DAN 2004
PT MEDCO ENERGI INTERNASIONAL TBK DAN
ANAK PERUSAHAAN**

***DIRECTORS' STATEMENT
ON
THE RESPONSIBILITY FOR PRESENTATION OF
THE AUDITED CONSOLIDATED FINANCIAL
STATEMENTS FOR THE YEARS ENDED
31st DECEMBER 2005 AND 2004
PT MEDCO ENERGI INTERNASIONAL TBK AND
SUBSIDIARIES***

Kami yang bertanda tangan dibawah ini,

We the undersigned,

1. Nama/*Name* : Hilmi Panigoro
   No. Identitas/*Id Number* : 09.5307.040455.7004
   Alamat/*Address* : Jl. Patimura No. 9 RT 005 / RW 001
   Selong, Kebayoran Baru, Jakarta Selatan
   Jabatan/*Title* : Direktur Utama / *President Director*

2. Nama/*Name* : Darwin Cyril Noerhadi
   No. Identitas/*Id Number* : 09.5301.110461.0273
   Alamat/*Address* : Jl. Darmawangsa 12 No. 12 Rt. 010 / Rw. 001
   Pulo, Kebayoran Baru - Jakarta Selatan
   Jabatan/*Title* : Direktur Keuangan / *Finance Director*

menyatakan bahwa :

1. Kami bertanggung jawab atas penyusunan dan penyajian Laporan Keuangan Konsolidasi Auditan PT Medco Energi Internasional Tbk dan Anak Perusahaan Untuk Tahun Yang Berakhir 31 Desember 2005 dan 2004 ("Laporan Keuangan Konsolidasi Tahunan Perseroan dan Anak Perusahaan");

2. Laporan Keuangan Konsolidasi Tahunan Perseroan dan Anak Perusahaan telah disusun dan disajikan sesuai dengan prinsip akuntansi yang berlaku umum di Indonesia;

3. a. Semua informasi dalam Laporan Keuangan Konsolidasi Tahunan Perseroan dan Anak Perusahaan telah dimuat secara lengkap dan benar;

   b. Laporan Keuangan Konsolidasi Tahunan Perseroan dan Anak Perusahaan tidak mengandung informasi atau fakta material yang tidak benar, dan tidak menghilangkan informasi atau fakta material;

4. Kami bertanggung jawab atas sistem pengendalian interen dalam Perseroan dan Anak Perusahaan.

hereby declare :

1. *We are responsible towards the preparation and presentation of the Audited Consolidated Financial Statements of PT Medco Energi Internasional Tbk and Subsidiaries For the Year Ended 31st December 2005 and 2004 ("The Annual Consolidated Financial Statements of the Company and Subsidiaries");*

2. *The Annual Consolidated Financial Statements of the Company and Subsidiaries has been prepared in accordance with the generally accepted accounting principles in Indonesia;*

3. *a. All the information in The Annual Consolidated Financial Statements of the Company and Subsidiaries have been fully and accurately disclosed;*

   b. The Annual Consolidated Financial Statements of the Company and Subsidiaries does not contain any false information or material fact, and does not omit any information or material fact;

4. *We are responsible towards the internal control system of the Company and Subsidiaries.*

MEDCOENERGI

Demikian pernyataan ini dibuat dengan sebenarnya.

In witness whereof, the undersigned have drawn up this statement truthfully.

Jakarta, 27 Maret, 2006
PT Medco Energi Internasional Tbk

Hilmi Panigoro
Direktur Utama / *President Director*

Darwin Cyril Noerhadi
Direktur Keuangan / *Finance Director*

The original consolidated financial statements included herein are in Indonesian language.

PT MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
DAN ANAK PERUSAHAAN
LAPORAN KEUANGAN KONSOLIDASI
BESERTA LAPORAN AUDITOR INDEPENDEN
TAHUN YANG BERAKHIR PADA TANGGAL-TANGGAL
31 DESEMBER 2005 DAN 2004

PT MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
AND SUBSIDIARIES
CONSOLIDATED FINANCIAL STATEMENTS
WITH INDEPENDENT AUDITORS' REPORT
YEARS ENDED
DECEMBER 31, 2005 AND 2004

Daftar Isi/*Table of Contents*

	Halaman/*Page*	
Laporan Auditor Independen		*Independent Auditors' Report*
Neraca Konsolidasi	1 - 4	*Consolidated Balance Sheets*
Laporan Laba Rugi Konsolidasi	5 - 6	*Consolidated Statements of Income*
Laporan Perubahan Ekuitas Konsolidasi	7	*Consolidated Statements of Changes In Equity*
Laporan Arus Kas Konsolidasi	8 - 9	*Consolidated Statements of Cash Flows*
Catatan Atas Laporan Keuangan Konsolidasi	10 - 155	*Notes to the Consolidated Financial Statements*
Informasi Tambahan (Tidak Diaudit)	156 - 158	*Supplementary Information (Unaudited)*

****

ERNST & YOUNG

Prasetio, Sarwoko & Sandjaja
Jakarta Stock Exchange Building
Tower 2, 7th Floor
Jl. Jend. Sudirman Kav. 52 - 53
Jakarta 12190, Indonesia

Phone: (62-21) 5289 5000
Fax : (62-21) 5289 4100
www.ey.com

The original report included herein is in Indonesian language.

Laporan Auditor Independen

Laporan No. RPC-5240

Pemegang Saham, Dewan Komisaris dan Direksi
PT Medco Energi Internasional Tbk

Kami telah mengaudit neraca konsolidasi PT Medco Energi Internasional Tbk ("Perusahaan") dan Anak Perusahaan tanggal 31 Desember 2005 dan 2004, serta laporan laba rugi konsolidasi, laporan perubahan ekuitas konsolidasi dan laporan arus kas konsolidasi untuk tahun yang berakhir pada tanggal-tanggal tersebut. Laporan keuangan adalah tanggung jawab manajemen Perusahaan. Tanggung jawab kami terletak pada pernyataan pendapat atas laporan keuangan berdasarkan audit kami. Laporan keuangan tahun 2004 Mesa Drilling Inc. (Mesa) dan Probe Technology Services, Inc. (Probe), perusahaan asosiasi di mana Perusahaan mempunyai kepemilikan tidak langsung masing-masing sebesar 50% dan 36,6%, telah diaudit oleh auditor independen lain yang laporannya telah diserahkan kepada kami, dan pendapat kami atas laporan keuangan konsolidasi sepanjang berkaitan dengan jumlah-jumlah untuk entitas-entitas tersebut, didasarkan semata-mata atas laporan auditor independen lain tersebut. Pada laporan keuangan konsolidasi tahun 2004, investasi Perusahaan di Mesa dicatat sebesar biaya perolehan sebagaimana dijelaskan pada Catatan 11 atas laporan keuangan konsolidasi, yaitu sebesar AS$2.023.416 pada tanggal 31 Desember 2004. Investasi Perusahaan di Probe dicatat dengan menggunakan metode ekuitas, dengan nilai tercatat sebesar AS$1.001.314 pada tanggal 31 Desember 2004, dan bagian Perusahaan atas laba bersih entitas tersebut sebesar AS$242.414 untuk tahun yang berakhir pada tanggal 31 Desember 2004 yang termasuk di laporan laba rugi konsolidasi.

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.

Independent Auditors' Report

Report No. RPC-5240

The Stockholders, Boards of Commissioners and Directors
PT Medco Energi Internasional Tbk

We have audited the consolidated balance sheets of PT Medco Energi Internasional Tbk (the "Company") and Subsidiaries as of December 31, 2005 and 2004, 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. The 2004 financial statements of Mesa Drilling Inc. (Mesa) and Probe Technology Services, Inc. (Probe), associated entities wherein the Company has 50% and 36.6% indirect ownership interests, respectively, have been audited by other independent auditors whose reports have been furnished to us, and our opinion on the consolidated financial statements insofar as it relates to the amounts included for these entities, is based solely on the reports of the other independent auditors. In the 2004 consolidated financial statements, the Company's investment in Mesa is accounted for at cost as discussed in Note 11 to the consolidated financial statements, with a stated amount of US$2,023,416 as of December 31, 2004. The Company's investment in Probe is accounted for using the equity method, with a carrying amount of US$1,001,314 as of December 31, 2004, and the Company's equity in net income of such entity of US$242,414 for the year ended December 31, 2004 is included in the consolidated statement of income.

We conducted our audits in accordance with auditing standards established by the Indonesian Institute of Accountants. Those standards require that we plan and perform the audit to obtain reasonable assurance about whether the financial statements are free of material misstatement. An audit includes examining, on a test basis, evidence supporting the amounts and disclosures in the financial statements. An audit also includes assessing the accounting principles used and significant estimates made by management, as well as evaluating the overall financial statement presentation. We believe that our audits and the reports of other independent auditors provide a reasonable basis for our opinion.

ERNST & YOUNG

The original report included herein is in Indonesian language.

Menurut pendapat kami, berdasarkan audit kami dan laporan auditor independen lain tersebut, laporan keuangan konsolidasi yang kami sebut di atas menyajikan secara wajar, dalam semua hal yang material, posisi keuangan PT Medco Energi Internasional Tbk dan Anak Perusahaan tanggal 31 Desember 2005 dan 2004, dan hasil usaha serta arus kas untuk tahun yang berakhir pada tanggal-tanggal tersebut sesuai dengan prinsip akuntansi yang berlaku umum di Indonesia.

In our opinion, based on our audits and the reports of other independent auditors, the consolidated financial statements referred to above present fairly, in all material respects, the financial position of PT Medco Energi Internasional Tbk and Subsidiaries as of December 31, 2005 and 2004, and the results of their operations and their cash flows for the years then ended in conformity with accounting principles generally accepted in Indonesia.

Seperti diungkapkan pada Catatan 2r, 2y dan 42 atas laporan keuangan konsolidasi, efektif pada tanggal 1 Januari 2005, Perusahaan dan Anak perusahaan telah menerapkan Pernyataan Standar Akuntansi Keuangan No. 24 (Revisi 2004), "Imbalan Kerja" dan No. 38 (Revisi 2004), "Akuntansi Restrukturisasi Entitas Sepengendali". Hal ini mengakibatkan penyajian kembali atas laporan keuangan konsolidasi tahun 2004 yang telah diterbitkan sebelumnya.

As discussed in Notes 2r, 2y and 42 to the consolidated financial statements, effective January 1, 2005, the Company and Subsidiaries have applied Statements of Financial Accounting Standards No. 24 (Revised 2004), "Employee Benefits" and No. 38 (Revised 2004), "Accounting for Restructuring of Entities Under Common Control". As a result, the 2004 consolidated financial statements, which have been previously issued, were restated.

Prasetio, Sarwoko & Sandjaja

Drs. Iman Sarwoko
Izin Akuntan Publik No. 98.1.0359/*Public Accountant License No. 98.1.0359*

27 Maret 2006/*March 27*, 2006

The accompanying consolidated financial statements are not intended to present the financial position, results of operations and cash flows in accordance with accounting principles and practices generally accepted in countries and jurisdictions other than Indonesia. The standards, procedures and practices to audit such consolidated financial statements are those generally accepted and applied in Indonesia.

PT MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
DAN ANAK PERUSAHAAN
NERACA KONSOLIDASI
31 Desember 2005 dan 2004
(Disajikan dalam Dolar Amerika Serikat, kecuali dinyatakan lain)

PT MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
AND SUBSIDIARIES
CONSOLIDATED BALANCE SHEETS
December 31, 2005 and 2004
(Expressed in United States Dollars, unless otherwise stated)

	Catatan/ *Notes*	2005	2004 (Disajikan Kembali, Catatan 42/ *As Restated, Note* 42)	
AKTIVA				***ASSETS***
AKTIVA LANCAR				***CURRENT ASSETS***
Kas dan setara kas	1b,2e,2f,3,34	152,108,159	215,302,034	*Cash and cash equivalents*
Investasi jangka pendek	2g,4	58,586,573	30,412,574	*Short-term investments*
Piutang usaha - setelah dikurangi penyisihan piutang ragu-ragu sebesar AS$3.217.458 pada tahun 2005 dan AS$2.924.039 pada tahun 2004	1b,2i,5,20	101,961,741	76,478,080	*Trade receivables - net of allowance for doubtful accounts of US$3,217,458 in 2005 and US$2,924,039 in 2004*
Piutang lain-lain - pihak ketiga - setelah dikurangi penyisihan piutang ragu - ragu sebesar AS$909.538 pada tahun 2005 dan AS$133.565 pada tahun 2004	1b,2i,6,11,17, 37	75,996,209	44,288,407	*Other receivables - third parties - net of allowance for doubtful accounts of US$909,538 in 2005 and of US$133,565 in 2004*
Persediaan - setelah dikurangi penyisihan penurunan nilai sebesar AS$1.063.620 pada tahun 2005 dan AS$688.261 pada tahun 2004	1b, 2j, 7,12	37,455,385	31,670,910	*Inventories - net of allowance for decline in value of US$1,063,620 in 2005 and US$688,261 in 2004*
Pajak dibayar di muka	1b,8	23,099,358	17,568,590	*Prepaid taxes*
Beban dibayar di muka	1b,2k	4,142,154	3,230,901	*Prepaid expenses*
Rekening bank yang dibatasi penggunaannya	2h,2u,9,19, 20,37	15,322,424	17,675,582	*Restricted cash in banks*
Aktiva swap	2u,19,20,21	371,562	-	*Swap assets*
Aktiva lancar lain-lain	1b,2c,14,37	219,462	195,498,144	*Other current assets*
Jumlah Aktiva Lancar		**469,263,027**	**632,125,222**	***Total Current Assets***
AKTIVA TIDAK LANCAR				***NON-CURRENT ASSETS***
Piutang lain-lain - pihak ketiga	6,11	1,303,793	1,439,996	*Other receivables - third parties*
Rekening bank yang dibatasi penggunaannya	2h,2u,9,19, 20,21,37	22,366,348	22,361,685	*Restricted cash in banks*
Piutang dari pihak-pihak yang mempunyai hubungan istimewa	2d,2e,10,34	3,926,526	10,068,290	*Accounts receivable from related parties*
Aktiva pajak tangguhan - bersih	2t,30,42	33,483,090	37,194,340	*Deferred tax assets - net*
Investasi saham	2e,2g,2p,11,37	13,322,602	3,014,286	*Investments in shares of stock*
Investasi pada proyek	2e,2g,11,16, 37,38,41,42	50,382,614	5,000,000	*Investments in projects*
Aktiva tetap - setelah dikurangi akumulasi penyusutan sebesar AS$230.227.772 pada tahun 2005 dan AS$203.809.991 pada tahun 2004	2l,2v,2x,12, 20,21,28,29,37	321,665,873	271,996,260	*Property and equipment - net of accumulated depreciation of US$230,227,772 in 2005 and US$203,809,991 in 2004*

Catatan atas laporan keuangan konsolidasi terlampir merupakan bagian yang tidak terpisahkan dari laporan keuangan konsolidasi secara keseluruhan.

The accompanying notes form an integral part of these consolidated financial statements.

PT MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
DAN ANAK PERUSAHAAN
NERACA KONSOLIDASI (lanjutan)
31 Desember 2005 dan 2004
(Disajikan dalam Dolar Amerika Serikat, kecuali dinyatakan lain)

PT MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
AND SUBSIDIARIES
CONSOLIDATED BALANCE SHEETS (continued)
December 31, 2005 and 2004
(Expressed in United States Dollars, unless otherwise stated)

	Catatan/ *Notes*	**2005**	**2004 (Disajikan Kembali, Catatan 42/ *As Restated, Note* 42)**	
Aktiva minyak dan gas bumi - setelah dikurangi akumulasi penyusutan dan amortisasi sebesar AS$456.700.336 pada tahun 2005 dan AS$356.836.054 pada tahun 2004	1b,2c,2m, 2x,13	607,683,229	480,582,713	*Oil and gas properties - net of accumulated depreciation and amortization of US$456,700,336 in 2005 and US$356,836,054 in 2004*
Aktiva swap	2u,19,20,21	-	2,601,764	*Swap assets*
Aktiva lain-lain - bersih	1b, 2n,14,37	19,535,826	5,862,512	*Other assets - net*
Jumlah Aktiva Tidak Lancar		**1,073,669,901**	**840,121,846**	***Total Non-current Assets***
JUMLAH AKTIVA		**1.542,932,928**	**1,472,247,068**	***TOTAL ASSETS***

Catatan atas laporan keuangan konsolidasi terlampir merupakan bagian yang tidak terpisahkan dari laporan keuangan konsolidasi secara keseluruhan.

The accompanying notes form an integral part of these consolidated financial statements.

PT MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
DAN ANAK PERUSAHAAN
NERACA KONSOLIDASI (lanjutan)
31 Desember 2005 dan 2004
(Disajikan dalam Dolar Amerika Serikat, kecuali dinyatakan lain)

PT MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
AND SUBSIDIARIES
CONSOLIDATED BALANCE SHEETS (continued)
December 31, 2005 and 2004
(Expressed in United States Dollars, unless otherwise stated)

	Catatan/ *Notes*	2005	2004 (Disajikan Kembali, Catatan 42/ *As Restated, Note* 42)	
KEWAJIBAN DAN EKUITAS				***LIABILITIES AND EQUITY***
KEWAJIBAN JANGKA PENDEK				***CURRENT LIABILITIES***
Hutang bank jangka pendek	20	-	150,000,000	*Short-term bank loans*
Hutang usaha				*Trade payables*
Pihak-pihak yang mempunyai hubungan istimewa	1b,2e,15	742,396	788,337	*Related parties*
Pihak ketiga	1b,15	48,370,504	49,400,766	*Third parties*
Hutang lain-lain	11,16,41	63,830,614	25,422,348	*Other payables*
Hutang pajak	2t,17	32,680,750	17,638,321	*Taxes payable*
Beban yang masih harus dibayar	1b,18,40	45,941,477	20,684,860	*Accrued expenses*
Hutang bank jangka panjang yang jatuh tempo dalam satu tahun	2o,19,20	16,091,336	30,863,132	*Current maturities of long-term bank loans*
Kewajiban jangka panjang lainnya yang jatuh tempo dalam satu tahun				*Current maturities of long-term obligations*
Hutang	21	542,014	-	*Loan*
Pendapatan yang ditangguhkan	2s	20,421,331	1,260,668	*Deferred income*
,Kewajiban swap	2u,9,19, 20,21	9,109,533	1,045,515	*Swap liabilities*
Jumlah Kewajiban Jangka Pendek		237,729,955	297,103,947	*Total Current Liabilities*
KEWAJIBAN JANGKA PANJANG				***NON-CURRENT LIABILITIES***
Kewajiban pajak tangguhan - bersih	1b,2t,30	117,550,234	106,714,067	*Deferred tax liabilities - net*
Kewajiban manfaat karyawan	2r,33	4,986,222	3,633,777	*Employee benefits obligation*
Kewajiban jangka panjang - setelah dikurangi bagian yang jatuh tempo dalam satu tahun				*Long-term liabilities - net of current maturities*
Hutang bank	2o,20	23,632,981	100,043,338	*Bank loans*
Kewajiban jangka panjang lainnya	2o,9,19,21			*Other long-term obligations*
Wesel bayar		276,101,648	274,229,190	*Notes payable*
Obligasi rupiah		192,610,115	144,162,589	*Rupiah bonds*
Hutang		6,657,986	-	*Loan*
Hutang kontrak konstruksi	37	25,809,166	-	*Payable under construction contract*
Kewajiban swap	2u,9,19,20,21	23,956,039	3,989,103	*Swap liabilities*
Hutang lain-lain	16	4,617,058	4,571,179	*Other payables*
Jumlah Kewajiban Jangka Panjang		675,921,449	637,343,243	***Total Non-Current Liabilities***
GOODWILL NEGATIF - Bersih	2b,2c,22	953,520	1,798,778	***NEGATIVE GOODWILL - Net***
HAK MINORITAS ATAS AKTIVA BERSIH ANAK PERUSAHAAN	2b,23	95,157,229	35,925,791	***MINORITY INTERESTS IN NET ASSETS OF SUBSIDIARIES***

Catatan atas laporan keuangan konsolidasi terlampir merupakan bagian yang tidak terpisahkan dari laporan keuangan konsolidasi secara keseluruhan.

The accompanying notes form an integral part of these consolidated financial statements.

PT MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
DAN ANAK PERUSAHAAN
NERACA KONSOLIDASI (lanjutan)
31 Desember 2005 dan 2004
(Disajikan dalam Dolar Amerika Serikat, kecuali dinyatakan lain)

PT MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
AND SUBSIDIARIES
CONSOLIDATED BALANCE SHEETS (continued)
December 31, 2005 and 2004
(Expressed in United States Dollars, unless otherwise stated)

	Catatan/ *Notes*	2005	2004 (Disajikan Kembali, Catatan 42/ *As Restated, Note* 42)	
EKUITAS				***EQUITY***
Modal saham - nilai nominal Rp 100 per saham				*Capital stock - Rp 100 par value per share*
Modal dasar - 4.000.000.000 saham				*Authorized - 4,000,000,000 shares*
Diterbitkan dan disetor penuh - 3.332.451.450 saham	24	101,154,464	101,154,464	*Issued and fully paid - 3,332,451,450 shares*
Saham treasuri – 223.597.000 saham pada tahun 2005 dan 226.597.000 saham pada tahun 2004	2q,24	(3,147,999)	(3,190,236)	*Treasury stock - 223,597,000 shares in 2005 and 226,597,000 shares in 2004*
Tambahan modal disetor	2o,25	123,187,436	122,055,889	*Additional paid-in capital*
Selisih penilaian kembali aktiva tetap	2l	99,597	99,597	*Revaluation increment in property and equipment*
Dampak perubahan transaksi ekuitas anak perusahaan/ perusahaan asosiasi	1b,2g,2y, 2aa,26	17,483,742	27,836,821	*Effects of changes in the equity transactions of subsidiaries/ associated companies*
Selisih kurs karena penjabaran laporan keuangan	2d	(520,427)	(740,901)	*Translation adjustments*
Saldo laba				*Retained earnings*
Ditentukan penggunaannya		6,492,210	6,492,210	*Appropriated*
Tidak ditentukan penggunaannya	42	288,421,752	246,367,465	*Unappropriated*
Ekuitas - Bersih		**533,170,775**	**500,075,309**	***Equity - Net***
JUMLAH KEWAJIBAN DAN EKUITAS		**1,542,932,928**	**1,472,247,068**	***TOTAL LIABILITIES AND EQUITY***

Catatan atas laporan keuangan konsolidasi terlampir merupakan bagian yang tidak terpisahkan dari laporan keuangan konsolidasi secara keseluruhan.

The accompanying notes form an integral part of these consolidated financial statements.

PT MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
DAN ANAK PERUSAHAAN
LAPORAN LABA RUGI KONSOLIDASI
Tahun Yang Berakhir Pada Tanggal-tanggal
31 Desember 2005 dan 2004
(Disajikan dalam Dolar Amerika Serikat, kecuali dinyatakan lain)

PT MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
AND SUBSIDIARIES
CONSOLIDATED STATEMENTS OF INCOME
Years Ended December 31, 2005 and 2004
(Expressed in United States Dollars, unless otherwise stated)

	Catatan/ *Notes*	2005	2004 (Disajikan Kembali, Catatan 42/ *As Restated, Note 42*)	
Penjualan dan Pendapatan Usaha Lainnya	2e, 2s, 27,34,35,37			***Sales and Other Operating Revenues***
Penjualan minyak dan gas bersih		432,361,384	367,367,607	*Net oil and gas sales*
Pendapatan dari usaha pengeboran dan jasa terkait		89,026,128	94,438,585	*Revenues from drilling operations and related services*
Penjualan metanol bersih		44,954,265	55,490,344	*Net methanol sales*
Pendapatan dari kontrak lainnya		25,825,241	11,550,952	*Revenues from other contracts*
Bagian atas laba dari kerja sama operasi		19,781,592	19,733,452	*Share of profits of joint ventures*
Penjualan tenaga listrik		8,204,808	1,534,484	*Electric power sales*
Jumlah Penjualan dan Pendapatan Usaha Lainnya		620,153,418	550,115,424	*Total Sales and Other Operating Revenues*
Penyusutan dan Amortisasi	2l,2m,2n,12,22,28	87,481,607	74,623,615	***Depreciation and Amortization***
Biaya Operasi Pengeboran	2s,28,33,34	68,228,840	72,625,338	***Drilling Operations Costs***
Biaya Produksi dan Lifting	2s,28,33,34	74,608,796	77,774,235	***Production and Lifting Costs***
Beban Pokok Penjualan Metanol	2s,7,28	32,246,278	42,666,135	***Cost of Methanol Sales***
Beban Eksplorasi	2s,28,33,34	19,043,406	23,847,061	***Exploration Expenses***
Biaya Pembelian Minyak Mentah	2s,28	4,208,550	5,033,861	***Cost of Crude Oil Purchase***
Beban Pokok Penjualan Tenaga Listrik	2s,28,33	4,923,531	72,940	***Cost of Power Sales***
Laba Kotor		**329,412,410**	**253,472,239**	***Gross Profit***
Beban Usaha	2s,12, 29	**90,072,922**	**74,208,127**	***Operating Expenses***
Laba Usaha		**239,339,488**	**179,264,112**	***Income from Operations***
Penghasilan (Beban) Lain-lain	2s			***Other Income (Charges)***
Bagian keuntungan (kerugian) dari perusahaan asosiasi - bersih	2g,11	10,962,973	(764,932)	*Equity in net gain (loss) of associated entities - net*
Bonus penandatanganan kontrak	37	5,000,000	-	*Signing bonus*
Keuntungan (kerugian) dari selisih kurs - bersih	2d	4,390,237	(6,884,008)	*Gain (loss) on foreign exchange - net*
Keuntungan dari penjualan surat berharga - bersih	2g	4,292,787	1,082,081	*Gain on sale of marketable securities - net*
Biaya pendanaan - bersih		(1,083,653)	(10,218,408)	*Financing charges - net*
Keuntungan (kerugian) dari transaksi swap	2u,19,20,21	(34,655,395)	1,862,437	*Gain (loss) from swap transactions*
Beban bunga - bersih	2u,2v,19,20	(48,559,773)	(37,684,194)	*Interest expense - net*
Lain-lain - bersih	2o,10,11,12, 14,17,20,42	1,425,161	3,458,767	*Others – net*
Beban Lain-lain - Bersih		(58,227,663)	(49,148,257)	*Other Charges - Net*
Laba Sebelum Beban Pajak		**181,111,825**	**130,115,855**	***Income Before Tax Expense***

Catatan atas laporan keuangan konsolidasi terlampir merupakan bagian yang tidak terpisahkan dari laporan keuangan konsolidasi secara keseluruhan.

The accompanying notes form an integral part of these consolidated financial statements.

PT MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
DAN ANAK PERUSAHAAN
LAPORAN LABA RUGI KONSOLIDASI (lanjutan)
Tahun Yang Berakhir Pada Tanggal-tanggal
31 Desember 2005 dan 2004
(Disajikan dalam Dolar Amerika Serikat, kecuali dinyatakan lain)

PT MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
AND SUBSIDIARIES
CONSOLIDATED STATEMENTS OF INCOME
(continued)
Years Ended December 31, 2005 and 2004
(Expressed in United States Dollars, unless otherwise stated)

	Catatan/ *Notes*	2005	2004 (Disajikan Kembali, Catatan 42/ *As Restated, Note* 42)	
Manfaat (Beban) Pajak	2t,30			***Tax Benefit (Expense)***
Pajak kini		(99,573,680)	(66,148,681)	*Current tax*
Pajak tangguhan		(3,919,319)	11,009,898	*Deferred tax*
Beban Pajak - bersih		(103,492,999)	(55,138,783)	*Tax Expense - net*
Laba Sebelum Hak Minoritas atas Laba Bersih Anak Perusahaan yang Dikonsolidasi		**77,618,826**	**74,977,072**	***Income Before Minority Interests in Net Earnings of Consolidated Subsidiaries***
Bagian Minoritas atas Laba Bersih Anak Perusahaan yang Dikonsolidasi	2b,23	**(2,921,567)**	**(1,126,940)**	***Minority Interests in Net Earnings of Consolidated Subsidiaries***
LABA BERSIH		**74,697,259**	**73,850,132**	***NET INCOME***
LABA PER SAHAM DASAR	2bb,31	0.0240	0.0238	***BASIC EARNINGS PER SHARE***

Catatan atas laporan keuangan konsolidasi terlampir merupakan bagian yang tidak terpisahkan dari laporan keuangan konsolidasi secara keseluruhan.

The accompanying notes form an integral part of these consolidated financial statements.

The original consolidated financial statements included herein are in Indonesian language.

PT MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
DAN ANAK PERUSAHAAN
LAPORAN PERUBAHAN EKUITAS KONSOLIDASI
Tahun Yang Berakhir Pada Tanggal-tanggal
31 Desember 2005 dan 2004
(Disajikan dalam Dolar Amerika Serikat, kecuali dinyatakan lain)

PT MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
AND SUBSIDIARIES
CONSOLIDATED STATEMENTS OF CHANGES IN EQUITY
Years Ended December 31, 2005 and 2004
(Expressed in United States Dollars, unless otherwise stated)

	Catatan/ *Notes*	Modal Saham/ *Capital Stock*	Tambahan Modal Disetor/ *Additional Paid-in Capital*	Dampak Perubahan Atas Transaksi Ekuitas Anak Perusahaan/ Perusahaan Asosiasi/ *Effects of Changes in the Equity Transactions of Subsidiaries/ Associated Companies*	Selisih Kurs Karena Penjabaran Laporan Keuangan/ *Translation Adjustments*	Selisih Penilaian Kembali Aktiva tetap/ Revaluation *Increment in Property and Equipment*	Saldo Laba/*Retained Earnings*			
							Ditentukan Penggunaannya/ *Appropriated*	Tidak Ditentukan Penggunaannya/ *Unappropriated*	Bersih/*Net*	
Saldo per 31 Desember 2003 (dilaporkan sebelumnya)		97,964,228	122,055,889	27,836,821	-	99,597	6,492,210	190,426,629	444,875,374	*Balance, December 31, 2003 (As previously reported)*
Penyajian kembali karena perubahan prinsip akuntansi	2r,2y,42	-	-	-	-	-	-	1,968,172	1,968,172	*Restatement due to change in accounting principles*
Saldo per 31 Desember 2003 (Disajikan Kembali)		97,964,228	122,055,889	27,836,821	-	99,597	6,492,210	192,394,801	446,843,546	*Balance December 31, 2003 (As Restated)*
Selisih kurs karena penjabaran laporan keuangan anak perusahaan	2d	-	-	-	(740,901)	-	-	-	(740,901)	*Translation adjustments of subsidiaries' financial statements*
Dividen tunai	32	-	-	-	-	-	-	(19,877,468)	(19,877,468)	*Cash dividends*
Laba bersih		-	-	-	-	-	-	73,850,132	73,850,132	*Net income*
Saldo per 31 Desember 2004 (Disajikan Kembali)		97,964,228	122,055,889	27,836,821	(740,901)	99,597	6,492,210	246,367,465	500,075,309	*Balance, December 31, 2004 (As Restated)*
Saham treasuri	2q	42,237	1,131,547	-	-	-	-	-	1,173,784	*Treasury stock*
Dampak dari perubahan transaksi ekuitas anak perusahaan/ perusahaan asosiasi	2g,26	-	-	(10,353,079)	-	-	-	-	(10,353,079)	*Effects of changes in the equity transactions of subsidiaries/ associated companies*
Selisih kurs karena penjabaran laporan keuangan anak perusahaan	2d	-	-	-	220,474	-	-	-	220,474	*Translation adjustments of subsidiaries' financial statements*
Dividen tunai	32	-	-	-	-	-	-	(32,642,972)	(32,642,972)	*Cash dividends*
Laba bersih		-	-	-	-	-	-	74,697,259	74,697,259	*Net income*
Saldo per 31 Desember 2005		**98,006,465**	**123,187,436**	**17,483,742**	**(520,427)**	**99,597**	**6,492,210**	**288,421,752**	**533,170,775**	***Balance, December 31, 2005***

Catatan atas laporan keuangan konsolidasi terlampir merupakan bagian yang tidak terpisahkan dari laporan keuangan konsolidasi secara keseluruhan.

The accompanying notes form an integral part of these consolidated financial statements.

PT MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
DAN ANAK PERUSAHAAN
LAPORAN ARUS KAS KONSOLIDASI
Tahun Yang Berakhir Pada Tanggal-tanggal
31 Desember 2005 dan 2004
(Disajikan dalam Dolar Amerika Serikat, kecuali dinyatakan lain)

PT MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
AND SUBSIDIARIES
CONSOLIDATED STATEMENTS OF CASH FLOWS
Years Ended December 31, 2005 and 2004
(Expressed in United States Dollars, unless Otherwise stated)

	Catatan/ *Notes*	2005	2004 (Disajikan Kembali, (Catatan 42/ *As Restated, Note* 42)	
ARUS KAS DARI AKTIVITAS USAHA				***CASH FLOWS FROM OPERATING ACTIVITIES***
Penerimaan kas dari pelanggan		660,892,954	542,444,462	*Cash receipts from customers*
Pembayaran kas kepada pemasok dan karyawan		(331,223,262)	(272,975,628)	*Cash paid to suppliers and employees*
Kas yang dihasilkan dari kegiatan usaha		329,669,692	269,468,834	*Cash generated from operations*
Pembayaran bunga dan biaya pendanaan		(48,212,569)	(52,123,659)	*Interest and financing charges paid*
Pembayaran pajak penghasilan		(94,562,023)	(81,071,321)	*Income tax paid*
KAS BERSIH YANG DIPEROLEH DARI AKTIVITAS USAHA		**186,895,100**	**136,273,854**	***NET CASH PROVIDED BY OPERATING ACTIVITIES***
ARUS KAS DARI AKTIVITAS INVESTASI				***CASH FLOWS FROM INVESTING ACTIVITIES***
Hasil pelepasan anak perusahaan/ wilayah kerja		102,818,276	-	*Proceeds from disposal of subsidiaries/working interest*
Penambahan (pengurangan) akun-akun pihak-pihak yang mempunyai hubungan istimewa		6,176,835	(8,701,990)	*Additions to (deduction of) related parties accounts*
Hasil dari bonus penandatanganan kontrak		5,000,000	-	*Proceeds from signing bonus*
Penerimaan bunga		4,123,413	8,668,343	*Interest received*
Hasil klaim asuransi		859,373	-	*Proceeds from insurance claim*
Hasil pelepasan aktiva tetap		219,716	406,377	*Proceeds from disposal of property and equipment*
Penambahan hutang lain-lain		-	15,079,344	*Addition to other payables*
Perolehan investasi saham		-	(6,000,000)	*Acquisitions for investments in stock*
Pengurangan aktiva lain-lain		(10,577,688)	(473,065)	*Deduction of other assets*
Penambahan (pengurangan) investasi jangka pendek	4	(23,881,212)	22,502,351	*Additions to (deduction of) short-term investments*
Akuisisi anak perusahaan - setelah dikurangi kas yang diperoleh	14 37b	(28,659,571)	(120,244,097)	*Acquisition of subsidiaries - net of cash acquired*
Penambahan aktiva minyak dan gas bumi	13	(43,541,816)	(188,157,553)	*Additions to oil and gas properties*
Perolehan aktiva tetap	12	(46,699,212)	(45,563,715)	*Acquisitions of property and equipment*
Uang muka investasi pada proyek	11	(48,142,614)	-	*Advance for investments in project*
KAS BERSIH DIGUNAKAN UNTUK AKTIVITAS INVESTASI		**(82,304,500)**	**(322,484,005)**	***NET CASH USED IN INVESTING ACTIVITIES***
ARUS KAS DARI AKTIVITAS PENDANAAN				***CASH FLOWS FROM FINANCING ACTIVITIES***
Hasil yang diperoleh dari kewajiban jangka panjang	21	59,713,180	145,445,875	*Proceeds from long-term obligations*
Hasil yang diperoleh dari penawaran umum dalam Anak Perusahaan		43,237,927	-	*Proceed from subsidiary's public offering*
Penarikan (penempatan) rekening bank yang dibatasi penggunaannya	9	2,348,495	(2,086,918)	*Withdrawal (placement) of restricted cash in banks*

Catatan atas laporan keuangan konsolidasi terlampir merupakan bagian yang tidak terpisahkan dari laporan keuangan konsolidasi secara keseluruhan.

The accompanying notes form an integral part of these consolidated financial statements.

PT MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
DAN ANAK PERUSAHAAN
LAPORAN ARUS KAS KONSOLIDASI (lanjutan)
Tahun Yang Berakhir Pada Tanggal-tanggal
31 Desember 2005 dan 2004
(Disajikan dalam Dolar Amerika Serikat, kecuali dinyatakan lain)

PT MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
AND ITS SUBSIDIARIES
CONSOLIDATED STATEMENTS OF CASH FLOWS (continued)
Years Ended December 31, 2005 and 2004
(Expressed in United States Dollars, unless otherwise stated)

	Catatan/ *Notes*	2005	2004 (Disajikan Kembali, (Catatan 42/ *As Restated, Note* 42)	
Hasil dari penjualan saham treasuri	24	1,171,206	-	*Proceeds from sale of treasury stock*
Hasil dari penjualan (perolehan) wesel treasuri		-	15,000,000	*Proceeds from sale (acquisitions) of treasury notes*
Pembayaran dividen		(33,073,130)	(19,877,468)	*Dividends paid*
Hasil yang diperoleh dari (pembayaran) hutang bank	20	(241,182,153)	128,661,039	*(Payment) Proceeds of bank loans*
KAS BERSIH YANG DIPEROLEH DARI (DIGUNAKAN UNTUK) AKTIVITAS PENDANAAN		**(167,784,475)**	**267,142,528**	***NET CASH PROVIDED BY (USED IN) FINANCING ACTIVITIES***
KENAIKAN (PENURUNAN) BERSIH KAS DAN SETARA KAS		**(63,193,875)**	**80,932,377**	***NET INCREASE(DECREASE) IN CASH AND CASH EQUIVALENTS***
KAS DAN SETARA KAS PADA AWAL TAHUN		**215,302,034**	**134,369,657**	***CASH AND CASH EQUIVALENTS AT BEGINNING OF YEAR***
KAS DAN SETARA KAS PADA AKHIR TAHUN		**152,108,159**	**215,302,034**	***CASH AND CASH EQUIVALENTS AT END OF YEAR***
PENGUNGKAPAN TAMBAHAN				***SUPPLEMENTAL DISCLOSURES***
Aktivitas investasi dan pendanaan yang tidak mempengaruhi arus kas				*Non - cash investing and financing activities*
Perolehan aktiva melalui hutang		7,200,000	-	*Acquisition of assets through financing*

Catatan atas laporan keuangan konsolidasi terlampir merupakan bagian yang tidak terpisahkan dari laporan keuangan konsolidasi secara keseluruhan.

The accompanying notes form an integral part of these consolidated financial statements.

1. UMUM

a. Informasi Umum

PT Medco Energi Internasional Tbk (Perusahaan atau MEI) 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 notaris No. 19 dari Imas Fatimah, S.H., pada tanggal 9 Juni 1980. Akta pendirian ini disetujui oleh Menteri Kehakiman Republik Indonesia (MKRI) dengan surat keputusan No.Y.A.5/192/4 tanggal 7 April 1981 dan diumumkan dalam Berita Negara Republik Indonesia No. 102, Tambahan No. 1020 tanggal 22 Desember 1981.

Anggaran dasar Perusahaan telah berubah beberapa kali, perubahan yang terakhir mengenai tugas dan wewenang dari direksi dan komisaris, modal dasar, dan tata cara rapat direksi dan komisaris. Perubahan terakhir tersebut diaktakan dengan akta notaris No. 43 dari Ny. Indah Fatmawati, S.H., tanggal 23 Juli 2002, notaris pengganti dari Ny. Poerbaningsih Adi Warsito, S.H., yang telah disetujui oleh MKRI dalam surat keputusannya No. C-15374 HT.01.04 TH 2002 tanggal 15 Agustus 2002 dan diumumkan dalam Berita Negara Republik Indonesia No. 51, Tambahan No. 457 tanggal 27 Juni 2003.

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

Sesuai dengan Pasal 2 anggaran dasar Perusahaan, ruang lingkup aktivitasnya terdiri dari, antara lain, eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi, produksi metanol dan aktivitas energi lainnya, termasuk usaha pengeboran darat dan lepas pantai, serta melakukan investasi (langsung dan tidak langsung) pada anak perusahaan. Perusahaan memulai kegiatan operasi komersialnya pada tanggal 13 Desember 1980.

Perusahaan dan Anak Perusahaan mempunyai karyawan sekitar 2.373 orang dan 1.930 orang masing-masing pada tanggal 31 Desember 2005 dan 2004.

1. GENERAL

a. General Information

PT Medco Energi Internasional Tbk (the Company or MEI) was established within the framework of the Domestic Capital Investment Law No. 6/1968 as amended by Law No. 12/1970, based on notarial deed No. 19 of Imas Fatimah, S.H., dated June 9, 1980. The deed of establishment was approved by the Ministry of Justice of the Republic of Indonesia (MOJ) in decision letter No. Y.A.5/192/4 dated April 7, 1981 and was published in State Gazette No. 102, Supplement No. 1020 dated December 22, 1981.

The Company's Articles of Association have been amended several times, the latest amendment concerning the function and authority of the directors and commissioners, the authorized capital, and the rules on meetings of directors and commissioners. The latest amendments were covered by notarial deed No. 43 of Mrs. Indah Fatmawati, S.H., dated July 23, 2002, substitute notary of Mrs. Poerbaningsih Adi Warsito, S.H., which were approved by the MOJ in decision letter No. C-15374 HT.01.04 TH 2002 dated August 15, 2002 and were published in State Gazette No. 51, Supplement No. 457 dated June 27, 2003.

The Company is domiciled in Jakarta and its head office is located at Graha Niaga Building, 16th Floor, Jalan Jenderal Sudirman, Kav. 58, Jakarta 12190.

In accordance with Article 2 of the Company's Articles of Association, the scope of its activities comprises among others, exploration for and production of oil and natural gas, methanol production and other energy activities, including onshore and offshore drilling, and investing (direct and indirect) in subsidiaries. The Company started commercial operations on December 13, 1980.

The Company and its Subsidiaries have approximately 2,373 and 1,930 employees as of December 31, 2005 and 2004, respectively.

1. UMUM (lanjutan)

a. Informasi Umum (lanjutan)

Susunan Dewan Komisaris dan Direksi Perusahaan adalah sebagai berikut:

1. GENERAL (continued)

a. General Information (continued)

The Company's Boards of Commissioners and Directors are as follows:

		December 31, 2005	December 31, 2004
Komisaris Utama/ *President Commissioner*	:	Ir. John Sadrak Karamoy	Ir. John Sadrak Karamoy
Komisaris Independen/ *Independent Commissioners*	:	Gustiaman Deru Ir. Sudono N. Suryohudoyo	Gustiaman Deru Ir. Sudono N. Suryohudoyo
Komisaris/ *Commissioners*	:	Ir. Yani Yuhani Rodyat Ir. Retno Dewi Arifin	Ir. Yani Yuhani Rodyat Ir. Retno Dwi Arifin Suwit Pitrchart Maroot Mrigadat Andrew Purcell
Direktur Utama/ *President Director*	:	Ir. Hilmi Panigoro, MSc	Ir. Hilmi Panigoro, MSc
Direktur/ *Directors*	:	Rashid Irawan Mangunkusumo, BSc, MEng Ir. Darmoyo Doyoatmodjo, MSc, MBA Ir. Darwin Cyril Noerhadi, MBA	Sugiharto, SE, MBA Yongyos Krongphanich Rashid Irawan Mangunkusumo, BSc, MEng

Pada tanggal 24 November 2005, dalam Rapat Umum Luar Biasa Pemegang Saham, para pemegang saham telah menyetujui pengangkatan Bapak Ir. Darwin Cyril Noerhadi, MBA sebagai Direktur Perusahaan efektif tanggal 1 Oktober 2005.

On November 24, 2005, in an Extraordinary Stockholders' Meeting, the stockholders approved the appointment of Mr. Ir. Darwin Cyril Noerhadi, MBA as a Company Director effective October 1, 2005.

Pada tanggal 10 Maret 2005, para pemegang saham Perusahaan, dalam Rapat Umum Luar Biasa Pemegang Saham, menyetujui pengunduran diri Bapak Maroot Mrigadat, Suwit Pitrchart dan Andrew Purcell sebagai Komisaris Perusahaan dan pengunduran diri Bapak Yongyos Krongphanich sebagai Direktur Perusahaan, efektif tanggal 28 Februari 2005.

On March 10, 2005, the Company's stockholders, in an Extraordinary General Stockholders' Meeting, approved the resignation of Mr. Maroot Mrigadat, Suwit Pitrchart and Andrew Purcell as the Company's Commissioners and the resignation of Mr. Yongyos Krongphanich as a Company Director, effective on February 28, 2005.

Pada tanggal 20 Oktober 2004, Bapak Sugiharto, SE, MBA, salah satu direktur Perusahaan, telah diangkat menjadi Menteri Negara Urusan Badan Usaha Milik Negara (BUMN) Republik Indonesia. Pemegang saham Perusahaan telah menunjuk Bapak Ir. Darmoyo Doyoatmojo, MSc, MBA sebagai pengganti melalui Rapat Umum Luar Biasa Pemegang Saham yang diadakan pada tanggal 10 Maret 2005. Pada rapat yang sama, Pemegang Saham menyetujui pengunduran diri Bapak Sugiharto, SE, MBA.

On October 20, 2004, Mr. Sugiharto, SE, MBA, one of the Company's Directors, was appointed as Minister of State - Owned Enterprises of the Republic of Indonesia. The Company's stockholders appointed Mr. Ir. Darmoyo Doyoatmojo, MSc, MBA as his replacement through the Stockholders' Extraordinary General Meeting held on March 10, 2005. In the same meeting, the Stockholders approved the resignation of Mr. Sugiharto, SE, MBA.

Pada tanggal 15 September 2004, para pemegang saham Perusahaan dalam Rapat Umum Luar Biasanya menyetujui pengunduran diri Bapak Peerachat Pinprayong sebagai Direktur dan mengangkat Bapak Yongyos Krongphanich sebagai penggantinya.

On September 15, 2004, the Company's stockholders, in an Extraordinary General Meeting, approved the resignation of Mr. Peerachat Pinprayong as a Director and the appointment of Mr. Yongyos Krongphanich as his replacement.

Pada tanggal 23 Januari 2004, pemegang saham Perusahaan, dalam Rapat Umum Luar Biasanya menyetujui pengunduran diri Bapak Chitrapongse Kwangsukstith sebagai Komisaris dan mengangkat Bapak Suwit Pitrchart sebagai penggantinya.

On January 23, 2004, the Company's stockholders, in their Extraordinary General Stockholders' Meeting, approved the resignation of Mr. Chitrapongse Kwangsukstith as a Commissioner and the appointment of Mr. Suwit Pitrchart as his replacement.

1. UMUM

a. Informasi Umum (lanjutan)

Gaji dan tunjangan lainnya yang dibayarkan kepada dewan komisaris dan direksi sebesar AS$5.018.028 dan AS$6.214.682 masing-masing untuk tahun yang berakhir pada tanggal-tanggal 31 Desember 2005 dan 2004.

b. Anak Perusahaan

(1) Pada tanggal-tanggal 31 Desember 2005 dan 2004, Perusahaan mempunyai kepemilikan saham lebih dari 50%, baik langsung maupun tidak langsung, di anak perusahaan sebagai berikut:

1. GENERAL

a. General Information (continued)

Salaries and other fringe benefits paid to the commissioners and directors amounted to US$5,018,028 and US$6,214,682 for the years ended December 31, 2005 and 2004, respectively.

b. Subsidiaries

(1) As of December 31, 2005 and 2004, the Company has ownership interests of more than 50%, directly or indirectly, in the following subsidiaries:

Anak Perusahaan dan bidang usaha utamanya/*Subsidiaries and their main activities* Tempat Pendirian/*Place of Incorporation*	Keterangan/ *Description*	Persentase Kepemilikan Efektif/ *Percentage of Effective Ownership*	Tahun Operasi Komersial/ *Start of Commercial Operations*	Jumlah Aktiva pada tanggal 31 Desember 2005/ *Total Assets as of December 31, 2005*	Jumlah Aktiva pada tanggal 31 Desember 2004/ *Total Assets as of December 31, 2004*
1. Eksplorasi dan produksi minyak dan gas/ *Exploration and production of oil and gas*					
PT Medco E&P Tarakan (MEPT) Indonesia	Kontrak Bagi Hasil dengan Badan Pelaksana Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi (BP Migas) hingga tahun 2022. *Production Sharing Contract (PSC) with BP Migas until 2022.*	100.00% (99,99% - Company; 0,01% - MEPI)	1 Mei/ *May 1, 1992*	27,637,714	22,376,126
PT Medco E&P Kalimantan (MEPK) Indonesia	Kontrak Bantuan Teknis dengan PERTAMINA hingga tahun 2008. *Technical Assistance Contract (TAC) with PERTAMINA until 2008.*	100.00% (99,99% - Company; 0,01% - MEPI)	1 Mei/ *May 1, 1992*	78,393,667	61,028,387
PT Medco E&P Indonesia (MEPI) Indonesia	Kontrak Bagi Hasil dengan BP Migas hingga tahun 2013 *PSC with BP Migas until 2013.*	100.00% (99.95% - Company; 0.05% - MEPK)	3 Nopember/ *November 3, 1995*	180,512,198	135,434,240
Exspan Airsenda, Inc. (EAS) Delaware AS/USA	Kontrak Bagi Hasil dengan BP Migas (hingga tahun 2023) telah dialihkan kepada PT Medco E&P Rimau pada bulan Oktober 2005. *PSC with BP Migas (until 2023) has been transferred to PT Medco E&P Rimau in October 2005.*	100.00%	3 November/ *November 3, 1995*	195,123,619	182,393,007
Exspan Airlimau, Inc. (EAL) Delaware AS/USA	Kontrak Bagi Hasil dengan BP Migas (hingga tahun 2023) telah dialihkan kepada PT Medco E&P Rimau pada bulan Oktober 2005. *PSC with BP Migas (until 2023) has been transferred to PT Medco E&P Rimau in October 2005.*	100.00%	3 Nopember/ *November 3, 1995*	195,123,619	182,393,007

1. UMUM (lanjutan)

b. Anak Perusahaan (lanjutan)

1. GENERAL (continued)

b. Subsidiaries (continued)

Anak Perusahaan dan bidang usaha utamanya/*Subsidiaries and their main activities* Tempat Pendirian/*Place of Incorporation*	Keterangan/ *Description*	Persentase Kepemilikan Efektif/ *Percentage of Effective Ownership*	Tahun Operasi Komersial/ *Start of Commercial Operations*	Jumlah Aktiva pada tanggal 31 Desember 2005/ *Total Assets as of December 31, 2005*	Jumlah Aktiva pada tanggal 31 Desember 2004/ *Total Assets as of December 31, 2004*
PT Medco E&P Tomori Sulawesi Indonesia	Kontrak Bagi Hasil - JOB dengan PERTAMINA hingga tahun 2027. *PSC - JOB with PERTAMINA until 2027.*	100.00% (95%- Company ; 5% - MEPI)	Mulai beroperasi pada bulan Agustus 2005 *Started production in August 2005*	52,246,465	33,377,982
PT Medco E&P Tuban Indonesia	Kontrak Bagi Hasil - JOB dengan PERTAMINA hingga tahun 2018. *PSC - JOB with PERTAMINA until 2018.*	99.99%	1 September 2003/ *September 1, 2003*	79,864,013	51,097,705
Perkasa Equatorial Sembakung Pty, Ltd. (PES) Singapore	Kontrak Bantuan Teknis dengan Pertamina (hingga tahun 2013) telah dialihkan kepada PT Medco E&P Sembakung pada tanggal 28 Desember 2005. *TAC with Pertamina (until 2013) has been transferred to PT Medco E&P Sembakung on December 28, 2005*	100%	1 Mei 1994 *May 1, 1994*	33,604,885	-
PT Medco E&P Sembakung	Penerima pengalihan hak kepemilikan PES di blok Sembakung (hingga tahun 2013). *Assignee of working interest of PES in Sembakung (until 2013)*	100.00% (99.9% - company; 0.01% MEPI)	28 Desember 2005 *December 28, 2005*	57,204,856	-
Exspan Exploration and Production Pasemah, Ltd., (EEP) Bahamas	Kontrak Bagi Hasil dengan BP Migas (hingga tahun 2023) dilepaskan pada tahun 2003 berdasarkan surat No. 421/BP00000/2003-SI. *PSC with BP Migas (until 2023) was relinguished in 2003 based on letter no. 421/BP00000/ 2003-SI.*	100.00%	3 November/ *November 3, 1995*	-	-
Exspan Pasemah, Inc. (EP) Delaware AS/USA	Tidak beroperasi sejak pelepasan kontrak bagi hasil dengan BP Migas pada tanggal 26 Februari 2003. *Non-operating since relinquishment of PSC with BP Migas on February 26, 2003*	100.00%	3 November/ *November 3, 1995*	-	-
Medco Far East Limited (sebelumnya/formerly Enserch Far East Limited) Cayman Island	Penerima pengalihan hak kepemilikan partisipasi dari Cue Energy Resources Limited dan Singapore Petroleum Company Limited atas Sumur Jeruk. *Assignee of participating interest of Cue Energy Resources Limited and Singapore Petroleum Company Limited for a Jeruk Well.*	100.00%	29 Februari/ *February 29, 1988*	5,674,666	5,674,666

1. UMUM (lanjutan)

b. Anak Perusahaan (lanjutan)

1. GENERAL (continued)

b. Subsidiaries (continued)

Anak Perusahaan dan bidang usaha utamanya/*Subsidiaries and their main activities* Tempat Pendirian/*Place of Incorporation*	Keterangan/ *Description*	Persentase Kepemilikan Efektif/ *Percentage of Effective Ownership*	Tahun Operasi Komersial/ *Start of Commercial Operations*	Jumlah Aktiva pada tanggal 31 Desember 2005/ *Total Assets as of December 31, 2005*	Jumlah Aktiva pada tanggal 31 Desember 2004/ *Total Assets as of December 31, 2004*
Medco Simenggaris Pty., Ltd. Australia	Kontrak Bagi Hasil - JOB dengan PERTAMINA hingga tahun 2028. *PSC - JOB with PERTAMINA until 2028.*	60.00%	Belum beroperasi secara komersial *Has not started commercial operations*	13,845,252	8,787,223
Medco Madura Pty. Ltd., Australia	Kontrak Bagi Hasil - JOB dengan PERTAMINA hingga tahun 2027. *PSC - JOB with PERTAMINA until 2027.*	51.00%	Belum beroperasi secara komersial *Has not started commercial operations*	27,418,069	23,951,026
Exspan Myanmar (L), Inc. Malaysia	Tidak beroperasi sejak pelepasan kontrak bagi hasil dengan BP Myanmar Oil & Gas Enterprise pada bulan Oktober 2002. *Non-operating since relinquishment of PSC with BP Myanmar Oil & Gas Enterprise in October 2002.*	100.00%	Perusahaan non-aktif *Non-active Company*	-	-
EEX Asahan Limited Cayman Island	Kontrak Bagi Hasil - JOB Asahan dengan PERTAMINA (hingga tahun 2026) dialihkan kepada PT Medco E&P Asahan pada tanggal 4 November 2004. *PSC - JOB Asahan with PERTAMINA (until 2026) was transferred to PT Medco E&P Asahan on November 4, 2004.*	100.00% melalui/ *through* MIV	Perusahaan non-aktif *Non-active Company*	-	-
Medco International Enterprise Ltd. (sebelumnya/formerly Medco Lematang Limited) Malaysia	Pihak yang mengalihkan working interest kepada PT Medco E&P Lematang (Kontrak Bagi Hasil Lematang dengan BP Migas hingga tahun 2017). *Assignor of working interest of PT Medco E&P Lematang (PSC – Lematang with BP Migas until 2017).*	100.00% melalui/ *through* MIV	1 Oktober/ *October 1, 2002*	-	-
PT Petroner Bengara Energi Indonesia	Kontrak Bagi Hasil dengan BP Migas hingga tahun 2029. *PSC with BP Migas until 2029.*	95.00%	Belum beroperasi secara komersial *Has not started commercial operations*	1,137,079	1,159,009
PT Medco E&P Lematang (MEPL) Indonesia	Kontrak Bagi Hasil dengan BP Migas hingga tahun 2017. *PSC with BP Migas until 2017.*	100.00% (99.99% - Company; 0.01% - MEPI)	2003	30,193,280	31,332,426

1. UMUM (lanjutan)

b. Anak Perusahaan (lanjutan)

1. GENERAL (continued)

b. Subsidiaries (continued)

Anak Perusahaan dan bidang usaha utamanya/*Subsidiaries and their main activities* Tempat Pendirian/*Place of Incorporation*	Keterangan/ *Description*	Persentase Kepemilikan Efektif/ *Percentage of Effective Ownership*	Tahun Operasi Komersial/ *Start of Commercial Operations*	Jumlah Aktiva pada tanggal 31 Desember 2005/ *Total Assets as of December 31, 2005*	Jumlah Aktiva pada tanggal 31 Desember 2004/ *Total Assets as of December 31, 2004*
PT Medco E&P Yapen Indonesia	Kontrak Bagi Hasil dengan BP Migas hingga tahun 2029. *PSC with BP Migas until 2029.*	100.00% (99.99% - Company; 0.01% - MEPI)	Belum beroperasi secara komersial *Has not started commercial operations*	1,642,289	1,654,235
PT Medco Sarana Balaraja Indonesia	Kontrak Bagi Hasil Rombebai dengan BP Migas (hingga tahun 2028) dialihkan kepada Ramu Rombebai LLC pada tahun 2004. *PSC Rombebai with BP Migas (until 2028) was transferred to Ramu Rombebai LLC in 2004.*	100.00% (99.99% - *Company; 0.01% - MEPI)*	Perusahaan non-aktif *Non-active Company*	1,101,370	113,492
Exspan International (Kakap) Ltd., Mauritius	-	100.00% melalui/ *through EEP*	Belum beroperasi secara komersial. *Has not started commercial operations.*	-	-
PT Medco E&P Brantas Indonesia	Penerima pengalihan hak kepemikan blok dari Novus Indonesia Brantas Company atas Kontrak Bagi Hasil Brantas. *Assignee of working interest of Novus Indonesia Brantas Company on Brantas PSC.*	100.00% (99.99% - *Company; 0.01% - MEPI)*	4 Juli 2005 *July 4, 2005*	72,558,794	26,911
PT Medco E&P Merangin Indonesia	Kontrak Bagi Hasil Merangin dengan BP Migas hingga tahun 2033. *Merangin PSC with BP Migas until 2033.*	100.00% (99.99% - *Company; 0.01% - MEPI)*	Belum beroperasi secara komersial *Has not started commercial operations*	4,007,530	2,444,505
PT Medco E&P Sampang Indonesia	Hak kepemilikan partisipasi dengan Santos Sampang Pty. Ltd., untuk pengoperasian sumur Jeruk di Kontrak Bagi Hasil Sampang berdasarkan perjanjian Sole Risk akan habis masing-masing pada tanggal 28 April 2005 dan 27 April 2005. *Participating interest with Santos Sampang Pty. Ltd., for a Jeruk well in Sampang PSC under a Sole Risk Agreement was terminated on April 28, 2005 and April 27, 2005, respectively.*	100.00% (99.99% - *Company; 0.01% - MEPI*)	Belum beroperasi secara komersial *Has not started commercial operations*	101,628	27,987,757

1. UMUM (lanjutan) / *1. GENERAL (continued)*

b. Anak Perusahaan (lanjutan) / *b. Subsidiaries (continued)*

Anak Perusahaan dan bidang usaha utamanya/*Subsidiaries and their main activities* Tempat Pendirian/*Place of Incorporation*	Keterangan/ *Description*	Persentase Kepemilikan Efektif/ *Percentage of Effective Ownership*	Tahun Operasi Komersial/ *Start of Commercial Operations*	Jumlah Aktiva pada tanggal 31 Desember 2005/ *Total Assets as of December 31, 2005*	Jumlah Aktiva pada tanggal 31 Desember 2004/ *Total Assets as of December 31, 2004*
PT Exspan Pasemah Indonesia	-	95.00%	Belum beroperasi secara Komersial *Has not started commercial operations*	-	-
Exspan Exploration and Production Int'l (M) , Ltd., (EEPI) Mauritius	-	100.00%	Belum beroperasi secara Komersial *Has not started commercial operations*	2	-
Exspan Cumi-Cumi (L), Inc. Malaysia	Tidak beroperasi sejak pelepasan Kontrak Bagi Hasil dengan BP Migas pada tanggal 20 Agustus 2003. *Non-operating since relinquishment of PSC with BP Migas on August 20, 2003*	100.00% melalui/ *through* MEPK	Perusahaan non aktif *Non-active company*	64,448	64,448
Senoro Toili (Ind) Ltd., Bahamas	Penerima Kontrak Bagi Hasil JOB dengan PERTAMINA di blok Senoro (9 Oktober 2000). *Assignee of PSC - JOB with PERTAMINA in Senoro Block (October 9, 2000).*	100.00%	Perusahaan non-aktif *Non-active company*	2	2
PT Medco E&P Mogoi Wasian	-	100.00% (99.99% - *Company; 0.01% - MEPI)*	Belum beroperasi secara komersial *Has not started commercial operations*	250,206	-
Medco Strait Service Pty, Ltd Singapore	Penerima pengalihan hak kepemilikan blok dari PT Medco E&P Sampang. *Assignee of working interest of PT Medco E&P Sampang.*	100.00% (99.99% - *Company; 0.01% - MEPI)*	Belum beroperasi secara komersial *Has not started commercial operations*	444,414,198	-
PT Medco E&P Madura	-	100.00% (99.99% - *Company; 0.01% - MEPI)*	Belum beroperasi secara komersial *Has not started commercial operations*	101,730	-
PT Exspan Energi Nusantara (EEN) Indonesia	Pengadaan dan pendistribusian energi listrik. *Generation and distribution of electricity.*	100.00% (99% -MEPK, 1% - MEPI)	Belum beroperasi secara komersial *Has not started commercial Operations*	34,239	35,006

1. UMUM (lanjutan)

1. GENERAL (continued)

b. Anak Perusahaan (lanjutan)

b. Subsidiaries (continued)

Anak Perusahaan dan bidang usaha utamanya/*Subsidiaries and their main activities* Tempat Pendirian/*Place of Incorporation*	Keterangan/ *Description*	Persentase Kepemilikan Efektif/ *Percentage of Effective Ownership*	Tahun Operasi Komersial/ *Start of Commercial Operations*	Jumlah Aktiva pada tanggal 31 Desember 2005/ *Total Assets as of December 31, 2005*	Jumlah Aktiva pada tanggal 31 Desember 2004/ *Total Assets as of December 31, 2004*
PT Medco E&P Simenggaris Indonesia	Penerima pengalihan hak kepemilikan blok dari Medco Simenggaris Pty., Ltd. *Assignee of Madura working interest of Medco Simenggaris Pty., Ltd.*	100.00% (99.99% - *Company; 0.01% - MEPI)*	Belum beroperasi secara komersial *Has not started commercial operations*	101,730	-
PT Medco E&P Kakap Indonesia	Penerima pengalihan hak kepemilikan blok Kakap dari Novus UK Kakap dan Novus Canada Kakap. *Assignee of working Kakap interest from Novus UK Kakap and Novus Canada Kakap.*	100.00% (99.99% - *Company; 0.01% - MEPI*)	Belum beroperasi secara komersial. *Has not started commercial operations.*	101,627	107,643
PT Medco E&P Asahan Indonesia	Mengalihkan Kontrak Bagi Hasil blok Asahan dengan BP Migas (hingga tahun 2016) kepada Asia Petroleum Development (Asahan) Ltd. pada bulan Juni 2005. *Assignor of Asahan PSC with BP Migas (until 2016) to Asia Petroleum Development (Asahan) Ltd. in June 2005.*	99.99%	Perusahaan non-aktif *Non-active company*	1,000,002	26,911
PT Medco E&P Rimau Indonesia	Penerima pengalihan hak kepemilikan blok Rimau (Kontrak Bagi Hasil dengan BP Migas sampai dengan 2023) dari Exspan Airsenda Ltd. dan Exspan Airlimau Ltd. *Assignee of Rimau working interest (PSC with BP Migas until 2023) of Exspan Airsenda Ltd. and Exspan Airlimau Ltd.*	99,99%	Belum beroperasi secara komersial *Has not started commercial operations*	232,162,625	14,891
PT Medco E&P Nunukan Indonesia	Kontrak Bagi Hasil dengan BP Migas sampai dengan tahun 2034 (dari tanggal 12 Desember 2004). *PSC with BP Migas until 2034 (from December 12, 2004).*	100.00% (99.99% - *Company; 0.01% - MEPI*)	Belum beroperasi secara komersial *Has not started commercial operations*	3,419,126	-
Medco International (Sampang) Ltd., Mauritius	Untuk menjalankan kegiatan usaha sebagaimana ditentukan dalam konstitusinya serta melakukan kegiatan usaha lain yang berkaitan dengan tujuan utama Perusahaan. *To engage in business activities as stipulated in its constitution and carry out other business activities relating to the main objectives and purposes of the Company.*	100.00% melalui/*through Exspan Exploration and production Int. (M) Ltd.*	Belum beroperasi secara komersial/ *Has not started commercial operations*	-	1

1. UMUM (lanjutan)

1. GENERAL (continued)

b. Anak Perusahaan (lanjutan)

b. Subsidiaries (continued)

Anak Perusahaan dan bidang usaha utamanya/*Subsidiaries and their main activities* Tempat Pendirian/*Place of Incorporation*	Keterangan/ *Description*	Persentase Kepemilikan Efektif/ *Percentage of Effective Ownership*	Tahun Operasi Komersial/ *Start of Commercial Operations*	Jumlah Aktiva pada tanggal 31 Desember 2005/ *Total Assets as of December 31, 2005*	Jumlah Aktiva pada tanggal 31 Desember 2004/ *Total Assets as of December 31, 2004*
Medco International Ventures Ltd., (MIV) Malaysia	Akuisisi hak kepemilikan dalam bidang eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi. *To acquire interests involving exploration for and production of oil and natural gas.*	100.00%	Belum beroperasi secara komersial *Has not started commercial operations*	4,513,155	4,738,698
Medco Energi (Australia) Pty., Ltd., (MEAPL) Australia	Induk Perusahaan dari Novus Petroleum Ltd. *Holding Company of Novus Petroleum Ltd.*	100.00%	Juli 2004/ *July 2004*	386,975,899	408,614,594
2. **Jasa pengeboran dan jasa penunjang lainnya yang berkaitan dengan usaha minyak dan gas/ *Drilling and other support services for oil and gas activities***					
PT Apexindo Pratama Duta Tbk (Apexindo) Indonesia	Jasa pengeboran minyak dan gas bumi di darat dan lepas pantai dan jasa terkait bagi perusahaan yang bergerak di bidang industri minyak dan gas bumi. *Onshore and offshore drilling operations, and related services for companies involved in the oil and gas industry.*	52.38% in 2005 and 77.53% in 2004	1992	353,394,975	297,186,717
PT Antareja Jasatama Indonesia	Membuka lahan untuk aktivitas pertambangan dan jasa-jasa yang berkaitan dengan kegiatan pengeboran (tidak beroperasi mulai bulan April 2004). *Clear areas for mining activities and services related to drilling operations (ceased operations starting April 2004).*	52.17% in 2005 and 77.20% in 2004 melalui/ *through Apexindo*	18 Juni/ *June 18, 1999*	72,972	126,785
PT Medco LPG Kaji (sebelumnya/*formerly known as* PT Musi Banyuasin Energi) Indonesia	Pemrosesan gas bumi dan distribusi produk gas (LPG). *Processing of natural gas and distribution of gas products (LPG).*	100.00% (99.99% - Company ; 0.01% - MEPI)	4 April/ *April 4, 2004*	21,730,920	22,768,450

1. UMUM (lanjutan)

b. Anak Perusahaan (lanjutan)

1. GENERAL (continued)

b. Subsidiaries (continued)

Anak Perusahaan dan bidang usaha utamanya/*Subsidiaries and their main activities* Tempat Pendirian/*Place of Incorporation*	Keterangan/ *Description*	Persentase Kepemilikan Efektif/ *Percentage of Effective Ownership*	Tahun Operasi Komersial/ *Start of Commercial Operations*	Jumlah Aktiva pada tanggal 31 Desember 2005/ *Total Assets as of December 31, 2005*	Jumlah Aktiva pada tanggal 31 Desember 2004/ *Total Assets as of December 31, 2004*
PT Exspan Petrogas Intranusa (EPI) Indonesia	Menyediakan jasa kepada perusahaan-perusahaan yang bergerak di bidang eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi. *Provision of services to companies involved in oil and natural gas exploration and production.*	99.99%	1999	18,064,489	18,621,029
PT Musi Raksa Buminusa Indonesia	Menyediakan jasa kepada perusahaan-perusahaan yang bergerak di bidang eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi. *Provision of services to companies involved in oil and natural gas exploration and production.*	98.9901% melalui/ *through EPI*	Belum beroperasi secara komersial *Has not started commercial operations*	841,677	15,343
PT Satria Raksa Buminusa Indonesia	Menyediakan jasa kepada perusahaan-perusahaan yang bergerak di bidang eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi. *Provision of services to companies involved in oil and natural gas exploration and production.*	98.9901% melalui/ *through EPI*	Belum beroperasi secara komersial *Has not started commercial operations*	635,692	15,343
PT Medco Ethanol Indonesia (sebelumnya/formerly PT Medco Musi) Indonesia	Menyediakan jasa kepada perusahaan-perusahaan yang bergerak di bidang eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi. *Provision of services to companies involved in oil and natural gas exploration and production.*	100% (99.99% *- Company, 0.01% - MMB*)	Belum beroperasi secara komersial *Has not started commercial operations*	820,796	-
PT Mahakam Raksa Buminusa Indonesia	Menyediakan jasa kepada perusahaan-perusahaan yang bergerak di bidang eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi. *Provision of services to companies involved in oil and natural gas exploration and production.*	98.9901% melalui/ *through* EPI	Belum beroperasi secara komersial *Has not started commercial operations*	400,173	15,343

1. UMUM (lanjutan) / *1. GENERAL (continued)*

b. Anak Perusahaan (lanjutan) / *b. Subsidiaries (continued)*

Anak Perusahaan dan bidang usaha utamanya/*Subsidiaries and their main activities* Tempat Pendirian/*Place of Incorporation*	Keterangan/ *Description*	Persentase Kepemilikan Efektif/ *Percentage of Effective Ownership*	Tahun Operasi Komersial/ *Start of Commercial Operations*	Jumlah Aktiva pada tanggal 31 Desember 2005 *Total Assets as of December 31, 2005*	Jumlah Aktiva pada tanggal 31 Desember 2004/ *Total Assets as of December 31, 2004*
PT Sistim Vibro Indonesia Indonesia	Menyediakan jasa yang berkaitan dengan Vibro Seismic Technology kepada perusahaan-perusahaan yang bergerak di bidang eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi. *Provision of services relating to Vibro Seismic Technology to companies involved in oil and natural gas exploration and production.*	79.99% melalui/ *through* EPI	1 Maret/ *March 1, 2004*	1,793,825	1,838,184
3. *Produksi gas metanol/ Methanol gas production*					
PT Medco Methanol Bunyu (MMB) Indonesia	Produksi metanol sesuai dengan Perjanjian Pengelolaan Kilang dengan PERTAMINA hingga tahun 2017. *Production of methanol under a Refinery Agreement with PERTAMINA until 2017.*	99.99%	29 Januari 1997/ *January 29, 1997*	30,617,719	24,075,144
4. *Pembangkit Listrik/ Power Plant*					
PT Medco Power Sengkang Indonesia (MPS) Indonesia	Pemilik 5% saham di Pembangkit listrik Sengkang. *Holder of 5% interest in Sengkang Power Plant.*	100.00% (99.99% - *Company; 0.01% - MEPI*)	Belum beroperasi secara komersial *Has not started commercial operations*	131,726	107,643
PT Medco Energi Menamas (MEM) Indonesia	Induk perusahaan dari MEB. *Holding company of MEB.*	99.99%	Belum beroperasi secara komersial *Has not started commercial operations*	5,375,497	5,279,284
PT Medco Power Indonesia (MPI) Indonesia	Berusaha dalam bidang pembangkit tenaga listrik dan induk perusahaan dari MEB dan MEM. *Engage in power plant operations and holding Company of MEB and MEM.*	100.00% (99.99% - *Company; 0.01% - MEPI*)	17 November 2005/ *November 17, 2005*	31,209,333	107,643
PT Dalle Energy Batam (DEB) Indonesia	Bergerak dalam bidang pemasokan Tenaga Listrik sesuai Perjanjian dengan PLN tanggal 24 Januari 2005. *To provide Power Supply pursuant to Agreement with PLN dated January 24, 2005.*	58.81% (40% - *Company; 18.81% - through DP*)	Belum beroperasi secara komersial *Has not started commercial operations*	11,721,646	-

1. UMUM (lanjutan) / *1. GENERAL (continued)*

b. Anak Perusahaan (lanjutan) / *b. Subsidiaries (continued)*

Anak Perusahaan dan bidang usaha utamanya/*Subsidiaries and their main activities* Tempat Pendirian/*Place of Incorporation*	Keterangan/ *Description*	Persentase Kepemilikan Efektif/ *Percentage of Effective Ownership*	Tahun Operasi Komersial/ *Start of Commercial Operations*	Jumlah Aktiva pada tanggal 31 Desember 2005/ *Total Assets as of December 31, 2005*	Jumlah Aktiva pada tanggal 31 Desember 2004/ *Total Assets as of December 31, 2004*
PT Mitra Energi Batam (MEB) Indonesia	Menyediakan tenaga listrik untuk PLN Batam hingga tahun 2011. *Electricity power supply to PLN Batam until 2011.*	53.99%	29 Oktober/ *October 29, 2004*	28,508,772	30,208,902
PT Medco Geothermal Indonesia (MGI)	Berusaha di bidang pembangkit tenaga listrik. *To engage in power plant operations.*	100.00% (99.99% - *Company; 0.01% - MEPI)*	Belum beroperasi secara komersial *Has not started commercial operations*	101,831	107,643
PT Medco Gajendra Power Services (MGPS) Indonesia	Berusaha di bidang pembangkit tenaga listrik. *To engage in power plant operations*	51% through MPI	Belum beroperasi secara komersial *Has not started commercial operations*	101,729	-
PT Medco Power Sumatera (MPSu) Indonesia	Berusaha di bidang pembangkit tenaga listrik. *To engage in power plant operations*	99.60%	Belum beroperasi secara komersial *Has not started commercial operations*	25,432	26,911
PT Dalle Panaran (DP) Indonesia	Berusaha di bidang pembangkit tenaga listrik. *To engage in power plant operations*	100.00% *through MPI - 99%, Dalle Energy - 1%*	Belum beroperasi secara komersial *Has not started commercial operations*	1,063,581	-
5 Lain-lain/*Others*					
Medco Energi Finance Overseas, B.V. (MEFO) Belanda/The Netherlands	Menghimpun dana melalui penerbitan surat berharga hutang. *Raise funds through issuance debt securities.*	100.00%	14 Oktober/ *October 14, 1999*	11,438,578	70,166,248
MEI Euro Finance Limited (MEFL) Mauritius	Menghimpun dana melalui penerbitan surat berharga hutang. *Raise funds through issuance debt securities.*	100.00%	19 Maret/ *March 19, 2002*	249,122,225	282,909,400

1. UMUM (lanjutan) / *1. GENERAL (continued)*

b. Anak Perusahaan (lanjutan) / *b. Subsidiaries (continued)*

	Anak Perusahaan dan bidang usaha utamanya/*Subsidiaries and their main activities* Tempat Pendirian/*Place of Incorporation*	Keterangan/ *Description*	Persentase Kepemilikan Efektif/ *Percentage of Effective Ownership*	Tahun Operasi Komersial/ *Start of Commercial Operations*	Jumlah Aktiva pada tanggal 31 Desember 2005/ *Total Assets as of December 31, 2005*	Jumlah Aktiva pada tanggal 31 Desember 2004/ *Total Assets as of December 31, 2004*
5	**Lain-lain/*Others***					
	Apexindo Asia Pacific B.V. (AAP) Belanda/ The Netherlands	Menghimpun dana untuk mendanai pembangunan peralatan pengeboran Apexindo. *Raise funds to finance Apexindo's construction of a drilling rig.*	77.53% melalui/*through Apexindo*	25 Februari/ *February 25, 2003*	3,026,102	58,003,539
	Apexindo Khatulistiwa (AK) Belanda/The Netherlands	Menghimpun dana untuk mendanai pembangunan peralatan pengeboran Apexindo. *Raise funds to finance Apexindo's construction of a drilling rig.*	77.53% melalui/*through Apexindo*	Belum beroperasi secara komersial *Has not started commercial operations*	17,293	17,293
6.	**Perusahaan-perusahaan Novus/Novus Entities Perusahaan Induk/ *Parent Company***					
	Novus Petroleum Limited (NPL)	Induk Perusahaan/ *Holding Company*	100% (melalui/ *through MEAPL*)	Australia	290,742,069	290,742,069
	Badan Usaha yang Dikendalikan/ Controlled Entities					
	Novus Management Services Pty. Ltd.	Jasa manajemen/ *Management Services*	100% (melalui/ *through NPL*)	Australia	1,377,543	1,601,841
	Novus Australia Holdings Pty. Ltd. (NAH)	Induk Perusahaan/ *Holding Company*	100% (melalui/ *through NPL*)	Australia	175,150,679	167,454,199
	Novus Finance Pty. Ltd. (NF)	Perusahaan Keuangan/ *Finance Company*	100% (melalui/ *through NPL*)	Australia	336,120,981	360,063,559
	Badan Usaha yang Dikendalikan Langsung dan Tidak Langsung oleh Novus Australia Holding Pty., Ltd./ *Controlled Entities Held Directly and Indirectly by Novus Australia Holdings, Pty. Ltd.*					
	Novus Petroleum Canada (Kakap) Limited (NPCL)	Explorasi dan Produksi/ *Exploration and Production*	100% (melalui/ *through NPL*)	Canada	31,723,650	39,513,279
	Novus Lematang Company (NLC)	Explorasi dan Produksi/ *Exploration and Production*	100% (melalui/ *through NPL*)	Canada	-	-

1. UMUM (lanjutan)

b. Anak Perusahaan (lanjutan)

1. GENERAL (continued)

b. Subsidiaries (continued)

Anak Perusahaan/*Subsidiary*	Keterangan/ *Description*	Persentase Kepemilikan Efektif/ *Percentage of Effective Ownership*	Tempat pendirian/ *Place of Incorporation*	Jumlah Aktiva pada tanggal 31 Desember 2005/ *Total Assets as of December 31, 2005*	Jumlah Aktiva pada tanggal 31 Desember 2004/ *Total Assets as of December 31, 2004*
Novus Indonesia Brantas Company (NIBC)	Explorasi dan Produksi/ Exploration and Production	100% (melalui/ *through NPL*)	Cayman Island	102,527,817	87,530,612
Novus UK (Kakap) Limited (NUKL)	Explorasi dan Produksi/ Exploration and Production	100% (melalui/ *through NPL*)	United Kingdom	70,822,125	82,037,139
Novus Louisiana LLC (NLL)	Explorasi dan Produksi/ Exploration and Production	100% (melalui/ *through NPL*)	USA	80,290,274	112,316,905
Novus Overseas Holdings Limited (NOHL)	Induk Perusahaan/ *Holding Company*	100% (melalui/ *through NPL*)	Guernsey	92,898,354	92,910,823
Novus Group Holdings (Malaysia) Sdn Bdh (NGHSB)	Induk Perusahaan/ Holding Company	100% (melalui/ *through NPL*)	Malaysia	2	2
Novus Petroleum Canada (Indonesia) Holdings (NPCH)	Induk Perusahaan/ Holding Company	100% (melalui/ *through NPL*)	Canada	12,556,019	5,871,138
Novus Exploration Holdings Pty. Ltd. (NEHPL)	Induk Perusahaan/ Holding Company	100% (melalui/ *through NPL*)	Australia	210,346,572	210,346,572
Novus Australia Energy Company Pty. Ltd. (NAECPL)	Induk Perusahaan/ *Holding Company*	100% (melalui/ *through NPL)*	Australia	230,283,487	174,899,634
Novus UK (Indonesian Holding Limited) (NUKIHL)	Induk Perusahaan/ *Holding Company*	100% (melalui/ *through NPL)*	United Kingdom	37,883,790	38,350,175
Novus US Holding Inc.	Induk Perusahaan/ *Holding Company*	100% (melalui/ *through* NPL)	USA	7,084,758	112,120,450
Novus Petroleum Canada (Malacca Strait) Limited (NPCL)	Perusahaan tidak aktif/ Dormant Company	100% (melalui/ *through NPL*)	Canada	19,197,910	19,204,390
Novus UK (Malacca Strait) Limited (NUMSL)	Perusahaan tidak aktif/ Paper Company	100% (melalui/ *through NPL*)	United Kingdom	23,469	26,219
Novus Pakistan Pty. Ltd. (NPP) (dijual pada tanggal /sold on April 1, 2005 Catatan 37b/ *Note 37b*)	Explorasi dan Produksi/ Exploration and Production	100% (melalui/ *through NPL*)	Australia	-	1,049,371
Novus Al Khaleej Limited (NAKL) (dijual pada tanggal/ sold on July 15, 2005, Catatan 37b/ *Note 37b*)	Explorasi dan Produksi/ Exploration and Production	100% (melalui/ *through NPL*)	Guernsey	-	1,798,546
Novus Oman Limited (NOL) (dijual pada tanggal/sold on July 15, 2005, Catatan 37b/ *Note 37b*)	Explorasi dan Produksi/ Exploration and Production	100% (melalui/ *through NPL*)	Bermuda	-	72,354,508

1. UMUM (lanjutan)

b. Anak Perusahaan (lanjutan)

1. GENERAL (continued)

b. Subsidiaries (continued)

Anak Perusahaan/*Subsidiary*	Keterangan/ *Description*	Persentase Kepemilikan Efektif/ *Percentage of Effective Ownership*	Tempat Pendirian/ *Place of Incorporation*	Jumlah Aktiva pada tanggal 31 Desember 2005/ *Total Assets as of December 31, 2005*	Jumlah Aktiva pada tanggal 31 Desember 2004/ *Total Assets as of December 31, 2004*
Novus Petroleum Management LLC	Induk Perusahaan/*Holding Company*	100% (melalui/ *through NPL*)	USA	212,527	-
Novus Nevada Petroleum LLC (NNPL) (dijual/*sold* November 17, 2005, Catatan 37b/ *Note 37b*)	Explorasi dan Produksi/ *Exploration and Production*	100% (melalui/ *through NPL*)	USA	-	105,561,847
Novus Oil & Gas Texas LLC (NOGTL) (dijual/*sold* November 17, 2005, Catatan 37b/ *Note 37b*)	Explorasi dan Produksi/ *Exploration and Production*	100% (melalui/ *through NPL*)	USA	-	2,041,868
Novus Oil & Gas LP (NOGL) (dijual/*sold* November 17, 2005, Catatan 37b/ *Note 37b*)	Explorasi dan Produksi/ *Exploration and Production*	100% (melalui/ *through NPL*)	USA	-	58,199,137
Novus Middle East Limited (NMEL) (dijual/*sold* November 17, 2005, Catatan 37b/ *Note 37b*)	Induk Perusahaan/ *Holding Company*	100% (melalui/ *through NPL*)	Guernsey	-	25,133,234
Novus US Finance LLC (NUFL) (dilikuidasi/*liquidated* August 16, 2005, Catatan 37b/ *Note 37b*)	Perusahaan keuangan/ *Financing Company*	100% (melalui/ *through* NPL)	USA	-	5,551,738
Novus West Asia Limited (NWAL) (dijual/*sold* July 15, 2005, Catatan 37b/ *Note 37b*)	Jasa manajemen/ *Management Services*	100% (melalui/ *through* NPL)	Guernsey	-	560,530
Novus Nominees Pty. Ltd, (NMPL) (dijual/*sold* October 27, 2005, Catatan 37b/ *Note 37b*)	Perusahaan tidak aktif/ *Dormant Company*	100% (melalui/ *through* NPL)	Australia	-	-
Anak Perusahaan yang Belum beroperasi secara komersial atau dilikuidasi pada tahun 2005/ *Subsidiaries that have not started commercial operations or were liquidated in 2005*					
CIBC Nominees Pty. Ltd. (CNPL)	Induk Perusahaan/ *Holding Company*	100% (melalui/ *through* NPL)	Australia	-	-
Akemi Pty. Ltd. (APL)	Perusahaan tidak aktif/ Dormant Company	100% (melalui/ *through* NPL)	Australia	-	-
Bjorklund Nominees Pty. Ltd. (BNPL)	Perusahaan tidak aktif/ *Dormant Company*	100% (melalui/ *through* NPL)	Australia	-	-
Clyrose Pty. Ltd. (CPL)	Perusahaan tidak aktif/ *Dormant Company*	100% (melalui/ *through* NPL)	Australia	-	-
Forthland Traders Pty. Ltd. (FTPL)	Perusahaan tidak aktif/ Dormant Company	100% (melalui/ *through NPL*)	Australia	-	-
Jancave Pty. Ltd. (JPL)	Perusahaan tidak aktif/ Dormant Company	100% (melalui/ *through NPL*)	Australia	-	-

1. UMUM (lanjutan)

b. Anak Perusahaan (lanjutan)

1. GENERAL (continued)

b. Subsidiaries (continued)

Anak Perusahaan/*Subsidiary*	Keterangan/ *Description*	Persentase Kepemilikan Efektif/ *Percentage of Effective Ownership*	Tempat Pendirian/ *Place of Incorporation*	Jumlah Aktiva pada tanggal 31 Desember 2005/ *Total Assets as of December 31, 2005*	Jumlah Aktiva pada tanggal 31 Desember 2004/ *Total Assets as of December 31, 2004*
Kenzone Pty. Ltd. (KLL)	Perusahaan tidak aktif/ *Dormant Company*	100% (melalui/ *through* NPL)	Australia	-	-
Melzeal Pty. Ltd. (MPL)	Perusahaan tidak aktif/ *Dormant Company*	100% (melalui/ *through* NPL)	Australia	-	-
Printing Services Pty. Ltd. (PSPL)	Perusahaan tidak aktif/ *Dormant Company*	100% (melalui/ *through* NPL)	Australia	-	-
Seagrave Investments Limited (SIL)	Perusahaan tidak aktif/ *Dormant Company*	100% (melalui/ *through* NPL)	Australia	-	-
Tullis Nominees Pty. Ltd. (TNPL)	Perusahaan tidak aktif/ *Dormant Company*	100% (melalui/ *through* NPL)	Australia	-	-
Wentworth Equity Pty. Ltd. (WEPL)	Perusahaan tidak aktif/ *Dormant Company*	100% (melalui/ *through* NPL)	Australia	-	-

(2) Anak perusahaan sebagai berikut didirikan atau diakuisisi pada tahun 2005:

(2) The following subsidiaries were established/incorporated or acquired in 2005:

Perusahaan/ *Company*	Tanggal Pendirian/Akuisisi *Date of Incorporation/Acquisition*	Kegiatan Usaha/ *Nature of Business*
PT Dalle Energy Batam	March 2, 2005	Usaha pembangkit listrik/*Operation of power plant*
PT Dalle Panaran	June 22, 2005	Usaha pembangkit listrik/*Operation of power plant*
PT Medco E&P Mogoi Wasian	July 22, 2005	Usaha eksplorasi dan produksi minyak dan gas/*Operation of exploration and production of oil and gas*
Perkasa Equatorial Sembakung Pty., Ltd.	October 5, 2005	Usaha eksplorasi dan produksi minyak dan gas/*Operation of exploration and production of oil and gas*
PT Medco E&P Sembakung	November 18, 2005	Usaha eksplorasi dan produksi minyak dan gas/*Operation of exploration and production of oil and gas*
PT Medco E&P Madura	November 18, 2005	Usaha eksplorasi dan produksi minyak dan gas/*Operation of exploration and production of oil and gas*
PT Medco E&P Simenggaris	November 18, 2005	Usaha eksplorasi dan produksi minyak dan gas/*Operation of exploration and production of oil and gas*
PT Medco Gajendra Power Services	October 20, 2005	Usaha pembangkit listrik/*Operation of power plant*
PT Medco Power Sumatera	October 26, 2005	Usaha pembangkit listrik/*Operation of power plant*
Novus Petroleum Management LLC	July 26, 2005	Induk Perusahaan/*Holding Company*

1. UMUM (lanjutan)

b. Anak Perusahaan (lanjutan)

(3) Selama tahun 2005, Perusahaan dan anak-anak Perusahaan telah melepaskan atau mengalihkan kepemilikan sahamnya, atau melikuidasi anak-anak perusahaan sebagai berikut:

1. GENERAL (continued)

b. Subsidiaries (continued)

(3) During 2005, the Company and its subsidiaries have disposed of or transferred share ownership, or liquidated the following subsidiaries:

Anak Perusahaan/*Subsidiary*		**Tanggal Pelepasan/Penjualan/ *Date of Disposal/Sold***		**% Kepemilikan yang dijual/dilepas/ *% of interest/Sold/Disposed***
Novus Pakistan Pty., Ltd.		April 1, 2005		100%
Novus Oman Limited		July 15, 2005		100%
Novus Al Khaleej Limited		July 15, 2005		100%
Novus Middle East Limited		July 15, 2005		100%
Novus West Asia Limited		July 15, 2005		100%
Novus Finance USA (NUFL)		August 16, 2005		100%
Novus Nominees Pty., Ltd.		October 27, 2005		100%
Novus Nevada Petroleum LLC		November 17, 2005		100%
Novus Oil & Gas Texas LLC		November 17, 2005		100%
Novus Oil & Gas (NOGL)		November 17, 2005		100%

(4) Pada tanggal 5 September 2005, Hak Memesan Efek Terlebih Dahulu I (HMETD), atas saham Apexindo, anak perusahaan yang dikonsolidasi, telah dinyatakan efektif oleh BAPEPAM. HMETD telah dilakukan pada tanggal 29 September 2005, di mana Perusahaan tidak berpartisipasi. Oleh karena itu, kepemilikan saham Perusahaan di Apexindo telah mengalami dilusi dari 77,529% menjadi 52,384%. Perusahaan telah mengakui kerugian atas dilusi sebesar AS$11,356,246. Pada tanggal 10 Agustus 2005, Apexindo telah mendistribusikan hak opsi saham sejumlah 100.503 hak opsi saham kepada karyawannya yang memenuhi syarat-syarat tertentu pada tanggal distribusi opsi tersebut. Setiap hak opsi saham yang diberikan berhak atas 500 saham dengan nilai eksekusi Rp660 per saham, yang mana dapat dilakukan dari tanggal 15 Agustus 2005 sampai dengan tanggal 10 Juli 2009. Pada tanggal 31 Desember 2005, hak opsi saham yang telah dilakukan sejumlah 721 hak opsi saham (360.500 saham). Oleh karena itu, saham Perusahaan di Apexindo telah terdilusi menjadi 52,377% dan mengakui tambahan kerugian atas dilusi sebesar AS$534. Rugi atas dilusi dilaporkan pada ekuitas, "Dampak Perubahan Transaksi Ekuitas Anak Perusahaan/Perusahaan Asosiasi".

(4) On September 5, 2005, the Rights Issue I of Apexindo, a consolidated subsidiary, has been declared effective by the BAPEPAM. The Rights Issue which the Company did not participate was concluded on September 29, 2005. Accordingly, the Company's share ownership in Apexindo has been diluted from 77.529% to 52.384%. The Company has recognized a loss on dilution amounting to US$11,356,246. On August 10, 2005, Apexindo has distributed stock options totaling 100,503 stock options to its employees who fullfil certain conditions at the date of the distribution of the options. Each stock option entitles the holder to 500 shares at exercise price of Rp660 per share, exercisable from August 15, 2005 to July 10, 2009. As of December 31, 2005, stock options exercised totaled 721 stock option (360,500 shares). Accordingly, the Company's share ownership in Apexindo was further diluted to 52.377% and it recognized an additional loss on dilution of US$534. The losses on dilution are reported under Equity, "Effects of Changes in the Equity Transactions of Subsidiaries/ Associated Companies".

1. UMUM (lanjutan)

b. Anak Perusahaan (lanjutan)

(5) Pada tanggal 22 Desember 2003, MEAPL mengumumkan penawaran untuk mengambil alih tanpa melalui bursa, seluruh saham yang telah diterbitkan NPL, perusahaan yang didirikan di Australia dan tercatat di Bursa Efek Australia, dengan beberapa kondisi yang harus dipenuhi sebagaimana dinyatakan di Rencana Opsi Saham Eksekutif. Pernyataan penawaran MEAPL atas NPL diserahkan pada tanggal 24 Desember 2003.

Pada tanggal 23 Januari 2004, pemegang saham Perusahaan, dalam Rapat Umum Luar Biasa Pemegang Saham, menyetujui rencana MEAPL untuk memperoleh/mengambil alih saham yang diterbitkan oleh NPL. MEAPL telah mulai melakukan pembelian di pasar atas saham NPL dari tanggal 10 Juni 2004, dan pada tanggal 6 Juli 2004, telah memperoleh mayoritas saham NPL (lebih dari 90%). Pada tanggal 13 Juli 2004, NPL telah dihapuskan dari Bursa Efek Australia, dan MEAPL diharuskan untuk melanjutkan kewajiban pembelian sisa saham NPL. Pada tanggal 20 Agustus 2004, MEAPL telah memiliki 100% saham NPL. Sehubungan dengan hal tersebut, akun-akun NPL dan anak perusahaannya telah dikonsolidasi efektif sejak tanggal 1 Juli 2004.

Novus mempunyai kerjasama operasi perminyakan di Asia, Timur Tengah dan Amerika Serikat pada tahun 2005 dan 2004 sebagai berikut:

1. GENERAL (continued)

b. Subsidiaries (continued)

(5) On December 22, 2003, MEAPL announced an unsolicited off-market take over bid for all of the issued share capital of NPL, a company established in Australia and listed on the Australian Stock Exchange, subject to a number of conditions stated in the Executive Share Option Scheme. MEAPL's Bidder Statement for NPL was submitted on December 24, 2003.

On January 23, 2004, the Company's stockholders, in an Extraordinary General Stockholders' Meeting, approved MEAPL's plan to acquire/take over the issued shares in NPL. MEAPL started its on-market purchases of NPL shares from June 10, 2004, and on July 6, 2004, had acquired the majority of the shares (more than 90%) of NPL. On July 13, 2004, NPL was delisted from the Australian Stock Exchange, and MEAPL was required to proceed with the compulsory acquisition of the remaining NPL shares. As of August 20, 2004, MEAPL had acquired ownership of 100% of the shares of NPL. Accordingly, the accounts of NPL and its subsidiaries have been consolidated effective as of July 1, 2004.

Novus has the following petroleum joint venture operations in Asia, the Middle East and the United States of America in 2005 and 2004:

Kerjasama Operasi/ *Joint Venture*	**Negara/ *Country***	**Hak Kepemilikan/ *Ownership Interest (%)***	
		2005	**2004**
Kakap PSC	Indonesia	16	18.75
Sorrento Dome – NUL 14 lease	USA	63.167	63.167
Sorrento Dome – NUL 11 lease	USA	100	100
Sorrento Dome – NUL 13 lease	USA	100	100
MP 64/65 (Main Pass) lease	USA	79.375	79.375
Brantas PSC	Indonesia	32	32
EC 317/318 (East Cameron) leases	USA	-	50-100
Block 8 (includes the Bukha field)	Oman	-	40
Block 17	Oman	-	40
Block 15/47 (Blok 15 dilepaskan pada tanggal 13 Oktober 2004/*Relinquished on October 13, 2004)*	Oman	-	100
Block 31	Oman	-	100
Ras-Al-Khaimah Northern Onshore	United Arab Emirates	-	100
Badar Concession	Pakistan	-	7.89
Bolan Concession	Pakistan	-	47.5
Dadhar Concession	Pakistan		21.67
SC42 (Coron North Block)	Philippines	-	34.88
Padre Island leases (except La Playa and West Bird)	USA	-	70
La Playa lease	USA	-	31.25
West Bird lease	USA	-	41.17

1. UMUM (lanjutan)

b. Anak Perusahaan (lanjutan)

Nilai wajar aktiva dan kewajiban yang diperoleh berkaitan dengan akuisisi Novus hanya dapat ditentukan secara estimasi sampai dengan tanggal persetujuan laporan keuangan konsolidasi tahun 2004 dengan menggunakan referensi laporan penilai Grant Samuel & Associates Pty Limited tanggal 20 Januari 2004, sambil menunggu penyelesaian diskusi penjualan yang masih berlangsung atas anak perusahaan Novus dan hak kepemilikan blok yang akan dilepas/dijual kepada Santos, Silk Route dan pihak ketiga lainnya (sehubungan dengan aktiva Novus di AS) (Pelepasan Aktiva Novus) (Catatan 37). Sehubungan dengan hal tersebut, nilai aktiva dan kewajiban yang diperoleh dan goodwill yang timbul dari akuisisi (saat ini dialokasikan ke Aktiva Minyak dan Gas Bumi dan Aktiva Lain-Lain (Catatan 13 dan 14) dapat berubah pada saat finalisasi Pelepasan Aktiva Novus dan penilaian sisa aktiva dan kewajiban. Penyesuaian tersebut perlu dilakukan pada akhir periode akuntansi tahun pertama setelah akuisisi.

Nilai wajar aktiva bersih yang diperoleh pada tanggal akuisisi adalah sebagai berikut:

Jumlah aktiva	309,088,890	*Total assets*
Jumlah kewajiban	(181,397,163)	*Total liabilities*
Goodwill yang dialokasikan ke Aktiva Minyak dan Gas Bumi dan Aktiva Lain-lain (Catatan 13 dan 14)	125,585,796	*Goodwill allocated to Oil and Gas Properties and Other Assets (Notes 13 and 14)*
Jumlah	253,277,523	*Total*

Harga pembelian adalah sebagai berikut:

Kas	253,277,523	*Cash*

Penentuan nilai wajar dari aktiva dan kewajiban yang diakuisisi diselesaikan pada tanggal 30 Juni 2005 dan penyesuaian terkait dicerminkan di masing-masing aktiva.

1. GENERAL (continued)

b. Subsidiaries (continued)

The fair value of the assets and liabilities acquired in respect of the Novus acquisition could only be determined on a provisional basis up to the date of the approval of the 2004 consolidated financial statements using as reference the appraisal report of Grant Samuel & Associates Pty Limited dated January 20, 2004, pending the completion of the on-going sales discussion of the Novus subsidiaries and working interests which are up for disposal/sale to Santos, Silk Route and other third parties (with respect to Novus US assets) (Novus Assets Disposals) (Note 37). Accordingly, the values of the assets and liabilities acquired and the goodwill on acquisition (allocated to Oil and Gas Properties and Other Assets (Notes 13 and 14) was subject to change upon completion of the finalization of the Novus Assets Disposal and the appraisal of the remaining assets and liabilities. Such adjustment is required to be made by the end of the first annual accounting period commencing after the acquisition.

The fair value of the net assets acquired at the acquisition date was as follows:

The purchase consideration was as follows:

The determination of the fair values of the assets and liabilities acquired was completed on June 30, 2005 and the related adjustment was reflected in the respective assets.

1. UMUM (lanjutan)

b. Anak Perusahaan (lanjutan)

Pada tanggal 31 Desember 2004, dampak keuangan dari akuisisi grup Novus dapat diikhtisarkan sebagai berikut:

1. GENERAL (continued)

b. Subsidiaries (continued)

As of December 31, 2004, the financial impact of the acquisition of the Novus group is as summarized below:

Bank	17,168,390	*Cash in banks*
Piutang	110,736,392	*Receivables*
Persediaan	3,711,726	*Inventories*
Pajak dan beban dibayar di muka	1,465,284	*Prepaid taxes and expenses*
Aktiva lancar lainnya (mencerminkan aktiva untuk dijual)	194,873,189	*Other current assets (representing assets for sale)*
Aktiva minyak dan gas bumi	132,808,653	*Oil and gas properties*
Hutang dan akrual	67,395,904	*Payables and accruals*
Hutang jangka pendek	77,000,000	*Short-term loan*
Kewajiban pajak tangguhan	28,084,305	*Deferred tax liabilities*
Penjualan bersih dan pendapatan usaha lainnya	95,956,848	*Net sales and other operating revenues*
Laba bersih	30,570,295	*Net income*

(6) Perusahaan dan Anak Perusahaan mempunyai beberapa akuisisi yang baru dan akuisisi yang potensial dan pengalihan hak kepemilikan blok berdasarkan Kontrak Bagi Hasil (PSC) (Catatan 36).

Lihat Catatan 36 dan 37 untuk penjelasan lebih lanjut mengenai karakteristik dari PSC, PSC-JOB dan TAC.

(7) Perusahaan dan Anak Perusahaan Novus-nya melakukan beberapa perjanjian dengan beberapa pihak di mana telah setuju untuk melepaskan/menjual beberapa anak perusahaan dan hak kepemilikan blok di Indonesia, Australia, Pakistan, Timur Tengah dan Amerika Serikat (Catatan 37).

(6) The Company and Subsidiaries have several new and potential acquisitions and transfers of working interests under Production Sharing Contracts (PSC) (Note 36).

Refer to Notes 36 and 37 for further discussion of the nature of PSC, PSC-JOB and TAC.

(7) The Company and its Novus Subsidiaries entered into several agreements with several parties whereby they agreed to dispose/sell several of their subsidiaries and working interests in Indonesia, Australia, Pakistan, the Middle East and the United States of America (Note 37).

c. Penawaran Umum Efek Perusahaan

Saham Perusahaan ditawarkan perdana kepada masyarakat dan dicatatkan di Bursa Efek Jakarta (BEJ) pada tanggal 12 Oktober 1994. Penawaran perdana saham Perusahaan sejumlah 22.000.000 saham dengan nilai nominal Rp1.000 per saham, disetujui untuk dicatatkan pada tanggal 13 September 1994 oleh Ketua Badan Pengawas Pasar Modal (Bapepam) dengan suratnya No. S-1588/PM/1994.

Perusahaan juga melakukan penawaran Umum Terbatas I dengan Hak Memesan Efek Terlebih Dahulu maksimum 379.236.000 saham yang disetujui untuk dicatatkan pada tanggal 16 November 1999 oleh Ketua Bapepam melalui suratnya No. S-2244/PM/1999. Saham baru sebanyak 321.730.290 saham diterbitkan dalam penawaran ini, yang mana dicatatkan di BEJ pada tanggal 19 November 1999.

c. Company's Public Offering

The Company's shares of stock were initially offered to the public and listed on the Jakarta Stock Exchange (JSE) on October 12, 1994. The Company's initial public offering of 22,000,000 shares with a par value of Rp1,000 per share, was approved for listing on September 13, 1994 by the Chairman of the Capital Market Supervisory Agency (Bapepam) in letter No. S-1588/PM/1994.

The Company also made a Limited Public Offering I of a maximum of 379,236,000 shares which were approved for listing on November 16, 1999 by the Chairman of Bapepam through letter No. S-2244/PM/1999. 321,730,290 new shares were issued in this offering, which were listed on the JSE on November 19, 1999.

1. UMUM (lanjutan)

c. Penawaran Umum Efek Perusahaan (lanjutan)

Selanjutnya, Perusahaan melakukan pemecahan nilai nominal saham pada tanggal 26 Juni 1997 dari Rp1.000 menjadi Rp500 per saham, dan pada tanggal 25 Januari 2000 dari Rp500 menjadi Rp100 per saham. Pemecahan saham Perusahaan dari Rp500 menjadi Rp 100 per saham diumumkan oleh BEJ pada tanggal 31 Mei 2000.

Pada tanggal 13 Mei 2005, Perusahaan telah mengirim surat kepada BAPEPAM untuk memberitahukan rencananya untuk mencatatkan sahamnya yang telah ada dalam bentuk Global Depository Receipts (GDR) pada Bursa Efek Luxemburg (LSE). Pernyataan pendaftaran telah dinyatakan efektif oleh LSE pada tanggal 29 Juli 2005 dan 288.100 unit GDR (14.405.000 saham) tercatat di LSE.

Pada tanggal 31 Desember 2005 dan 2004, seluruh saham Perusahaan sejumlah 3.332.451.450 tercatat di JSE (termasuk 6.000.000 saham dalam bentuk 120.000 unit GDR).

1. GENERAL (continued)

c. Company's Public Offering(continued)

Subsequently, the Company had stock splits on June 26, 1997 from Rp1,000 to Rp500 per share, and on January 25, 2000 from Rp500 to Rp100 per share. The Company's stock split from Rp 500 to Rp100 per share was announced by JSE on May 31, 2000.

On May 13, 2005, the Company submitted a letter to BAPEPAM advising the latter of its plan to lists existing shares in the form of Global Depository Receipts on the Luxembourg Stock Exchange (LSE). The registration statement was declared effective by the LSE on July 29, 2005 and 288,100 GDRs (14,405,000 shares) were listed on LSE.

As of December 31, 2005 and 2004 all of the Company's shares totaling 3,332,451,450 are listed on the JSE and (including 6,000,000 shares in the form of 120,000 GDRs).

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI

a. Dasar Penyusunan Laporan Keuangan Konsolidasi

Laporan keuangan konsolidasi telah disajikan sesuai dengan prinsip akuntansi yang berlaku umum yang mencakup Pernyataan Standar Akuntansi Keuangan (PSAK) dan peraturan Bapepam.

Laporan keuangan konsolidasi, kecuali untuk laporan arus kas konsolidasi, telah disusun atas dasar akrual dengan menggunakan konsep biaya historis, kecuali untuk akun-akun tertentu yang diukur dengan dasar sebagaimana dijelaskan di dalam kebijakan akuntansi terkait.

Laporan arus kas konsolidasi disusun dengan menggunakan metode langsung, dimana arus kas diklasifikasikan menjadi aktivitas operasi, investasi dan pendanaan.

Mata uang pelaporan yang digunakan dalam penyusunan laporan keuangan konsolidasi adalah Dolar Amerika Serikat (Dolar AS) (Catatan 2d).

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES

a. Basis of Preparation of the Consolidated Financial Statements

The consolidated financial statements have been prepared in conformity with generally accepted accounting principles that are covered by Statements of Financial Accounting Standards (PSAK) and the regulations of Bapepam.

The consolidated financial statements, except for the consolidated statements of cash flows, have been prepared on the accrual basis using the historical cost concept, except for certain accounts which are measured on the bases as described in the related accounting policies.

The consolidated statements of cash flows have been prepared using the direct method, which classifies cash flows into operating, investing and financing activities.

The reporting curency used in the preparation of the consolidated financial statements is the United States Dollar (US Dollar) (Note 2d).

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI (lanjutan)

b. Prinsip Konsolidasi

Laporan keuangan konsolidasi termasuk akun-akun Perusahaan dan Anak Perusahaan (Grup MedcoEnergi) di mana Perusahaan mempunyai kepemilikan saham langsung atau tidak langsung lebih dari 50%.

Anak Perusahaan dikonsolidasi dari tanggal di mana kendali dialihkan ke Grup MedcoEnergi dan dihentikan untuk dikonsolidasi dari tanggal di mana kendali lepas dari Grup MedcoEnergi. Hasil operasi anak perusahaan yang diakuisisi atau dilepas selama tahun berjalan dikonsolidasi dari atau sampai dengan tanggal efektif akuisisi atau pelepasan.

Hak pemegang saham minoritas merupakan hak pemegang saham pihak luar atas hasil operasi dan aktiva bersih anak perusahaan.

Seluruh saldo dan transaksi antar perusahaan yang signifikan dieliminasi untuk mencerminkan posisi keuangan dan hasil operasi Perusahaan dan Anak Perusahaan sebagai satu entitas bisnis.

c. Akuisisi Usaha

Akuisisi dicatat dengan menggunakan metode pembelian sesuai dengan persyaratan PSAK No. 22, “Akuntansi Penggabungan Usaha”. Biaya akuisisi dialokasikan ke aktiva dan kewajiban yang diidentifikasi yang diakui dengan menggunakan referensi nilai wajar pada tanggal transaksi pertukaran. Selisih antara biaya perolehan dengan kepemilikan atas nilai wajar aktiva dan kewajiban yang diidentifikasi yang timbul pada tanggal transaksi pertukaran diakui sebagai goodwill/goodwill negatif.

Goodwill yang berasal dari akuisisi perusahaan yang bergerak di bidang minyak dan gas bumi dicatat di akun Aktiva Minyak dan Gas Bumi jika memenuhi syarat untuk dikapitalisasi dan diamortisasi selama masa Kontrak Bagi Hasil atau perjanjian kontrak yang sejenis atau 18 tahun dengan menggunakan metode unit produksi. Goodwill negatif diperlakukan sebagai pendapatan yang ditangguhkan dan diamortisasi dengan menggunakan metode garis lurus selama 20 tahun.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

b. Principles of Consolidation

The consolidated financial statements include the accounts of the Company and its Subsidiaries (MedcoEnergi Group) wherein the Company has a direct or indirect ownership interest of more than 50%.

Subsidiaries are consolidated from the date on which control is transferred to the MedcoEnergi Group and cease to be consolidated from the date on which control is transferred out of the MedcoEnergi Group. The results of subsidiaries acquired or disposed of during the year are consolidated from or to the effective dates of acquisition or disposal.

Minority interests represent the interest of the outside shareholders in the results and net assets of subsidiaries.

All significant intercompany balances and transactions are eliminated to reflect the financial position and the results of operations of the Company and Subsidiaries as one business entity.

c. Business Acquisitions

Acquisitions are accounted for by use of the purchase method in accordance with the requirements of PSAK No. 22 on “Business Combination”. The cost of an acquisition is allocated to the identifiable assets and liabilities recognized using as reference their fair values at the date of exchange transactions. Any excess of the cost of the acquisition over the interest in the fair value of the identifiable assets and liabilities acquired as at the date of the exchange transactions is recognized as goodwill/negative goodwill.

Goodwill of the acquired oil and gas companies is reported under Oil and Gas Properties account to the extent applicable for capitalization and is amortized over the life of the Production Sharing Contracts (PSC) or equivalent contract agreements or 18 years using the unit of production method. Negative goodwill is treated as deferred income and is amortized using the straight-line method over 20 years.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI (lanjutan)

c. Akuisisi Usaha (lanjutan)

Aktiva dan kewajiban, yang diperoleh tetapi tidak memenuhi syarat untuk diakui secara terpisah pada saat akuisisi pertama kali dicatat, diakui selanjutnya pada saat kriterianya sudah dipenuhi. Nilai tercatat aktiva dan kewajiban yang diperoleh disesuaikan kemudian setelah perolehan, bukti tambahan telah tersedia untuk membantu mengestimasi nilai aktiva dan kewajiban tersebut pada saat perolehan, dan goodwill atau goodwill negatif disesuaikan, di mana nilai penyesuaian tersebut kemungkinan besar dapat dipulihkan berdasarkan manfaat ekonomis yang diharapkan di masa yang akan datang dan penyesuaian tersebut dilakukan pada akhir periode akuntansi tahun pertama setelah dilakukan akuisisi.

d. Transaksi dan Saldo Dalam Mata Uang Asing

Perusahaan dan Anak Perusahaan, kecuali Medco Energi Finance Overseas, B.V. (MEFO), Medco Energi (Australia) Pty. Ltd. (MEAPL), PT Apexindo Pratama Duta Tbk (Apexindo), PT Medco LPG Kaji (LPG), PT Medco Methanol Bunyu (MMB), PT Exspan Petrogas Internusa (EPI), PT Antareja Jasatama (AJT), PT Mitra Energi Batam (MEB), PT Medco Energi Menamas (MEM), PT Medco Power Sengkang (MPS), PT Medco Power Indonesia (MPI), PT Medco Gajendra Power Services (MGPS), PT Dalle Panaran (DP), PT Dalle Energy Batam (DEB) dan perusahaan-perusahaan Australia yang berasal dari Novus (Catatan 1b), telah menyelenggarakan pembukuannya dengan menggunakan Dolar Amerika Serikat (Dolar AS). Transaksi-transaksi selama tahun berjalan melibatkan mata uang selain Dolar AS dicatat dalam Dolar AS dengan menggunakan kurs tukar yang berlaku pada saat terjadinya transaksi.

Pada tanggal neraca, seluruh aktiva dan kewajiban moneter dalam mata uang selain Dolar AS dijabarkan dengan menggunakan kurs tengah yang berlaku pada tanggal tersebut yang diterbitkan oleh Bank Indonesia. Keuntungan atau kerugian bersih dari selisih kurs dikreditkan atau dibebankan ke operasi tahun berjalan.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

c. Business Acquisitions (continued)

Assets and liabilities, which are acquired but which do not satisfy the criteria for separate recognition when the acquisition was initially accounted for, are recognized subsequently when they satisfy the criteria. The carrying amounts of assets and liabilities acquired are adjusted when, subsequent to acquisition, additional evidence becomes available to assist with the estimation of the amounts assigned to those assets and liabilities at the time of acquisition, and the goodwill or negative goodwill are adjusted, provided that the amount of the adjustment is probable of recovery based on the expected future economic benefits and such adjustment is made by the end of the first annual accounting period commencing after acquisition.

d. Foreign Currency Transactions and Balances

The Company and its Subsidiaries, except Medco Energi Finance Overseas, B.V. (MEFO), Medco Energi (Australia) Pty. Ltd. (MEAPL), PT Apexindo Pratama Duta Tbk (Apexindo), PT Medco LPG Kaji (LPG), PT Medco Methanol Bunyu (MMB), PT Exspan Petrogas Internusa (EPI), PT Antareja Jasatama (AJT), PT Mitra Energi Batam (MEB), PT Medco Energi Menamas (MEM), PT Medco Power Sengkang (MPS), PT Medco Power Indonesia (MPI), PT Medco Gajendra Power Services (MGPS), PT Dalle Panaran (DP), PT Dalle Energy Batam and the Novus Australian entities (Note 1b), have maintained their books using United States Dollars (US Dollars). Transactions during the year involving currencies other than US Dollars are recorded in US Dollars at the prevailing rates of exchange in effect on the date of the transactions.

As of balance sheet date, all denominated currencies other than US Dollar monetary assets and liabilities are translated at the middle exchange rates quoted by Bank Indonesia on those dates. The resulting net foreign exchange gains or losses are credited or charged to current operations.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI (lanjutan)

d. Transaksi dan Saldo Dalam Mata Uang Asing (lanjutan)

MEB, MEM, MPS, MPI, MGPS, DP dan DEB menyelenggarakan pembukuan/akun-akunnya dalam Rupiah. Untuk tujuan konsolidasi, aktiva dan kewajiban dari entitas ini dijabarkan ke Dolar AS dengan menggunakan kurs tukar yang berlaku pada tanggal neraca, akun-akun ekuitas dijabarkan dengan menggunakan kurs tukar historis, sedangkan pendapatan dan beban serta arus kas dijabarkan dengan menggunakan kurs tukar rata-rata. Selisih kurs tukar yang terjadi dikreditkan atau dibebankan ke akun "Selisih Kurs karena Penjabaran Laporan Keuangan" yang disajikan di Ekuitas. Pembukuan/akun-akun Apexindo, MMB, EPI, LPG dan AJT diselenggarakan dalam mata uang Rupiah, MEFO dalam Euro dan MEAPL dan perusahaan-perusahaan Australia dari Novus dalam Dolar Australia, tetapi mata uang fungsionalnya adalah Dolar AS. Untuk tujuan konsolidasi, akun-akun dari entitas-entitas tersebut, telah diukur kembali dalam Dolar AS untuk lebih mencerminkan substansi ekonomisnya.

Kurs tukar yang digunakan pada tanggal-tanggal 31 Desember 2005 dan 2004 adalah sebagai berikut:

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

d. Foreign Currency Transactions and Balances (continued)

MEB, MEM, MPS, MPI, MGPS, DP and DEB maintain their books/accounts in Indonesian Rupiah. For consolidation purposes, assets and liabilities of these entities are translated into US Dollars using the rates of exchange prevailing at the balance sheet date, equity accounts are translated using historical rates of exchange, while revenues and expenses and cash flows are translated using average rates of exchange. The resulting foreign exchange differences are credited or charged to "Translation Adjustments" under Equity. The books/accounts of Apexindo, MMB, EPI, LPG and AJT are maintained in Indonesian Rupiah, MEFO in Euro and MEAPL and Novus Australian Entities in Australian Dollar, but their functional currency is the US Dollars. For consolidation purposes, the accounts of these entities have been remeasured into US Dollars in order to reflect more closely their economic substance.

As of December 31, 2005 and 2004, the rates of exchange used are as follows:

	2005	**2004**	
Rupiah/AS$1	9,830	9,290	*Rupiah/US$1*
Euro/AS$1	0.7967	0.7343	*Euro/US$1*
Dolar Australia/AS$1	1.2890	1.2828	*Australian Dollar/US$1*
Dolar Singapura /AS$1	1.5728	1.6340	*Singapore Dollar/US$1*
Yen Jepang 100/AS$1	1.1136	1.0274	*Japanese Yen 100/US$1*
Emirat Arab Dirham/AS$1	3.67	3.67	*Arab Emirates Dirham/US$1*
British Poundsterling/AS$1	0.5482	0.5193	*British Poundsterling/US$1*

e. Transaksi-transaksi dengan Pihak-pihak yang mempunyai Hubungan Istimewa

Perusahaan dan Anak Perusahaan mempunyai transaksi-transaksi dengan pihak-pihak yang mempunyai hubungan istimewa. Sesuai dengan PSAK No. 7, "Pengungkapan Pihak-pihak yang Mempunyai Hubungan Istimewa", pihak-pihak yang mempunyai hubungan istimewa didefinisikan sebagai berikut:

1) perusahaan baik langsung, atau tidak langsung, melalui satu atau lebih perantara, mengendalikan, atau dikendalikan oleh, atau berada di bawah pengendalian bersama dengan, Perusahaan (termasuk *holding companies, subsidiaries* dan *fellow subsidiaries*);

e. Transactions with Related Parties

The Company and Subsidiaries have transactions with parties which are related to them. In accordance with PSAK No. 7, "Related Party Disclosures", related parties are defined as follows:

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. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI (lanjutan)

e. Transaksi-transaksi dengan Pihak-pihak yang mempunyai Hubungan Istimewa (lanjutan)

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 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 dewan komisaris, direksi atau pemegang saham utama Perusahaan dan perusahaan-perusahaan yang mempunyai anggota manajemen kunci yang sama dengan Perusahaan.

Seluruh transaksi yang signifikan dengan pihak-pihak yang mempunyai hubungan istimewa diungkapkan di catatan atas laporan keuangan konsolidasi.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

e. Transactions with Related Parties (continued)

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 significant transactions with related parties are disclosed in the notes to the consolidated financial statements.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI (lanjutan)

f. Setara Kas

Deposito berjangka dan investasi jangka pendek lainnya dengan jangka waktu tiga bulan atau kurang sejak tanggal penempatan dan tidak digunakan sebagai jaminan atau dibatasi penggunaannya, diklasifikasikan sebagai "Setara Kas".

g. Investasi

Investasi terdiri dari :

1. Surat berharga dalam bentuk efek hutang dan ekuitas.

   Perusahaan dan Anak Perusahaan menerapkan PSAK No. 50 "Akuntansi Investasi Efek Tertentu", yang mengklasifikasikan surat berharga ke dalam tiga kategori:

   - Diperdagangkan

     Termasuk dalam klasifikasi ini adalah investasi yang dibeli untuk dijual kembali dengan segera, biasanya ditandai dengan seringnya transaksi pembelian dan penjualan. Investasi ini dilakukan untuk menghasilkan keuntungan yang cepat dari kenaikan harga efek dalam jangka pendek. Investasi yang memenuhi klasifikasi tersebut dinyatakan pada nilai wajar. Keuntungan/kerugian yang belum direalisasi dari apresiasi/penurunan harga pasar dari investasi tersebut pada tanggal neraca dikreditkan atau dibebankan ke operasi berjalan.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

f. Cash Equivalents

Time deposits and other short-term investments with maturity periods of three months or less at the time of placement and are not used as collateral or restricted, are classified as "Cash Equivalents".

g. Investments

Investments consist of:

1. Marketable securities in the form of debt and equity securities

   The Company and Subsidiaries apply Statement of Financial Accounting Standards (PSAK) No. 50, "Accounting for Investments in Certain Securities", which classifies marketable securities into three categories:

   - *Trading*

     Included in this classification are investments which are purchased for immediate resale, normally characterized by the high frequency of purchase-and-sale transactions. These investments are made to earn immediate gains from the improvement in the short-term prices of the securities. Investments that meet this classification are stated at fair value. The unrealized gain/loss on the appreciation/decline in market value of the investments at the balance sheet date is credited or charged to current operations.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI (lanjutan)

g. Investasi (lanjutan)

1. Surat berharga dalam bentuk efek hutang dan ekuitas. (lanjutan)

- Dimiliki hingga jatuh tempo

  Investasi pada efek hutang yang dimiliki hingga jatuh tempo dicatat sebesar biaya perolehan, disesuaikan dengan amortisasi premium atau diskonto sampai dengan jatuh tempo.

- Tersedia untuk dijual

  Investasi yang tidak memenuhi klasifikasi diperdagangkan dan dimiliki hingga jatuh tempo dicatat sebesar nilai wajar. Keuntungan/kerugian yang belum direalisasi dari apresiasi/penurunan harga pasar investasi pada tanggal neraca dikreditkan/dibebankan ke "Keuntungan/kerugian yang Belum Direalisasi dari Penilaian terhadap Harga Pasar Efek", disajikan di bagian Ekuitas di neraca konsolidasi.

Untuk menentukan keuntungan atau kerugian yang direalisasi, biaya efek yang dijual ditentukan dengan menggunakan metode masuk terakhir keluar pertama.

2. Deposito berjangka

Deposito berjangka yang digunakan sebagai jaminan atau yang mempunyai masa jatuh tempo yang lebih dari tiga bulan tetapi kurang dari 1 tahun sejak tanggal penempatan dinyatakan sebesar biaya perolehan.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

g. Investments (continued)

2. Marketable securities in the form of debt and equity securities (continued)

- *Held-to-maturity*

  Investments in debt securities which are held-to-maturity date are stated at cost, adjusted for amortization of premium or accretion of discount to maturity.

- *Available-for-sale*

  Investments which do not meet the classification of trading and held-to-maturity categories are stated at fair value. Any unrealized gain/loss on the appreciation/decline in market value of investments at the balance sheet date is credited/charged to "Unrealized Gain/Loss from Valuation to Market of Securities", under the Equity section of the consolidated balance sheets.

To determine realized gain or loss, cost of securities sold is determined using the last-in first-out method.

3. Time deposits

Time deposits which are either used as collateral or with maturity periods of greater than three months but not more than one year from the time of placement are stated at cost.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI (lanjutan)

g. Investasi (lanjutan)

3. Investasi saham jangka panjang

Investasi saham di mana Perusahaan dan Anak Perusahaan mempunyai hak kepemilikan paling sedikit 20% tetapi tidak melebihi 50% dicatat dengan metode ekuitas. Berdasarkan metode tersebut, investasi dinyatakan sebesar biaya perolehan, disesuaikan dengan hak kepemilikan Perusahaan dan Anak Perusahaan pada laba (rugi) bersih perusahaan asosiasi setelah akuisisi, dividen yang diterima, penyesuaian penjabaran mata uang asing yang timbul dari penjabaran laporan keuangan, amortisasi keuntungan dari pertukaran aktiva non-moneter yang ditangguhkan dan amortisasi garis lurus selama lima (5) tahun atas selisih antara biaya investasi dan proporsi hak kepemilikan Perusahaan/Anak Perusahaan atas aktiva bersih perusahaan penerima investasi pada tanggal akuisisi. Perusahaan dan Anak Perusahaan menelaah dan mengevaluasi nilai tercatat goodwill secara periodik, dengan mempertimbangkan hasil operasi saat ini dan prospek di masa yang akan datang dari perusahaan asosiasi terkait.

Perubahan transaksi ekuitas dari anak perusahaan/perusahaan asosiasi dicerminkan melalui penambahan atau pengurangan di bagian Ekuitas atas akun "Dampak Perubahan dalam Transaksi Ekuitas dari Anak Perusahaan/Perusahaan Asosiasi" di neraca konsolidasi. Sesuai dengan persyaratan dari PSAK No. 40, "Akuntansi Perubahan Ekuitas Anak Perusahaan/ Perusahaan Asosiasi", keuntungan atau kerugian diakui pada saat investasi tersebut dilepaskan.

Nilai buku bersih dari anak perusahaan yang diakuisisi yang mana tujuan utamanya untuk segera dilepaskan atau dijual, disajikan di Aktiva Lain-lain.

h. Rekening Bank yang Dibatasi Penggunaannya

Rekening koran dan deposito berjangka yang dibatasi penggunaannya disajikan sebagai aktiva tidak lancar. Rekening bank yang dibatasi penggunaannya yang akan digunakan untuk membayar hutang yang jatuh tempo dalam satu tahun disajikan sebagai aktiva lancar.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

g. Investments (continued)

4. Long-term investments in shares of stock

Investments in shares of stock wherein the Company and Subsidiaries have an ownership interest of at least 20% but not exceeding 50% are accounted for under the equity method. Under this method, the investments are stated at cost, adjusted for the Company and Subsidiaries' share in the net earnings (losses) of the associated companies after acquisition, dividends received, foreign currency translation adjustments arising from financial statements translation, amortization of deferred gains on exchange of non-monetary assets and straight-line amortization over a five (5) year period of the difference between the cost of such investments and the Company/Subsidiary's proportionate share in the underlying net assets of the investee at the date of acquisition. The Company and Subsidiaries review and evaluate periodically the carrying values of goodwill, taking into consideration current results and future prospects of the related associate.

The changes in the equity transactions of subsidiary/associated companies are reflected as additions to or reductions of Equity under the account "Effects of Changes in Equity Transactions of Subsidiaries/Associated Companies" in the consolidated balance sheets. In accordance with the requirements of PSAK No. 40, "Accounting for a Change in the Value of Equity of a Subsidiary/Associated company", gains or losses are recognized when the investments are disposed of.

The net book value of the newly acquired subsidiaries which are primarily intended for immediate disposal or sale, are presented under Other Assets.

h. Restricted Cash in Banks

Current accounts and time deposits which are restricted in use are presented under non-current assets. Restricted cash in banks which will be used to pay currently maturing obligations are presented under current assets.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI (lanjutan)

i. Penyisihan Piutang Ragu-ragu

Penyisihan piutang ragu-ragu dlakukan berdasarkan hasil penelaahan terhadap keadaan masing-masing akun piutang pada akhir tahun.

j. Persediaan

Persediaan metanol, suku cadang dan perlengkapan lainnya untuk rig pengeboran, sumur dan peralatan yang dinyatakan sebesar biaya perolehan atau nilai realisasi bersih, mana yang lebih rendah. Biaya perolehan ditentukan dengan menggunakan metode rata-rata tertimbang atau metode rata-rata. Penyisihan untuk penurunan nilai persediaan ditentukan untuk mengurangi nilai tercatat persediaan menjadi nilai realisasi bersih yang ditentukan berdasarkan penelaahan terhadap keadaan masing-masing persediaan pada akhir tahun.

k. Beban Dibayar di Muka

Beban dibayar di muka diamortisasi selama masa manfaat dengan menggunakan metode garis lurus.

l. Aktiva Tetap

Aktiva tetap, kecuali untuk aktiva yang dinilai kembali, dinyatakan sebesar biaya perolehan dikurangi akumulasi penyusutan. Aktiva tertentu dinilai kembali berdasarkan hasil penilaian independen yang dilakukan oleh pihak ketiga sesuai dengan peraturan pemerintah Indonesia yang berlaku. Peningkatan nilai aktiva karena penilaian kembali dikreditkan pada "Selisih Penilaian Kembali Aktiva Tetap" di akun Ekuitas.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

i. Allowance for Doubtful Accounts

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

j. 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 or the average method. Allowance for decline in value of inventories is provided to reduce the carrying values of inventories to their net realizable values determined based on the review of the individual inventory items at the end of the year.

k. Prepaid Expenses

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

l. Property and Equipment

Property and equipment except for revalued assets, are stated at cost less accumulated depreciation. Certain assets were revalued based on independent appraisals conducted by a third party in accordance with Indonesian government regulations. Revaluation increments in property and equipment are credited to "Revaluation Increment in Property and Equipment" under Equity.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI (lanjutan)

l. Aktiva Tetap (lanjutan)

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

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

l. Property and Equipment (continued)

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

	Tahun/*Years*		
	2005	**2004**	
Bangunan dan perbaikan	20	20	*Buildings and improvements*
Mesin	20 - 25	20 - 25	*Machinery*
Peralatan pengeboran lepas pantai	20 - 21	20 - 21	*Offshore drilling rigs*
Peralatan control panel	12	12	*Control panel equipment*
Peralatan pengeboran darat	4 - 8	4 - 8	*Onshore drilling rigs*
Perlengkapan pengeboran	4 - 10	4 - 10	*Rig equipment*
Peralatan telekomunikasi	5	-	*Telecomunication equipment*
Kendaraan bermotor	5	3 -5	*Vehicles*
Leasehold improvement	3 - 8	3 - 8	*Leasehold improvements*
Peralatan kantor dan lainnya	3 - 5	3 - 5	*Office and other equipment*

Tanah dinyatakan berdasarkan biaya perolehan dan tidak disusutkan.

Land is stated at cost and is not depreciated.

Pada tahun 2004, taksiran umur ekonomis dari peralatan pengeboran lepas pantai dan pipa pengeboran lepas pantai tertentu yang diklasifikasikan sebagai peralatan pengeboran telah dirubah. Dampak dari perubahan pada taksiran masa manfaat ekonomis tidak signifikan atas beban depresiasi tahun 2004 (Catatan 12).

In 2004, the estimated useful lives of certain offshore drilling rigs and drill pipes which were classified under rig equipment have been changed. The effect of the change in the estimated useful lives was insignificant in terms of 2004 depreciation expense (Note 12).

Biaya pemeliharaan dan perbaikan dibebankan ke operasi pada saat terjadinya; pengeluaran yang memperpanjang masa manfaat aktiva atau mengakibatkan peningkatan manfaat ekonomis di masa yang akan datang dikapitalisasi. Pada saat aktiva tetap sudah tidak digunakan lagi atau dilepas, nilai tercatat dan akumulasi penyusutan terkait dikeluarkan dari akun-akun dan keuntungan atau kerugian yang timbul dibukukan ke operasi tahun berjalan.

The cost of maintenance and repairs is charged to operations as incurred; expenditures which extend the useful life of the asset or result in an increase of future economic benefits are capitalized. When assets are retired or disposed of, their carrying values and the related accumulated depreciation are removed from the accounts and any resulting gain or loss is reflected in current operations.

Aktiva dalam penyelesaian dinyatakan sebesar biaya perolehan. Akumulasi biaya perolehan direklasifikasi ke akun aktiva tetap yang bersangkutan pada saat pembangunan selesai dan aktiva tersebut telah siap untuk digunakan.

Construction in progress is stated at cost. The accumulated costs are reclassified to the appropriate property and equipment account when the construction is completed and the asset is ready for its intended use.

Apabila nilai tercatat suatu aktiva melebihi taksiran nilai yang dapat diperoleh kembali, maka aktiva tersebut diturunkan ke taksiran nilai yang dapat diperoleh kembali, yang ditentukan berdasarkan nilai tertinggi antara harga jual bersih atau nilai pakai.

When the carrying amount of an asset exceeds its estimated recoverable amount, the asset is written down to its estimated recoverable amount, which is the higher of net selling price or value in use.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI (lanjutan)

m. Aktiva Minyak dan Gas Bumi

Anak Perusahaan yang bergerak di industri minyak dan gas bumi menggunakan metode akuntansi *successful effort* untuk aktivitas minyak dan gas bumi. Berdasarkan metode ini, biaya untuk memperoleh hak pengelolaan atas aktiva minyak dan gas bumi, untuk pengeboran dan penyediaan peralatan untuk sumur eksplorasi yang cadangannya terbukti dan untuk pengeboran dan penyediaan peralatan untuk sumur pengembangan dikapitalisasi. Biaya geologi dan geofisika serta biaya eksplorasi lainnya dibebankan ke beban pada saat terjadi.

Biaya pengeboran sumur eksplorasi, termasuk biaya pengeboran sumur tes stratigrafi tahap eksplorasi, dikapitalisasi dan dicatat sebagai bagian dari aktiva sumur, perlengkapan dan fasilitas dalam pengerjaan. Jika ditemukan cadangan terbukti pada sumur, maka biaya-biaya pengeboran sumur yang dikapitalisasi dicatat dalam sumur, perlengkapan dan fasilitas terkait. Namun demikian, apabila usaha yang telah dilakukan tidak berhasil, maka biaya tersebut dicatat sebagai beban.

Biaya pengeboran sumur pengembangan dan sumur tes stratigrafi tahap pengembangan, platform, perlengkapan sumur dan fasilitas produksi terkait, dikapitalisasi sebagai aktiva sumur, perlengkapan dan fasilitas dalam pengerjaan. Biaya tersebut dipindahkan ke aktiva sumur, perlengkapan dan fasilitas terkait pada saat pengeboran atau konstruksi selesai.

Penyusutan dan amortisasi atas aktiva minyak dan gas bumi, kecuali untuk *unoperated acreage* dan aktiva sumur, perlengkapan dan fasilitas dalam pengerjaan, dihitung dengan menggunakan metode satuan unit produksi, dengan menggunakan produksi kotor yang dibagi dengan cadangan yang terbukti dan telah dikembangkan kotor.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

m. Oil and Gas Properties

Subsidiaries engaged in the oil and gas industry use the successful efforts method of accounting for oil and gas activities. Under this method, costs to acquire interests in oil and gas properties, to drill and equip exploratory wells that locate/result in proved reserves and to drill and equip development wells are capitalized. Geological and geophysical costs and other exploration costs are charged to expense as incurred.

The costs of drilling exploratory wells, including the costs of drilling exploratory-type stratigraphic test wells, are initially capitalized and recorded as part of uncompleted wells, equipment and facilities. If the well locates proved reserves, the capitalized costs of drilling the well are included in wells and related equipment and facilities. However, should the efforts be determined as unsuccessful, such costs are then charged to expense.

The costs of drilling development wells and development-type stratigraphic test wells, platforms, well equipment and attendant production facilities, are capitalized as uncompleted wells, equipment and facilities. Such cost are transferred to wells and related equipment and facilities upon completion.

Depreciation and amortization of oil and gas properties, except unoperated acreage and uncompleted wells, equipment and facilities, is calculated based on the unit-of-production method, using the gross production divided by gross proved developed reserves.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI (lanjutan)

m. Aktiva Minyak dan Gas Bumi (lanjutan)

Mulai tahun 2005, penyusutan untuk fasilitas dan peralatan pendukung dihitung dengan menggunakan metode garis lurus selama empat (4) sampai dengan dua puluh (20) tahun (Catatan 13). Kebijakan akuntansi untuk penyusutan fasilitas dan peralatan pendukung berubah dari metode satuan unit produksi menjadi metode garis lurus dilakukan untuk mencerminkan asumsi yang lebih realistis atas manfaat ekonomi selama penggunaan aktiva tersebut. Dampak perubahan, karena tidak material, telah dibebankan ke operasi berjalan.

Biaya untuk memperoleh hak eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi dicatat sebagai *unoperated acreage,* yang merupakan aktiva di mana cadangan terbukti belum ditemukan, atau *operated acreage. Unoperated acreage* dinilai secara periodik untuk penurunan nilai, dan kerugian diakui pada saat penurunan nilai terjadi.

n. Aktiva Tidak Berwujud

Biaya-biaya untuk memperoleh dan menyiapkan perangkat lunak untuk digunakan dicatat sebagai aktiva tidak berwujud dan diamortisasi selama empat sampai lima tahun dengan menggunakan metode garis lurus.

o. Biaya Emisi

1. Wesel Bayar

Biaya emisi wesel bayar dikurangi secara langsung dari hasil emisi wesel bayar tersebut untuk menentukan hasil penerimaan bersih. Selisih antara hasil penerimaan bersih dengan nilai nominal merupakan diskonto yang diamortisasi menggunakan metode garis lurus selama jangka waktu wesel bayar tersebut.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

m. Oil and Gas Properties (continued)

Beginning 2005, the depreciation for the support facilities and equipment is calculated using the straight-line method over four (4) to twenty (20) years (Note 13). The accounting policy for depreciating the support facilities and equipment from the unit-of-production method to straight-line method was made to reflect the more realistic assumption of the economic benefits over the utilization of these assets. The effect of the change, being immaterial, was charged to current operations.

Costs to acquire rights to explore for, and produce oil and gas are recorded as unoperated acreage, which pertains to properties wherein proved reserves have not yet been discovered, or operated acreage. Unoperated acreage is periodically assessed for impairment in value, and a loss is recognized at the time of impairment.

n. Intangible Assets

Costs to acquire and prepare software for use are recorded as intangible assets and are amortized over four to five years using the straight-line method.

o. Issuance Costs

1. Notes Payable

Notes payable issuance costs are deducted directly from the proceeds of the related notes payable to determine the net proceeds. The difference between the net proceeds and face value represents a discount which is amortized using the straight-line method over the term of the notes.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI (lanjutan)

o. Biaya Emisi (lanjutan)

2. Biaya Transaksi Hutang

Biaya transaksi hutang bank, yang terdiri dari biaya-biaya yang dibayarkan kepada konsultan, dikurangkan dari hasil penerimaan hutang bank dan diamortisasi selama periode hutang bank terkait dengan menggunakan metode garis lurus.

3. Biaya Emisi Saham

Biaya emisi saham disajikan sebagai pengurang terhadap tambahan modal disetor pada bagian Ekuitas.

p. Keuntungan Ditangguhkan dari Pertukaran Aktiva Non- Moneter

Bagian keuntungan yang dihasilkan dari pertukaran aktiva non moneter yang merupakan kepentingan ekonomi yang dipertahankan dalam perusahaan asosiasi, ditangguhkan dan disajikan sebagai bagian dari nilai tercatat investasi yang bersangkutan. Bagian tersebut diamortisasi berdasarkan sisa umur ekonomis dari aktiva yang dialihkan dan termasuk dalam bagian laba (rugi) bersih dari perusahaan asosiasi (Catatan 11).

q. Saham Treasuri

Perolehan kembali modal saham (saham treasuri) yang akan diterbitkan kembali di masa yang akan datang dicatat dengan menggunakan metode nilai nominal. Berdasarkan metode ini, nilai nominal saham treasuri disajikan sebagai pengurang akun modal saham. Apabila saham treasuri tersebut diterbitkan pada awalnya dengan harga di atas pari, akun tambahan modal disetor terkait akan didebit. Selisih lebih harga perolehan kembali atas harga penerbitan awal didebit ke saldo laba.

r. Program Pensiun dan Manfaat Karyawan Lainnya

1. Program Pensiun

Anak perusahaan yang bergerak di bidang eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi telah menyelenggarakan program pensiun iuran pasti untuk seluruh karyawan tetap lokalnya. Program pensiun tersebut dibiayai dari kontribusi anak perusahaan dan karyawannya berdasarkan persentase tertentu dari gaji karyawan.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

o. Issuance Costs (continued)

2. Loan Transaction Costs

Transaction costs of bank loans, which consist of fees paid to advisers, are deducted from the proceeds of bank loans and are amortized over the term of the related loans using the straight-line method.

3. Shares Issuance Costs

Shares issuance costs are presented as a reduction to the additional paid-in capital under Equity.

p. Deferred Gain on Exchange of Non-Monetary Assets

The portion of the gain resulting from the exchange of non-monetary assets which represents the economic interest retained in the associated company, is deferred and presented as part of the carrying value of the related investment. Such portion is amortized based on the remaining economic life of the asset transferred and included as part of the equity in net income (loss) of the associated entities (Note 11).

q. Treasury Stock

Reacquisition of capital stock to be held as treasury stock for future reissuance is accounted for under the par value method. Under this method, the par value of treasury stock is presented as a reduction from the capital stock account. If the treasury stock had been originally issued at a price above par value, the related additional paid-in capital account is debited. Any excess of the reacquisition cost over the original issuance price is debited to retained earnings.

r. Pension and Other Employee Benefits

1. Pension Plan

Subsidiaries involved in the oil and gas exploration and production have established defined contribution pension plans covering all of their local permanent employees. The plans are funded by contributions from both the subsidiaries and their employees based on a certain percentage of the employees' salaries.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI (lanjutan)

r. Program Pensiun dan Manfaat Karyawan Lainnya (lanjutan)

1. Program Pensiun (lanjutan)

Biaya pensiun anak perusahaan diakrual pada saat terjadinya.

2. Manfaat Karyawan Lainnya

Perusahaan dan Anak perusahaan mengakui kewajiban manfaat karyawan sesuai dengan Undang-undang Tenaga Kerja No. 13 Tahun 2003 tanggal 25 Maret 2003 yang diterbitkan oleh Presiden Republik Indonesia.

Pada bulan Juli 2004, IAI menerbitkan PSAK No. 24 (Revisi 2004), "Imbalan Kerja" (PSAK No. 24 Revisi), yang mengatur akuntansi dan pengungkapan untuk manfaat karyawan. PSAK No. 24 Revisi menggantikan PSAK No. 24, "Akuntansi Biaya Manfaat Pensiun" yang diterbitkan pada tahun 1994.

PSAK No. 24 Revisi berlaku efektif untuk penyusunan dan penyajian laporan keuangan yang mencakup periode laporan yang dimulai pada atau setelah tanggal 1 Juli 2004. Penerapan pertama kali PSAK No. 24 Revisi dilakukan secara retrospektif dengan melaporkan jumlah penyesuaian yang terjadi yang terkait dengan periode sebelumnya sebagai penyesuaian terhadap saldo laba awal dari periode komparatif paling awal yang disajikan.

Perusahaan dan Anak Perusahaan telah menerapkan PSAK No. 24 Revisi efektif tanggal 1 Januari 2005.

Laporan keuangan konsolidasi untuk tahun yang berakhir pada tanggal 31 Desember 2004 telah disajikan kembali apabila dampak dari penerapan PSAK No. 24 Revisi adalah material terhadap laporan keuangan tahun 2004, jika dampaknya tidak material, akan dibebankan pada tahun berjalan. Dampak dari penyesuaian tersebut diungkapkan di Catatan 42.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

r. Pension and Other Employee Benefits (continued)

1. Pension Plan (continued)

The subsidiaries' pension costs are accrued when incurred.

2. Other Employee Benefits

The Company and Subsidiaries recognize employee benefits liabilities in accordance with the requirements of Labor Law No. 13 Year 2003 (Law No. 13/2003) dated March 25, 2003 which was issued by the President of the Republic of Indonesia.

In July 2004, the Indonesian Institute of Accountants (IAI) issued PSAK No. 24 (Revised 2004), "Employee Benefits" (Revised PSAK No. 24), which provides the accounting and disclosures for employee benefits. Revised PSAK No. 24 replaces PSAK No. 24 "Accounting for Pension Benefits Cost", which was issued in 1994.

The Revised PSAK No. 24 is effective for the preparation and presentation of financial statements covering periods beginning on or after July 1, 2004. The initial application of the requirements of the Revised PSAK No. 24 is applied retrospectively by reporting the amounts of any resulting adjustments that relate to prior periods as adjustments to the beginning balance of retained earnings of the earliest comparative period presented.

The Company and Subsidiaries have applied Revised PSAK No. 24 effective on January 1, 2005.

The consolidated financial statements for the year ended December 31, 2004 have been restated to the extent that the effect of the application of PSAK No. 24 (revised 2004) is material to the 2004 consolidated financial statements, otherwise, the effect is charged to current operations. The effects of the adjustments are disclosed in Note 42.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI (lanjutan)

r. Program Pensiun dan Manfaat Karyawan Lainnya (lanjutan)

Sesuai PSAK No. 24 Revisi, biaya imbalan karyawan berdasarkan Undang-undang ditentukan dengan menggunakan metode penilaian aktuaria *Projected Unit Credit*. Keuntungan dan kerugian aktuaria diakui sebagai penghasilan atau beban pada saat akumulasi bersih keuntungan dan kerugian aktuaria yang belum diakui untuk masing-masing individu pada akhir periode pelaporan sebelumnya melebihi 10% dari kewajiban manfaat pasti pada tanggal tersebut. Keuntungan atau kerugian diakui berdasarkan metode garis lurus selama sisa masa kerja yang diperkirakan dari karyawan yang ditanggung. Lebih lanjut, biaya jasa lalu yang timbul dari pengenalan program imbalan pasti atau perubahan kewajiban manfaat dari rencana yang telah ada diamortisasi selama periode sampai dengan manfaat tersebut dinyatakan menjadi hak karyawan.

s. Pengakuan Pendapatan dan Beban

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

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

Pendapatan dari penjualan tenaga listrik diakui pada saat diserahkan kepada pelanggan.

Pendapatan dari kegiatan pengeboran dan jasa terkait lainnya diakui pada saat jasa diberikan. Pendapatan mobilisasi diakui pada saat rig telah sampai di lokasi pengeboran dan siap untuk beroperasi. Pendapatan demobilisasi diakui pada saat jasa pengeboran telah selesai dilaksanakan dan rig telah dipindahkan dari lokasi sumur yang terakhir.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

r. Pension and Other Employee Benefits (continued)

Under Revised PSAK No. 24, the cost of providing employee benefits under the Law is determined using the projected unit credit actuarial valuation method. Actuarial gains and losses are recognized as income or expense when the net cumulative unrecognized actuarial gain and losses for each individual plan at the end of the previous reporting year exceeded 10% of the defined benefit obligation at the date. These gains or losses are recognized on a straight-line basis over the expected average remaining working lives of the employees. Further, past-service costs arising from the introduction of a defined benefit plan or changes in the benefits payable of an existing plan are required to be amortized over the period until the benefits concerned become vested.

s. Revenue and Expense Recognition

Revenue from sales of crude oil and gas is recognized based on delivery to the customer.

Revenue from sales of methanol is recognized upon delivery to the customer.

Revenue from sale of electric power supply is recognized upon delivery to customer.

Revenue from drilling and other related services is recognized when the service is rendered. Mobilization revenue is recognized when the rig has arrived in the drilling area and is ready to operate. Demobilization revenue is recognized when the drilling service has been completed and the rig has been moved from the last drilled well.

2. KEBIJAKAN AKUNTANSI (lanjutan)

s. Pengakuan Pendapatan dan Beban (lanjutan)

Bagian laba atas kerjasama operasi diakui sebesar porsi hak kepemilikan Perusahaan/Anak Perusahaan di kerjasama operasi, di mana Perusahaan bukan sebagai operator.

Penghasilan lain-lain diakui pada saat diperoleh. Beban-beban diakui pada saat terjadinya (metode akrual).

t. Pajak Penghasilan

Perusahaan dan Anak Perusahaan menghitung pajak penghasilan sesuai dengan PSAK No. 46 “Akuntansi Pajak Penghasilan”.

Beban pajak kini dihitung berdasarkan taksiran laba kena pajak untuk tahun berjalan.

Anak Perusahaan yang terlibat dalam kegiatan eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi di Indonesia dikenai tarif pajak penghasilan badan sebesar 35% sebagaimana dinyatakan dalam Kontrak Bagi Hasil, kecuali untuk EAS dan EAL, yang menggunakan tarif 30%. Pajak dividen ditetapkan sebesar 20%, kecuali untuk MEPI dengan tarif sebesar 15% dari laba setelah pajak penghasilan badan.

Anak Perusahaan yang beroperasi berdasarkan Kontrak Bantuan Teknis, dikenai pajak penghasilan badan dan pajak dividen masing-masing dihitung dengan tarif sebesar 35% dan 13% dari penghasilan setelah dikurangi seluruh biaya produksi dan operasi dan komponen-komponen lain yang tidak dikenai pajak dan tidak diperhitungkan menurut fiskal.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

s. Revenue and Expense Recognition (continued)

Share of profits of joint ventures is recognized to the extent of the Company’s/Subsidiaries’ working interests in non-company operated joint ventures.

Other income/revenues are recognized when earned. Expenses are recognized when these are incurred (accrual method).

t. Income Tax

The Company and Subsidiaries determine their income taxes in accordance with the PSAK No. 46, “Accounting for Income Taxes”.

Current tax expense is provided based on the estimated taxable income for the year.

Subsidiaries involved in oil and gas exploration and production in Indonesia are subject to a corporate income tax at the rate of 35% as stated in the PSC, except for EAS and EAL for which a rate of 30% applies. Dividend tax applies at 20%, except for MEPI for which the rate is 15% of income after corporate income tax.

Subsidiaries operating under the provisions of TACs are subject to corporate income tax and dividend tax at the rate of 35% and 13%, respectively, based on income net of all production and operating expenditures and other non-taxable and non-deductible items.

2. KEBIJAKAN AKUNTANSI (lanjutan)

t. Pajak Penghasilan (lanjutan)

Aktiva dan kewajiban pajak tangguhan diakui atas perbedaan temporer antara dasar pencatatan di laporan keuangan dengan pelaporan pajak atas aktiva dan kewajiban di setiap tanggal pelaporan. Manfaat pajak di masa yang akan datang, seperti kerugian fiskal yang dapat dikompensasi, juga diakui sepanjang realisasi manfaat tersebut sangat mungkin terjadi (probable).

Aktiva dan kewajiban pajak tangguhan diukur dengan tarif pajak yang diharapkan untuk berlaku pada periode aktiva tersebut direalisasi atau kewajiban diselesaikan, berdasarkan tarif pajak (Undang-undang pajak) yang berlaku pada tanggal neraca. Aktiva dan kewajiban pajak tangguhan dari masing-masing entitas disajikan sebesar nilai bersih pada laporan keuangan konsolidasi.

Perubahan atas kewajiban pajak dicatat pada saat pemeriksaan diterima atau, jika Perusahaan/Anak Perusahaan naik banding, pada saat keputusan atas naik banding tersebut ditetapkan.

u. Instrumen Derivatif

Perusahaan dan Anak Perusahaan menerapkan PSAK No. 55, "Akuntansi Instrumen Derivatif dan Aktivitas Lindung Nilai". PSAK No. 55 menetapkan standar akuntansi dan pelaporan yang mengharuskan instrumen derivatif (termasuk derivatif yang melekat) untuk dicatat dalam neraca baik sebagai aktiva atau kewajiban yang diukur pada nilai wajarnya. PSAK No. 55 mensyaratkan perubahan nilai wajar derivatif untuk diakui pada laba tahun berjalan kecuali keuntungan atau kerugian derivatif disaling hapus dengan hasil dari lindung nilai tersebut dalam laporan laba rugi, dan mengharuskan suatu entitas untuk secara formal mendokumentasikan, merancang dan menilai efektivitas transaksi-transaksi yang menerima perlakuan akuntansi lindung nilai tersebut.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

t. Income Tax (continued)

Deferred tax assets and liabilities are recognized for temporary differences between the financial and the tax bases of assets and liabilities at each reporting date. Future tax benefits, such as carry-forward of unused tax losses, are also recognized to the extent that realization of such benefits is probable.

Deferred tax assets and liabilities are measured at the tax rates that are expected to apply to the period when asset is realized or the liability is settled, based on the tax rates (and tax laws) that have been enacted or substantially enacted at the balance sheet date. The deferred tax assets and liabilities of each entity are shown at the applicable net amounts in the consolidated financial statements.

Amendments to tax obligations are recorded when an assessment is received or, if appealed against by the Company/Subsidiaries, when the result of the appeal is determined.

u. Derivative Instruments

The Company and Subsidiaries apply PSAK No. 55, "Accounting for Derivative Instruments and Hedging Activities". PSAK No. 55 establishes the accounting and reporting standards which requires that every derivative instrument (including embedded derivatives) be recorded in the balance sheet as either an asset or liability, measured at its fair value. PSAK No. 55 requires that changes in derivative fair value be recognized currently in earnings unless specific hedges allow a derivative gain or loss offset related results on the hedged item in the statement of income, and requires that an entity must formally document, designate and assess the effectiveness of transactions that receive hedge accounting treatment.

2. KEBIJAKAN AKUNTANSI (lanjutan)

v. Kapitalisasi Biaya Pinjaman dan Rugi Selisih Kurs

Sesuai dengan PSAK No. 26 revisi, "Biaya Pinjaman", beban bunga dan selisih kurs yang timbul dari pinjaman dan biaya lainnya yang timbul untuk mendanai pembangunan atau pemasangan fasilitas utama dikapitalisasi. Kapitalisasi dari biaya pinjaman tersebut dihentikan pada saat konstruksi atau instalasi sebagian besar telah selesai dan aktiva sudah siap digunakan sesuai tujuannya (Catatan 2l).

w. Informasi Segmen

Informasi segmen usaha disusun dengan menggunakan kebijakan akuntansi yang diterapkan dalam penyusunan dan penyajian laporan keuangan konsolidasi. Dasar utama dari pelaporan informasi segmen berdasarkan segmen usaha, sedangkan informasi segmen sekunder berdasarkan segmen geografis.

Segmen usaha adalah suatu komponen yang dapat dibedakan dalam perusahaan yang terlibat dalam aktivitas menghasilkan produk atau jasa secara individual atau sekelompok produk atau jasa yang terkait, dan mempunyai risiko serta imbalan yang berbeda dari risiko dan imbalan segmen yang lain.

Segmen geografis adalah suatu komponen yang dapat dibedakan pada perusahaan yang terlibat dalam aktivitas menghasilkan produk atau jasa dalam lingkungan ekonomi tertentu dan memiliki risiko serta imbalan yang berbeda dari komponen yang beroperasi di lingkungan ekonomi yang lain.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

v. Capitalization of Borrowing Costs and Foreign Exchange Losses

In accordance with the revised PSAK No. 26, "Borrowing Costs", interest charges and foreign exchange differences incurred on borrowings and other costs incurred to finance the construction or installation of major facilities are capitalized. Capitalization of these borrowing costs ceases when the construction or installation is substantially completed and the asset is ready for its intended use (Note 2l).

w. Segment Information

Segment information is prepared using the accounting policies adopted for preparing and presenting the consolidated financial statements. The primary basis in reporting segment information is based on business segments, while secondary segment information is based on geographical segments.

A business segment is a distinguishable component of an enterprise that is engaged in providing an individual product or service or a group of related products or services and that is subject to risks and returns that are different from those of other business segments.

A geographical segment is a distinguishable component of an enterprise that is engaged in providing products or services within a particular economic environment and that is subject to risks and returns that are different from those of components operating in other economic environments.

2. KEBIJAKAN AKUNTANSI (lanjutan)

w. Informasi Segmen (lanjutan)

Pendapatan antar segmen berdasarkan harga pengalihan antar perusahaan.

x. Penurunan Nilai Aktiva

Sesuai dengan PSAK No. 48, "Penurunan Nilai Aktiva", nilai aktiva ditelaah untuk mengidentifikasi adanya kemungkinan penurunan ke nilai wajar apabila ada suatu kejadian atau perubahan kondisi yang mengindikasikan nilai tercatat aktiva tersebut tidak dapat dipulihkan seluruhnya.

y. PSAK No. 38 Revisi, "Akuntansi Restrukturisasi Entitas Sepengendali"

Pada bulan Juli 2004, IAI merevisi PSAK No. 38, "Akuntansi Restrukturisasi Entitas Sepengendali", yang menetapkan selisih realisasi dari restrukturisasi entitas sepengendali sebagai keuntungan atau kerugian jika kondisi-kondisi dalam PSAK terpenuhi. PSAK No. 38 (Revisi 2004) berlaku efektif untuk laporan keuangan yang mencakup periode yang dimulai pada atau setelah tanggal 1 Januari 2005.

z. Penggunaan Estimasi

Penyusunan laporan keuangan konsolidasi sesuai dengan prinsip akuntansi yang berlaku umum di Indonesia mengharuskan manajemen untuk membuat estimasi dan asumsi yang mempengaruhi jumlah aktiva dan kewajiban yang dilaporkan dan pengungkapan aktiva dan kewajiban kontinjensi pada tanggal laporan keuangan. Meskipun manajemen menggunakan pertimbangan dan estimasi yang terbaik sekalipun, hasil sesungguhnya yang terjadi dapat berbeda dari estimasi tersebut apabila peristiwa di masa yang akan datang yang mengkonfirmasikan peristiwa tersebut terjadi, khususnya berkaitan dengan cadangan minyak dan gas bumi.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

w. Segment Information (continued)

Inter-segment revenues are based on intercompany transfer prices.

x. Impairment of Asset Value

In compliance with PSAK No. 48. "Impairment of Asset Value", asset values are reviewed for any impairment and possible write down to fair values whenever events or changes in circumstances indicate that their carrying values may not be fully recovered.

y. Revised PSAK No. 38, "Accounting for Restructuring of Entities Under Common Control"

In July 2004, the IAI revised PSAK No. 38, "Accounting for Restructuring of Entities Under Common Control", which provides for the realization of the restructuring difference as a gain or loss if the conditions therein are fulfilled. PSAK No. 38 (Revised 2004) is effective for the financial statements covering periods beginning on or after January 1, 2005.

z. Use of Estimates

The preparation of consolidated financial statements in conformity with generally accepted accounting principles in Indonesia requires management to make estimates and assumptions that affect the amounts of assets and liabilities reported therein and the disclosures of contingent assets and liabilities at the date of the financial statements. While management uses its best estimates and judgements, actual results could differ from these estimates as future confirming events occur, particularly in respect of oil and gas reserves.

2. KEBIJAKAN AKUNTANSI (lanjutan)

aa. Program Hak Opsi Saham Karyawan

Beban kompensasi untuk program yang memberikan instrumen ekuitas kepada karyawan diakui selama masa bakti karyawan, yaitu dengan mengakui beban kompensasi dan mengkredit tambahan modal disetor (*paid-in capital*) jika kompensasi tersebut untuk jasa masa mendatang. Jika periode masa bakti karyawan tidak ditentukan untuk periode yang lebih awal atau lebih pendek, maka masa bakti karyawan dianggap sama dengan periode dari tanggal pemberian kompensasi sampai tanggal saat kompensasi tersebut menjadi hak karyawan dan eksekusinya tidak lagi tergantung kepada berlanjut atau tidaknya masa bakti karyawan. Apabila program kompensasi diberikan untuk jasa masa lalu, beban kompensasi diakui pada periode pemberian kompensasi.

bb. Laba Per Saham

Sesuai dengan PSAK No. 56, "Laba per Saham", laba per saham dasar dihitung dengan membagi laba bersih dengan jumlah rata-rata tertimbang saham yang beredar pada tahun yang bersangkutan.

Laba per saham dilusian dihitung dengan membagi laba bersih dengan jumlah rata-rata tertimbang saham yang beredar dan disesuaikan dengan seluruh dampak dilusi yang potensial.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

aa. Employee Stock Option Program

The compensation expense for a program providing an equity instrument to an employee is recognized for the term of the employee's service period, i.e., by recognizing the compensation expense and crediting paid-in capital if it involves future service. Here the employees' service period not set for an earlier or shorter period, it would be considered the same as the period from date of granting becomes the employees' right as its exercise is no longer dependent on whether the service period is continued or not. If the compensation program is awarded for past service, the compensation expense is recognized in the period of granting the compensation.

bb. Earnings per Share

In accordance with PSAK No. 56, "Earnings per Share", basic earnings per share is computed by dividing net income by the weighted average number of shares outstanding during the year.

Diluted earnings per share is computed by dividing net income by the weighted average number of shares outstanding as adjusted for the effects of all potential dilutions.

3. KAS DAN SETARA KAS

Akun ini terdiri dari:

3. CASH AND CASH EQUIVALENTS

This account consists of:

	2005	2004	
Kas	48,054	139,355	*Cash on hand*
Bank			*Banks*
Pihak yang mempunyai hubungan isitimewa			*Related party*
Rupiah			*Rupiah*
PT Bank Himpunan Saudara 1906	1,435,809	1,334,355	*PT Bank Himpunan Saudara 1906*
Pihak ketiga			*Third parties*
Rupiah			*Rupiah*
Citibank, N.A	8,295,028	4,343,406	*Citibank, N.A*
PT Bank Mandiri (Persero) Tbk	2,042,933	1,515,674	*PT Bank Mandiri (Persero) Tbk*
PT Bank Niaga Tbk	747,100	330,985	*PT Bank Niaga Tbk*
Standard Chartered Bank	555,096	-	*Standard Chartered Bank*
PT Bank Rakyat Indonesia (Persero) Tbk	251,688	113,787	*PT Bank Rakyat Indonesia (Persero) Tbk*
PT Bank Central Asia Tbk	206,375	806,627	*PT Bank Central Asia Tbk*
PT Bank Internasional Indonesia Tbk	181,388	157,347	*PT Bank Internasional Indonesia Tbk*
PT Bank Mega Tbk	118,077	-	*PT Bank Mega Tbk*
PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk	60,486	145,600	*PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk*
PT Bank Bukopin	12,087	-	*PT Bank Bukopin*
PT Bank Danamon Indonesia Tbk	5,035	-	*PT Bank Danamon Indonesia Tbk*
Lain-lain (masing-masing di bawah AS$5.000)	3,532	2,944	*Others (each below US$5,000)*
Dolar Amerika Serikat			*United States Dollars*
Citibank, N.A	90,751,571	79,468,680	*Citibank, N.A*
Hibernia Bank	6,120,486	-	*Hibernia Bank*
Standard Chartered Bank	3,816,637	1,542,513	*Standard Chartered Bank*
PT Bank Niaga Tbk	3,796,195	-	*PT Bank Niaga Tbk*
Merrill Lynch Capital Services, Inc.	3,286,863	2,485,403	*Merrill Lynch Capital Services, Inc.*
Fortis Banks S.A/N.V.	3,026,102	899,377	*Fortis Banks S.A/N.V.*
PT Bank Central Asia Tbk	1,013,241	1,004,465	*PT Bank Central Asia Tbk*
Bank of America, NA	300,366	-	*Bank of America, NA*
ANZ Bank	191,974	5,155,488	*ANZ Bank*
PT Bank Mandiri (Persero) Tbk	161,424	126,744	*PT Bank Mandiri (Persero) Tbk*
United Overseas Bank Ltd. (termasuk setoran dalam perjalanan sebesar AS$97.956.309 pada tahun 2004)	36	105,323,895	*United Overseas Bank Ltd. (including cash in transit amounting to US$97,956,309 in 2004)*
Lain-lain (masing-masing di bawah AS$100.000)	178,558	56,907	*Others (each below U$100,000)*
Dolar Australia			*Australian Dollars*
Australia New Zealand (ANZ) Bank	314,505	2,265,961	*Australia New Zealand (ANZ) Bank*
AED Dirham			*AED Dirham*
Citibank, NA	67,305	62,960	*Citibank, NA*
Euro			*Euro*
ABN AMRO Bank N.V.	12,751	459	*ABN AMRO Bank N.V.*
LYD			*LYD*
Bank of Commerce and Development	74,078	-	*Bank of Commerce and Development*
Poundsterling			*Poundsterling*
Nat West Bank PLC	10,136	-	*Nat West Bank PLC*
Sub-jumlah	127,036,862	207,143,577	*Sub-total*

3. KAS DAN SETARA KAS (lanjutan)

3. CASH AND CASH EQUIVALENTS (continued)

	2005	2004	
Setara kas			*Cash equivalents*
Pihak yang mempunyai hubungan istimewa			*Related party*
Rupiah			*Rupiah*
PT Bank Himpunan Saudara 1906	1,322,483	1,442,412	*PT Bank Himpunan Saudara 1906*
Pihak ketiga			*Third parties*
Rupiah			*Rupiah*
Citibank, N.A	6,000,000	-	*Citibank, N.A*
PT Bank Mega Tbk	2,397,393	2,583,262	*PT Bank Mega Tbk*
PT Bank Bukopin	462,685	-	*PT Bank Bukopin*
Dolar Amerika Serikat			*United States Dollars*
PT Bank Niaga Tbk	-	3,938,650	*PT Bank Niaga Tbk*
Standard Chartered Bank	11,000,000	54,778	*Standard Chartered Bank*
Citibank, N.A	2,619,195	-	*Citibank, N.A*
PT Bank Mega Tbk	1,221,487	-	*PT Bank Mega Tbk*
Sub-jumlah	25,023,243	8,019,102	*Sub-total*
Jumlah	**152,108,159**	**215,302,034**	***Total***
Tingkat bunga per tahun			*Interest rate per annum*
Deposito berjangka			*on time deposits*
Rupiah	7.25% - 13%	5.75% - 7.50%	*Rupiah*
Dolar Amerika Serikat	2.73% - 4%	0.68% - 2.20%	*United States Dollars*

4. INVESTASI JANGKA PENDEK

Akun ini terdiri dari:

4. SHORT-TERM INVESTMENTS

This account consists of:

	2005	2004	
Surat Berharga			*Marketable Securities*
Surat Berharga Pasar Uang -			
BNI Investment	-	1,453,175	*Money Market - BNI Investment*
Obligasi Jangka Menengah			*Medium Term Bond (MTB)*
PT Bank Mandiri (Persero) Tbk	8,005,205	8,327,800	*PT Bank Mandiri (Persero) Tbk*
PT Bank Tabungan Negara	810,744	-	*PT Bank Tabungan Negara*
PT Bank Rakyat Indonesia (Persero) Tbk	308,515	334,230	*PT Bank Rakyat Indonesia (Persero) Tbk*
Dana Ganesa Abadi	224,746	238,334	*Dana Ganesa Abadi*
Saham			*Shares of Stock*
Goldman Sachs	29,623,214	-	*Goldman Sachs*
Kresna Graha Sekurindo	6,927,004	2,162,988	*Kresna Graha Sekurindo*
PT Indopremier Securities	6,804,345	6,737,696	*PT Indopremier Securities*
Andalas Artha Advice Securities	5,250,000	5,000,000	*Andalas Artha Advice Securities*
Niaga Asset Manajemen	632,800	738,772	*Niaga Asset Manajemen*
PT Danatama Makmur	-	5,419,579	*PT Danatama Makmur*
Jumlah	**58,586,573**	**30,412,574**	***Total***
Tingkat bunga per tahun			*Interest rate per annum*
Obligasi	7% - 13.5%	7% - 13.5%	*Bonds*

Deposito berjangka tertentu digunakan sebagai jaminan atas penerbitan sertifikat bank garansi jangka pendek, surat LC, *performance bond* dan *bid bonds.*

Certain time deposits are used as collateral for the issuance of short-term bank guarantee certificates, letters of credit and performance bonds and bid bonds.

5. PIUTANG USAHA - Bersih / *5. TRADE RECEIVABLES - Net*

Rincian dari akun ini adalah sebagai berikut: / *The details of this account are as follows:*

a. Berdasarkan Langganan / *a. By Debtor*

	2005	2004	
Pihak-pihak yang mempunyai hubungan istimewa			*Related parties*
Medco Moeco Langsa Ltd.	550,530	91,478	*Medco Moeco Langsa Ltd.,*
Mesa Drilling Inc.	-	774,184	*Mesa Drilling Inc.*
Sub-jumlah	550,530	865,662	*Sub-total*
Penyisihan piutang ragu-ragu	(55,674)	(774,184)	*Allowance for doubtful accounts*
Bersih	494,856	91,478	*Net*
Pihak ketiga			*Third parties*
Pelanggan dalam negeri	68,249,897	55,628,974	*Local debtors*
Pelanggan luar negeri	36,378,772	19,207,850	*Foreign debtors*
Piutang kerja sama operasi	-	3,699,633	*Joint Venture receivables*
Sub-jumlah	104,628,669	78,536,457	*Sub-total*
Penyisihan piutang ragu-ragu	(3,161,784)	(2,149,855)	*Allowance for doubtful accounts*
Bersih	101,466,885	76,386,602	*Net*
Jumlah	**101,961,741**	**76,478,080**	***Total***

b. Berdasarkan Umur / *b. By Aging Category*

	2005	2004	
Belum jatuh tempo	67,197,697	62,130,859	*Not yet due*
1- 30 hari	33,765,028	8,942,293	*1- 30 days past due*
31- 60 hari	251,720	2,503,607	*31- 60 days past due*
61- 90 hari	88,033	168,485	*61- 90 days past due*
91- 120 hari	67,434	969,217	*91- 120 days past due*
Jatuh tempo lebih dari 120 hari	3,809,287	4,687,658	*More than 120 days past due*
Jumlah	105,179,199	79,402,119	*Total*
Penyisihan piutang ragu-ragu	(3,217,458)	(2,924,039)	*Allowance for doubtful accounts*
Bersih	**101,961,741**	**76,478,080**	***Net***

c. Berdasarkan Mata Uang / *c. By Currency*

	2005	2004	
Dolar Amerika Serikat	101,782,674	76,687,899	*United States Dollars*
Rupiah	3,396,525	2,714,220	*Rupiah*
Jumlah	105,179,199	79,402,119	*Total*
Penyisihan piutang ragu-ragu	(3,217,458)	(2,924,039)	*Allowance for doubtful accounts*
Bersih	**101,961,741**	**76,478,080**	***Net***

5. PIUTANG USAHA – Bersih (lanjutan)

5. TRADE RECEIVABLES - Net (continued)

Perubahan dalam penyisihan piutang ragu-ragu adalah sebagai berikut:

The change in the allowance for doubtful accounts is as follows:

	2005	2004	
Saldo awal tahun	2,924,039	2,900,194	*At beginning of year*
Penyisihan selama tahun berjalan	293,419	23,845	*Provision during the year*
Saldo akhir tahun	**3,217,458**	**2,924,039**	***At end of year***

Berdasarkan hasil penelaahan status dari akun piutang secara individual pada akhir tahun, manajemen berpendapat bahwa penyisihan piutang ragu-ragu atas piutang adalah cukup untuk menutupi kerugian yang mungkin timbul dari tidak tertagihnya piutang tersebut.

Based on the review of the status of the individual receivable accounts at the end of the year, management is of the opinion that the allowance for doubtful accounts is adequate to cover possible losses on uncollectible accounts.

Manajemen juga berpendapat bahwa tidak terdapat risiko kredit yang terkonsentrasi secara signifikan atas piutang dari pihak ketiga.

Management also believes that there are no significant concentration of credit risk in third party receivables.

Pada tanggal-tanggal 31 Desember 2005 dan 2004, piutang usaha masing-masing sebesar AS$6.344.137 dan AS$13.738.327 digunakan sebagai jaminan atas hutang yang diperoleh dari PT Bank Central Asia Tbk (BCA) pada tahun 2005 dan dari Fortis Bank dan BCA pada tahun 2004 (Catatan 20).

As of December 31, 2005 and 2004, trade receivables totaling US$6,344,137 and US$13,738,327, respectively, were used as security for loans received from PT Bank Central Asia Tbk (BCA) in 2005 and from Fortis Bank and BCA in 2004 (Note 20).

6. PIUTANG LAIN-LAIN – Bersih

6. OTHER RECEIVABLES – Net

Akun ini terdiri dari:

This account consists of:

	2005	2004	
BP Migas	31,531,932	19,433,858	*BP Migas*
Kantor Pelayanan Pajak (Catatan 17)	7,228,627	1,432,577	*Tax office (Note 17)*
Allens Arthur Robinson	6,000,000	-	*Allens Arthur Robinson*
Piutang kerja sama operasi	3,320,503	7,905,941	*Joint Venture receivables*
Pinjaman karyawan	2,865,375	2,746,000	*Loans to employees*
PT Dalle Energy	2,293,489	-	*PT Dalle Energy*
PT Pelayanan Listrik Nasional Batam (PLN Batam)	1,360,891	1,542,064	*PT Pelayanan Listrik Nasional Batam (PLN Batam)*
Probe Technology Services (Catatan 11)	1,049,667	-	*Probe Technology Services(Note 11)*
Pertamina DOH Sumbagteng	399,949	1,058,274	*Pertamina DOH Sumbagteng*
Lain-lain (masing-masing di bawah AS$ 1,000,000)	22,159,107	11,743,254	*Others (each below US$ 1,000,000)*
Jumlah	78,209,540	45,861,968	*Total*
Bagian jangka panjang	(1,303,793)	(1,439,996)	*Long-term portion*
Bagian yang jatuh tempo dalam satu tahun	76,905,747	44,421,972	*Current portion*
Penyisihan atas piutang ragu-ragu	(909,538)	(133,565)	*Allowance for doubtful accounts*
Bersih	**75,996,209**	**44,288,407**	***Net***

6. PIUTANG LAIN-LAIN – Bersih (lanjutan)

Piutang dari BP Migas merupakan Pajak Pertambahan Nilai (PPN) yang telah dibayarkan oleh anak perusahaan yang bergerak di bidang minyak dan gas bumi yang dapat ditagih kembali dari BP Migas, juga termasuk beban operasional BP Migas di lapangan yang dibayarkan terlebih dahulu oleh anak perusahaan.

Piutang dari PLN Batam merupakan biaya-biaya yang dibayarkan terlebih dahulu oleh anak perusahaan untuk pemasangan Gas Turbin Genset dengan bahan bakar yang berbeda atas nama PLN Batam, yang mana uang muka tersebut akan dibayar kembali oleh PLN Batam secara cicilan dengan harga tetap untuk setiap hasil produksi energi listrik sebagaimana ditetapkan dalam perjanjian terkait (Catatan 37).

Berdasarkan penelaahan status dari masing-masing akun piutang individual pada akhir tahun, manajemen berpendapat bahwa penyisihan piutang ragu-ragu pada tahun 2005 dan 2004 adalah cukup untuk menutupi kemungkinan kerugian atas tidak tertagihnya akun-akun tersebut.

6. OTHER RECEIVABLES – Net (continued)

Accounts receivable from BP Migas represent Value Added Tax (VAT) that has been paid by subsidiaries involved in the oil and gas industry which is reimbursable from BP Migas, as well as BP Migas's field operational expenses advanced by subsidiaries.

Receivables from PLN Batam represents the amounts advanced by a subsidiary to install Gas Turbine Dual Fuel Genset on behalf of PLN Batam, which advances will be repaid by PLN Batam on an installment basis at a fixed amount per production output of electricity as stated in the related agreement (Note 37).

Based on the review of the status of the individual receivable accounts at the end of each year, management is of the opinion that the allowance for doubtful accounts in 2005 and 2004 is adequate to cover possible losses from non-collection of the accounts.

7. PERSEDIAAN - BERSIH

Persediaan terdiri dari:

7. INVENTORIES – Net

Inventories consist of:

	2005	2004	
Suku cadang, perlengkapan sumur dan lainnya	35,989,863	19,742,974	*Spareparts, well supplies and others*
Barang dalam perjalanan	1,651,794	11,467,617	*Materials in transit*
Metanol	877,348	1,148,580	*Methanol*
Jumlah	38,519,005	32,359,171	*Total*
Penyisihan penurunan nilai	(1,063,620)	(688,261)	*Allowance for decline in value*
Bersih	**37,455,385**	**31,670,910**	***Net***

7. PERSEDIAAN - BERSIH (lanjutan)

7. INVENTORIES – Net (continued)

Perubahan penyisihan penurunan nilai persediaan adalah sebagai berikut:

The changes in the allowance for decline in value of inventories are as follows:

	2005	2004	
Saldo awal tahun	688,261	1,373,576	*At beginning of year*
Penyisihan selama tahun berjalan	375,359	67,022	*Provision during the year*
Penghapusan	-	(752,337)	*Written-off*
Saldo akhir tahun	**1,063,620**	**688,261**	***At end of year***

Berdasarkan hasil penelaahan terhadap kondisi fisik dari persediaan pada akhir tahun, manajemen berpendapat bahwa penyisihan penurunan nilai persediaan adalah cukup.

Based on the review of the physical condition of inventories at the end of the year, management is of the opinion that the allowance for decline in value of inventories is adequate.

Seluruh persediaan telah diasuransikan kepada berbagai perusahaan asuransi pada tanggal-tanggal 31 Desember 2005 dan 2004 (Catatan 12).

All inventories were insured with various insurance companies as of December 31, 2005 and 2004 (Note 12).

8. PAJAK DIBAYAR DI MUKA

8. PREPAID TAXES

Rincian akun ini adalah sebagai berikut:

The details of this account are as follows:

	2005	2004	
Perusahaan			*Company*
Pajak penghasilan badan lebih bayar	1,600,642	1,039,490	*Corporate income tax overpayments*
Sub-jumlah	1,600,642	1,039,490	*Sub-total*
Anak Perusahaan			*Subsidiaries*
Pajak penghasilan badan lebih bayar	12,670,694	11,944,854	*Corporate income tax overpayments*
Pajak pertambahan nilai	8,828,022	4,584,246	*Value added tax*
Sub-jumlah	21,498,716	16,529,100	*Sub-total*
Jumlah	**23,099,358**	**17,568,590**	***Total***

9. REKENING BANK YANG DIBATASI PENGGUNAANNYA

9. RESTRICTED CASH IN BANKS

Rincian akun ini adalah sebagai berikut:

The details of this account are as follows:

	2005	2004	
Lancar			*Current*
Pihak ketiga			*Third parties*
Dolar Amerika Serikat			*United States Dollars*
Merrill Lynch Capital Services Inc.	9,109,533	-	*Merrill Lynch Capital Services Inc.*
PT Bank Central Asia Tbk	6,212,891	2,111,842	*PT Bank Central Asia Tbk*
Fortis Bank S.A./N.V.	-	15,563,740	*Fortis Bank S.A./N.V.*
Jumlah	**15,322,424**	**17,675,582**	***Total***
Tidak lancar			*Non-current*
Pihak yang mempunyai hubungan istimewa			*Related party*
Rupiah			*Rupiah*
PT Bank Himpunan Saudara 1906	6,030,062	6,225,212	*PT Bank Himpunan Saudara 1906*
Pihak ketiga			*Third parties*
Rupiah			*Rupiah*
PT Bank Niaga Tbk	4,088,110	4,235,414	*PT Bank Niaga Tbk*
PT Bank Mega Tbk	2,336,597	-	*PT Bank Mega Tbk*
PT Bank Negara Indonesia 1946 Tbk	1,052,391	1,378,902	*PT Bank Negara Indonesia 1946 Tbk*
PT Bank Mandiri (Persero) Tbk	370,907	269,107	*PT Bank Mandiri (Persero) Tbk*
Dolar Amerika Serikat			*United States Dollars*
Standard Chartered Bank	4,178,026	4,000,000	*Standard Chartered Bank*
Citibank, NA	4,310,255	-	*Citibank, NA*
Morgan Stanley & Co. Int'l Ltd.	-	6,253,050	*Morgan Stanley & Co. Int'l Ltd.*
Jumlah	**22,366,348**	**22,361,685**	***Total***

Rekening bank yang dibatasi penggunaannya di Fortis Bank S.A./N.V, Cabang Singapura (Fortis Bank) merupakan deposito berjangka yang ditempatkan oleh Anak Perusahaan sesuai dengan persyaratan-persyaratan dari perjanjian hutang dengan bank yang sama. Pada tahun 2005, Anak Perusahaan telah melunasi hutang tersebut (Catatan 20).

Restricted cash in Fortis Bank S.A./N.V, Singapore Branch (Fortis Bank) represents time deposits placed by a Subsidiary in compliance with the provisions of the loan agreements with the same bank. In 2005, the Subsidiary has fully repaid the loan (Note 20).

Rekening bank yang dibatasi penggunaannya (Rupiah) di PT Bank Himpunan Saudara 1906, PT Bank Niaga Tbk dan PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk dan PT Bank Mandiri (Persero) Tbk merupakan deposito berjangka Anak Perusahaan dan rekening giro yang digunakan untuk jaminan hutang karyawan.

Restricted cash in banks (Rupiah) in PT Bank Himpunan Saudara 1906, PT Bank Niaga Tbk, PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk and PT Bank Mandiri (Persero) Tbk represent Subsidiaries' time deposits and current accounts used for employees' loans collateral.

Rekening giro di Merrill Lynch Capital Services, Inc., Standard Chartered Bank, Citibank N.A. dan Morgan Stanley & Co. Int'l Ltd. merupakan jaminan yang memadai sehubungan dengan transaksi-transaksi swap antara Perusahaan dan Anak Perusahaan dengan masing-masing bank. Jaminan ini akan dipegang oleh masing-masing bank sampai dengan tanggal berakhirnya kontrak swap tersebut (Catatan 19).

Current accounts in Merrill Lynch Capital Services, Inc., Standard Chartered Bank, Citibank N.A. and Morgan Stanley & Co. Int'l Ltd. represent eligible collateral in connection with swap transactions between the Company and Subsidiaries and the respective banks. Such collateral shall be held by the respective banks until the termination date of the swap contracts (Note 19).

9. REKENING BANK YANG DIBATASI PENGGUNAANNYA (lanjutan)

Rekening giro yang ditempatkan di PT Bank Central Asia Tbk (BCA) merupakan rekening yang dibatasi penggunaannya berkaitan dengan hutang-hutang bank yang diperoleh Anak Perusahaan dari bank yang sama (Catatan 20).

Sebagian rekening giro pada Standard Chartered Bank (SCB) merupakan jaminan yang memadai sehubungan dengan fasilitas bank garansi yang diperoleh Perusahaan dan Anak Perusahaan dari SCB (Catatan 20 dan 37).

Deposito berjangka yang dibatasi penggunaannya ditempatkan di PT Bank Mega Tbk merupakan dana cadangan yang dibentuk untuk obligasi Anak Perusahaan (Catatan 21).

9. RESTRICTED CASH IN BANKS (continued)

The current accounts placed in PT Bank Central Asia Tbk (BCA) represents an escrow account in relation to bank loans obtained by Subsidiaries from the same bank (Note 20).

A portion of the current account with Standard Chartered Bank (SCB) represents eligible collateral in connection with bank guarantee facilities obtained by the Company and Subsidiaries from SCB (Notes 20 and 37).

The restricted time deposits placed with PT Bank Mega Tbk represents the sinking fund for Subsidiary's bonds (Note 21).

10. PIUTANG DARI PIHAK-PIHAK YANG MEMPUNYAI HUBUNGAN ISTIMEWA

Akun ini terdiri dari sebagai berikut:

10. RECEIVABLES FROM RELATED PARTIES

This account consists of the following:

	2005	2004	
Medco Moeco Langsa Limited (MML)	3,926,526	9,717,765	*Medco Moeco Langsa Limited (MML)*
Mesa Drilling Inc.	-	268,546	*Mesa Drilling Inc.*
Consortium CPA-Exspan	-	81,979	*Consortium CPA-Exspan*
Jumlah	**3,926,526**	**10,068,290**	***Total***

Piutang dari MML terutama merupakan fasilitas kredit yang dapat diperpanjang dan tidak dijamin yang diberikan oleh MEFL, anak perusahaan, kepada MML. Hutang ini dikenai bunga sebesar 1% di atas biaya pendanaan MEFL (Catatan 34).

The receivable from MML mainly represents unsecured revolving credit facility provided by MEFL, a subsidiary, to MML. The loan bears interest of 1% above the cost of funds of MEFL (Note 34).

11. INVESTASI

A. Investasi Saham

Akun ini terdiri dari sebagai berikut:

11. INVESTMENTS

A. Investments in Shares of Stock

This account consists of the following:

	31 Desember 2005/*December 31, 2005*			
	Persentase Kepemilikan/ *Percentage of Ownership (%)*	Biaya Perolehan/ *Cost*	Akumulasi Bagian Hak atas Laba Bersih/ *Accumulated Equity in Net Earnings*	Jumlah/ *Total*
Dengan Metode Ekuitas/*At Equity*				
Medco Moeco Langsa Limited (MML)	50.00	1	9,562,601	9,562,602
Dengan Metode Biaya Perolehan/ *At Cost*				
Medco Energi Sengkang (MES)	5.00	3,760,000	-	3,760,000
Jumlah/*Total*		**3,760,001**	**9,562,601**	**13,322,602**

11. INVESTASI (lanjutan)

11. INVESTMENTS (continued)

A. Investasi Saham (lanjutan)

A. Investments in Shares of Stock (continued)

	31 Desember 2004/*December 31, 2004*				
	Persentase Kepemilikan/ *Percentage of Ownership (%)*	Biaya Perolehan/ *Cost*	Akumulasi Bagian Hak atas Laba (Rugi) Bersih/*Accumulated Equity in Net Earnings (Losses) - Net*	Lain-lain/ *Others*	Bersih/ *Net*
Dengan Metode Ekuitas/*At Equity*					
Probe Technology Services Inc. (Probe)	36.89	1,408,038	(406,724)	-	1,001,314
Consortium CPA – Exspan (CCE)	50.00	70,000	3,099	(70,000)	3,099
Medco Moeco Langsa Limited (MML)	50.00	1	(1,010,445)	-	(1,010,444)
Sub-Jumlah/*Sub-Total*		1,478,039	(1,414,070)	(70,000)	(6,031)
Penyisihan untuk nilai investasi yang tidak dapat dipulihkan/ *Allowance for unrecoverable investment*		-	(3,099)	-	(3,099)
Bersih/*Net*		1,478,039	(1,417,169)	(70,000)	(9,130)
Dengan Metode Biaya Perolehan/*At Cost*					
Mesa Drilling Inc, (MESA)	50.00	2,023,416	-	-	2,023,416
		3,501,455	(1,417,169)	(70,000)	2,014,286
Uang muka investasi/ *Advance for investment*					1,000,000
Jumlah/*Total*					**3,014,286**

Bagian hak atas laba (rugi) bersih perusahaan asosiasi untuk tahun yang berakhir pada tanggal-tanggal 31 Desember 2005 dan 2004 adalah sebagai berikut:

The equity in net earnings (losses) of associated entities for the years ended December 31, 2005 and 2004 are as follows:

	31 Desember/*December 31,*		
	2005	2004	
MML	10,573,046	(1,010,445)	*MML*
Probe	389,927	242,414	*Probe*
Consortium CPA-Exspan	-	3,099	*Consortium CPA-Exspan*
Bersih	**10,962,973**	**(764,932)**	***Net***

a. Investasi Dicatat Dengan Metode Ekuitas

1. MML

MML didirikan di Mauritius dan beroperasi di Indonesia. MML bergerak di bidang eksplorasi dan produksi minyak mentah dan gas bumi di Langsa, daerah kontrak yang ada di Aceh Timur, Sumatera, berdasarkan TAC (Catatan 37b). MML adalah operator blok Langsa TAC yang mana juga mempunyai hak kepemilikan yang tidak dapat dibagi (*undivided interest*) sebesar 70% di TAC dan JOA. Produksi komersialnya dimulai pada tanggal 7 November 2004 dan lifting komersialnya terjadi pada tanggal 6 Januari 2005.

a. Investments Under Equity Method

1. MML

MML was incorporated in Mauritius and operates in Indonesia. MML is engaged in the exploration for and production of crude oil and gas in the Langsa contract area of East Aceh, Sumatera under a TAC (Note 37b). MML is the operator of the Langsa Block TAC where it also has a 70% undivided interest in the TAC and the JOA. It started commercial production on November 7, 2004 and its commercial lifting occurred on January 6, 2005.

11. INVESTASI (lanjutan)

A. Investasi Saham (lanjutan)

a. Investasi Dicatat dengan Metode Ekuitas (lanjutan)

2. Probe

Probe adalah badan usaha yang didirikan dan beroperasi saat ini di AS. Investasi saham di Probe pada awalnya diperoleh oleh EPI, anak perusahaan yang dikonsolidasi pada tanggal 11 Mei 2000. Pada tahun 2002, EPI menambah kepemilikan sahamnya di Probe dari 36,6% menjadi 44,50%.

Selama tahun 2003 dan 2004, Probe menerbitkan saham baru kepada investor sehingga mengurangi hak kepemilikan EPI menjadi 36,89% pada tanggal 31 Desember 2004.

Pada bulan Maret 2005, Probe memperoleh kembali 106.200 saham dari pemegang sahamnya sehingga menambah hak kepemilikan efektif EPI di Probe menjadi 39,55%. Pada tanggal 2 Desember 2005, EPI menjual hak kepemilikannya di Probe dengan harga sebesar AS$1.749.447 (yang terdiri dari kas sebesar AS$699.780 dan cicilan piutang sebesar AS$1.049.667 yang akan diangsur sebesar AS$524.833,50 masing-masing pada tanggal-tanggal 15 Desember 2006 dan 2007), dengan tingkat bunga sebesar 2,5% per tahun di atas tingkat LIBOR satu tahun.

3. MESA

MESA adalah badan usaha yang didirikan dan beroperasi saat ini di AS. Pada tanggal 15 Juni 2001, Apexindo menyerahkan satu unit peralatan pengeboran (rig) kepada MESA sebagai pertukaran atas 50% kepemilikan sahamnya di perusahaan tersebut. Apexindo mengakui keuntungan sebesar AS$1.541.188 berkaitan dengan pertukaran tersebut yang diamortisasi selama 8 tahun.

11. INVESTMENTS (continued)

A. Investments in Shares of Stock (continued)

a. Investments Under Equity Method (continued)

2. Probe

Probe is an entity incorporated in and currently operating in USA. The investments in shares of stock of Probe was initially acquired by EPI, a consolidated subsidiary on May 11, 2000. In 2002, EPI increased its ownership interest in Probe from 36.6% to 44.50%.

During 2003 and 2004, Probe issued new shares to investors thereby reducing EPI's interest to 36.89% as of December 31, 2004.

In March 2005, Probe reacquired 106,200 shares from its shareholders thereby increasing the effective ownership of EPI in Probe to 39.55%. On December 2, 2005, EPI sold its ownership interest in Probe for US$1,749,447 (consisting of US$699,780 in cash and US$1,049,667 receivable in installments at US$524,833.50 each on December 15, 2006 and 2007), with interest with at 2.5% above the one year LIBOR rate per annum).

3. MESA

MESA is an entity incorporated in and currently operating in USA. On June 15, 2001, Apexindo transferred a drilling rig to MESA in exchange for a 50% ownership interest in the said company. Apexindo recognized deferred gain of US$1,541,188 in relation to such transaction as which were amortized over 8 years.

11. INVESTASI (lanjutan)

A. Investasi Saham (lanjutan)

a. Investasi Dicatat dengan Metode Ekuitas (lanjutan)

3. MESA (lanjutan)

Pada bulan Januari 2004, Dewan Komisaris Apexindo menyetujui rencana Apexindo untuk melepaskan seluruh investasi di MESA. Sehubungan dengan hal tersebut, investasi dicatat dengan menggunakan biaya perolehan dan amortisasi atas keuntungan yang ditangguhkan dihentikan efektif sejak tanggal 1 Januari 2004.

Pada bulan Desember 2004, rig pengeboran yang dialihkan oleh Apexindo kepada MESA sebagai pertukaran atas 50% kepemilikan saham di perusahaan tersebut, telah dijual oleh MESA kepada pihak ketiga sebesar AS$8.000.000, berkaitan dengan rencana Apexindo untuk melepaskan seluruh investasinya di MESA. Sehubungan dengan hal tersebut, saldo keuntungan yang ditangguhkan dari pertukaran aktiva non-moneter sebesar AS$1.059.566 diakui sebagai penghasilan pada saat penjualan peralatan pengeboran tersebut.

Pada tanggal 31 Maret 2005, Apexindo menjual 50% hak kepemilikannya di MESA sebesar AS$2 juta kepada MESA dan mengakui kerugian sebesar AS$23.416 dari pelepasan tersebut.

4. CCE

CCE didirikan di Indonesia pada tanggal 11 November 2002 dan mulai beroperasi pada tahun 2003. Konsorsium ini adalah kerjasama operasi antara EPI dan PT Chalim Putra Alim (CPA) untuk menyediakan jasa pendukung pada industri minyak dengan menggunakan Vibro Seismic Impact Technology (VSIT).

11. INVESTMENTS (continued)

A. Investments in Shares of Stock (continued)

a. Investments Under Equity Method (continued)

3. MESA (continued)

In January 2004, Apexindo's Board of Commissioners approved Apexindo's plan to dispose all of its investments in MESA. Accordingly, the investment was accounted for at cost and the amortization of the deferred gain was discontinued effective January 1, 2004.

In December 2004, the drilling rig which was transferred by Apexindo to MESA in exchange for a 50% ownership interest in the said company, has been sold by MESA to a third party for US$8,000,000, in connection with Apexindo's plan to dispose of all of its investments in MESA. Accordingly, the outstanding balance of the deferred gain on exchange of a non-monetary asset amounting to US$1,059,566 was recognized as income at the time of the sale of such rig.

On March 31, 2005, Apexindo sold its 50% ownership interest in MESA for US$2 million to MESA and recognized a loss amounting US$23,416 on the disposal.

4. CCE

CCE was established in Indonesia on November 11, 2002 and started to operate in 2003. This consortium is a joint venture between EPI and PT Chalim Putra Alim (CPA) to provide support service to the oil industry using Vibro Seismic Impact Technology (VSIT).

11. INVESTASI (lanjutan)

A. Investasi Saham (lanjutan)

a. Investasi Dicatat Dengan Metode Ekuitas (lanjutan)

4. CCE (lanjutan)

Pada tanggal 10 Agustus 2005, EPI dan CPA telah menandatangani kesepakatan di mana kedua belah pihak memutuskan, antara lain, menyetujui pengakhiran kerjasama operasi tersebut.

b. Investasi pada Biaya Perolehan

PT Energi Sengkang

Akun ini merupakan investasi Perusahaan di PT Energi Sengkang dengan hak kepemilikan sebesar 5%, di mana hak kepemilikan tersebut diperoleh pada tanggal 2 Februari 2005 (Catatan 37).

c. Uang Muka Investasi

Uang muka investasi pada tahun 2004 merupakan investasi saham di PT Energi Sengkang (Catatan 37).

B. Investasi pada Proyek

Investasi pada proyek-proyek terdiri dari sebagai berikut:

11. INVESTMENTS (continued)

A. Investments in Shares of Stock (continued)

a. Investment Under Equity Method (continued)

4. CCE (continued)

On August 10, 2005, EPI and CPA have a signed circular resolution whereby both parties have resolved, among others, to approve the termination of the joint of venture.

b. Investments at Cost

PT Energi Sengkang

This account represents the Companys' 5% ownership interest in PT Energi Sengkang, which interest was acquired on February 2, 2005 (Note 37).

c. Advance for Investment

Advance for investment in 2004 represents for the investment in shares of stock in PT Energi Sengkang (Note 37).

B. Investments in Projects

Investments in projects consist of the following:

	2005	2004	
Proyek Jeruk	21,453,369	-	*Jeruk Project*
Proyek Bawean	19,322,830	5,000,000	*Bawean Project*
Proyek Sengkang	5,820,569	-	*Sengkang Project*
Proyek Tanjung Jati B	3,429,562	-	*Tanjung Jati B Project*
Proyek Indo Muba Power	356,284	-	*Indo Muba Power Project*
Jumlah	**50,382,614**	**5,000,000**	***Total***

1. Proyek Jeruk

Saldo investasi di Proyek Jeruk merupakan jumlah yang harus dibayar oleh Medco Straits Service Pte., Ltd. (Medco Straits), anak perusahaan yang dikonsolidasi, kepada Cue Sampang Pty., Ltd. (Cue), dan Singapore Petroleum Company Ltd. (SPC), sehubungan dengan Perjanjian Proyek Jeruk yang dilakukan antara Medco Straits dengan Cue dan SPC pada tanggal 4 Januari 2006 (Catatan 41).

2. Proyek Bawean

Akun ini merupakan uang muka ke Proyek Bawean yang dilakukan oleh Medco International Ventures Ltd. (MIV), anak perusahaan yang dikonsolidasi, sesuai dengan perjanjian yang dilakukan antara MIV dengan Camar Resources Canada Inc. (Catatan 38).

1. Jeruk Project

The outstanding balance of the investment in the Jeruk Project represents the amount to be paid by Medco Straits Service Pte., Ltd. (Medco Straits), a consolidated subsidiary, to Cue Sampang Pty., Ltd (Cue), and Singapore Petroleum Company Ltd. (SPC), in accordance with the Jeruk Project Agreement entered into by Medco Straits with Cue and SPC on January 4, 2006 (Note 41).

2. Bawean Project

This account represents advances to Bawean Project made by Medco International Ventures Ltd. (MIV), a consolidated subsidiary, in accordance with the agreement entered into by MIV with Camar Resources Canada Inc. (Note 38).

11. INVESTASI (lanjutan)

B. Investasi pada Proyek (lanjutan)

3. Proyek Pembangkit Listrik

Investasi di Proyek Sengkang, Tanjung Jati B dan Indo Muba, merupakan biaya-biaya yang dikeluarkan oleh PT Medco Power Indonesia sehubungan dengan beberapa proyek pembangkit listrik.

11. INVESTMENTS (continued)

B. Investments in Projects (continued)

3. Power Projects

Investments on Sengkang, Tanjung Jati B and Indo Muba Projects represent amounts incurred by PT Medco Power Indonesia in connection with several Power projects.

12. AKTIVA TETAP – BERSIH

Akun ini terdiri dari sebagai berikut:

12. PROPERTY AND EQUIPMENT – NET

This account consists of the following:

	31 Desember 2005/*December 31, 2005*						
	Saldo Awal/ Beginning Balance	Penambahan/ Additions	Pengurangan/ Deductions	Reklasifikasi/ Reclassifications	Penjabaran Laporan Keuangan/ *Translation Adjustment*	Saldo Akhir/ Ending Balance	
Nilai tercatat							*Carrying value*
Tanah	1,034,387	-	-	-	-	1,034,387	*Land*
Bangunan dan prasarana	6,527,732	190,130	77,016	-	35,278	6,605,568	*Buildings and land improvements*
Mesin	45,194,508	151,506	-	-	1,238,532	44,107,482	*Machinery*
Peralatan panel pengendali	2,706,793	64,147	-	-	148,695	2,622,245	*Control panel equipment*
Peralatan dan perlengkapan pengeboran	400,826,928	5,777,216	1,390,894	3,441,140	-	408,654,390	*Drilling rigs and equipment*
Kendaraan bermotor	8,542,832	548,543	546,889	-	3,179	8,541,307	*Vehicles*
Peralatan kantor dan lainnya	4,831,522	941,514	24,079	-	663	5,748,294	*Office and other equipment*
Leasehold improvement	5,018,518	-	-	-	-	5,018,518	*Leasehold improvement*
Peralatan telekomunikasi	-	10,173	-	-	-	10,173	*Telecommunication equipment*
Aktiva dalam penyelesaian	1,123,031	71,869,390	-	(3,441,140)	-	69,551,281	*Construction in progress*
Jumlah Nilai Tercatat	475,806,251	79,552,619	2,038,878	-	1,426,347	551,893,645	*Total Carrying Value*
Akumulasi Penyusutan							*Accumulated Depreciation*
Bangunan dan prasarana	1,578,197	272,650	-	-	554	1,850,293	*Buildings and land improvements*
Mesin	3,528,914	3,496,051	-	-	15,661	7,009,304	*Machinery*
Peralatan panel pengendali	37,596	219,360	-	-	3,837	253,119	*Control panel equipment*
Peralatan dan perlengkapan pengeboran	184,979,289	22,310,089	1,386,589	-		205,902,789	*Drilling rigs and equipment*
Kendaraan bermotor	8,408,526	357,203	538,825	-	594	8,226,310	*Vehicles*
Peralatan kantor dan lainnya	2,570,094	992,345	88,196	-	126	3,474,117	*Office and other equipment*
Leasehold improvement	2,707,375	802,770	-		-	3,510,145	*Leasehold improvement*
Peralatan telekomunikasi	-	1,709	-	-	14	1,695	*Telecommunication equipment*
Jumlah Akumulasi Penyusutan	203,809,991	28,452,177	2,013,610	-	20,786	230,227,772	*Total Accumulated Depreciation*
Nilai Buku Bersih	**271,996,260**					**321,665,873**	***Net Book Value***

12. AKTIVA TETAP – Bersih (lanjutan)

12. PROPERTY AND EQUIPMENT - Net (continued)

	31 Desember 2004/*December 31, 2004*					
	Saldo Awal/ Beginning Balance	Penambahan/ Additions	Pengurangan/ Deductions	Reklasifikasi/ Reclassifications	Saldo Akhir/ Ending Balance	
Nilai tercatat						*Carrying value*
Tanah	741,665	-	-	292,722	1,034,387	*Land*
Bangunan dan prasarana	3,436,570	1,638,461	-	1,452,701	6,527,732	*Buildings and land improvements*
Mesin	3,376,811	27,885,622	-	13,932,075	45,194,508	*Machinery*
Peralatan panel pengendali	-	2,706,793	-	-	2,706,793	*Control panel equipment*
Peralatan dan perlengkapan pengeboran	390,157,056	6,570,522	93,386	4,192,736	400,826,928	*Drilling rigs and equipment*
Kendaraan bermotor	8,271,268	378,283	106,719	-	8,542,832	*Vehicles*
Peralatan kantor dan lainnya	4,191,171	592,685	30,178	77,844	4,831,522	*Office and other equipment*
Leasehold improvement	4,046,168	1,170,290	197,940	-	5,018,518	*Leasehold improvement*
Aktiva dalam penyelesaian	16,601,411	4,469,698	-	(19,948,078)	1,123,031	*Construction in progress*
Jumlah Nilai Tercatat	430,822,120	45,412,354	428,223	-	475,806,251	*Total Carrying Value*
Akumulasi Penyusutan						*Accumulated Depreciation*
Bangunan dan prasarana	1,432,414	145,783	-	-	1,578,197	*Buildings and land improvements*
Mesin	1,329,971	2,198,943	-	-	3,528,914	*Machinery*
Peralatan panel pengendali	-	37,596	-	-	37,596	*Control panel equipment*
Peralatan dan perlengkapan pengeboran	163,710,710	21,321,412	52,833	-	184,979,289	*Drilling rigs and equipment*
Kendaraan bermotor	8,152,015	360,607	104,096	-	8,408,526	*Vehicles*
Peralatan kantor dan lainnya	2,171,762	426,330	27,998	-	2,570,094	*Office and other equipment*
Leasehold improvement	1,764,637	1,031,275	88,537	-	2,707,375	*Leasehold improvement*
Jumlah Akumulasi Penyusutan	178,561,509	25,521,946	273,464	-	203,809,991	*Total Accumulated Depreciation*
Nilai Buku Bersih	**252,260,611**				**271,996,260**	***Net Book Value***

Beban penyusutan dialokasikan sebagai berikut:

Allocation of depreciation expense is as follows:

	2005	2004	
Beban pokok penjualan	27,114,525	24,631,057	*Cost of sales*
Beban usaha	1,337,652	890,889	*Operating expenses*
Jumlah	**28,452,177**	**25,521,946**	***Total***

MMB dan Apexindo, Anak Perusahaan, memiliki beberapa bidang tanah yang terletak di Pondok Pinang, Jakarta dan di Balikpapan dengan hak legal berupa Hak Guna Bangunan (HGB) untuk periode 20 tahun, masing-masing akan jatuh tempo di tahun 2018 dan 2008. Manajemen berpendapat bahwa sertifikat HGB tersebut dapat diperpanjang pada saat jatuh tempo.

MMB and Apexindo, subsidiaries, own several pieces of land located in Pondok Pinang, Jakarta and Balikpapan with Building Use Rights (Hak Guna Bangunan or HGB) for a period of 20 years until 2018 and 2008, respectively. Management believes that the HGB certificates can be extended upon their expiration.

Apexindo juga memiliki tanah seluas 31.651 m^2 di Bojonegara. Pada tanggal 27 Maret 2006, Apexindo sedang dalam proses mengalihkan sertifikat hak atas tanah di Bojonegara menjadi atas namanya.

Apexindo also owns 31,651 m^2 of land in Bojonegara. As of March 27, 2006, Apexindo is still in the process of transferring the landright certificate in Bojonegara to be under its name.

12. AKTIVA TETAP – Bersih (lanjutan)

Aktiva dalam penyelesaian terutama merupakan pembangunan rig pengeboran *jack-up* lepas pantai, perlengkapan rig, perbaikan dan pemutakhiran rig pengeboran darat, dan pembangkit listrik pada tahun 2005 dan rig pengeboran dan perlengkapan pengeboran lepas pantai jack-up pada tahun 2004.

Pada tahun 2004, taksiran umur ekonomis peralatan pengeboran lepas pantai dan pipa pengeboran lepas pantai tertentu telah diubah untuk mencerminkan asumsi yang lebih realistis dari manfaat ekonomis atas penggunaan aktiva tersebut. Rincian perubahan umur ekonomis adalah sebagai berikut:

12. PROPERTY AND EQUIPMENT - Net (continued)

Construction in progress mainly represents the construction of an offshore jack-up drilling rig, rig equipment and refurbishment and up-grading of an on shore drilling rig, and power plant in 2005 and of an offshore, jack-up-drilling rig and drilling equipment in 2004.

In 2004, the estimated useful lives of certain offshore rigs and offshore drill pipes have been changed to reflect a more realistic assumption of the economic benefits of the utilization of such assets. The details of the change in useful lives are as follows:

	Tahun/Years		
	Sebelum/*before*	Sesudah/*After*	
Rig pengeboran lepas pantai			*Offshore drilling rigs*
Rig Raniworo	18	20	*Rig Raniworo*
Rig Raisis	17	20	*Rig Raisis*
Perlengkapan Rig	4-5	4-10	*Rig equipment*

Perubahan taksiran umur ekonomis tersebut telah menurunkan biaya langsung sebesar AS$2.422.823 dan menaikkan laba bersih sebesar AS$1.314.890 pada tahun 2004.

The change in estimated useful lives has decreased direct cost by US$2,422,823 and increased net income by US$1,314,890 in 2004.

Bunga dan biaya pendanaan lainnya dikapitalisasi sebagai bagian dari aktiva tetap sebesar AS$2.734.325 dan AS$2.438.891 masing-masing pada tanggal-tanggal 31 Desember 2005 dan 2004.

Interest and other financing costs capitalized as part of the property and equipment amounted to US$2,734,325 and US$2,438,891 as of December 31, 2005 and 2004 respectively.

Aktiva tetap tertentu digunakan sebagai jaminan atas fasilitas hutang yang diperoleh dari beberapa bank dan hutang obligasi (Catatan 20, 21 dan 37).

Certain property and equipment are used as collateral for loan facilities obtained from several banks and for bonds payable (Notes 20, 21 and 37).

Seluruh aktiva tetap, kecuali tanah, dan persediaan telah diasuransikan terhadap risiko kebakaran, pencurian dan risiko lainnya dengan nilai pertanggungan sebesar AS$659.479.899 dan Rp165.437.982 ribu pada tanggal 31 Desember 2005 dan AS$769.716.903 dan Rp24.829.100 ribu pada tanggal 31 Desember 2004. Manajemen berpendapat bahwa nilai pertanggungan tersebut adalah cukup untuk menutupi kemungkinan kerugian atas aktiva yang dipertanggungkan.

All property and equipment, except land, and inventories were insured against fire, theft and other possible risks for US$659,479,899 and Rp165,437,982 thousand as of December 31, 2005 and US$769,716,903 and Rp24,829,100 thousand as of December 31, 2004. Management believes that the insurance coverage is adequate to cover possible losses on the assets insured.

Berdasarkan hasil penelaahan atas aktiva tetap secara individu pada akhir tahun, manajemen Perusahaan dan Anak Perusahaan mempunyai pendapat untuk tidak melakukan penyisihan atas penurunan nilai aktiva tetap yang diperlukan pada tanggal-tanggal 31 Desember 2005 dan 2004.

Based on the review of the individual property and equipment at the end of the year, the Company and Subsidiaries' management are of the opinion that no provision for decline in value of property and equipment is necessary as of December 31, 2005 and 2004.

13. AKTIVA MINYAK DAN GAS BUMI – Bersih

13. OIL AND GAS PROPERTIES - Net

Akun ini terdiri dari sebagai berikut:

This account consists of the following:

	2005	2004	
Operated acreage	49,562,047	44,996,947	*Operated acreage*
Unoperated acreage	5,090,792	4,704,065	*Unoperated acreage*
Sumur dan perlengkapan terkait dan fasilitasnya	801,991,353	525,565,485	*Wells and related equipment and facilities*
Perlengkapan kantor	9,614,253	9,556,821	*Office equipment*
Kendaraan bermotor	3,269,995	3,237,636	*Vehicles*
Sumur, perlengkapan dan fasilitas dalam pengerjaan	89,379,682	135,728,868	*Uncompleted wells, equipment and facilities*
Penyesuaian nilai wajar	105,475,443	113,628,945	*Fair value adjustments*
Jumlah	1,064,383,565	837,418,767	*Total*
Akumulasi penyusutan dan amortisasi	(456,700,336)	(356,836,054)	*Accumulated depreciation and amortization*
Nilai Buku Bersih	**607,683,229**	**480,582,713**	***Net Book Value***

Pada tanggal-tanggal 31 Desember 2005 dan 2004, seluruh sumur, perlengkapan dan fasilitas terkait yang dimiliki anak perusahaan yang bergerak di bidang eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi diasuransikan dengan nilai pertanggungan masing-masing sebesar AS$252.554.625 dan AS$207.476.083.

As of December 31, 2005 and 2004, all wells and related equipment and facilities of subsidiaries involved in oil and gas exploration and production were insured for US$252,554,625 and US$207,476,083, respectively.

Mulai tahun 2005, penyusutan untuk fasilitas pendukung operasi minyak dan gas bumi tertentu telah dihitung dengan menggunakan metode garis lurus selama 4 sampai dengan 20 tahun, disamping metode satuan unit produksi untuk mencerminkan asumsi yang lebih realistis atas manfaat ekonomi dari penggunaan aktiva tersebut. Perubahan metode penyusutan telah menurunkan beban deplesi sebesar AS$833.148 dan menaikkan laba bersih sebesar AS$463.431 pada tahun 2005.

Beginning 2005, the depreciation for certain support facilities for oil and gas operations has been calculated using the straight-line method over 4 to 20 years, instead of the unit-of-production method to reflect a more realistic assumption of the economic benefits of the utilization of the assets. The change in the method of depreciation has decreased the depletion expense by US$833,148 and increased the net income by US$463,431 in 2005.

Rincian perubahan adalah sebagai berikut:

The details of the changes are as follows:

	Metode Penyusutan/Depreciation Method		
	Satuan Unit Produksi/ *Unit of Production*	Metode Garis Lurus/ *Straight Line* Jumlah Tahun/ *Number of Years*	
Konstruksi rumah dan fasilitas terkait	UOP	20 years	*Construction warehouse and related facilities*
Alat transportasi air	UOP	10 years	*Water transportation*
Perlengkapan konstruksi, bahan pembantu, peralatan pengeboran dan produksi	UOP	10 years	*Construction utilities, auxiliary, drilling and production tools*
Peralatan konstruksi	UOP	6 years	*Construction equipment*
Peralatan kantor dan perabotan	UOP	5 years	*Furniture and office equipment*
Kendaraan ringan	UOP	4 years	*Light vehicles*

13. AKTIVA MINYAK DAN GAS BUMI - Bersih (lanjutan)

Akun ini termasuk aktiva minyak dan gas bumi dari Medco Madura Pty. Ltd. (Medco Madura) sebesar AS$24.278.144 pada tahun 2005 dan AS$20.678.939 pada tahun 2004 sehubungan dengan Kontrak Bagi Hasil blok Madura. Ijin eksplorasi akan berakhir pada tanggal 15 Mei 2005. Medco Madura telah mengajukan surat permohonan perpanjangan untuk hak tersebut melalui suratnya tanggal 22 Maret 2005 kepada BP Migas. Pada tanggal 17 Juni 2005, berdasarkan surat dari BP Migas ke Direktur Jenderal Minyak dan Gas Bumi (MIGAS) No. 368/BP00000/2005-SI, BP Migas telah merekomendasikan perpanjangan ijin eksplorasi Medco Madura untuk satu tahun sampai dengan tanggal 15 Mei 2006.

Medco Madura selanjutnya menerima surat-surat sebagai berikut sehubungan dengan permohonannya untuk perpanjangan ijin eksplorasi:

1. Surat Direktorat Jendral Minyak dan Gas Bumi No.11580/23/M.DJM/2005 tanggal 27 September 2005, menyetujui permohonan Medco Madura untuk perpanjangan masa eksplorasi atas *Onshore* Madura JOB Pertamina - Medco E&P Madura dari tanggal 16 Mei 2005 sampai dengan tanggal 15 Mei 2006 atau sampai dengan diselesaikannya pengeboran sumur eksplorasi Konang.

2. Surat BP MIGAS No.692/BP00000/2005-S1 tanggal 27 Oktober 2005, menyetujui permohonan Medco Madura untuk perpanjangan periode eksplorasi dan penundaan penyisihan di wilayah kerja atas Madura *Onshore Block* - Jawa Timur dari tanggal 16 Mei 2005 sampai dengan tanggal 15 Mei 2006 atau sampai dengan diselesaikannya pengeboran sumur eksplorasi Konang tanpa merubah periode kontrak selama 30 tahun.

3. Surat BP MIGAS No. 101/BP00000/2006-S1 tanggal 16 Februari 2006, yang menyetujui penggantian usulan rencana kerja dan anggaran tahun 2006 wilayah kerja blok Madura (Penggantian Usulan Rencana Kerja dan Anggaran Tahun 2006).

4. Tanggapan BP Migas atas surat dari JOB Pertamina – Medco Madura Pty., Ltd. No. MGMM 033/II/06 tanggal 22 Februari 2006, menyetujui surat permohonan perpanjangan penundaan penyisihan dan perpanjangan masa eksplorasi blok Madura dari tanggal 16 Mei 2005 sampai dengan tanggal 15 Mei 2006 atau sampai dengan diselesaikannya pengeboran sumur eksplorasi Konang tanpa merubah periode kontrak selama 30 tahun.

13. OIL AND GAS PROPERTIES – Net (continued)

This account includes oil and gas properties of Medco Madura Pty. Ltd. (Medco Madura) amounting to US$24,278,144 in 2005 and US$20,678,939 in 2004 in respect of the Madura Block PSC. The exploration license is due to expire on May 15, 2005. Medco Madura has submitted a request for the extension of this license in its letter dated March 22, 2005 to BP Migas. In the June 17, 2005 letter of BP Migas to the Director General of Oil and Gas (MIGAS) No. 368/BP00000/2005-SI, BP Migas has recommended the extension of the exploration license of Medco Madura for another one year up to May 15, 2006.

Medco Madura subsequently received the following letters in connection with its request for the extension of its exploration license:

1. *Directorate General of Oil and Gas Letter No. 11580/23/M.DJM/2005 dated September 27, 2005, approving Medco Madura's request for extension of the exploration period for Onshore Madura JOB Pertamina – Medco E&P Madura from May 16, 2005 to May 15, 2006 or until the completion of drilling of Konang exploration well.*

2. *BP MIGAS Letter No.692/BP00000/2005-S1 dated October 27, 2005, approving Medco Madura's request for the extension of the exploration period and of the postponement of the application provision of the working area of Madura Onshore Block – West Java from May 16, 2005 to May 15, 2006 or until the completion of the drilling of the Konang exploration well without changing the period of the contract of 30 years.*

3. *BP MIGAS Letter No. 101/BP00000/2006-S1 dated February 16, 2006, approving the replacement of the work plan proposal and 2006 budget of the Madura Block working area. (Replacement Usulan Rencana Kerja dan Anggaran Tahun 2006).*

4. *BP Migas response to JOB Pertamina – Medco Madura Pty. Ltd. Letter No. MGMM 033/II/06 dated February 22, 2006, approving the application of Medco-Madura to defer the provision and the request for extension of the exploration period for the Madura Block from May 16, 2005 to May 15, 2006 or until the completion of the drilling of the Konang exploration well without changing the period of the contract of 30 years.*

13. AKTIVA MINYAK DAN GAS BUMI - Bersih (lanjutan)

Berdasarkan surat-surat persetujuan di atas, manajemen berpendapat bahwa pengeboran delineasi atas sumur Konang akan dapat mengalami kemajuan pada bulan April 2006, memberikan kesempatan kepada mereka untuk melakukan evaluasi yang lebih baik atas kelayakan dari sumur Konang.

Aktiva minyak dan gas bumi termasuk AS$132.808.653 (termasuk penyesuaian nilai wajar sebesar AS$56.693.929) berkaitan dengan anak perusahaan Novus yang baru diakuisisi pada tahun 2004 (Catatan 1b dan 2c).

13. OIL AND GAS PROPERTIES – Net (continued)

Based on the above approval letters, management is of the opinion that the delineation drilling of the Konang well will be able to progress in April 2006, allowing for a better evaluation of the feasibility of the Konang well.

Oil and gas properties include US$132,808,653 (including fair value adjustment of US$56,693,929) in relation to Novus subsidiaries which were acquired in 2004 (Notes 1b and 2c).

14. AKTIVA LAIN-LAIN

Akun ini terdiri dari sebagai berikut:

14. OTHER ASSETS

This account consists of the following:

	2005	2004	
Lancar			*Current*
Aktiva yang akan dijual	30,930	194,873,189	*Assets for sale*
Uang muka	188,532	624,955	*Advances*
Jumlah	219,462	195,498,144	*Total*
Tidak lancar			*Non-current*
Uang muka pembelian aktiva tetap	13,347,914	3,095,626	*Advance payments for property and equipment*
Setoran jaminan	307,095	1,851,711	*Security deposits*
Biaya perangkat lunak SAP - bersih	933,507	1,785,900	*SAP Software costs - net*
Lain-lain	4,947,310	2,224,901	*Others*
Jumlah	19,535,826	8,958,138	*Total*
Penyisihan untuk kemungkinan kerugian atas wesel tagih dan uang muka pembelian aktiva tetap	-	(3,095,626)	*Allowance for possible losses on notes receivable and advance payments for property and equipment*
Bersih	**19,535,826**	**5,862,512**	***Net***

Aktiva yang akan dijual merupakan aktiva bersih dan hak kepemilikan blok dari anak perusahaan Novus yang akan dilepas atau Perusahaan mempunyai rencana untuk melepas/menjual atau mengalihkan sesuai dengan perjanjian-perjanjian yang ditandatangani oleh Perusahaan atau anak perusahaannya dengan beberapa pihak ketiga (Catatan 37). Aktiva yang akan dijual termasuk AS$127.481.273 (termasuk penyesuaian nilai wajar sebesar AS$68.891.867 pada tahun 2004) merupakan aktiva minyak dan gas bumi dari anak perusahaan tersebut.

Assets for sale represent the net assets and working interests of Novus subsidiaries which were for disposal or which the Company intends to dispose/sell or transfer in accordance with existing agreements signed by the Company or its subsidiaries with several third parties (Note 37). Assets for sale include US$127,481,273 (including fair value adjustment in 2004 of US$68,891,867) representing oil and gas properties of these subsidiaries.

14. AKTIVA LAIN-LAIN (lanjutan)

Uang muka pembelian aktiva tetap sebesar AS$3.095.626 merupakan uang muka pembelian ruang perkantoran dengan pola *strata title* di Graha Niaga 2, yang terletak di Jalan Jenderal Sudirman Kav. 58, Jakarta. Pihak pengembang telah menghentikan pembangunan proyek ini sejak tahun 1999, oleh karena itu, manajemen telah melakukan penyisihan sebesar 100% untuk menutupi kemungkinan kerugian yang timbul dari akun ini. Pada tanggal 14 Maret 2006, PT API Metra Graha (AMG), pengembang yang baru atas gedung Graha Niaga 2, telah mengkonfirmasikan keinginannya untuk melanjutkan pembangunan gedung tersebut. Selanjutnya, manajemen telah memulihkan penyisihan 100% untuk kemungkinan kerugian dari akun tersebut pada tanggal 31 Desember 2005.

Pada tanggal 27 Desember 2005, PT Medco Power Indonesia (MPI), anak perusahaan, telah melakukan suatu perjanjian dengan PT Rolitrans International (RTI) sehubungan dengan peraturan pabean Uni Emirat Arab (UAE) yang mensyaratkan pengirim dan/atau pihak lainnya untuk menyediakan obligasi/jaminan sebesar 5% dari nilai kargo untuk departemen bea & cukai Dubai. Obligasi tersebut dapat ditarik kembali sepenuhnya pada saat selesainya ekspor dan penyerahan semua dokumen ke pihak berwenang yang terkait. Bagian MPI atas pembayaran obligasi/jaminan sebesar AS$200.000.

14. OTHER ASSETS (continued)

Advance payments for property and equipment amounting to US$3,095,626 represent advances for the purchase of office space in Graha Niaga 2, under a strata title ownership plan, located in Jalan Jenderal Sudirman Kav. 58. The developer has stopped the construction of the project since 1999, hence management has made a 100% provision for possible losses on this account. On March 14, 2006, PT API Metra Graha (AMG), the new developer of the Graha Niaga 2 building, has confirmed its intention to continue the development of the building. Accordingly, management has reversed the 100% provision for possible losses on this account as of December 31, 2005.

On December 27, 2005, PT Medco Power Indonesia, a subsidiary, entered into an agreement with PT Rolitrans International (RTI) in connection with United Arab Emirates (UAE) customs regulations that requires the transporter and/or any other party to provide bond/security payments in the amount of 5% of the cargo value to the Dubai customs and excise department. The bond is fully refundable upon completion of export and presentation of all documents to the related authorities. MPI's portion of the bond/security payment amounted to US$200,000.

15. HUTANG USAHA

Akun ini terdiri dari sebagai berikut:

a. Berdasarkan Pemasok

15. TRADE PAYABLES

This account consists of the following:

a. By Creditor

	2005	2004	
Pihak-pihak yang mempunyai hubungan istimewa			*Related parties*
PT Andrawina Praja Sarana	613,504	788,337	*PT Andrawina Praja Sarana*
PT Kohipsi	128,892	-	*PT Kohipsi*
Sub-jumlah	742,396	788,337	*Sub-total*
Pihak-pihak ketiga			*Third parties*
Pemasok dalam negeri	40,414,754	45,844,696	*Local suppliers*
Pemasok luar negeri	7,955,750	3,556,070	*Foreign suppliers*
Sub-jumlah	48,370,504	49,400,766	*Sub-total*
Jumlah	**49,112,900**	**50,189,103**	***Total***

15. HUTANG USAHA (lanjutan) / *15. TRADE PAYABLES (continued)*

b. Berdasarkan Umur / *b. By Aging Category*

	2005	2004	
Sampai dengan 1 bulan	41,749,836	41,383,295	*Up to 1 month*
1 - 3 bulan	5,197,424	4,412,730	*1 - 3 months*
3 - 6 bulan	1,319,915	3,012,520	*3 - 6 months*
6 bulan - 1 tahun	344,020	446,066	*6 months - 1 year*
Lebih dari 1 tahun	501,705	934,492	*More than 1 year*
Jumlah	**49,112,900**	**50,189,103**	***Total***

c. Berdasarkan Mata Uang / *c. By Currency*

	2005	2004	
Dolar Amerika Serikat	37,876,186	40,994,530	*United States Dollars*
Rupiah	10,701,217	8,626,086	*Rupiah*
Dolar Singapura	514,119	442,461	*Singapore Dollars*
Euro	13,840	126,026	*Euro*
Dirham Uni Emirat Arab	7,538	-	*Arab Emirates Dirham*
Jumlah	**49,112,900**	**50,189,103**	***Total***

Pembelian bahan baku dan jasa, baik dari pemasok lokal maupun luar negeri, mempunyai masa kredit 30 sampai dengan 60 hari.

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

16. HUTANG LAIN-LAIN / *16. OTHER PAYABLES*

	2005	2004	
Jangka Pendek			*Current*
Hutang kerjasama operasi	17,236,911	11,632,966	*Joint Venture payables*
Singapore Petroleum Sampang Ltd. (SPS)	15,398,391	-	*Singapore Petroleum Sampang Ltd. (SPS)*
Cue Sampang Pty., Ltd. (Cue)	5,774,397	-	*Cue Sampang Pty. Ltd. (Cue)*
Falcon Oil Ltd.	5,140,351	4,980,529	*Falcon Oil Ltd.*
BP MIGAS	4,389,165	2,206,734	*BP MIGAS*
ENPRIMA	2,892,858	-	*ENPRIMA*
Departemen Keuangan	2,046,173	1,809,292	*Ministry of Finance*
Lain-lain	10,952,368	4,792,827	*Others*
Jumlah	**63,830,614**	**25,422,348**	***Total***
Jangka Panjang			*Non-Current*
BP	4,536,217	4,536,217	*BP*
Lain-lain	80,841	34,962	*Others*
	4,617,058	**4,571,179**	

Hutang kepada BP sebesar AS$4.536.217 merupakan jumlah yang akan dibayar oleh PT Medco E&P Tomori Sulawesi, anak perusahaan, kepada BP pada saat produksi minyak di wilayah kerja Senoro-Toili telah mencapai volume tertentu sebagaimana ditetapkan dalam perjanjian.

Payable to BP amounting to US$4,536,217 represents the amount to be paid by PT Medco E&P Tomori Sulawesi, a subsidiary, to BP once the petroleum production from the Senoro-Toili Block has reached a certain volume as stipulated in the agreement.

16. HUTANG LAIN-LAIN (lanjutan)

Hutang kepada SPS dan Cue timbul dari Perjanjian Proyek Jeruk yang dilakukan oleh Medco Straits Services Pte. Ltd. dengan SPS dan Cue (Catatan 41).

16. OTHER PAYABLES (continued)

Payables to SPS and Cue arise from the Jeruk Project Agreement entered into by Medco Straits Services Pte., Ltd. with SPS and Cue (Note 41).

17. HUTANG PAJAK

17. TAXES PAYABLE

Akun ini terdiri dari:

This account consists of:

	2005	2004	
Perusahaan			*Company*
Pajak penghasilan			*Income tax*
Pasal 21	246,028	336,619	*Article 21*
Pasal 23	216,069	56,089	*Article 23*
Pasal 26	417,348	1,023,094	*Article 26*
Pajak pertambahan nilai	319,000	258,742	*Value added tax*
Sub-jumlah	1,198,445	1,674,544	*Sub-total*
Anak Perusahaan			*Subsidiaries*
Kewajiban pajak Amerika Serikat	149,751	-	*United States of America tax liabilities*
Pajak penghasilan badan	23,424,800	7,975,026	*Corporate income tax*
Pajak penghasilan			*Income tax*
Pasal 4 (2)	11,585	4,483	*Article 4 (2)*
Pasal 15	3,088	2,325	*Article 15*
Pasal 21	1,285,119	1,853,609	*Article 21*
Pasal 23	1,513,509	1,098,359	*Article 23*
Pasal 25	542,248	36,167	*Article 25*
Pasal 26	537,560	6,952	*Article 26*
Pajak atas penilaian kembali aktiva tetap - tahun berjalan	-	1,722,519	*Tax on revaluation of fixed assets - current portion*
Pajak pertambahan nilai	4,014,645	3,264,337	*Value added tax*
Sub-jumlah	31,482,305	15,963,777	*Sub-total*
Jumlah	**32,680,750**	**17,638,321**	***Total***

Kewajiban Pajak AS

Sekretaris Negara bagian Delaware, AS telah menyatakan 3 (tiga) anak perusahaan menjadi "*void*" karena belum dipenuhinya kewajiban pembayaran pajak perusahaan tersebut sebagaimana disyaratkan berdasarkan Pasal 5 (*Corporate Franchise Tax*) *Delaware Code* dari tahun 1995 sampai dengan tahun 2003. Manajemen telah mengajukan sertifikat pengaktifan kembali (*certificates of revival*) terhadap anak perusahaan tersebut serta yakin bahwa anak perusahaan tersebut telah diaktifkan kembali seolah-olah sertifikat pendiriannya tidak pernah dibatalkan ("*void*") dan tindakan-tindakan yang dilakukan anak perusahaan selama masa tersebut adalah sah.

US Tax Obligations

The Secretary of the State of Delaware, USA had designated 3 (three) of the Company's subsidiaries to be "void" as a result of such companies not having paid their franchise taxes under Chapter 5 (Corporation Franchise Tax) of the Delaware Code from 1995 to 2003. Management has filed certificates of revival in respect of these companies as it believes that these companies have been revived with the same force and effect as if their certificates of incorporation had not been voided and any actions taken while the companies were void have been validated.

17. HUTANG PAJAK (lanjutan)

Kewajiban Pajak AS (lanjutan)

Perusahaan dan Anak Perusahaan menjadikan hal ini sebagai prioritas utama dalam mematuhi kewajiban pajak penghasilan badan AS sejak tahun 2004. Proses ini termasuk pajak pada tanggal 15 Maret 2004 sebagai permintaan untuk perpanjangan pelaporan surat pemberitahuan tahunan badan tahun 2003, dan pelunasan pada bulan Maret 2004 atas taksiran kewajiban pajak tahun 2003 tersebut. Perusahaan, dalam suratnya kepada *Territory Manager of the Internal Revenue Services (IRS) of Houston* tanggal 8 September 2004, telah meminta IRS untuk mencabut, dengan pertimbangan yang logis, potensial denda yang akan timbul dari pemeriksaan IRS berkaitan dengan formulir 1120 tunggakan pajak Anak Perusahaan, dan formulir terkait, untuk tahun pajak dari tahun 1995 sampai dengan tahun 2003. Sebagaimana disarankan oleh konsultan pajak AS, manajemen berpendapat bahwa mereka mempunyai peluang yang besar untuk memperoleh pencabutan dari denda yang diestimasi berkaitan dengan kewajiban pajak penghasilan badan AS. Dalam surat bulan September 2004 dari Manager teritorial IRS kepada Direktur Philadephia, Service Center, telah diindikasikan bahwa segala denda yang terkait dari Anak Perusahaan akibat terlambat lapor akan dicabut.

Pada tahun 2004, kewajiban pajak yang diselesaikan Anak Perusahaan dengan IRS berkaitan dengan kewajiban pajak tahun 1995 sampai dengan tahun 2003 sekitar AS$9,9 juta termasuk bunga sebesar AS$1,7 juta. Selisih antara kewajiban pajak yang dicatat dengan yang dibayarkan sesungguhnya sebesar AS$5,4 juta dikreditkan ke Penghasilan Lain-lain pada tahun 2004.

Kewajiban Pajak Indonesia

a. Perusahaan

Pada tanggal 19 Juli 2004, Perusahaan menerima surat ketetapan pajak dari Kantor Pajak untuk lebih bayar atas pajak penghasilan badan tahun 2002. Lebih bayar Perusahaan yang disetujui oleh Kantor Pajak sebesar AS$623.870 (Rp5.654.335.723). Pada tanggal yang sama, Perusahaan menerima ketetapan dari Kantor Pajak atas kurang bayar pajak penghasilan (termasuk denda) untuk Pasal 21 dan 26 tahun fiskal, 2002 sebesar AS$41.978 (Rp380.462.077). Pengembalian pajak sebesar AS$567.668 (Rp5.273.873.646) yang diterima oleh Perusahaan pada tanggal 28 Juli 2004.

17. TAXES PAYABLE (continued)

US Tax Obligations (continued)

The Company and Subsidiaries have made it a top priority to become compliant with their US corporate income tax obligations since 2004. This process has included the filing on March 15, 2004 of a request for extension for filing the 2003 US corporate income tax return, and full payment in March 2004 of the estimated 2003 tax obligations. The Company, in its letter to the Territory Manager of the Internal Revenue Services (IRS) of Houston dated September 8, 2004, had requested the IRS for a waiver, on the grounds of reasonable cause, of potential penalties to be assessed by the IRS with respect to its Subsidiaries delinquent forms 1120, and the related forms, for tax years 1995 – 2003. Management, at the advice of its US tax advisors, believes that there is a strong case to obtain a waiver from penalty provisions related to its US corporate income tax obligations. In the letter of the Territory Manager of the IRS in September 2004 to the Director of the Philadelphia Service Center, it was indicated that any applicable penalties related to the Subsidiaries delinquent filing of the returns should be waived.

In 2004, tax obligations settled by the Subsidiaries with the IRS with respect to their 1995-2003 tax obligations amounted to approximately US$9.9 million including interest amounting to approximately US$1.7 million. The difference between the amounts of the tax obligations accrued and amounts actually paid amounting to US$5.4 million was credited to Other Income in 2004.

Indonesian Tax Obligations

a. Company

On July 19, 2004, the Company received an assessment letter from the Tax Office in relation to its overpayment of 2002 corporate income tax. The Company's overpayment as approved by the Tax Office amounted to US$623,870 (Rp5,654,335,723). On the same date, the Company received assessments from the Tax Office for deficiencies tax payments (including penalties) for Articles 21 and 26 for 2002 totaling US$41,978 (Rp380,462,077). The tax refund amounted to US$567,668 (Rp5,273,873,646) which was received by the Company on July 28, 2004.

17. HUTANG PAJAK (lanjutan)

Kewajiban Pajak Indonesia (lanjutan)

a. Perusahaan (lanjutan)

Pada tanggal 12 Oktober 2005, Perusahaan menerima surat ketetapan pajak dari Kantor Pajak yang menyetujui lebih bayar sebesar AS$176.050. Pada tanggal yang sama, Perusahaan menerima ketetapan dari Kantor Pajak atas kekurangan bayar pajak (termasuk denda) untuk Pasal 4(2), 21, 23 dan 26 untuk tahun fiskal 2003 dan pajak pertambahan nilai untuk tahun 2003 sejumlah AS$381.492 (Rp3.249.119.067). Perusahaan telah membayar kewajiban pajak bersih sesuai dengan yang diperiksa oleh kantor pajak sebesar AS$205.442 (Rp1.749.726.772) pada tahun 2005.

Pada tanggal 25 November 2005, Perusahaan mengajukan surat keberatan untuk ketetapan pajak tahun 2003 dan mengajukan tambahan pengembalian pajak sebesar AS$439.523 (Rp3.731.987.787). Pada tanggal 27 Maret 2006, Perusahaan belum menerima tanggapan dari Kantor Pajak.

b. Apexindo dan Anak Perusahaan

Pada tahun 2003, Apexindo dan anak perusahaan (Apexindo) menerima beberapa surat ketetapan pajak dari Kantor Pajak untuk lebih dan kurang bayar atas pajak penghasilan badan tahun 2001. Sebagaimana yang dipersyaratkan oleh sistem perpajakan di Indonesia, Apexindo telah melunasi ketetapan kurang bayar tersebut di tahun 2003 untuk sejumlah sekitar AS$842.646 (Rp7.828.183 ribu). Pada saat yang sama, Apexindo mengajukan surat keberatan untuk ketetapan pajak tersebut. Pada tanggal 9 September 2004, Apexindo menerima surat persetujuan dari Kantor Pajak atas keberatan pajak tersebut dan menerima pengembalian pajak sebesar AS$705.805 (Rp6.556.931 ribu) pada tanggal 28 juni 2005. Namun demikian, piutang bunga terkait belum dikembalikan oleh Kantor Pajak yaitu masing-masing sebesar AS$8,234 (setara dengan Rp 80,936 ribu) dan AS$8.712 (setara dengan Rp 80,932 ribu) pada tanggal 31 Desember 2005 dan 2004.

Selama tahun 2005 dan 2004, Apexindo juga menerima beberapa surat ketetapan pajak sebagai berikut:

17. TAXES PAYABLE (continued)

Indonesian Tax Obligations (continued)

a. Company (continued)

On October 12, 2005, the Company received an assessment letter from the Tax Office confirming an overpayment of US$176,050. On the same date, the Company received assessments from the Tax Office for under payment of taxes (including penalties) for Articles 4(2), 21, 23, and 26 for 2003 fiscal year and value added tax for 2003 totaling US$381,492 (Rp3,249,119,067). The Company has paid the net tax liabilities as assessed by the tax office amounting to US$205,442 (Rp1,749,726,772) in 2005.

On November 25, 2005, the Company submitted objection letters for the 2003 assessments and requested an additional refund amounting to approximately US$439,523 (Rp3,731,987,787). As of March 27, 2006, the Company has not yet received any response from the Tax Office.

b. Apexindo and Subsidiaries

In 2003, Apexindo and its subsidiary (Apexindo) received several assessment letters from the Tax Office for over and underpayments of 2001 corporate income tax. As required under the Indonesian taxation system, Apexindo has fully settled the assessed underpayment in 2003 for a total amount of approximately US$842,646 (Rp7,828,183 thousand). At the same time, Apexindo submitted objection letters for the said assessments. On September 9, 2004, Apexindo received approvals from the Tax Office for its tax objections and received a tax refund of approximately US$705,805 (Rp6,556,931 thousand) on June 28, 2005. However, the related interest receivables has not yet been refunded by the Tax Office and amounted to US$8,234 (equivalent to Rp80,936 thousand) and US$8,712 (equivalent to Rp80,936 thousand) as of December 31, 2005 and 2004, respectively.

During 2005 and 2004, Apexindo also received several tax assessments letters as follows:

17. HUTANG PAJAK (lanjutan)

Kewajiban Pajak Indonesia (lanjutan)

b. Apexindo dan Anak Perusahaan (lanjutan)

a. Kekurangan bayar pajak (termasuk denda) untuk Pasal 4(2), 15, 21,23 dan 26 dan pajak pertambahan nilai untuk tahun fiskal 2003 dan 2004 sebesar Rp2.902.760 dan disesuaikan dengan rugi fiskal Apexindo pada tahun 2003 dari AS$9.824.515 (Rp96.574.987 ribu) sampai dengan AS$8.775.202 (Rp86.260.235 ribu). Apexindo telah menyelesaikan kewajibannya kepada Kantor Pajak.

b. Pada tanggal 22 Juni 2005, AJT menerima surat ketetapan dari Kantor Pajak untuk kurang bayar pajak (termasuk denda) untuk Pasal 21 dan 23 untuk tahun fiskal 2003 sejumlah Rp8.765 ribu dan penyesuaian rugi fiskal AJT pada tahun 2003 dari sebesar Rp346.863 ribu menjadi Rp74.058 ribu. Kantor Pajak juga menyetujui banding atas pengembalian pajak penghasilan untuk tahun fiskal 2003 sebesar Rp115.578 ribu yang telah diterima oleh AJT pada tanggal 14 Juli 2005.

c. Pada tahun 2004, Apexindo menerima surat keputusan dari Kantor Pajak yang menyetujui banding Apexindo untuk pajak pertambahan nilai tahun 2003 dan 2002 sebesar AS$4,300,065 (Rp35.637.893 ribu) yang telah dikembalikan pada tanggal 24 Maret 2004 dan 8 April 2004.

Pada tahun 2001, Apexindo telah merevaluasi aktiva tetapnya. Hutang pajak penghasilan pasal 19 atas revaluasi aktiva tersebut sebesar Rp80.011.055 ribu yang dapat diangsur selama 5 tahun.

Pada tanggal 31 Desember 2005, Apexindo dan anak perusahaan tertentu masih dalam proses keberatan untuk beberapa klaim pengembalian pajak penghasilan tahun untuk 2003 dan 2002.

c. EPI

Pada tanggal 15 Desember 2005, Kantor Pajak menyetujui klaim EPI atas pajak pertambahan nilai untuk periode dari Januari sampai dengan Juni 2005 sebesar AS$147.606, setelah dikurang dengan kurang bayar. Pada tanggal 31 Desember 2005, EPI belum menerima pengembalian pajak tersebut di atas.

17. TAXES PAYABLE (continued)

Indonesian Tax Obligations (continued)

b. Apexindo and Subsidiaries (continued)

a. Underpayments of taxes (including penalties) for Articles 4(2), 15, 21, 23 and 26 and value added tax for fiscal year 2003 and 2004 totaling Rp2,902,760 and adjusted Apexindo's tax loss in 2003 from US$9,824,515 (Rp96,574,987 thousand, to US$8,775,202 (Rp86,260,235 thousand). Apexindo has fully settled its obligation for such tax assesment to Tax Office.

b. On June 22, 2005, AJT received assessments from the Tax Office for under payment of taxes (including penalties) for Articles 21 and 23 for 2003 fiscal year totaling Rp8,765 thousand and adjusted AJT's tax loss in 2003 from Rp346,863 thousand to Rp74,058 thousand. The Tax Office also approved an appeal for income tax refund for 2003 fiscal year amounting to Rp115,578 thousand, which was received by AJT on July 14, 2005.

c. In 2004, Apexindo received a decision letter from the Tax Office approving Apexindo's appeal for 2003 and 2002 value added tax totaling US$4,300,065 (Rp35,637,893 thousand), which amounts were refunded on March 24, 2004 and April 8, 2004.

. In 2001, Apexindo had revalued its property and equipment. Income tax payable under Article 19 on the revaluation amounted to Rp80,011,055 thousand which can be paid in installments over five years.

As of December 31, 2005, Apexindo and certain subsidiaries are still in the objection process for claims for income tax refunds for fiscal years 2003 and 2002.

c. EPI

On December 15, 2005, the Tax Office approved the claim of EPI for value added tax for the period from January until June 2005 amounting to US$147,606, net of deficiency. As of December 31, 2005, EPI has not yet received the above tax refund.

17. HUTANG PAJAK (lanjutan)

Kewajiban Pajak Indonesia (lanjutan)

Pada tahun 2004, EPI menerima surat ketetapan dari Kantor Pajak atas kurang bayar pajak (termasuk denda) sebesar AS$944.619 untuk tahun fiskal 1999 dan 2002 . EPI telah membayar sebesar AS$ 172,280 pada tahun 2005 dan AS$723.603 pada tahun 2004 sesuai dengan hasil pemeriksaan. Pada tanggal 12 Mei 2004, EPI mengajukan keberatan kepada Kantor Pajak atas pemeriksaan pajak tersebut di atas. Pada tanggal 27 Maret 2006, EPI masih dalam proses keberatan atas kurang bayar untuk tahun fiskal 1999.

17. TAXES PAYABLE (continued)

Indonesian Tax Obligations (continued)

In 2004, EPI received assessments from the Tax Office for underpayment of taxes (including penalties) totaling US$944,619 for fiscal years 1999 and 2002. EPI has paid US$172,280 in 2005 and US$723,603 in 2004 in respect of such assessements. On May 12, 2004, EPI submitted objections for the above tax assessment to the Tax Office. As of March 27, 2006, EPI is still in the objection process in relation to under payments of taxes for 1999 fiscal year.

18. BEBAN YANG MASIH HARUS DIBAYAR / *18. ACCRUED EXPENSES*

	2005	2004	
Bunga	9,252,426	8,708,369	*Interest*
Pesangon	5,329,503	1,962,471	*Severance*
Kerja sama operasi	4,794,439	-	*Joint venture*
Sewa	4,558,349	594,623	*Rental*
Penyisihan untuk biaya restorasi area (Catatan 40)	4,388,051	1,204,689	*Abandonment and site restoration (Note 40)*
Bonus produksi	1,500,000	-	*Production bonus*
Tenaga kerja	626,388	280,595	*Labor supply*
Lain-lain	15,492,321	7,934,113	*Others*
Jumlah	45,941,477	20,684,860	*Total*

19. DERIVATIF

i. Pada tanggal 19 Juni 2003 yang diubah dengan perjanjian pada tanggal 2 Juli 2004, MEFL menandatangani perjanjian swap tingkat bunga berjangka dengan Morgan Stanley & Co. International Limited (MS) sebesar AS$50 juta. Berdasarkan perjanjian tersebut, MEFL akan menerima tingkat bunga tetap sebesar 8,75% per tahun, dan membayar berdasarkan tingkat bunga mengambang yang setara dengan Dolar AS-Libor BBA ditambah 4,88% keduanya terhutang pada setiap tanggal 22 Mei dan 22 November dan dimulai pada tanggal 22 Mei 2004. Perjanjian ini berlaku efektif sejak tanggal 24 November 2003 dan akan berakhir pada tanggal 22 Mei 2010. Berdasarkan perjanjian, MEFL diminta untuk membuat rekening dana yang dibatasi penggunaannya (yang disebut dengan "jaminan yang memadai") sebesar AS$5.884.652 pada tanggal 31 Desember 2004 (Catatan 9). Swap digunakan untuk lindung nilai atas risiko perubahan nilai wajar dari wesel bayar dengan jaminan dan dikenai tingkat bunga tetap sebesar 8,75% yang diterbitkan oleh MEFL (Catatan 21).

19. DERIVATIVES

i. On June 19, 2003 as amended by an agreement on July 2, 2004, MEFL entered into a forward interest rate swap agreement with Morgan Stanley & Co. International Limited (MS) for a notional amount of US$50 million. Under the agreement, MEFL will receive a fixed rate of 8.75% per year, and pays a floating rate equivalent to US Dollar-Libor BBA plus 4.88%, both payable every May 22 and November 22 and commencing on May 22, 2004. The agreement shall be effective from November 24, 2003 and will expire on May 22, 2010. Under the agreement, MEFL is required to maintain a restricted fund account (referred to as "eligible collateral") which amounted to US$5,884,652 as of December 31, 2004 (Note 9). The swap is being used to hedge the exposure to changes in the fair value of MEFL's 8.75% fixed Guaranteed Notes (Note 21).

19. DERIVATIF

Nilai wajar hutang swap sebesar AS$3.557.398 pada tanggal 31 Desember 2004, sedangkan keuntungan bersih dari pelunasan tingkat bunga sebesar AS$2.749.347 untuk tahun yang berakhir pada tanggal 31 Desember 2004. Pada tanggal 29 April 2005, MEFL telah membatalkan kontrak tersebut dan membayar kepada MS sebesar AS$4.200.000 sebagai pelunasan akhir.

ii. Pada tanggal 13 Juli dan 15 Juli 2004, Perusahaan menandatangani perjanjian-perjanjian swap tingkat bunga atas mata uang silang (CCIRS) dengan Merrill Lynch Capital Services, Inc. (ML) masing-masing sebesar AS$25 juta. Berdasarkan perjanjian-perjanjian tersebut, Perusahaan akan menerima tingkat bunga tetap sebesar 13,125% per tahun, dan membayar tingkat bunga mengambang setara dengan Dolar AS-Libor BBA ditambah 2,45%, keduanya menjadi piutang/hutang setiap tanggal 12 Oktober, 12 Januari, 12 April dan 12 Juli dan dimulai pada tanggal 12 Oktober 2004. Perjanjian-perjanjian tersebut berlaku efektif pada tanggal 13 Juli 2004 dan akan jatuh tempo pada tanggal 12 Juli 2009. Pada tanggal 1 April 2005, Perusahaan merestrukturisasi transaksi awal dengan ML dari tingkat bunga mengambang menjadi tingkat bunga tetap sedangkan syarat-syarat lainnya dalam perjanjian awal tidak berubah. Berdasarkan persyaratan yang baru tersebut, Perusahaan akan membayar tingkat bunga tetap sebesar 6,98% dan 6,99% per tahun. Swap tersebut telah dibatalkan tanpa biaya pada tanggal 21 Maret 2006 (Catatan 41).

Pada tanggal 2 Juni 2005, Perusahaan melakukan Perjanjian CCIRS yang lain sebesar US$25 juta. Berdasarkan perjanjian tersebut, Perusahaan akan menerima tingkat bunga tetap sebesar 13,125% per tahun dan membayar tingkat bunga tetap ekuivalen dengan 7,98%. Perjanjian tersebut berlaku efektif pada tanggal 12 Juli 2005 dan akan jatuh tempo pada tanggal 12 Juli 2009.

19. DERIVATIVES

The fair value of the swap payable amounted to US$3,557,398 as of December 31, 2004, while the net gain on settlement of the interest rate payment amounted to US$2,749,347 for the year ended December 31, 2004. On April 29, 2005, MEFL has unwound the contract and paid MS US$4,200,000 as final settlement.

ii. On July 13 and July 15, 2004, the Company entered into cross-currency interest rate swap (CCIRS) agreements with Merrill Lynch Capital Services, Inc (ML) for a notional amount of US$25 million each. Under the agreements, the Company will receive a fixed rate of 13.125% per year, and pay a floating rate equivalent to US$-Libor BBA plus 2.45%, both receivable/payable every October 12, January 12, April 12 and July 12 and commencing on October 12, 2004. The agreements shall be effective on July 13, 2004 and will expire on July 12, 2009. On April 1, 2005, the Company restructured the original transaction with ML from floating rate into fixed rate while all other terms in the original agreements remained unchanged. Under the new terms, the Company will pay fixed rates of 6.98% and 6.99% per year . The swaps have been unwound at zero cost on March 21, 2006 (Note 41).

On June 2, 2005, the Company entered into another CCIRS for a notional amount of US$25 million. Under the agreement, the Company will receive a fixed rate of 13.125% per year and pay a fixed rate equivalent to 7.98%. The agreement shall be effective on July 12, 2005 and will expire on July 12, 2009.

19. DERIVATIF (lanjutan)

Nilai wajar piutang swap dengan ML sebesar AS$9.109.533 dan AS$1.723.340 masing-masing pada tanggal-tanggal 31 Desember 2005 dan 2004, sementara keuntungan bersih atas pelunasan pembayaran tingkat bunga masing-masing sebesar AS$3.250.339 dan AS$1.099.700 untuk tahun yang berakhir pada tanggal-tanggal 31 Desember 2005 dan 2004. Kontrak swap tersebut dibatalkan pada tanggal 8 Februari 2006 dengan pembayaran sebesar AS$295.000. Jaminan tunai sebesar AS$8.000.000 telah ditarik pada tanggal 16 Februari 2006 (Catatan 41).

iii. Pada tanggal 3 Agustus 2004, Perusahaan menandatangani perjanjian CCIRS dengan Standard Chartered Bank (SCB) sebesar AS$25 juta (setara dengan Rp228.125.000.000) untuk menutupi risikonya terhadap mata uang silang dan bunga tetap sebesar 13,125% dari obligasi rupiahnya (Catatan 21). Berdasarkan perjanjian tersebut, Perusahaan membayar pada pertukaran awal pada tanggal 5 Agustus 2004, dalam Rupiah dan menerima dalam Dolar AS. Pada pertukaran akhir pada tanggal 10 Juli 2009, Perusahaan membayar dalam Dolar AS dan akan menerima dari SCB dalam Rupiah berdasarkan nilai pasar. Perusahaan juga menerima bunga tetap sebesar 13,125% per tahun dan membayar sebesar tingkat bunga mengambang setara dengan Libor Dolar AS periode 3 bulan ditambah 2,90% setiap tanggal 10 Oktober, 10 Januari, 10 April dan 10 Juli. Berdasarkan perjanjian, jika kurs spot dari Dolar AS/Rupiah adalah sebesar atau lebih dari Rp10.000 setiap waktu selama masa berlakunya perjanjian, persyaratan berdasarkan nilai pasar akan berlaku. Nilai wajar dari hutang swap bersih sebesar AS$4.108.857 pada tanggal 31 Desember 2005 dan piutang swap bersih sebesar AS$669.750 pada tanggal 31 Desember 2004, sedangkan keuntungan bersih dari penyelesaian pembayaran tingkat bunga masing-masing sebesar AS$1.499.594 dan AS$394.561 untuk tahun yang berakhir pada tanggal-tanggal 31 Desember 2005 dan 2004. Pada tanggal 25 April 2005, Perusahaan melakukan perubahan perjanjian dengan SCB di mana bunga yang akan dibayar oleh Perusahaan pada tanggal jatuh tempo berdasarkan tingkat bunga tetap sebesar 7,23% per tahun.

19. DERIVATIVES (continued)

The fair value of the outstanding swap receivable ML amounted to US$9,109,533 and US$1,723,340 as of December 31, 2005 and 2004, respectively, while the net gain on settlement of the interest rate payments amounted to US$3,250,339 and US$1,099,700 for the years ended December 31, 2005 and 2004, respectively. The swap contract was unwound on February 8, 2006 for US$295,000. The cash collateral amounting to US$8,000,000 has been withdrawn on February 16, 2006 (Note 41).

iii. On August 3, 2004, the Company entered into a CCIRS agreement with Standard Chartered Bank (SCB) for a notional amount of US$25 million (equivalent to Rp228,125,000,000) to cover its cross currency and interest exposure on its 13.125% fixed rate IDR bonds (Note 21). Under the agreement, the Company pays on the initial exchange on August 5, 2004, the Indonesian Rupiah notional amount and receives the US dollar notional amount. At the final exchange on July 10, 2009, the Company pays the US Dollar notional amount and will receive from SCB the Indonesian Rupiah mark to market notional amount. The Company shall also receive a fixed rate of 13.125% per year and pay a floating rate equivalent to 3 months US Dollar Libor plus 2.90% every October 10, January 10, April 10 and July 10. Under the agreement, if the US Dollar/Indonesian Rupiah spot rate is at or above Rp10,000 at any time during the term of the agreement, the mark to market provision shall apply. The fair value of the net swap payable amounted to US$4,108,857 as of December 31, 2005, while the net swap receivable amounted to US$669,750, as of December 31, 2004 and the net gain on settlement of the interest rate payments amounted to US$1,499,594 and US$394,561 for the years ended December 31, 2005 and 2004, respectively. On April 25, 2005, the Company has entered into an amendment on the agreement with SCB whereby the interest to be paid by the Company on the due dates shall be based on fixed rates of 7.23% per year.

19. DERIVATIF (lanjutan)

Pada tanggal 28 Maret 2005, Perusahaan melakukan perjanjian CCIRS dengan Standard Chartered Bank (SCB) sebesar AS$25 juta (setara dengan Rp235.250.000.000) untuk menutupi eksposur mata uang silang dan bunga terhutang atas Obligasi IDR dengan tingkat bunga tetap sebesar 13,125% (Catatan 21). Berdasarkan perjanjian, Perusahaan membayar pada nilai tukar awal pada tanggal 24 Maret 2005 dalam Rupiah dan menerima dalam Dolar AS. Pada pertukaran akhir tanggal 12 Oktober 2005, Perusahaan membayar dalam Dolar AS dan akan menerima Rupiah dari SCB dengan nilai tukar pasar yang berlaku. Perusahaan juga akan menerima tingkat bunga tetap sebesar 13,125% per tahun dan membayar tingkat bunga tetap sebesar 9,15% per tahun pada tanggal 12 April dan 12 Juli 2005. Berdasarkan perjanjian tersebut, jika nilai tukar spot Dolar AS/Rupiah berada pada atau di atas Rp10.000 pada saat perjanjian berlangsung, persyaratan dengan nilai tukar pasar akan berlaku. Kerugian bersih atas pelunasan pembayaran tingkat bunga sampai bulan Oktober 2005 sebesar AS$1.493.890.

Pada tanggal 7 Oktober 2005, Perusahaan mengadakan perjanjian CCIRS jangka pendek yang lain dengan SCB sebesar AS$12,5 juta (setara dengan Rp125.875.000.000) untuk melindungi eksposur mata uang silang dan tingkat bunga tetap dari obligasi Rupiah sebesar 13,125% (Catatan 21). Berdasarkan perjanjian tersebut, Perusahaan membayar dalam Rupiah pada saat pertukaran awal pada tanggal 12 Oktober 2005 dan menerima Dolar AS. Pada saat pertukaran akhir pada tanggal 12 Januari 2006, Perusahaan membayar dalam Dolar AS dan menerima dari SCB dalam Rupiah yang sesuai dengan nilai pasar. Perusahaan juga akan menerima tingkat bunga tetap sebesar 13,125% per tahun dan membayar tingkat bunga tetap sebesar 1% pada tanggal 12 Januari 2006. Nilai wajar dari piutang swap sebesar AS$371.562 pada tanggal 31 Desember 2005.

19. DERIVATIVES (continued)

On March 28, 2005, the Company entered into a CCIRS agreement with Standard Chartered Bank (SCB) for a notional amount of US$25 million (equivalent to Rp235,250,000,000) to cover its cross currency and interest exposure on its 13.125% fixed rate IDR bonds (Note 21). Under the agreement, the Company pays on the initial exchange on March 24, 2005, the Indonesian Rupiah notional amount and receives the US Dollar notional amount. At the final exchange on October 12, 2005, the Company pays the US Dollar notional amount and will receive from SCB the Indonesian Rupiah mark to market notional amount. The Company shall also receive a fixed rate of 13.125% per year and pay a fixed rate of 9.15% per year on April 12 and July 12, 2005. Under the agreement, if the US dollar/Indonesian Rupiah spot rate is at or above Rp10,000 at any time during the term of the agreement, the mark to market provision shall apply. The net loss on settlement of the interest rate payment in October 2005 amounted to US$1,493,890.

On October 7, 2005, the Company entered into another short-term CCIRS agreement with SCB for a notional amount of US$12.5 million (equivalent to Rp125,875,000,000) to cover its cross currency and interest exposure on its 13.125% fixed rate IDR bonds (Note 21). Under the agreement, the Company pays on the initial exchange on October 12, 2005, the Indonesian Rupiah notional amount and receives the US dollar notional amount. At the final exchange on January 12, 2006, the Company pays the US Dollar notional amount and will receive from SCB the Indonesian Rupiah mark to market notional amount. The Company shall also receive a fixed rate of 13.125% per year and pays a fixed rate of 1% on January 12, 2006. The fair value of the swap receivable amounted to US$371,562 as of December 31, 2005.

19. DERIVATIF (lanjutan)

iv. Pada tanggal 19 Oktober 2004, Perusahaan menandatangani perjanjian CCIRS dengan Citibank, N.A. sebesar AS$25 juta (setara dengan Rp228.125.000.000) untuk menutupi eksposur atas mata uang silang dan bunga tetap sebesar 13,125% per tahun dari obligasi Rupiah (Catatan 21). Berdasarkan perjanjian, Perusahaan membayar dalam nilai Rupiah pada pertukaran awal pada tanggal 19 Oktober 2004 dan menerima dalam Dolar AS. Pada pertukaran akhir pada tanggal 12 Juli 2009, Perusahaan membayar dalam Dolar AS dan akan menerima dari Citibank dalam Rupiah pada nilai tukar sebesar Rp226.250.000.000. Perusahaan juga akan menerima tingkat bunga tetap sebesar 13,125% per tahun dan membayar pada tingkat bunga mengambang setara dengan Dolar AS Libor-BBA ditambah 2,45% setiap tanggal 12 Januari, 12 April, 12 Juli dan 12 Oktober, dimulai pada tanggal 12 Januari 2005. Berdasarkan perjanjian tersebut, Citibank dapat meminta jaminan dalam Dolar AS jika selisih penyesuaian ke nilai pasar lebih tinggi dari AS$1.250.000. Nilai wajar dari hutang swap tingkat bunga masing-masing sebesar AS$4.310.255 dan AS$431.704 pada tanggal-tanggal 31 Desember 2005 dan 2004. Keuntungan bersih dari penyelesaian pembayaran tingkat bunga sebesar AS$211.628 untuk tahun yang berakhir pada tanggal 31 Desember 2005.

v. Pada tanggal 5 November 2004, Perusahaan menandatangani kontrak swap nilai tukar dengan PT Investindo Nusantara Sekuritas. Berdasarkan perjanjian tersebut, pada pertukaran awal pada tanggal 9 November 2004, Perusahaan menerima AS$6 juta dan AS$7 juta pada tanggal 10 November 2004, dan membayar masing-masing sebesar Rp51.522.000.000 dan Rp60.109.000.000. Pada pertukaran akhir pada tanggal 9 Mei 2005, Perusahaan akan menerima Rupiah untuk jumlah yang sama sebagai pertukaran untuk AS$13 juta. Pada tanggal 31 Desember 2004, nilai wajar dari swap nilai tukar berjangka sebesar AS$1.045.515. Perusahaan telah membatalkan kontrak swap nilai tukar pada tanggal 9 Mei 2005 dan mengakui kerugian atas swap sebesar AS$1.235.170.

19. DERIVATIVES (continued)

iv. On October 19, 2004, the Company entered into a CCIRS agreement with Citibank, N.A. for a notional amount of US$25 million (equivalent to Rp228,125,000,000) to cover its cross currency and interest exposure on its 13.125% per year fixed rate IDR bonds (Note 21). Under the agreement, the Company pays on the initial exchange on October 19, 2004, the Indonesian Rupiah and receives the US Dollar notional amount. At the final exchange on July 12, 2009, the Company pays the US dollar notional amount and will receive from Citibank the Indonesian Rupiah at the exchange rate amount of Rp226,250,000,000. The Company shall also receive a fixed rate of 13.125% per year and pay a floating rate equivalent to US Dollar Libor-BBA plus 2.45% every January 12, April 12, July 12 and October 12, commencing on January 12, 2005. Under the agreement, Citibank may demand collateral in US Dollars if its mark to market exposure is higher than US$1,250,000. The fair value of the interest rate swap payable amounted to US$4,310,255 and US$431,704 as of December 31, 2005 and 2004, respectively. The net gain on settlement of the interest rate payments amounted to US$211,628 for the year ended December 31, 2005.

v. On November 5, 2004, the Company entered into a foreign exchange swap contract with PT Investindo Nusantara Sekuritas. Under the agreement, on the initial exchange on November 9, 2004, the Company received US$6 million and US$7 million on November 10, 2004, and paid Rp51,522,000,000 and Rp60,109,000,000, respectively. At the final exchange on May 9, 2005, the Company shall receive the Indonesian Rupiah for the same amount in exchange for the US$13 million. As of December 31, 2004, the fair value of the forward exchange swap amounted to US$1,045,515. The Company has unwound the foreign exchange swap contract on May 9, 2005 and recognized a loss on the swap amounting to US$1,235,170.

19. DERIVATIF (lanjutan)

vi. Pada tanggal 21 Mei dan 21 November 2003, AAP mengadakan Perjanjian Swap Tingkat Bunga dengan Fortis Bank S.A./N.V., Singapura (Fortis) masing-masing sebesar AS$30 juta dengan masa jatuh tempo pada tanggal 1 Mei 2007, dan AS$17.9 juta masa jatuh tempo yang berakhir pada tanggal 1 September 2006. Nilai wajar tingkat bunga aktiva swap sebesar AS$208.674 pada tanggal 31 Desember 2004. Pada tanggal 3 Mei 2005 dan 1 Juni 2005, AAP telah membatalkan kontrak swap tanpa biaya.

vii. Apexindo mempunyai lima (5) Perjanjian Swap mata Uang Silang (Cross Currency Swap) (Perjanjian Swap) denan Standard Chartered Bank. Perjanjian Swap tersebut berlaku efektif sejak tanggal 8 April 2005. Jumlah dari kelima perjanjian Swap tersebut dalam Rupiah adalah sebesar Rp750.000.000.000 dan dalam Dólar Amerika Serikat sebesar AS$78.947.368.

Berdasarkan Perjanjian Swap, Apexindo membayar pada pertukaran awal pada tanggal 8 April 2005, dalam rupiah sejumlah Rp750.000.000.000 dan menerima dalam Dólar Amerika Serikat sejumlah AS$78.947.368. Apexido juga akan menerima bunga tahunan sebesar 12.25% atas nilai nominal dalam Rupiah sebesar Rp750.000.000.000 dan membayar bunga atas nilai nominal dalam Dolar Amerika Serikat sebesar S$78.947.368 dengan perincian sebagai berikut:

- 8.65% per tahun atas AS$27.631.579;
- 8.45% per tahun atas AS$11.842.105 dan;
- Libor BBA Dolar Amerika Serikat periode tiga bulan ditambah 4,05% per tahun atas AS$39.473.684

Bunga akan menjadi piutang atau hutang setiap tanggal 7 Januari, 7 April, 7 Juli dan 7 Oktober dan dimulai pada tanggal 7 Juli 2005. Pada pertukaran akhir, tanggal 7 April 2010, Apexido akan membayar dalam Dólar Amerika Serikat sebesar AS$78.947.368 dan menerima dalam Rupiah sebesar Rp750.000.000.000.

Nilai wajar dari hutang swap tersebut dan rugi atas transaksi swap adalah sebesar AS$15.536.927 (atau setara dengan Rp152.727.992.000) pada tanggal 31 Desember 2005 dan untuk tahun yang berakhir pada tanggal tersebut.

19. DERIVATIVES (continued)

vi. On May 21 and November 21, 2003, AAP entered into Interest Rate Swap Agreements with Fortis Bank S.A./N.V., Singapore (Fortis) for a notional amount of US$30 million with maturity period ending May 1, 2007, and US$17,9 million with maturity period ending September 1, 2006, respectively. The fair value of interest rate swap assets amounted to US$208,674 as of December 31, 2004. On May 3, 2005 and June 1, 2005, AAP has unwound the swap contracts at a zero cost.

vii. Apexindo has five (5) Cross Currency Swap Agreements (Swap Agreements) with Standard Chartered Bank. The Swap Agreements are effective on April 8, 2005. The total Rupiah notional amounts of the five (5) Swap Agreements is Rp750,000,000,000 in Rupiah and US$78,947,368 in US Dollar.

Under the Swap Agreement, Apexindo pay on the initial exchange on April 8, 2005, the total Rupiah notional amounts of Rp750.000.000.000 and receives the total US Dollar notional amounts of US$78,947,368. Apexindo will also receive interest of 12.25% per year on the total Rupiah nominal amounts of Rp750,000,000,000 and pays interest on the total US Dollar nominal amounts of US$78,947,368 as follows:

- *8.65% per year on US$27,631,579;*
- *8.45% per year on US$11,842,105 and;*
- *Three months US Dollar Libor BBA plus 4.05% per year on US$39,473,684*

Interest will be receivable/payable every January 7, April 7, July 7 and October 7 and commencing on July 7, 2005. At the final exchange on April 7, 2010, Apexindo shall pay the total US Dollar notional amounts of US$78,947,368 and receives the total Rupiah notional amounts of Rp750,000,000,000.

The total fair value of the swap payable and the loss on swap transaction amounted to US$15,536,927 (or equivalent to Rp152,727,992,000) as of December 31, 2005 and for the year then ended.

20. HUTANG BANK

Akun ini terdiri dari:

20. BANK LOANS

This account consists of:

	2005	2004	
HUTANG BANK JANGKA PENDEK			*SHORT-TERM BANK LOAN*
United Overseas Bank Ltd.	-	150,000,000	*United Overseas Bank Ltd.*
HUTANG BANK JANGKA PANJANG			*LONG - TERM BANK LOANS*
PT Bank Central Asia Tbk	31,674,317	40,161,924	*PT Bank Central Asia Tbk*
DEG - Deutsche Investitions - Und Entwicklungsgesellschaft MBH	8,050,000	-	*DEG - Deutsche Investitions - Und Entwicklungsgesellschaft MBH*
United Overseas Bank Ltd.	-	50,000,000	*United Overseas Bank Ltd.*
Fortis Bank S.A./N.V., Singapura	-	40,744,546	*Fortis Bank S.A./N.V., Singapore*
Jumlah	39,724,317	130,906,470	*Total*
Dikurangi bagian yang jatuh tempo dalam satu tahun	16,091,336	30,863,132	*Less current portion*
Bagian hutang jangka panjang	23,632,981	100,043,338	*Long-term portion*
Tingkat bunga per tahun			*Interest rates per annum*
Rupiah	12.5%	12.5%	*Rupiah*
Dolar Amerika Serikat	4.51% - 7.38%	3.31% - 7.38%	*United States Dollars*

a. Hutang Sindikasi

Pada tanggal 24 Mei 2004, Perusahaan mengadakan perjanjian hutang dengan United Overseas Bank Limited (UOB), di mana UOB setuju untuk menyediakan kepada Perusahaan fasilitas hutang *bridging* tanpa jaminan sebesar AS$120 juta. Hasil yang diperoleh dari fasilitas tersebut digunakan untuk mendanai sebagian biaya perolehan NPL dan mendanai kembali hutang wesel Novus. Hutang tersebut dikenai tingkat bunga SIBOR ditambah marjin 5 (lima) % per tahun. Hutang tersebut dilunasi seluruhnya pada tanggal pembayaran kembali terakhir, yang mana adalah 6 (enam) bulan setelah tanggal penarikan pertama dilakukan (penarikan pertama harus dilakukan paling lambat tanggal 21 Agustus 2004). Selain bunga pinjaman, Perusahaan juga diharuskan membayar biaya komitmen dan perpanjangan seperti yang dinyatakan dalam perjanjian hutang. Perjanjian tersebut mensyaratkan Perusahaan untuk mematuhi hal-hal sebagai berikut, antara lain, kecuali kreditur mayoritas memberi persetujuan tertulis:

- Mempertahankan keberadaannya sebagai badan usaha dan juga memastikan bahwa setiap anak perusahaan mempertahankan keberadaan mereka sebagai badan usaha;

a. Syndicated Loan

On May 24, 2004, the Company entered into a loan agreement with United Overseas Bank Limited (UOB), whereby UOB agreed to provide the Company with an unsecured US$120 million bridging loan facility. The proceeds of the facility were used to part-finance the acquisition of NPL and to refinance the Novus notes obligation. The loan bears interest at SIBOR plus a margin of 5 (five) % per year. The loan shall be repaid in full on the final repayment date, which is 6 (six) months after the date on which the first advance was made (first advance should be made no later than August 21, 2004). In addition to the interest, the Company shall also pay a commitment fee and rollover fee as stipulated in the loan agreement. The agreement requires the Company to comply with the following, among others, unless the majority lenders otherwise agree in writing:

- *Maintain its corporate existence and ensure that each of its subsidiaries maintains its corporate existence;*

20. HUTANG BANK (lanjutan)

a. Hutang Sindikasi (lanjutan)

- Memastikan bahwa kewajibannya berdasarkan perjanjian ini setiap waktu mempunyai peringkat yang sama dengan semua kewajiban tanpa jaminan lainnya;
- Menggunakan dana yang diperoleh secara eksklusif sesuai dengan tujuan yang tercantum di perjanjian;
- Tidak mengurangi modal saham atau membagikan aktiva atau modal lain yang didistribusikan kepada pemegang sahamnya;
- Memastikan tidak terdapat anak perusahaan yang melakukan merger atau konsolidasi dengan perusahaan lain jika tindakan tersebut dapat membawa pengaruh buruk yang signifikan terhadap kemampuan Perusahaan untuk memenuhi kewajibannya;
- Tidak melakukan transaksi-transaksi derivatif untuk tujuan spekulasi;
- Memastikan tidak terdapat anak perusahaan yang menerbitkan wesel bayar, hutang, obligasi atau instrumen lain yang sejenis yang kewajibannya lebih didahulukan dari kewajiban Perusahaan;
- Keterbatasan dalam transaksi-transaksi dengan pihak-pihak yang mempunyai hubungan istimewa sebagaimana dinyatakan di dalam perjanjian;
- Seluruh hasil penerimaan dari penerbitan Obligasi Rupiah digunakan untuk pembayaran kembali hutang;
- Jaminan negatif yang berkaitan dengan perolehan hutang dan/atau pemberian jaminan kepada anak perusahaan.
- Menyediakan informasi keuangan.

Pada tanggal 30 Juni 2004, Perusahaan telah melakukan Perubahan dan Penjabaran Kembali Perjanjian Fasilitas Hutang *Bridging* dengan UOB dan Overseas-Chinese Banking Corporation Limited (OCBC) sebagai *arranger* dan UOB sebagai agen, yang mana jumlah fasilitasnya telah meningkat menjadi AS$200 juta. Hutang yang seharusnya tersedia sejak tanggal 24 Agustus 2004, dikenai tingkat bunga sebesar SIBOR ditambah margin 4% per tahun. Seluruh syarat-syarat dan kondisi-kondisi dari perjanjian sebelumnya tanggal 24 Mei 2004 adalah tetap sama.

20. BANK LOANS (continued)

a. Syndicated Loan (continued)

- *Ensure that its obligation under this agreement at all times ranks at least pari passu in all respects with all its other unsecured and unsubordinated obligations;*
- *Use the proceeds exclusively for the purpose specified in the agreement;*
- *Not to reduce its share capital or make a distribution of assets or other capital distributions to its stockholders;*
- *Ensure that none of its subsidiaries merge or consolidate with any other entity if such action would materially and adversely affect the Company's ability to perform any of its obligations;*
- *Not to enter into any derivative transactions for speculative purposes;*
- *Ensure that none of its subsidiaries shall issue any notes, debentures, bonds or other similar instruments which obligations are senior to the obligations of the Company;*
- *Limitation on affiliate transactions as specified in the agreement;*
- *Apply all the proceeds from the Rupiah Bond issue in and towards prepayment of the loan;*
- *Negative pledge with respect to obtaining indebtedness and/or providing guarantees to the Company's subsidiaries.*
- *Provide financial information.*

On June 30, 2004, the Company entered into an Amendment and Restatement Agreement of the Bridging Loan Facility with UOB and Overseas-Chinese Banking Corporation Limited (OCBC) as arrangers and UOB as agent, of which the amount of the facility was increased to US$200 million. The loan which shall be available from August 24, 2004, bears interest at SIBOR plus a margin of 4% per annum. All the terms and conditions of the previous agreement dated May 24, 2004 remain the same.

20. HUTANG BANK (lanjutan)

a. Hutang Sindikasi (lanjutan)

Selanjutnya pada tanggal 30 Desember 2004, Perusahaan menandatangani perjanjian hutang yang lain dengan arranger, kreditur dan fasilitas agen. Berdasarkan perjanjian, hutang sebesar AS$105 juta dari fasilitas hutang bridging keseluruhan sebesar AS$200 juta dikonversikan menjadi Fasilitas Hutang yang dapat Dialihkan sebesar AS$105 juta, dengan tingkat bunga sebesar SIBOR ditambah marjin yang berkisar dari 3% sampai dengan 6,50% sebagaimana dinyatakan dalam perjanjian. Fasilitas tersebut yang harus tersedia sejak awal tanggal 7 Januari 2005, harus dibayar kembali seluruhnya pada tanggal 1 April 2006. Seluruh syarat-syarat dan kondisi-kondisi dari perjanjian sebelumnya tanggal 24 Mei 2004 dan 30 Juni 2004 adalah tetap sama.

Pada tanggal 2 Juni 2005, Perusahaan mengadakan Perjanjian Tambahan sehubungan dengan perjanjian hutang sebesar AS$105 juta dengan UOB. Berdasarkan perjanjian tersebut, pasal tentang peristiwa pelepasan direvisi terutama untuk menunjukkan divestasi aktiva-aktiva Timur Tengah.

Hutang tersebut telah dilunasi pada tanggal 15 Juli 2005.

b. PT Bank Central Asia Tbk (BCA)

Hutang BCA terdiri dari AS$14.595.288 yang diperoleh Apexindo dan AS$17.079.029 yang diperoleh MEB pada tahun 2005 dan terdiri dari AS$19.171.612 yang diperoleh Apexindo dan AS$20.990.312 (setara dengan Rp195 milyar) yang diperoleh MEB pada tahun 2004.

(i) Apexindo

Pada tanggal 25 Agustus 2003, Apexindo mengadakan Perjanjian Fasilitas Kredit Bank dengan BCA, di mana yang terakhir setuju untuk menyediakan fasilitas kredit bank sebagai berikut:

20. BANK LOANS (continued)

a. Syndicated Loan (continued)

Subsequently on December 30, 2004, the Company signed another loan agreement with the arrangers, lenders and the facility agent. Under the agreement, US$105 million of the US$200 million Bridging loan facility was converted into a US$105 million Transferrable Loan Facility, with interest at SIBOR plus a margin ranging from 3% to 6.50% as specified in the agreement. The facility which shall be available beginning on January 7, 2005, shall be repayable in full amount on April 1, 2006. All the terms and conditions of the previous agreements dated May 24, 2004 and June 30, 2004 remain the same.

On June 2, 2005, the Company entered into a Supplement Agreement relating to the US$105 million loan agreement with UOB. Under the agreement, the clause on disposal events was revised mainly to reflect the divestment of the Middle East assets.

The loan was repaid on July 15, 2005.

b. PT Bank Central Asia Tbk (BCA)

The BCA loans consist of US$14,595,288 obtained by Apexindo and US$17,079,029 obtained by MEB in 2005 and consisted of US$19,171,612 obtained by Apexindo and US$20,990,312 (equivalent to Rp195 billion) obtained by MEB in 2004.

(i) Apexindo

On August 25, 2003, Apexindo entered into a Banking Facilities Credit Agreement with BCA, whereby the latter agreed to provide banking credit facilities as follows:

20. HUTANG BANK (lanjutan)

b. PT Bank Central Asia Tbk (lanjutan)

(i) Apexindo (lanjutan)

- Kredit Investasi (KI) sebesar AS$20 juta, dengan tingkat bunga pinjaman utama BCA dikurangi 0,625% per tahun. Hutang tersebut memiliki jangka waktu jatuh tempo 4 (empat) tahun dengan tenggang waktu 6 (enam) bulan yang dimulai sejak tanggal penarikan pertama kali dari hutang tersebut.
- Kredit Lokal (KL) sebesar AS$5 juta, dengan tingkat bunga berdasarkan tingkat bunga pinjaman utama BCA dikurangi 0,75% per tahun. Hutang tersebut dapat diperpanjang dan mempunyai jangka waktu jatuh tempo 1 (satu) tahun.
- Bank garansi sebesar AS$5 juta untuk 3 (tiga) tahun.

Fasilitas di atas dijamin dengan peralatan pengeboran Maera milik Apexindo dan arus kas yang diperoleh dari pengoperasian peralatan pengeboran Maera dan Raisis, yang harus ditempatkan di rekening yang dibatasi penggunaannya (Catatan 9 dan 12).

Pembayaran pokok Kredit Investasi (KI) akan dilakukan setiap kuartal berdasarkan jadwal sebagai berikut (setelah masa tenggang waktu):

- Angsuran pokok pertama sampai dengan ketiga: masing-masing sebesar 5% dari nilai pokok
- Angsuran pokok keempat sampai dengan ketujuh: masing-masing sebesar 6,5% dari nilai pokok
- Angsuran pokok kedelapan sampai dengan kesebelas: masing-masing sebesar 8% dari nilai pokok
- Angsuran pokok kedua belas sampai kelima belas: masing-masing sebesar 6,75% dari nilai pokok

Apexindo disyaratkan untuk memperoleh persetujuan dari BCA terlebih dahulu, sebelum melakukan transaksi-transaksi sebagai berikut, antara lain:

20. BANK LOANS (continued)

b. PT Bank Central Asia Tbk (continued)

(i) Apexindo (continued)

- *Investment Credit (KI) amounting to US$20 million, with an interest rate based on BCA's prime lending rate minus 0.625% per year. The term loan is payable over 4 (four) years with a grace period of 6 (six) months commencing on the first loan drawing.*
- *Local Credit (KL) amounting to US$5 million, with an interest rate based on BCA's prime lending rate minus 0.75% per year. This revolving loan is payable over 1 (one) year.*
- *Bank guarantee amounting to US$5 million for 3 (three) years.*

The above facilities are collateralized by Apexindo's Maera drilling rig and cash flow waterfall retained from the Maera and Raisis rigs, to be placed in an escrow account (Notes 9 and 12).

Principal payment of Investment Credit will be made quarterly based on the following schedule (after the grace period):

- *1st – 3rd installments: 5% each of the principal amount*
- *4th – 7th installments: 6.5% each of the principal amount*
- *8th – 11th installments: 8% each of the principal amount*
- *12th – 15th installments: 6.75% each of the principal amount*

Apexindo is required to obtain BCA's approval before entering into the following transactions, among others:

20. HUTANG BANK (lanjutan)

b. PT Bank Central Asia Tbk (lanjutan)

- Memperoleh hutang baru atau fasilitas kredit dari pihak lain yang akan menaikkan rasio Hutang terhadap Ekuitas menjadi lebih dari 2 (Catatan 41).
- Memberi pinjaman kepada pihak ketiga, kecuali untuk aktivitas operasi.
- Merger, pengambilalihan, likuidasi dan perubahan status dan Anggaran Dasar.
- Melakukan pembayaran atas hutang kepada pemegang saham, kecuali untuk hutang yang diperoleh sebelum penandatanganan perjanjian fasilitas kredit bank.
- Memperoleh investasi baru atau mendirikan bisnis baru, yang mana nilainya melebihi 10% dari pendapatan Apexindo atau 20% dari jumlah ekuitasnya.
- Penjualan, penjaminan dan pelepasan aktivanya.

Pada tanggal 5 November 2004, Apexindo telah menandatangani Perubahan Perjanjian Hutang dengan BCA, di mana kedua belah pihak setuju untuk:

- Memperpanjang tanggal jatuh tempo dari fasilitas kredit lokal dalam mata uang Dolar Amerika Serikat sebesar AS$5.000.000 yang jatuh tempo pada tanggal 25 Agustus 2005.
- Persetujuan untuk tambahan fasilitas kredit lokal dalam Rupiah sebesar Rp10 miliar yang akan jatuh tempo pada tanggal 25 Agustus 2005.

Pada tanggal 8 Februari 2005, BCA memberikan persetujuan untuk penerbitan hutang dengan masa jatuh tempo lima tahun dan perubahan atas persyaratan rasio hutang terhadap ekuitas (Catatan 21b).

20. BANK LOANS (continued)

b. PT Bank Central Asia Tbk (continued)

- *Obtain new loan or credit facility from other parties that will increase the Debt to Equity ratio to more than 2 (Note 41).*
- *Lend money to third parties, except for operational activities.*
- *Merger, takeover, liquidation and change in its status and Articles of Association.*
- *Payment of loans to stockholders, except for those obtained prior to signing of the bank credit facility agreement.*
- *Acquire new investments or establish new businesses, involving a value exceeding 10% of Apexindo's revenue or 20% of its total equity.*
- *Sell, guarantee, and disposal of assets.*

On November 5, 2004, Apexindo has signed an Amendment of Loan Agreement with BCA whereby both parties agreed to:

- *Extend the maturity date of the local credit facility in United States Dollar amounting to US$5,000,000 to become due on August 25, 2005.*
- *Approval of an additional local credit facility in Rupiah amounting to Rp10 billion which will mature on August 25, 2005.*

On February 8, 2005, BCA has given approval for the issuance of a five-year debt and an amendment with respect to debt-to-equity ratio requirement (Note 21b).

20. HUTANG BANK (lanjutan)

b. PT Bank Central Asia Tbk (lanjutan)

Fasilitas kredit investasi dikenakan bunga tahunan sebesar 7,38% untuk tahun 2005 dan 2004, sedangkan fasilitas kredit lokal dikenakan bunga tahunan sebesar 7,25% di tahun 2005 dan 2004.

(ii) MEB

Hutang MEB sebesar Rp195 milyar dari BCA diperoleh dari fasilitas kredit proyek dengan jumlah maksimum Rp195 milyar. Hutang tersebut dikenai bunga sebesar 12.5% per tahun untuk enam bulan pertama sejak penarikan pertama, dan harus disesuaikan dengan dasar progresif sesuai dengan Perjanjian Hutang yang berkisaran antara 12% sampai dengan 16% pada tahun 2005 dan 2004. Hutang tersebut dijamin dengan seluruh aktiva tetap MEB, hak atas piutang atas Panaran I Proyek; saham MEB; uang muka yang dibayarkan sebagai jaminan untuk Roll Royce, obligasi kinerja (performance bond) (Catatan 5), hak atas asuransi proyek, dan seluruh akun-akun BCA yang berkaitan dengan proyek (Catatan 12). Hutang tersebut dibayar bulanan sebanyak 84 kali cicilan dalam jumlah yang sama dari tanggal 10 Agustus 2004. Pada tanggal 28 April 2005, MEB telah mengadakan Perubahan Pertama dari Perjanjian Kredit dengan BCA, dimana angsuran pokok bulanan dirubah menjadi 82 angsuran mulai 29 Maret 2005 sampai dengan 29 Januari 2011. Seluruh persyaratan dan kondisi lainnya atas perjanjian tertanggal 10 Agustus 2004 tetap sama.

Sehubungan dengan perjanjian hutang, MEB diminta untuk memperoleh persetujuan dari BCA sebelum mengadakan transaksi-transaksi tertentu, antara lain; (1) memperoleh hutang baru atau fasilitas kredit dari pihak ketiga kecuali untuk proyek pendanaannya; dan (2) menjual aktiva kecuali untuk yang berkaitan dengan transaksi bisnis yang normal. Bank juga mensyaratkan MEB untuk mempertahankan beberapa rekening di BCA dengan saldo minimum dan maksimum yang ditetapkan dalam perjanjian.

20. BANK LOANS (continued)

b. PT Bank Central Asia Tbk (continued)

The investment credit facility bears annual interest at 7.38% in 2005 and 2004, while the local credit facility bears annual interest at 7.25% in 2005 and 2004.

(ii) MEB

The Rp195 billion loan to MEB from BCA was obtained from the project credit facility with maximum limit of Rp195 billion. The loan bears interest at 12.5% per annum for the first six months from the first withdrawal, and shall be adjusted on a progressive basis in accordance with loan agreement, which interest ranged from 12% to 16% per annum in 2005 and 2004. The loan is collateralized by all of MEB's property and equipment, rights over receivables of the Panaran I Project, shares of stock of MEB, advance payment guarantee for Rolls Royce, performance bonds (Note 5), rights on project insurance, and all BCA accounts related to the project (Note 12). The loan is payable monthly in 84 equal installments from August 10, 2004. On April 28, 2005, MEB has entered into a First Amendment of Credit Agreement with BCA, of which the monthly principal installments were changed into 82 installments beginning on March 29, 2005 through January 29, 2011, while the other terms and conditions stipulated in loan agreement dated August 10, 2004 remain the same.

In accordance with the loan agreement, MEB is required to obtained BCA's approval before entering into transactions among others; (1) obtaining new loans or credit facilities from third party except for projects where BCA cannot provide the related financing; and (2) disposal of assets except for those relating to the regular conduct of business. BCA also requires MEB to maintain several accounts with BCA based on the minimum and maximum balances as specified in the agreement.

20. HUTANG BANK (lanjutan)

b. PT Bank Central Asia Tbk (lanjutan)

MEB juga memperoleh fasilitas kredit konsumsi dari BCA dengan jumlah maksimum sebesar Rp300 juta (AS$30.519 ribu) dan telah diperoleh untuk mendanai wisma tamu (vila). Hutang ini dikenai bunga sebesar 11% per tahun untuk tahun pertama dan akan disesuaikan atas dasar progresif sesuai dengan perjanjian hutang. Hutang tersebut dibayar bulanan selama 48 kali angsuran dalam jumlah yang sama dari September 2005. Hutang tersebut dijamin dengan vila (Catatan 12).

c. GE Capital Services

Pada tanggal 17 Desember 2005, PT Medco Power Indonesia (MPI), anak perusahaan, telah mengadakan Perjanjian fasilitas pinjaman dengan GE Capital Services Pte, Ltd. MPI memperoleh fasilitas pinjaman sebesar AS$12 juta yang terhutang dalam waktu 36 bulan. Hutang tersebut hanya akan digunakan untuk operasi yaitu membeli TM2500 Peralatan Sistem Kelistrikan GE. Pinjaman tersebut dijamin dengan *Standby Letter of Credit* dari HSBC – yang mencakup 100% pokok hutang dan bunga. Pada tanggal 31 Desember 2005, MPI telah menerima penarikan pertama sebesar AS$7.200.000. Hutang bunga atas pinjaman tersebut sejumlah AS$2.715.124 pada tahun 2005.

d. Fortis Bank

i. Pada tanggal 19 Juli 2003, Apexindo sebagai sponsor dan AAP sebagai peminjam, dengan Fortis Bank, Singapura (Fortis) sebagai perantara tunggal, agen fasilitas dan *security trustee*, melakukan Perjanjian Fasilitas Hutang Sindikasi Yani, di mana yang terakhir setuju untuk menyediakan dana yang mana lebih rendah antara AS$26 juta atau 65% dari jumlah biaya konstruksi rig Yani, untuk mendanai pembangunan rig. Hutang ini dikenai tingkat bunga LIBOR ditambah 2,15% - 2,35% per tahun dan terhutang selama empat tahun dengan cicilan per kwartal dalam jumlah yang sama sebanyak dua belas kali, dengan pembayaran pertama jatuh tempo pada tanggal 1 Desember 2003.

20. BANK LOANS (continued)

b. PT Bank Central Asia Tbk (continued)

MEB also obtained a consumer credit facility from BCA for a maximum amount of Rp300 million (US$30,519 thousand) to finance its guest house (villa). The loan bears interest at 11% per annum for the first year and shall be adjusted on a progressive basis in accordance with the loan agreement. The loan is payable monthly for 48 equal installments from September 2005. The loan is collateralized by the villa (Note 12).

c. GE Capital Services

On December 17, 2005, PT Medco Power Indonesia (MPI), a subsidiary, entered into a loan facility agreement with GE Capital Services Pte, Ltd. For a maximum facility of US$12 juta, payable in 36 months. The loan shall be used solely to Purchase TM2500 GE Power Systems Equiptment. The loan is secured by a standby letter of credit from HSBC, covering 100% of the loan principal and interest. As of December 31, 2005, MPI has received the first drawdown amounting to US$7,200,000. Interest payable on the loan amounted to US$2,715,124 as of December 31, 2005.

d. Fortis Bank

i. On July 19, 2003, Apexindo as sponsor and AAP as borrower, with Fortis Bank, Singapore (Fortis) as sole arranger, facility agent and security trustee, entered into a Yani Syndicated Loan Facility Agreement, whereby the latter agreed to provide US$26 million or 65% of the total construction cost of the rig Yani, whichever is lower, to finance the construction of the rig. The term loan carried interest at LIBOR plus 2.15% - 2.35% per annum and payable over four years in twelve equal quarterly repayments, with the first payment due on December 1, 2003.

20. HUTANG BANK (lanjutan)

d. Fortis Bank (lanjutan)

Perjanjian Fasilitas Hutang Sindikasi Yani ini juga berisi ketentuan-ketentuan mengenai tata urutan pelaksanaan hak-hak pemberi pinjaman pada saat timbulnya Cidera Janji berdasarkan Perjanjian Fasilitas Hutang Berjangka Raissa serta peristiwa-peristiwa lain yang merupakan Cidera Janji berdasarkan Perjanjian Fasilitas Hutang Sindikasi Yani.

ii. Pada tanggal 6 Maret 2003, Apexindo sebagai sponsor dan AAP sebagai peminjam, dengan Fortis sebagai perantara tunggal, agen fasilitas dan *security trustee*, melakukan Perjanjian Fasilitas Hutang Sindikasi Raissa, pada akhirnya setuju untuk menyediakan dana yang mana yang lebih rendah antara AS$39 juta atau 75% dari jumlah biaya konstruksi peralatan pengeboran Raissa, untuk mendanai pembangunan peralatan pengeboran tersebut. Hutang ini dikenai tingkat bunga sebesar 2,15% - 2,55% di atas LIBOR per tahun. Jangka waktu pelunasan adalah empat tahun dengan cicilan per kwartal sebanyak enam belas kali dalam jumlah yang sama dimana pembayaran pertama adalah yang mana lebih dahulu antara tiga bulan setelah tanggal 27 Mei 2003 dan tiga bulan setelah tanggal efektifnya perjanjian (sebagaimana didefinisikan dalam perjanjian).

Pada tanggal 27 Mei 2003, AAP menerima sebesar AS$39 juta dari seluruh fasilitas tersebut.

Persyaratan-persyaratan yang signifikan dari perjanjian yang disebutkan di atas dengan Fortis adalah sebagai berikut:

- Pengalihan kontrak proyek, yang mana termasuk, antara lain, Kontrak Pembangunan Kapal Raissa dan Kontrak Pengeboran, kepada *Security Trustee*.
- Pengalihan Asuransi Proyek kepada *Security Trustee*.
- Pelaksanaan jaminan hipotek atas peralatan pengeboran Raissa sebagai jaminan kepada Fortis Bank selaku *Security Trustee*.

20. BANK LOANS (continued)

d. Fortis Bank (continued)

The Yani Syndicated Loan Facility Agreement also contains provisions for the order of enforcement of the rights of lenders upon the occurrence of an Event of Default under the Raissa Term Loan Facility Agreement as well as circumstances that are considered as an Event of Default under the Yani Syndicated Loan Facility Agreement.

ii. On March 6, 2003, Apexindo as sponsor and AAP as borrower, with Fortis as sole arranger, facility agent and security trustee, entered into a Raissa Syndicated Loan Facility Agreement, whereby the latter agreed to provide US$39 million or 75% of the total construction cost of the rig Raissa, whichever is lower, to finance the construction of the rig. The term loan carried interest at LIBOR plus 2.15% - 2.55% per annum and is payable over four years in sixteen equal quarterly repayments with the first payment due on the earlier of the date falling three months after May 27, 2003 and the date falling three months after the Actual Commencement Date (as defined in the agreement).

On May 27, 2003, AAP received the full amount of the facility amounting to US$39 million.

The significant provisions of the above mentioned agreements with Fortis are as follows:

- *Assignment of project contracts, which include, among others, the Raissa Shipbuilding Contract and Drilling Contracts, to the Security Trustee.*
- *Assignment of Project Insurance to the Security Trustee.*
- *Execution Mortgage over the rig Raissa as collateral for Fortis Bank as the Security Trustee.*

20. HUTANG BANK (lanjutan)

d. Fortis Bank (lanjutan)

- Rasio Pelunasan Hutang AAP (DSCR) untuk 6 bulan terakhir tidak boleh lebih rendah dari 1,25 dan jika DSCR lebih rendah dari 1,35, maka AAP dan Apexindo harus setuju dengan pihak kreditur mayoritas mengenai tindakan yang akan diambil oleh Apexindo untuk meyakinkan bahwa AAP akan sanggup memenuhi kewajibannya.

Sebagai tambahan atas ketentuan-ketentuan dan kondisi-kondisi sebagaimana dijelaskan di atas, AAP dan Apexindo dibatasi oleh pembatasan-pembatasan tertentu, tanpa persetujuan tertulis terlebih dahulu dari Fortis, untuk melakukan, antara lain, hal-hal sebagai berikut:

- Merger atau konsolidasi;
- Mengumumkan atau membayar dividen dan/atau bagian lainnya dari penghasilan (kondisi ini hanya berlaku jika keadaan *default* terjadi);
- Melakukan pembayaran kembali hutang kepada pemegang saham (kondisi ini hanya berlaku jika keadaan *default* terjadi);
- Berusaha untuk menjaminkan atau setuju untuk menjaminkan seluruh atau sebagian dari aktiva tetap, aktiva atau pendapatan, saat ini atau masa yang akan datang, dengan pengecualian (i) pembebanan yang diijinkan berdasarkan perjanjian, (ii) setiap hak kepemilikan yang timbul dari penerapan hukum yang berlaku dalam aktivitas usaha normal, (iii) setiap pembebanan yang bila digabungkan dengan hutang yang dijamin dengan semua pembebanan lainnya yang diijinkan, tidak melebihi AS$15 juta (atau yang setara dengan mata uang lain).

Apexindo dan AAP juga melakukan perjanjian-perjanjian sebagai berikut sesuai dengan persyaratan-persyaratan dari Bank Fortis:

- Perjanjian Jual Beli antara Apexindo dan AAP pada tanggal 28 Februari 2003 di mana Apexindo menjual dan mengalihkan seluruh hak dan kewajibannya atas peralatan pengeboran Raissa kepada AAP.
- Perjanjian Penjualan Aktiva secara Cicilan pada tanggal 22 Mei 2003, di mana Apexindo setuju untuk membeli kembali peralatan pengeboran Raissa dari AAP.

20. BANK LOANS (continued)

d. Fortis Bank (continued)

- *AAP's Debt Service Cover Ratio (DSCR) for each of the last two immediately succeeding quarters will not be less than 1.25 and provided that if DSCR is less than 1.35, AAP and Apexindo shall agree with the majority lenders as to the measures that Apexindo intends to take to ensure that AAP will be able to meet its obligations.*

In addition to the terms and conditions described above, AAP and Apexindo are restricted by certain covenants, without prior approval from Fortis, to undertake, among others, any of the following:

- *Merger or consolidation;*
- *Declare or pay dividends and/or other portions of income (applicable only if an event of default has occurred);*
- *Repay stockholders' loans (applicable only if an event of default has occurred);*
- *Create or attempt or agree to create or permit to arise or exist any encumbrance over all or any part of its property, assets or revenues, present or future, with the exception of (i) Permitted Encumbrance based on the agreement, (ii) possessory lien arising by operation of law in the ordinary course of business or any encumbrance, (iii) any encumbrance when aggregated with the indebtedness secured by all other Permitted Encumbrance, does not exceed US$15 million (or its equivalent in other currency).*

Apexindo and AAP also entered into the following agreements in compliance with the requirements of Fortis Bank:

- *Sale and Purchase Agreement between Apexindo and AAP dated February 28, 2003, whereby Apexindo sold and transferred all its rights and obligations over the rig Raissa to AAP.*
- *Installment Asset Sale Agreement dated May 22, 2003, whereby Apexindo agreed to buy back the rig Raissa from AAP.*

20. HUTANG BANK (lanjutan)

d. Fortis Bank (lanjutan)

- Perjanjian Penjualan dan Pembelian tanggal 4 Juni 2003, di mana Apexindo setuju untuk menjual dan mengalihkan seluruh hak dan kewajibannya atas peralatan pengeboran Yani kepada AAP.

- Perjanjian Penjualan Aktiva Cicilan Bersyarat pada tanggal 4 Juni 2003, di mana Apexindo setuju untuk membeli kembali peralatan pengeboran Yani dari AAP.

Pada tanggal 11 April 2005, Apexindo telah mengirim surat kepada Fortis Bank S.A/N.V., Singapura, yang menyatakan keinginannya untuk membayar hutang bank sindikasi untuk Rig Raissa masing-masing sejumlah AS$23.275.389 dan untuk Rig Yani sebesar AS$13.536.811 pada tanggal 3 Mei dan 1 Juni 2005. Selanjutnya, pada tanggal 3 Mei 2005 dan 1 Juni 2005, Apexindo telah melunasi hutang banknya.

e. DEG-Deutsche Investitions-Und Entwicklungsgesellschaft MBH (DEG)

Pada tanggal 19 Maret 2004, PT Medco LPG Kaji (LPG) telah mengadakan perjanjian hutang dengan DEG-Deutsche Investitions-Und Entwicklungsgesellschaft MBH (DEG) dimana DEG bersedia untuk memberikan fasilitas hutang sejumlah AS$13,3 juta untuk mendanai proyek LPG yang berkaitan dengan pabriknya di lapangan Minyak Kaji Blok Rimau, Sumatera Selatan yang disebutkan di perjanjian BOO. Hutang, yang tersedia dari tanggal 31 Mei 2004 dengan pembayaran final yang jatuh tempo pada tanggal 15 September 2008, akan dikenai bunga berdasarkan DEB Base Rate ditambah margin. Hutang tersebut juga dijamin dengan transfer hak atas harta bergerak sejumlah AS$10.472.285 dan perlindungan asuransi atas aktiva sejumlah AS$28.054.004.

20. BANK LOANS (continued)

d. Fortis Bank (continued)

- *Sale and Purchase Agreement dated June 4, 2003, whereby Apexindo agreed to sell and transfer all its rights and obligations on the rig Yani to AAP.*

- *Conditional Installment Asset Sale Agreement dated June 4, 2003, whereby Apexindo agreed to buy back the rig Yani from AAP.*

On April 11, 2005, Apexindo has sent a letter to Fortis Bank S.A./N.V., Singapore, indicating its intention to pay of its syndicated term bank loan for the rig Raissa amounting to US$23,275,389 and for Yani rig amounting to US$13,536,811 on May 3 and June 1, 2005, respectively. Subsequently, on May 3 and June 1, 2005, Apexindo has fully settled these bank loans.

e. DEG-Deutsche Investitions-Und Entwicklungsgesellschaft MBH (DEG)

On March 19, 2004, PT Medco LPG Kaji (LPG) entered into a loan agreement with DEG – Deutsche Investitions – Und Entwicklungsgesellschaft Mbh (DEG), whereby DEG agreed to provide LPG with a loan facility totaling US$13.3 million to finance the LPG project relating to the plant in Kaji Oil Field Rimau Block, South Sumatra. The loan, which was available from May 31, 2004 with the final repayment due on September 15, 2008, shall bear interest based on DEG Base Rate plus margin. The loan is collateralized by fiduciary transfer of movable properties totaling US$10,472,285 and insurance coverage on assets totaling US$28,054,004.

20. HUTANG BANK (lanjutan)

e. DEG-Deutsche Investitions-Und Entwicklungsgesellschaft MBH (DEG) (lanjutan)

Berdasarkan perubahan atas perjanjian hutang tanggal 13 Desember 2004, hutang akan tersedia untuk LPG sampai dengan 31 Maret 2005, kecuali dibatalkan sebelumnya dan akan dikenai bunga sebesar DEG base rate berdasarkan dolar AS tingkat Swap antar bank untuk periode yang sama dengan atau dapat dibandingkan dengan rata-rata masa hutang.

Pada tanggal 13 Desember 2004, Perusahaan, LPG dan DEG mengadakan Akta Persetujuan dimana LPG mengalihkan kepada Perusahaan seluruh hak dan kewajibannya pada perjanjian hutang meskipun kewajibannya akan di catat dibuku LPG.

Pada tanggal 3 Februari 2005, LPG melakukan penarikan atas hutang sejumlah AS$13.3 juta (setelah dikurangi beban bank) dari fasilitas tersebut. Hutang tersebut dikenai bunga sama dengan biaya pendanaan Perusahaan ditambah 4% per tahun (atau setara dengan 7,75% per tahun) dan dijamin dengan seluruh aktiva tetap LPG (Catatan 12). Hutang tersebut dibayar kembali dengan sembilan kali angsuran dengan jumlah yang sama dari tanggal 15 Maret 2005.

Perjanjian hutang mensyaratkan LPG, antara lain, untuk mematuhi hal-hal sebagai berikut:

(1) Persyaratan keuangan yang disebutkan dalam perjanjian, termasuk kepatuhan dengan rasio keuangan, pembatasan atas penjualan, pengalihan atau pelepasan aktivanya, perubahan lingkup operasi atau aktivitas dan mendapatkan hutang atau kewajiban lainnya.

(2) Menyerahkan laporan-laporan yang diminta seperti laporan keuangan tahunan audit dan laporan lingkungan hidup dan pengawasan sosial tahunan.

(3) Persyaratan atas saham dan dividen

Perjanjian tersebut juga mensyaratkan bahwa kewajiban akan selalu mempunyai peringkat yang sama dengan semua pinjaman lainnya yang tidak dijamin dan disubordinasikan, kecuali yang berhubungan dengan penutupan Perusahaan berdasarkan hukum yang berlaku.

20. BANK LOANS (continued)

e. DEG-Deutsche Investitions-Und Entwicklungsgesellschaft MBH (DEG) (continued)

Based on the restated loan agreement dated December 13, 2004, the loan shall be made available to LPG up to March 31, 2005 unless earlier terminated and shall bear an interest rate of the DEG base rate based on the US Dollar Interbank Swap Rate for a period equal or comparable to the average tenure of the loan.

On December 13, 2004, the Company, LPG and DEG entered into a deed of undertaking whereby LPG assigned to the Company all its rights and obligation in the loan agreement although the obligations will be maintained in the books of LPG.

On February 3, 2005, LPG made withdrawal of the loan totaling US$13.3 million (net of bank charges) from the facility. The loan currently bears an interest equal to the cost of funds of the Company plus 4% per annum (or equivalent to 7.75% per annum) and is collateralized by all of the properties and equipment of LPG (Note 12). The loan will be repayable over nine equal installments from March 15, 2005.

The loan agreement requires LPG to among others, comply with:

(1) Financial undertakings as stated in the agreement, including certain financial ratios compliance, limitations on the sale, transfer or disposal of its assets, change of scope of its operations or activities and incurrence of other indebtedness or obligations.

(2) Submit required reports such as audited annual financial statements and annual environmental and social monitoring reports

(3) Share and dividend undertakings

The agreement also requires that the obligation will at all times rank at least pari passu in all respects with all the other unsecured and unsubordinated obligations, except those which in a winding up of the Company will be preferred solely by operation of law.

20. HUTANG BANK (lanjutan)

e. DEG-Deutsche Investitions-Und Entwicklungsgesellschaft MBH (DEG) (lanjutan)

Pada tanggal 31 Desember 2005 dan 2004, tidak terdapat pelanggaran atas kontrak-kontrak hutang di atas, kecuali untuk persyaratan rasio keuangan atas hutang dari DEG yang diperoleh LPG pada tahun 2005. LPG telah memperoleh pencabutan atas pelanggaran pembatasan yang mengecualikan LPG untuk memenuhi pembatasan-pembatasan atas rasio keuangan.

20. BANK LOANS (continued)

e. DEG-Deutsche Investitions-Und Entwicklungsgesellschaft MBH (DEG) (continued)

As of December 31, 2005 and 2004, there were no violations on any covenants of the above loans, except for the financial ratio requirement for the DEG loan obtained by LPG in 2005. LPG has obtained a waiver for this covenant which exempted LPG from meeting the related financial ratio covenant.

21. KEWAJIBAN JANGKA PANJANG LAINNYA

21. OTHER LONG-TERM OBLIGATIONS

	2005	2004	
Wesel Bayar			Notes Payable
Guaranted Notes jatuh tempo 2010	325,411,000	325,411,000	*Guaranteed Notes (GN) due in 2010*
Senior Guaranteed Notes jatuh tempo 2007	27,500,000	27,500,000	*Senior Guaranteed Notes (SGN) due in 2007*
Wesel bayar treasuri	(70,863,000)	(70,863,000)	*Treasury notes*
Bersih	282,048,000	282,048,000	*Net*
Dikurangi diskonto yang belum diamortisasi	5,946,352	7,818,810	*Less unamortized discounts*
Bersih	276,101,648	274,229,190	*Net*
Obligasi Rupiah			*Rupiah Bonds*
Jatuh tempo 2009	137,334,690	145,445,875	*Due in 2009*
Obligasi treasuri	(16,785,351)	-	*Treasury bonds*
Bersih	120,549,339	145,445,875	*Net*
Dikurangi diskonto yang belum diamortisasi	916,689	1,283,286	*Less unamortized discounts*
Bersih	119,632,650	144,162,589	*Net*
Jatuh tempo 2010	76,297,050	-	*Due in 2010*
Obligasi treasuri	(2,034,588)	-	*Treasury bonds*
Bersih	74,262,462	-	*Net*
Dikurangi diskonto yang belum diamortisasi	1,284,997	-	*Less unamortized discounts*
Bersih	72,977,465	-	*Net*
Jumlah Obligasi Rupiah	192,610,115	144,162,589	*Total Rupiah Bonds*
Hutang			*Loan*
GE Capital	7,200,000	-	*GE Capital*
Dikurangi bagian yang jatuh tempo dalam satu tahun	542,014	-	*Less current portion*
Bagian hutang jangka panjang	6,657,986	-	*Long-term portion*
Tingkat bunga per tahun			*Interest rates per annum*
Rupiah	12.25% - 13.125%	13.125%	*Rupiah*
Dolar Amerika Serikat	8.75% - 10%	8.75% - 10%	*United States Dollars*

21. KEWAJIBAN JANGKA PANJANG LAINNYA (lanjutan)

Obligasi Rupiah Jangka Panjang yang Jatuh Tempo pada tahun 2009

Pada tanggal 29 Juni 2004, Perusahaan menerbitkan Obligasi Rupiah dengan nilai nominal Rp1.350 milyar yang terhutang pada tanggal 12 Juli 2009. Hasil dari penerbitan obligasi digunakan untuk mendanai akuisisi Novus (Catatan 1b). Obligasi dikenai tingkat bunga sebesar 13,125% per tahun, terhutang tiga bulanan dengan pembayaran pertama kali jatuh tempo pada tanggal 12 Oktober 2004.

Berdasarkan syarat-syarat dan kondisi-kondisi dari obligasi Rupiah, Perusahaan dibatasi dari melakukan tindakan-tindakan sebagai berikut, antara lain, tanpa persetujuan terlebih dahulu dari wali amanat yang dibentuk:

1. Merger atau akuisisi akibat dari pelepasan Perusahaan
2. Mengurangi modal dasar, diterbitkan dan disetor penuh dari modal saham Perusahaan
3. Merubah bisnis utama
4. Memberi pinjaman kepada pihak ketiga, kecuali pinjaman yang telah dijaminkan sebelum perjanjian wali amanat atau pinjaman, pinjaman untuk karyawan, organisasi atau program kesejahteraan karyawan
5. Menjaminkan aktiva Perusahaan termasuk hak Perusahaan atas penghasilan dari aktiva-aktiva tersebut, kecuali yang dijaminkan untuk:
   - pembayaran saldo hutang berdasarkan perjanjian obligasi dan wali amanat
   - yang telah ada sebelum perjanjian wali amanat
   - yang berhubungan dengan fasilitas baru untuk mendanai kembali kewajiban di mana aktiva tersebut telah digunakan sebagai jaminan
   - yang telah diberikan sebelum merger atau akuisisi atau ambil alih
   - Jaminan yang memadai dan/atau batasan dalam operasi Perusahaan
6. Pengalihan aktiva Perusahaan kecuali (a) pengalihan aktiva yang tidak menghasilkan, dan (b) pengalihan aktiva sehubungan dengan sekuritisasi aktiva.

21. OTHER LONG-TERM OBLIGATIONS (continued)

Long-Term Rupiah Bonds Due in 2009

On June 29, 2004, the Company issued Rupiah Bonds (IDR Bonds) involving a nominal value of Rp1,350 billion, payable on July 12, 2009. The proceeds of the bonds were used to finance the acquisition of Novus (Note 1b). The bonds bear interest at 13.125% per annum, payable quarterly with the first payment due on October 12, 2004.

Under the terms and conditions of the IDR Bonds, the Company is restricted from undertaking the following actions, among others, without prior approval from the designated trustee:

1. *Merger or acquisitions resulting in the dissolution of the Company.*
2. *Decrease of the authorized, issued and fully paid capital stock of the Company.*
3. *Change in the main business.*
4. *Grant loans to third parties, except loans which have been secured and/or pledged before the trustee agreement or loan, loans to employees, employees' welfare organizations/programs.*
5. *Pledge the Company's assets including the Company's rights on income on those assets, except those pledged for:*
   - *payment of outstanding payables based on bond and trustee agreements.*
   - *those existing before the trustee agreement.*
   - *those in connection with new facilities to refinance the original obligations where such assets have already been pledged.*
   - *those which have been given before merger or acquisition or take over.*
   - *Adequate pledge and/or burden in connection with the Company's operations.*
6. *Transfer of the Company's assets except (a) transfer of assets not earning any income, and (b) transfers of assets in connection with asset securitization.*

21. KEWAJIBAN JANGKA PANJANG LAINNYA (lanjutan)

Obligasi Rupiah Jangka Panjang yang Jatuh Tempo pada tahun 2009 (lanjutan)

7. Penerbitan obligasi atau memperoleh hutang dari pihak-pihak lain, kecuali: (a) hutang untuk proyek pendanaan, (b) hutang yang diperlakukan istimewa sesuai dengan sekuritisasi aktiva Perusahaan.

8. Mengajukan permintaan bangkrut atau penundaan pembayaran hutang sebelum pembayaran pokok dan bunga obligasi

9. Mengumumkan dan membayar dividen melebihi 50% laba bersih konsolidasi.

Obligasi Rupiah dijamin dengan seluruh aktiva yang bergerak dan tidak bergerak Perusahaan yang dimiliki sekarang dan yang akan dimiliki di masa yang akan datang oleh Perusahaan dalam jumlah yang sama dengan jumlah kewajiban kepada pemegang obligasi sebagaimana dinyatakan dalam Sertifikat Jumbo Obligasi.

Berdasarkan perjanjian obligasi, Perusahaan mempunyai hak untuk membeli kembali obligasi baik langsung atau tidak langsung, setiap saat sebelum tanggal jatuh tempo dari pokok obligasi tetapi tidak bisa sebelum satu tahun dari penerbitan obligasi tersebut.

Perusahaan telah melakukan beberapa transaksi swap yang berkaitan dengan obligasi IDR ini (Catatan 19).

Pada tahun 2005, Perusahaan membeli kembali obligasi Rupiah dengan nilai AS$16.361.265 (setara dengan Rp165,000,000,000). Pada tanggal 31 Desember 2005, saldo obligasi yang dibeli kembali tersebut sebesar AS$16.785.351, dengan harga pasar sejumlah AS$15.501.271

Pada tanggal 7 Juni 2004, PT Pemeringkat Efek Indonesia (PEFINDO), agen pemeringkat lokal telah memberikan peringkat "AA-" dengan prakiraan stabil untuk Obligasi Rupiah senilai Rp1.350 milyar.

Obligasi Rupiah I Apexindo Jangka Panjang yang Jatuh Tempo pada tahun 2010

Pada tanggal 8 Februari 2005, Apexindo telah menyampaikan Pernyataan Pendaftaran kepada BAPEPAM untuk Penawaran Umum Obligasi Apexindo Pratama Duta I (Obligasi APD I) dan obligasi Syariah Ijarah Apexindo Pratama Duta I (Obligasi Syariah APD I) Tahun 2005 sebesar Rp750 miliar. Pernyataan Pendaftaran tersebut dinyatakan efektif oleh BAPEPAM pada tanggal 30 Maret 2005.

21. OTHER LONG-TERM OBLIGATIONS (continued)

Long-Term Rupiah Bonds Due in 2009 (continued)

7. Issue bonds or obtaining loans from other parties, except for: (a) loan for project financing and, (b) loan which is special treatment in accordance with the Company's assets securitization.

8. Propose to request for bankruptcy or delaying loan payment prior to the payment of the bond's interest and principal.

9. Declare and pay dividends in excess of 50% of consolidated net income.

The IDR bonds are collateralized by all movable and non-movable properties of the Company that existed and will be owned in the future by the Company in an amount equal to the total obligation to the bond holders as stated in the Jumbo Bond Certificate.

Under the Bonds agreement, the Company has the right to buy-back the bonds directly or indirectly, at any time before the maturity date of the bond principal but prior to one year from their issuance.

The Company has entered into several swap transactions in relation to the IDR bonds (Note 19).

In 2005, the Company bought-back Rupiah bonds with a total value of US$16,361,265 (equivalent to Rp165,000,000,000). As of December 31, 2005, the outstanding balance of the bought-back bonds amounted to US$16,785,351, with a market value amounting to US$15,501,271.

On June 7, 2004, PT Pemeringkat Efek Indonesia (PEFINDO), the local rating agency assigned an "AA-" corporate rating with stable outlook to the Rp1,350 billion Notes.

Long-Term Apexindo Rupiah Bonds I Due in 2010

On February 8, 2005, Apexindo has submitted the Registration Statement to BAPEPAM for the issuance of conventional bonds and Syariah Ijarah Bonds Apexindo Pratama Duta 1 Tahun 2005 totalling to Rp750 billion. The Registration Statement was declared effective by BAPEPAM on March 30, 2005.

21. KEWAJIBAN JANGKA PANJANG LAINNYA (lanjutan)

Obligasi APD I dikenai tingkat bunga sebesar 12,25% per tahun, terhutang per kwartal dengan pembayaran pertama pada tanggal 8 April 2005.

Obligasi Syariah APD I dikenai cicilan pembayaran fee ijarah sebesar Rp29.400.000.000 per tahun, yang dibayarkan setiap kwartal dari tanggal 8 April 2005.

Persyaratan-persyaratan dan kondisi-kondisi dari obligasi rupiah Apexindo ini memuat pembatasan-pembatasan tertentu yang mana antara lain, mensyaratkan Apexindo untuk membentuk dana deposito cadangan yang setara dengan 1 (satu) kali pembayaran bunga obligasi dan cicilan fee ijarah kepada wali amanat dan mempertahankan peringkat obligasi sesuai dengan yang diatur dalam penawaran ini.

Selama tahun berjalan, Perusahaan membeli kembali obligasi Rupiah Apexindo dengan nilai pasar sebesar AS$1.469.148 (setara dengan Rp15.000.000.000). Pada tanggal 31 Desember 2005, saldo obligasi yang dibeli kembali tersebut sebesar AS$2.034.588, dengan harga pasar sebesar AS$1.847.202.

Pada tanggal 31 Januari 2005, PT Pemeringkat Efek Indonesia (PEFINDO), agen pemeringkat lokal telah memberikan peringkat "A-" dengan prakiraan stabil untuk peringkat Obligasi Rupiah Apexindo ini.

Senior Guaranteed Notes (SGN) yang Jatuh Tempo pada Tahun 2007 dan Guaranteed Notes (GN) yang Jatuh Tempo pada Tahun 2010

Pada tanggal 19 Maret 2002, MEFL menerbitkan SGN sebesar AS$100 juta yang jatuh tempo pada tanggal 19 Maret 2007 dengan harga penawaran perdana 98,093% melalui Credit Suisse First Boston (CSFB).

SGN tersebut dikenai bunga sebesar 10% per tahun, yang terhutang pada tanggal 19 Maret dan 19 September setiap tahun, dimulai sejak tanggal 19 September 2002. SGN ini dijamin Perusahaan dan tercatat di Bursa Efek Singapura (SGX-ST).

Syarat-syarat dan kondisi-kondisi dari SGN meliputi pembatasan-pembatasan tertentu, antara lain, mengharuskan Perusahaan dan Anak Perusahaan untuk mempertahankan rasio keuangan tertentu, melarang Perusahaan untuk mengumumkan dan membayar dividen kepada para pemegang saham Perusahaan melebihi 50% dari laba bersih konsolidasi dan melarang anak perusahaan untuk menambah hutang baru, kecuali untuk hutang tertentu yang diperbolehkan. Syarat-syarat dan kondisi-kondisi tersebut juga tidak memperbolehkan Perusahaan dan Anak Perusahaan melakukan penggabungan usaha kecuali syarat-syarat tertentu telah terpenuhi.

21. OTHER LONG-TERM OBLIGATIONS (continued)

The conventional bonds bear interest at 12.25% per annum, payable quarterly with the first payment due on April 8, 2005.

The Syariah bonds are subject to an ijarah fee of Rp29,400,000,000 per annum, payable quarterly from April 8, 2005.

The terms and conditions of Apexindo's Rupiah bonds contain certain covenants which among others, require Apexindo to maintain fund deposits equal to a 1 (one) time payment of interest on bonds and the ijarah fee to the trustee and to maintain its bond rating as stipulated in the offerings.

During the year, the Company bought-back Apexindo Rupiah bonds with a total value of US$1,469,148 (equivalent to Rp15,000,000,000). As of December 31, 2005, the outstanding balance of the bought-back bonds amounted to US$2,034,588. with a market value amounting to US$1,847,202.

On January 31, 2005, PT Pemeringkat Efek Indonesia (PEFINDO), the local rating agency assigned an "A-" corporate rating with stable outlook to Apexindo's Rupiah Bonds .

Senior Guaranteed Notes (SGN) Due in 2007 and Guaranteed Notes (GN) Due in 2010

On March 19, 2002, MEFL issued US$100 million of Senior Guaranteed Notes (SGN) maturing on March 19, 2007 at an initial offering price of 98.093% through Credit Suisse First Boston (CSFB).

The SGN bear interest at 10% per annum, payable on March 19 and September 19 of each year, commencing on September 19, 2002. The SGN are guaranteed by the Company and are listed on the Singapore Exchange Securities Trading Limited (SGX-ST).

The terms and conditions of the SGN contain certain covenants which, among others, require the Company and subsidiaries to maintain certain financial ratios, prohibit the declaration and payment of dividends to stockholders of the Company in excess of 50% of consolidated net income and restrict the subsidiaries from incurring additional indebtedness except for certain permitted indebtedness. The terms and conditions also do not allow the Company and Subsidiaries to merge unless certain conditions have been met.

21. KEWAJIBAN JANGKA PANJANG LAINNYA (lanjutan)

Senior Guaranteed Notes (SGN) yang Jatuh Tempo pada Tahun 2007 dan Guaranteed Notes (GN) yang Jatuh Tempo pada Tahun 2010 (lanjutan)

Pada tanggal 22 Mei 2003, MEFL telah menerbitkan Guaranteed Notes (GN) yang lain sebesar AS$250 juta yang terhutang pada tanggal 22 Mei 2010 dengan harga penawaran 99,011% melalui UBS Warburg dan Credit Suisse First Boston. GN tersebut dikenai tingkat bunga 8,75% per tahun, dan terhutang pada tanggal 22 Mei dan 22 November setiap tahun, yang dimulai pada tanggal 22 November 2003. GN ini dijamin oleh Perusahaan dan terdaftar di Bursa Efek Singapura (SGX-ST).

Syarat-syarat dan kondisi-kondisi sehubungan dengan penerbitan GN berisi pembatasan-pembatasan tertentu yang mana antara lain, mengharuskan Perusahaan dan Anak Perusahaan mempertahankan rasio keuangan tertentu, melarang Perusahaan untuk menerbitkan wesel bayar atau instrumen sejenis yang lain yang lebih diprioritaskan dengan wesel bayar, melarang Perusahaan untuk menjual, menyewa, mengalihkan atau melepas aktiva tetap selain karena penurunan nilai aktiva tetap dan melarang Perusahaan untuk mengumumkan dividen atau distribusi lainnya melebihi 50% dari laba bersih konsolidasi.

Bersamaan dengan penerbitan *Guaranteed Notes*, MEFL mengeluarkan program "*Exchange Offer and Consent Solicitation"* atas SGN sebesar AS$100 juta yang diterbitkan sebelumnya pada tanggal 19 Maret 2002. Pemegang SGN sebesar AS$72,5 juta sepakat untuk menukar SGN-nya dengan yang baru, sedangkan pemegang SGN sebesar AS$27,5 juta memilih untuk melakukan perubahan syarat-syarat yang berkaitan dengan, antara lain, kewajiban Perusahaan yang berkaitan dengan perolehan hutang-hutang yang timbul dan pembatasan transaksi-transaksi dengan pihak-pihak yang mempunyai hubungan istimewa.

Pada tanggal 31 Desember 2003, Perusahaan membeli kembali SGN dan GN, dengan nilai nominal sejumlah AS$85.863.000 seharga AS$87.750.948. Pada tahun 2004, Perusahaan telah menjual wesel yang dibeli kembali tersebut dengan nilai nominal sejumlah AS$15.000.000 seharga AS$15.562.305.

Pada tanggal 25 Maret 2003 dan 2 Mei 2003, *Standard & Poor's* telah memberikan peringkat "B+" kepada Perusahaan dengan prakiraan stabil terhadap hutang Perusahaan. Peringkat yang sama juga diberikan terhadap *Guaranteed Notes* senilai AS$250 juta dan SGN senilai AS$100 juta yang diterbitkan oleh MEFL. Pada tanggal 29 Januari 2002 dan 5 Mei 2003, PT Pemeringkat Efek Indonesia

21. OTHER LONG-TERM OBLIGATIONS (continued)

Senior Guaranteed Notes (SGN) Due in 2007 and Guaranteed Notes (GN) Due in 2010 (continued)

On May 22, 2003, MEFL has issued another US$250 million of Guaranteed Notes (GN) payable on May 22, 2010 at an initial offering price of 99.011% through UBS Warburg and Credit Suisse First Boston. The GN bear interest at 8.75% per annum, and payable on May 22 and November 22 of each year, commencing on November 22, 2003. The GN are guaranteed by the Company and listed on the Singapore Exchange Securities Trading Limited (SGX-ST).

The terms and conditions of the GN contain certain covenants which among others, require the Company and Subsidiaries to maintain certain financial ratio, prohibit the Company from issuing any notes or other similar instruments that are senior to the notes, nor to sell, lease, transfer or otherwise dispose of its fixed assets other than due to impairment and nor to declare any dividend or other distribution in excess of 50% of consolidated net income.

Concurrent with the issuance of the Guaranteed Notes, MEFL launched a program called "Exchange Offer and Consent Solicitation" for the US$100 million of SGN previously issued on March 19, 2002. The holders of US$72.5 million of the SGN agreed to exchange their SGN with the new notes, while the holders of US$27.5 million preferred only to amend the conditions of the SGN pertaining to, among others, the Company's obligation with respect to incurrence of indebtedness and limitations on affiliate transactions.

On December 31, 2003, the Company bought-back SGN and GN with a total face value of US$85,863,000 for US$87,750,948. In 2004, the Company sold its buy-back notes with a total face value of US$15,000,000 for US$15,562,305.

The Company was assigned a "B+" corporate credit rating with stable outlook by Standard & Poor's on March 25, 2003 and May 2, 2003. The same rating was assigned to the US$250 million Guaranteed Notes and the US$100 million SGN issued by MEFL. On January 29, 2002 and May 5, 2003, PT Pemeringkat Efek Indonesia (PEFINDO), the

21. KEWAJIBAN JANGKA PANJANG LAINNYA (lanjutan)

(PEFINDO), agen pemeringkat lokal juga telah memberikan peringkat "AA-" dengan prakiraan stabil untuk SGN senilai AS$100 juta.

MEFL telah melakukan beberapa transaksi swap berkaitan dengan wesel bayar tersebut (Catatan 19).

Pada tanggal 31 Desember 2005 dan 2004, saldo wesel yang dibeli kembali tersebut masing-masing sebesar AS$69.369.012 dan AS$68.898.567 (setelah dikurangi diskonto yang belum diamortisasi masiing-masing sebesar AS$1.493.988 dan AS$1.964.433), dengan harga pasar masing-masing sejumlah AS$72.856.664 dan AS$72.047.212.

21. OTHER LONG-TERM OBLIGATIONS (continued)

local rating agency assigned an "AA-" corporate rating with stable outlook to the US$100 million SGN.

MEFL has entered into several swap transactions in relation to these notes (Note 19).

As of December 31, 2005 and 2004, the outstanding balance of the buy-back notes amounted to US$69,369,012 and US$ 68,898,567, respectively (net of unamortized discount of US$1,493,988 and US$1,964,433, respectively), with a market value amounting to US$72,856,664 and US$72,047,212, respectively.

22. GOODWILL NEGATIF

Goodwill negatif timbul dari akuisisi anak perusahaan, adalah sebagai berikut:

22. NEGATIVE GOODWILL

Negative goodwill arose from the acquisition of the following subsidiaries:

	2005	2004	
Exspan Exploration and Production Pasemah, Ltd.	3,104,411	3,104,411	*Exspan Exploration and Production Pasemah, Ltd.*
Exspan E&P Pasemah, Inc.	3,104,411	3,104,411	*Exspan E&P Pasemah, Inc.*
Enserch Far East Ltd.	1,337,421	1,337,421	*Enserch Far East Ltd.*
PT Medco E&P Kalimantan	1,012,044	1,012,044	*PT Medco E&P Kalimantan*
Exspan Airsenda, Inc.	729,857	729,857	*Exspan Airsenda, Inc.*
Exspan Airlimau, Inc.	729,857	729,857	*Exspan Airlimau, Inc.*
PT Apexindo Pratama Duta Tbk	339,215	339,215	*PT Apexindo Pratama Duta Tbk*
PT Medco Sarana Balaraja	213,445	213,445	*PT Medco Sarana Balaraja*
PT Medco E&P Tarakan	79,555	79,555	*PT Medco E&P Tarakan*
Jumlah	10,650,216	10,650,216	*Total*
Dikurangi akumulasi amortisasi	(9,696,696)	(8,851,438)	*Less accumulated amortization*
Nilai buku bersih	953,520	1,798,778	*Net book value*

Goodwill negatif dari Anak Perusahaan yang non-aktif atau tidak beroperasi atau sedang dalam likuidasi sejumlah AS$790.678 dan AS$1.329.798 di amortisasi seluruhnya masing-masing di tahun 2005 dan 2004 (dikreditkan ke "Penyusutan dan Amortisasi").

Negative goodwill of non-active or non-operating or under liquidation subsidiaries totaling US$790,678 and US$1,329,798 were fully amortized (credited to "Depreciation and Amortization") in 2005 and 2004, respectively.

23. HAK MINORITAS / *23. MINORITY INTERESTS*

a. Hak minoritas atas aktiva bersih anak perusahaan: / *a. Minority interests in net assets of subsidiaries:*

	2005	Disajikan Kembali (Catatan 42/ *As Restated, Note 42)* 2004	
PT Apexindo Pratama Duta Tbk	88,252,982	31,393,759	*PT Apexindo Pratama Duta Tbk*
PT Medco Energi Menamas	6,899,276	4,356,082	*PT Medco Energi Menamas*
PT Exspan Petrogas Intranusa	3,044	174,434	*PT Exspan Petrogas Intranusa*
PT Medco Methanol Bunyu	1,927	1,516	*PT Medco Methanol Bunyu*
Jumlah	95,157,229	35,925,791	*Total*

b. Hak minoritas atas laba bersih anak perusahaan: / *b. Minority interests in net income of subsidiaries:*

	2005	Disajikan Kembali (Catatan 42/ As Restated, Note 42) 2004	
PT Exspan Petrogas Intranusa	171,389	60,072	*PT Exspan Petrogas Intranusa*
PT Medco Methanol Bunyu	(410)	(460)	*PT Medco Methanol Bunyu*
PT Medco Energi Menamas	(709,887)	(63,912)	*PT Medco Energi Menamas*
PT Apexindo Pratama Duta Tbk	(2,382,659)	(1,126,274)	*PT Apexindo Pratama Duta Tbk*
PT Medco E&P Indonesia	-	3,524	*PT Medco E&P Indonesia*
PT Medco E&P Lematang	-	110	*PT Medco E&P Lematang*
Bersih	(2,921,567)	(1,126,940)	*Net*

24. MODAL SAHAM / *24. CAPITAL STOCK*

	2005				
Pemegang Saham	Jumlah Saham/ *Number of Shares*	Persentase Kepemilikan/ *Ownership Percentage*	Jumlah/ *Amount* Rp '000	US$	*Stockholder*
Densico Energy Resources Pte. Limited	1,113,641,792	33.42%	111,364,179	33,805,822	*Densico Energy Resources Pte. Limited*
Aman Energy Resources Pte. Ltd.	575,751,214	17.28%	57,575,121	17,479,491	*Aman Energy Resources Pte. Ltd.*
PT Medco Duta	28,276,987	0.85%	2,827,699	859,813	*PT Medco Duta*
PT Nuansa Grahacipta	50,000	0.00%	5,000	1,518	*PT Nuansa Grahacipta*
PT Multifabrindo Gemilang	2,000,000	0.06%	200,000	60,693	*PT Multifabrindo Gemilang*
Masyarakat	1,612,731,457	48.39%	161,273,146	48,947,127	*Public*
Jumlah	3,332,451,450	100.00%	333,245,145	101,154,464	*Total*
Dikurangi saham treasuri	(223,597,000)	-	(22,359,700)	(3,147,999)	*Less treasury stock*
Bersih	3,108,854,450	100.00%	310,885,445	98,006,465	*Net*

24. MODAL SAHAM (lanjutan)

24. CAPITAL STOCK (continued)

	2004				
Pemegang Saham	Jumlah Saham/ *Number of Shares*	Persentase Kepemilikan/ *Ownership Percentage*	Jumlah/ *Amount* Rp '000	Jumlah/ *Amount* US$	*Stockholder*
New Links Energy Resources Limited	2,849,414,565	85.51%	284,941,457	86,497,182	*New Links Energy Resources Limited*
PT Medco Duta	14,914	0.00%	1,491	452	*PT Medco Duta*
PT Nuansa Grahacipta	2,885,000	0.09%	288,500	91,039	*PT Nuansa Grahacipta*
PT Multifabrindo Gemilang	2,000,000	0.06%	200,000	60,693	*PT Multifabrindo Gemilang*
Masyarakat (di bawah 5%)	478,136,971	14.34%	47,813,698	14,505,098	*Public (less than 5%)*
Jumlah	3,332,451,450	100.00%	333,245,146	101,154,464	*Total*
Dikurangi saham treasuri	(226,597,000)	-	(22,659,700)	(3,190,236)	*Less treasury stock*
Bersih	3,105,854,450	100.00%	310,585,446	97,964,228	*Net*

Pada tanggal 29 Januari 2005, Encore International Ltd. (Encore) telah menandatangani Perjanjian Pembelian Saham Bersyarat dengan PTTEP Offshore Investment Company Limited (PTTEPO) dan Cumin Limited (Cumin), untuk membeli masing-masing 40% dan 19,9% kepemilikan saham PTTEPO dan Cumin di New Links Energy Resources Limited (New Links), pemegang saham mayoritas Perusahaan. Perjanjian Pembelian ini telah diselesaikan pada tanggal 17 Februari 2005. Dengan demikian, Encore menjadi satu-satunya pemegang saham New Links atau satu-satunya pemegang saham pengendali tidak langsung Perusahaan. Selanjutnya, pada tanggal 31 Maret 2005, Perusahaan menerima surat dari New Links di mana New Links memberitahukan Perusahaan mengenai pengalihan atas 33,032% (mewakili 1.100.767.216 saham) kepemilikan saham di Perusahaan kepada Aman Energy Resources Pte. Ltd. (Aman) efektif sejak tanggal 18 Maret 2005. Aman merupakan anak perusahaan Encore yang dimiliki sepenuhnya.

On January 29, 2005, Encore International Ltd. (Encore) signed a Conditional Shares Purchase Agreement with PTTEP Offshore Investment Company Limited (PTTEPO) and Cumin Limited (Cumin) to purchase 40% and 19.9% of the share ownership of PTTEPO and Cumin in New Links Energy Resources Limited (New Links), respectively, the Company's majority shareholder. The Purchase Agreement was completed on February 17, 2005. Accordingly, Encore, becomes the sole shareholder of New Links or the only indirect controlling shareholder of the Company. Subsequently, on March 31, 2005, the Company received a letter from New Links whereby New Links advised the Company of its transfer of a 33.032% (representing 1,100,767,216 shares) ownership in the Company to Aman Energy Resources Pte. Ltd. (Aman) effective March 18, 2005. Aman is a wholly-owned subsidiary of Encore.

Pada tanggal 19 April 2005, Aman memberitahu Perusahaan atas pemindahan kepemilikan saham Perusahaan sebanyak 3,775% (mewakili 125.810.559 saham) kepada Tamwin Limited, salah satu kreditur Encore, pemegang saham pengendali tidak langsung Perusahaan.

On April 19, 2005, Aman advised the Company of its transfer of 3.775% (representing 125,810,559 shares) ownership interest in the Company to Tamwin Limited, one of Encore's creditors.

Pada tanggal 17 Mei 2005, New Links juga memindahkan seluruh sisa kepemilikannya di Perusahaan sebanyak 52,473% (mewakili 1.748.647.349 saham) kepada Densico Energy Resources Pte, Ltd (Densico), anak perusahaan yang dimiliki seluruhnya oleh Encore atau; pengalihan saham tersebut dicatat di dalam daftar pemegang saham Perusahaan pada tanggal 16 Mei 2005.

On May 17, 2005, New Links also transferred all of its remaining 52.473% (representing 1,748,647,349 shares) ownership in the Company to Densico Energy Resources Pte. Ltd. (Densico), a wholly-owned subsidiary of Encore; such transfer of shares was recorded on the Register of Company's stockholders on May 16, 2005.

24. MODAL SAHAM (lanjutan)

Pada tanggal 15 Juli 2005, Densico, melalui Perusahaan, telah melakukan penawaran saham secara langsung atau dalam bentuk *Global Depository Receipts (GDS)*. Pencatatan GDS ini dilakukan di Bursa Efek Luksemburg dan diperdagangkan pada *Internal Order Book System* di Bursa Efek London serta Portal Bursa Nasdaq. Dana dari hasil penawaran saham biasa atau GDS ini tidak diterima oleh Perusahaan.

Perubahan jumlah saham yang beredar pada tahun 2005 dan 2004 adalah sebagai berikut:

24. CAPITAL STOCK (continued)

On July 15, 2005, Densico through the Company, has undertaken an offering of common shares directly or in the form of Global Depository Shares (GDS). The GDS have been listed on the Luxembourg Stock Exchange and included for trade in the Internal Order Book System of the London Stock Exchange and the portal market of the Nasdaq Stock Market. No proceeds from the offering of common shares or GDS went to the Company.

Changes in the shares outstanding in 2005 and 2004 are as follows:

	Jumlah saham/ *Number of Shares*	
Jumlah saham setelah pemecahan saham pada tanggal 31 Mei 2000	3,332,451,450	*Number of shares after stock split on May 31, 2000*
Dikurangi saham treasuri yang diakuisisi:		*Less acquisition of treasury shares:*
2000	(13,361,500)	*2000*
2001	(175,121,500)	*2001*
2002	(39,715,500)	*2002*
Pengurangan	3,104,252,950	*Deduction*
Ditambah saham treasuri yang dijual kembali:		*Add resale of treasury shares:*
Penjualan saham treasuri - 2003	1,601,500	*Sale of treasury stock - 2003*
Saldo tahun 2004	3,105,854,450	*Balance of 2004*
Ditambah saham treasuri yang dijual kembali:		*Add resale of treasury shares:*
Penjualan saham treasuri - 2005	3,000,000	*Sale of treasury stock - 2005*
Saldo tahun 2005	3,108,854,450	*Balance of 2005*

Perusahaan menjual 3.000.000 saham dari saham treasuri sejumlah AS$1.169.361 pada tahun 2005. Saldo saham treasuri masing-masing sejumlah 223.597.000 saham dan 226.597.000 saham pada tanggal-tanggal 31 Desember 2005 dan 2004.

The Company sold 3,000,000 shares of its treasury shares for US$1,169,361 in 2005. Oustanding trasury stock amounted to 223,597,000 shares and 226,597,000 shares as of December 31, 2005 and 2004, respectively.

25. TAMBAHAN MODAL DISETOR

Akun ini terdiri dari:

25. ADDITIONAL PAID-IN CAPITAL

This account consists of:

	Jumlah/Total		
	2005	**2004**	
Penerbitan 321.730.290 saham melalui penawaran umum terbatas I kepada pemegang saham pada tahun 1999	139,908,988	139,908,988	*Issuance of 321,730,290 shares through rights offering I to stockholders in 1999*
Penjualan 22.000.000 saham melalui penawaran umum perdana kepada masyarakat pada tahun 1994	33,500,000	33,500,000	*Sale of 22,000,000 shares through public offering in 1994*
Penjualan kembali saham	1,073,325	192,894	*Resale of shares*
Pembagian saham bonus pada tahun 1998	(32,254,579)	(32,254,579)	*Distribution of bonus shares in 1998*
Tambahan modal disetor dari saham treasuri	(19,040,298)	(19,291,414)	*Additional paid - in capital on treasury shares*
Jumlah	123,187,436	122,055,889	*Total*

26. DAMPAK PERUBAHAN TRANSAKSI EKUITAS ANAK PERUSAHAAN/PERUSAHAAN ASOSIASI

26. EFFECT OF CHANGES IN THE EQUITY TRANSACTIONS OF SUBSIDIARIES/ ASSOCIATED COMPANIES

Akun ini terdiri dari:

This account consists of:

	2005	2004	
Tambahan nilai dari revaluasi yang di konversi ke modal saham	28,753,083	28,753,083	*Revaluation increment converted into capital stock*
Konversi agio saham ke modal saham oleh anak perusahaan	1,697,294	1,697,294	*Conversion of additional paid-in capital into common stock by a subsidiary*
Agio dari opsi saham kepada pegawai	677,738	-	*Additional paid-in capital resulting from employee stock options*
Modal sumbangan	107,870	107,870	*Donated capital*
Laba yang belum direalisasi atas penilaian investasi jangka pendek ke harga pasar	2,783	-	*Unrealized gain in market value of short-term investments*
Pengaruh penerbitan saham baru dalam rangka penawaran umum perdana saham anak perusahaan	(2,769,920)	(2,769,920)	*Effect of new shares issued in relation to initial public offering of a subsidiary*
Pengaruh penerbitan saham baru oleh anak perusahaan	(10,985,106)	48,494	*Effect of new shares issued by a subsidiary*
Jumlah	17,483,742	27,836,821	*Total*

27. PENJUALAN DAN PENDAPATAN USAHA LAINNYA

27. SALES AND OTHER OPERATING REVENUES

Penjualan bersih dan pendapatan usaha lainnya yang diperoleh adalah sebagai berikut:

Net sales and other operating revenues were derived from the following:

	2005	2004	
Penjualan minyak dan gas bumi	432,361,384	367,367,607	*Oil and gas sales*
Jasa pengeboran dan jasa terkait	89,026,128	94,438,585	*Drilling operations and related services*
Penjualan metanol	44,954,265	55,490,344	*Methanol sales*
Kontrak lainnya	25,825,241	11,550,952	*Other contracts*
Bagian atas laba dari kerjasama operasi	19,781,592	19,733,452	*Share of profit of joint ventures*
Penjualan tenaga listrik	8,204,808	1,534,484	*Electric power sales*
Jumlah	620,153,418	550,115,424	*Total*

Rincian penjualan minyak dan gas bumi-bersih pada tahun 2005 dan 2004 yang merupakan bagian yang signifikan dari penjualan bersih dan pendapatan usaha, adalah sebagai berikut:

Details of net oil and gas sales for the years ended December 31, 2005 and 2004 which represent a significant portion of the net sales and operating revenues, are as follows:

27. PENJUALAN DAN PENDAPATAN USAHA LAINNYA (lanjutan)

27. SALES AND OTHER OPERATING REVENUES (continued)

	2005	2004	
Itochu Petroleum Co. (S) Pte. Ltd.	267,833,256	14,768,868	*Itochu Petroleum Co. (S) Pte. Ltd.*
PT Pertamina (Persero)	83,386,843	59,365,215	*PT Pertamina (Persero)*
BP Migas	37,392,479	30,418,584	*BP Migas*
Pelanggan Novus di luar negeri	21,176,419	35,024,228	*Novus overseas customers*
PT Perusahaan Listrik Negara (Persero)	19,476,113	13,170,647	*PT Perusahaan Listrik Negara (Persero)*
PTT Public Company Ltd. (Catatan 37)	2,587,830	113,041,449	*PTT Public Company Ltd. (Note 37)*
Mitsui Oil (Asia) Hongkong Ltd.	-	99,819,325	*Mitsui Oil (Asia) Hongkong Ltd.*
Lain-lain	508,444	1,759,291	*Others*
Jumlah	432,361,384	367,367,607	*Total*

28. BIAYA PENJUALAN

Perusahaan dan Anak Perusahaan mempunyai beban-beban sebagai berikut dalam mengoperasikan, memproses dan menjual produk dan jasanya:

a. Biaya Produksi dan Lifting

Akun ini terdiri dari:

28. COST OF SALES

The Company and Subsidiaries incurred the following expenses to operate, process and sell their products and services:

a. Production and Lifting Costs

This account consists of:

	2005	2004	
Biaya overhead operasi lahan	31,734,635	34,639,816	*Field operations overhead*
Operasi dan pemeliharaan	26,616,102	26,101,025	*Operations and maintenance*
Pipa dan biaya transportasi	9,910,889	7,628,155	*Pipeline and transportation fees*
Tunjangan operasional	6,347,170	9,405,239	*Operational support*
Jumlah	74,608,796	77,774,235	*Total*

b. Beban Eksplorasi

Akun ini terdiri dari:

b. Exploration Expenses

This account consists of:

	2005	2004	
Biaya sumur kering	8,623,199	13,420,527	*Dry hole costs*
Geologis dan geofisika	5,593,547	5,424,356	*Geological and geophysical*
Seismik	3,083,436	2,795,632	*Seismic*
Eksplorasi overhead	1,743,224	2,206,546	*Exploration overhead*
Jumlah	19,043,406	23,847,061	*Total*

28. BIAYA PENJUALAN (lanjutan)

c. Penyusutan dan Amortisasi

Akun penyusutan dan amortisasi, adalah sebagai berikut:

28. COST OF SALES (continued)

c. Depreciation and Amortization

This account represents depreciation and amortization for the following:

	2005	2004	
Operasi minyak dan gas bumi	60,367,082	49,992,558	*Oil and gas operations*
Pengeboran dan jasa terkait	24,706,760	23,083,607	*Drilling and related services*
Metanol	1,269,810	1,343,083	*Methanol*
Tenaga listrik	1,137,955	204,367	*Electric power*
Jumlah	87,481,607	74,623,615	*Total*

d. Biaya Operasi Pengeboran

Akun ini terdiri dari:

d. Drilling Operations Costs

This account consists of:

	2005	2004	
Tenaga kerja	23,452,883	21,096,543	*Labor*
Perlengkapan pengeboran	12,483,008	10,001,684	*Drilling equipment*
Reparasi dan pemeliharaan	9,251,391	13,807,999	*Repairs and maintenance*
Sewa	7,458,608	9,855,563	*Rental*
Transportasi	4,727,310	1,946,667	*Transportation*
Asuransi	4,703,469	5,309,635	*Insurance*
Jasa boga	4,227,138	4,815,056	*Catering*
Perpindahan peralatan pengeboran	-	2,665,343	*Rigs movements*
Lain-lain	1,925,033	3,126,848	*Others*
Jumlah	68,228,840	72,625,338	*Total*

e. Beban Pokok Penjualan Metanol

Akun ini terdiri dari:

e. Cost of Methanol Sales

This account consists of:

	2005	2004	
Sewa	17,767,719	22,975,810	*Rental*
Gas	10,665,318	12,473,147	*Feed gas*
Gaji dan tunjangan lainnya	1,564,984	1,603,134	*Salaries and other allowances*
Biaya operasi kilang	1,309,022	4,830,389	*Processing plant operational costs*
Bahan bakar	318,052	277,421	*Fuel*
Tenaga kerja kontrak	169,131	279,397	*Contract labor*
Lain-lain	180,820	43,807	*Others*
Jumlah biaya produksi	31,975,046	42,483,105	*Total production costs*
Persediaan:			*Inventories:*
Pada awal tahun	1,148,580	1,331,610	*At beginning of year*
Pada akhir tahun (Catatan 7)	(877,348)	(1,148,580)	*At end of year (Note 7)*
Jumlah	32,246,278	42,666,135	*Total*

28. BIAYA PENJUALAN (lanjutan)

f. Beban Penjualan Tenaga Listrik

Akun ini terdiri dari sebagai berikut:

28. COST OF SALES (continued)

f. Cost of Power Sales

This account consists of the following:

	2005	2004	
Biaya pemeliharaan	4,765,072	68,178	*Maintenance costs*
Gaji dan manfaat karyawan lainnya	158,459	4,762	*Salaries and benefts*
Jumlah	4,923,531	72,940	*Total*

g. Beban Pembelian Minyak Mentah

Akun ini terdiri dari biaya pembelian minyak mentah oleh Perusahaan dari BP Migas.

Pembelian bahan baku metanol, suku cadang dan jasa boga pada tahun 2005 dan 2004 termasuk pembelian dari pemasok sebagai berikut yang secara individu mencerminkan lebih dari 10% dari jumlah pembelian untuk masing-masing tahun:

g. Cost of Crude Oil Purchases

This accounts consists of cost of crude oil purchased by the Company from BP Migas.

Purchases of materials of methanol, spare parts and catering services in 2005 and 2004 included purchases from the following suppliers which individually represent more than 10% of the total purchases for the respective years:

	2005	**2004**	
PT Pertamina (Persero) DOH Kalimantan	10,180,213	11,625,852	*PT Pertamina (Persero) DOH Kalimantan*
PT Halliburton Indonesia	6,345,010	-	*PT Halliburton Indonesia*
PT Andrawina Praja Sarana	3,403,299	3,771,232	*PT Andrawina Praja Sarana*
Oil Service and Trading Inc.	2,155,329	2,498,481	*Oil Service and Trading Inc.*
CV Tiga Putra	1,571,271	-	*CV Tiga Putra*
Midcontinent Tubular Pte.Ltd.	-	71,759	*Midcontinent Tubular Pte. Ltd.*
Jumlah	23,655,122	17,967,324	*Total*

29. BEBAN USAHA / *29. OPERATING EXPENSES*

Akun ini terdiri dari:

This account consists of:

	2005	2004	
Umum dan administrasi			*General and administrative*
Gaji, upah dan manfaat karyawan lainnya	33,767,350	26,327,576	*Salaries, wages and other employee benefits*
Beban kontrak	13,026,504	8,437,660	*Contract charges*
Beban profesional	12,234,824	6,835,553	*Profesional fees*
Peralatan dan perlengkapan kantor	2,974,524	2,807,023	*Office supplies and equipment*
Asuransi	1,890,248	443,785	*Insurance*
Penyusutan	1,337,652	890,889	*Depreciation*
Sewa	1,085,253	1,122,128	*Rental*
Penyisihan piutang ragu-ragu	1,010,697	1,050,308	*Provision for doubtful accounts*
Perawatan dan perbaikan	222,865	276,524	*Repairs and maintenance*
Lain-lain (masing-masing dibawah AS$100.000)	8,634,903	8,031,494	*Others (each below US$100,000)*
Jumlah	76,184,820	56,222,940	*Total*
Penjualan			*Selling*
Beban ekspor	10,999,220	15,506,328	*Export expenses*
Perjalanan dinas	1,985,277	1,858,885	*Business travel*
Iklan dan promosi	553,678	85,102	*Advertising and promotion*
Beban jamuan	349,927	534,872	*Entertainment*
Jumlah	13,888,102	17,985,187	*Total*
Jumlah Beban Usaha	90,072,922	74,208,127	*Total Operating Expenses*

30. PAJAK PENGHASILAN / *30. INCOME TAX*

Beban pajak Perusahaan dan Anak Perusahaan terdiri dari sebagai berikut:

Tax expense of the Company and Subsidiaries consists of the following:

	2005	2004	
Pajak kini			*Current tax expense*
Anak Perusahaan	(99,573,680)	(66,148,681)	*Subsidiaries*
Pajak tangguhan			*Deferred tax expense (benefit)*
Perusahaan	(5,009,959)	4,139,080	*Company*
Anak Perusahaan	1,090,640	6,870,818	*Subsidiaries*
Sub-jumlah	(3,919,319)	11,009,898	*Sub-total*
Jumlah beban pajak	(103,492,999)	(55,138,783)	*Total tax expense*

30. PAJAK PENGHASILAN (lanjutan)

Pajak Kini

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

30. INCOME TAX (continued)

Current Tax

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

	2005	2004	
Laba sebelum beban pajak menurut laporan laba rugi konsolidasi	181,111,825	130,115,856	*Income before tax expense per consolidated statements of income*
Dikurangi laba sebelum pajak penghasilan anak perusahaan	(155,404,219)	(67,472,952)	*Less income before tax expense of subsidiaries*
Laba sebelum pajak penghasilan Perusahaan	25,707,606	62,642,904	*Income before tax expense of the Company*
Perbedaan temporer			*Temporary differences*
Manfaat karyawan lain-lain	201,803	289,439	*Other employee benefits*
Penyusutan dan amortisasi	507,313	(200,279)	*Depreciation and amortization*
Perbedaan tetap			*Permanent differences*
Beban yang tidak dapat dikurangkan	2,469,529	585,813	*Non - deductible expenses*
Laba bersih Medco Moeco Langsa Pty. Ltd	(10,573,047)	-	*Net income from Medco Moeco Lagsa Pty. Ltd.*
Pendapatan yang dikenai pajak final	(2,003,296)	(1,083,376)	*Income subjected to final income tax*
Laba kena pajak sebelum penggunaan rugi fiskal yang dapat dikompensasikan	16,309,908	62,234,501	*Taxable income before utilization of tax loss carryforwards*
Penggunaan rugi fiskal tahun lalu	(20,486,013)	(84,542,434)	*Utilization of prior year tax losses*
Rugi fiskal yang tidak dapat dikompensasi	1,099,070	1,821,920	*Expired tax loss carried forward*
Rugi fiskal pada akhir tahun	(3,077,035)	(20,486,013)	*Tax losses caried forward end of year*

Tidak dilakukan penyisihan untuk beban pajak kini untuk tahun yang berakhir pada tanggal-tanggal 31 Desember 2005 dan 2004 karena Perusahaan masih dalam posisi rugi fiskal.

No provision for current income tax was made for the years ended December 31, 2005 and 2004 because the Company is still in tax loss position.

30. PAJAK PENGHASILAN (lanjutan)

Pajak Tangguhan

Rincian dari aktiva dan kewajiban pajak tangguhan adalah sebagai berikut:

30. INCOME TAX (continued)

Deferred Tax

The details of deferred tax assets and liabilities are as follows:

	Disajikan Kembali, Catatan 42/As Restated, Note 42							
	1 Januari/ *January 1 2004*	Jumlah aktiva/kewajiban pajak tangguhan atas Anak Perusahaan yang diakuisisi/ *Cummulative deferred tax asset/liabilities of acquired subsidiary*	Dibebankan (dikreditkan) ke laporan laba rugi/ *Charged (credited) to statements of income*	31 Desember/ *December 31 2004*	Jumlah aktiva/kewajiban pajak tangguhan atas Anak Perusahaan yang diakuisisi/ *Cummulative deferred tax asset/liabilities of acquired subsidiary*	Dibebankan (dikreditkan) ke laporan laba rugi/ *Charged (credited) to statements of income*	31 Desember/ *December 31 2005*	
Aktiva Pajak Tangguhan								*Deferred Tax Assets*
Perusahaan								*Company*
Rugi fiskal	2,034,033	-	(4,111,771)	6,145,804	-	5,222,693	923,111	*Fiscal loss*
Penyusutan aktiva tetap	15,127	-	59,523	(44,396)	-	(152,194)	107,798	*Depreciation of property and equipment*
Biaya ditangguhkan	-	-	(86,832)	86,832	-	(60,540)	147,372	*Deferred charges*
Sub-jumlah	2,049,160	-	(4,139,080)	6,188,240	-	5,009,959	1,178,281	*Sub-total*
Anak Perusahaan	29,175,033	-	(1,831,067)	31,006,100	-	(1,298,709)	32,304,809	*Subsidiaries*
Aktiva Pajak Tangguhan - Bersih	31,224,193	-	(5,970,147)	37,194,340	-	3,711,250	33,483,090	*Deferred Tax Assets - Net*
Kewajiban Pajak Tangguhan								*Deferred Tax Liabilities*
Anak Perusahaan	(80,320,717)	(31,433,101)	(5,039,751)	(106,714,067)	(14,450,747)	(2,614,989)	(118,549,825)	*Subsidiaries*
Pajak tangguhan sehubungan dengan pelepasan Anak Perusahaan	-	-	-	-	-	-	1,474,182	*Deferral tax relating to Subsidiaries disposed*
Selisih kurs karena penjabaran mata uang	-	-	-	-	-	-	3,506	*Translation adjustment*
Jumlah kewajiban pajak tangguhan dari entitas yang sebelumnya dilaporkan sebagai aktiva yang akan dilepas	-	-	-	-	-	-	(478,097)	*Cummulative deferred tax liabilitites of entities previously reported as assets for disposal*
Kewajiban Pajak Tangguhan - Bersih	(80,320,717)	(31,433,101)	(5,039,751)	(106,714,067)	(14,450,747)	(2,614,989)	(117,550,234)	*Deferred Tax Liabilities - Net*
Beban (penghasilan)								
Pajak Tangguhan			**(11,009,898)**			**1,096,261**		***Deferred Tax Expense (Income)***
Penyajian kerjasama operasi			-			2,823,058		*Joint venture presentation*
Beban (penghasilan) pajak tangguhan- bersih			**(11,009,898)**			**3,919,319**		***Deferred tax (income) - Net***

Rekonsiliasi antara beban pajak dengan hasil perhitungan menggunakan tarif pajak efektif yang berlaku atas laba sebelum beban pajak, adalah sebagai berikut:

A reconciliation between the tax expense and the amount computed by applying the effective tax rate to income before tax expense, is as follows:

	2005	**2004**	
Laba sebelum beban pajak menurut laporan laba rugi konsolidasi	181,111,825	130,115,856	*Income before tax expense per consolidated statements of income*
Dikurangi : laba sebelum pajak penghasilan Anak Perusahaan	(155,404,219)	67,472,952	*Less income before tax expense of Subsidiaries*
Laba sebelum pajak penghasilan Perusahaan	25,707,606	62,642,904	*Income before tax of the Company*
Beban pajak menggunakan tarif pajak efektif yang berlaku	(7,712,282)	(18,792,871)	*Tax expense using statutory tax rates*
Dampak pajak dari beda tetap:			*Tax effects of permanent differences:*
Pendapatan yang sudah dikenai pajak penghasilan final	600,989	325,013	*Income already subjected to final income tax*
Beban yang tidak dapat dikurangkan	(740,859)	(175,744)	*Non-deductible expenses*
Laba bersih dari Medco Moeco Langsa Pty. Ltd	3,171,914	-	*Net income from Medco Moeco Langsa Pty. Ltd*
Jumlah	3,032,044	149,269	*Total*
Penggunaan rugi fiskal	4,892,973	18,670,350	*Utilization of tax loss carryforward*
Penyesuaian pajak tangguhan atas rugi fiskal	(5,222,694)	4,112,332	*Deferred tax adjustment - tax loss*
Manfaat (beban) pajak			*Tax benefit (expense):*
Perusahaan	(5,009,959)	4,139,080	*Company*
Anak Perusahaan	(98,483,040)	(59,277,864)	*Subsidiaries*
Beban Pajak - Bersih	(103,492,999)	(55,138,784)	*Tax Expense - Net*

31. LABA PER SAHAM

a. Laba per saham

Perhitungan laba per saham dasar berdasarkan 3.107.354 ribu dan 3.105.854 ribu saham, yang merupakan jumlah saham rata-rata tertimbang pada tahun 2005 dan 2004.

31. EARNINGS PER SHARE

a. Earnings per share

The computation of basic earnings per share is based on 3,107,354 *thousand and 3,105,854 thousand shares, representing the weighted average number of shares in 2005 and 2004, respectively.*

	2005	2004	
Laba per saham			*Earnings per share*
Laba bersih untuk tahun berjalan	74,697,259	73,850,132	*Net income for the current year*
Laba per saham dasar	0.0240	0.0238	*Basic earnings per share*

b. Laba per saham dilusian

Perusahaan tidak menghitung laba per saham dilusian karena tidak terdapat dampak dilutif yang potensial dari saham biasa untuk periode dua tahun yang disajikan.

b. Diluted earnings per share

The Company did not compute diluted earnings per share since there were no dilutive potential ordinary shares in the two years presented.

32. DIVIDEN TUNAI

Pada tanggal 9 Juni 2005, Pemegang saham Perusahaan pada Rapat Umum Tahunan menyetujui pembagian dividen kas sejumlah AS$0,0105 per saham atau setara dengan AS$32.642.972.

Pada tanggal 12 Mei 2004, pemegang saham Perusahaan, pada Rapat Umum Tahunan, menyetujui untuk membagikan dividen tunai sebesar AS$0,0064 per saham atau setara dengan AS$19.877.468.

32. CASH DIVIDENDS

On June 9, 2005, the Company's stockholders in the Annual General Meeting, approved the distribution of cash dividends amounting to US$0.0105 per share or equivalent to US$32,642,972.

On May 12, 2004, the Company's stockholders, in the Annual General Meeting, approved the distribution of cash dividends amounting to US$0.0064 per share or equivalent to US$19,877,468.

33. PROGRAM PENSIUN DAN MANFAAT KARYAWAN LAINNYA

Program Pensiun

Anak Perusahaan yang bergerak di bidang eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi telah menyelenggarakan program pensiun iuran pasti untuk semua karyawan tetap lokalnya. Program ini akan memberikan manfaat pensiun yang dihitung berdasarkan gaji dan masa kerja karyawan. Dana Pensiun tersebut dikelola oleh Dana Pensiun Lembaga Keuangan Tugu Mandiri (DPLK Tugu Mandiri) yang akta pendiriannya disetujui oleh Menteri Keuangan Republik Indonesia dengan surat keputusannya No. Kep. 234/KM.17/1995 tanggal 16 Agustus 1995. Program pensiun tersebut didanai dengan kontribusi baik dari Anak Perusahaan sebesar 6% dari gaji kotor maupun dari karyawan sebesar 2% dari gaji kotor.

Rekonsiliasi atas kewajiban pensiun Anak Perusahaan yang bergerak dalam eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi adalah sebagai berikut:

33. PENSION AND OTHER EMPLOYEE BENEFITS

Pension Plans

Subsidiaries involved in oil and gas exploration and production have established defined contribution pension plans covering all their local permanent employees. These plans provide pension benefits based on salaries and years of service of the employees. The pension plans are managed by Dana Pensiun Lembaga Keuangan Tugu Mandiri (DPLK Tugu Mandiri) which deed of establishment was approved by the Minister of Finance of the Republic of Indonesia in decision letter No. Kep. 234/KM.17/1995 dated August 16, 1995. The pension plans are funded by contributions from both the Subsidiaries at 6% of gross salaries and their employees at 2% of gross salaries.

The reconciliation of pension liability of the subsidiaries involved in the oil and gas exploration and production is as follows:

	2005	2004	
Saldo awal	33,561	53,074	*Beginning balance*
Biaya pensiun tahun berjalan	427,490	399,613	*Pension cost for the year*
Iuran pensiun yang dibayar tahun berjalan	(426,111)	(398,489)	*Pension contribution paid during the year*
Keuntungan (kerugian) selisih kurs	54	(20,642)	*Gain (loss) on foreign exchange*
Saldo akhir	34,994	33,561	*Ending balance*

Program Manfaat Karyawan Lainnya

Perusahaan dan Anak Perusahaan mengakui kewajiban manfaat untuk karyawan yang memenuhi syarat sesuai dengan peraturan yang berlaku. Manfaat pensiun untuk karyawan yang bekerja di bidang minyak dan gas bumi didanai dengan penempatan dana pada deposito berjangka atas nama Dana Pensiun Pesangon Exspan Sumatera.

Jumlah karyawan yang berhak memperoleh manfaat tersebut masing-masing adalah 2.373 dan 1.902 orang pada tahun 2005 dan 2004.

a. Analisa kewajiban manfaat karyawan yang diakui di dalam neraca konsolidasi adalah sebagai berikut:

Other Employee Benefits

The Company and Subsidiaries also recognize employee benefit obligations for their qualifying employees in accordance with applicable regulations. The post retirement benefits of the employees involved in oil and gas operations are being funded by placing funds in time deposits under the name of Dana Pensiun Pesangon Exspan Sumatera.

The number of employees eligible for the benefits is 2,373 and 1,902 in 2005 and 2004, respectively.

a. An analysis of employee benefit obligations recognized in the consolidated balance sheets is as follows:

33. PROGRAM PENSIUN DAN MANFAAT KARYAWAN LAINNYA (lanjutan)

33. PENSION AND OTHER EMPLOYEE BENEFITS (continued)

	2005	2004	
Nilai sekarang kewajiban manfaat karyawan	41,763,848	43,727,387	*Present value of employee benefits obligations*
Nilai wajar aktiva program manfaat karyawan	(29,669,332)	(31,859,736)	*Fair value of plan assets*
Kewajiban manfaat karyawan yang tidak dilakukan pendanaan	12,094,516	11,867,651	*Unfunded employee benefits obligations*
Jasa masa lalu yang belum diakui	(1,691,062)	(2,014,948)	*Unrecognized past service cost - non vested*
Kewajiban transisi yang belum diakui	-	(44,009)	*Unrecognized transitional liability*
Keuntungan aktuarial yang belum diakui	(422,281)	(937,892)	*Unrecognized actuarial gain*
Koreksi bersih jasa karyawan tahun berjalan	(1,352)	(5,237,025)	*Current year employee benefit expense adjustment*
Kewajiban manfaat karyawan	9,979,821	3,633,777	*Employee benefits obligation*
Disajikan pada beban yang masih harus dibayar	(4,993,599)	-	*Presented as accrued liability*
Kewajiban manfaat karyawan	4,986,222	3,633,777	*Employee benefits obligation*

b. Analisa biaya manfaat karyawan pada laporan laba rugi konsolidasi adalah sebagai berikut:

b. An analysis of the employee benefits costs in the consolidated statements of income is as follows:

	2005	2004	
Biaya jasa kini	7,754,543	2,936,815	*Current service cost*
Beban bunga	3,435,427	3,157,297	*Interest expense*
Pengembalian dari aktiva	(1,770,681)	(1,435,621)	*Actual return on plan assets*
Amortisasi kewajiban transisi	370,973	93,165	*Amortization of transitional liability*
Amortisasi kerugian aktuarial	1,144,064	8,822,246	*Amortization of actuarial losses*
Termination cost	125,469	-	*Termination cost*
Pengaruh PSAK No. 24 Revisi	1,416	-	*Effect of Revised PSAK No. 24*
Amortisasi jasa masa lalu	20,391	22,432	*Amorization of past service cost*
Jumlah	11,081,602	13,596,334	*Total*

c. Analisa mutasi kewajiban manfaat karyawan di neraca konsolidasi adalah sebagai berikut:

c. An analysis of the movements of employee benefit obligation in the consolidated balance sheets is as follows:

	2005	2004	
Saldo awal tahun	3,633,777	11,793,491	*Balance at beginning of year*
Biaya manfaat karyawan pada tahun berjalan	11,081,602	13,596,334	*Employee benefits cost*
Laba selisih kurs	(34,054)	(453,760)	*Gain on foreign exchange*
Manfaat karyawan yang dibayarkan	(1,836,600)	(1,221,902)	*Benefits paid to employees*
Kontribusi pada tahun berjalan	(3,000,000)	(15,004,576)	*Contributions for the year*
Koreksi bersih jasa karyawan tahun berjalan	135,096	(5,075,810)	*Net adjustment to current year - employee benefits*
Saldo akhir tahun	9,979,821	3,633,777	*Balance at end of year*
Disajikan pada beban yang masih harus dibayar	(4,993,599)	-	Presented as accrued liability
Kewajiban manfaat karyawan	4,986,222	3,633,777	Employee benefits obligation

33. PROGRAM PENSIUN DAN MANFAAT KARYAWAN LAINNYA (lanjutan)

Nilai sekarang dari kewajiban manfaat karyawan dihitung oleh aktuaris independen, dengan menggunakan asumsi sebagai berikut:

33. PENSION AND OTHER EMPLOYEE BENEFITS (continued)

The present value of the employee benefit obligation was calculated by independent actuaries, using the following assumptions:

	2005	2004	
Tingkat diskonto	11%- 13%	8%- 11%	*Discount rates*
Tingkat pengembalian yang diharapkan dari aktiva:			*Expected rate of return on assets:*
- Portofolio IDR	-	8%	*- IDR Portfolio*
Tingkat proyeksi kenaikan gaji	9% - 11%	6%- 9%	*Salary increment rate*
Tingkat mortalitas	TM 1999	TM 1999 dan/and CSO 1980	*Mortality rate*
Tingkat morbiditas (disability)	10% tingkat mortalitas/ *mortality rate*	10% tingkat mortalitas/ *mortality rate*	*Morbidity rate (disability)*
Tingkat pengunduran diri:			*Resignation rate:*
- Anak perusahaan yang bergerak di bidang minyak dan gas bumi	-	0-1% per tahun/ *0-1% per year*	*- Oil and gas subsidiaries*
- Lain-lain	1% per tahun sampai dengan umur 25 tahun kemudian menurun secara garis lurus menjadi 0,05% pada umur 49 - 55 tahun/ *1% per year up to age 25 then decreasing linearly to 0.05% at age 49-55*	1% per tahun sampai dengan umur 25 tahun kemudian menurun secara garis lurus menjadi 0,05% pada umur 49 - 54 tahun/ *1% per year up to age 25 then decreasing linearly to 0.05% at age 49-54*	*- Others*
Proporsi pengambilan pensiun dini	0,15%	0.15%	*Proportion of early retirement*
Proporsi pengambilan pensiun normal	100% minus 15%	*100% minus 15%*	*Proportion of normal retirement*

34. SIFAT DAN TRANSAKSI-TRANSAKSI DENGAN PIHAK-PIHAK YANG MEMPUNYAI HUBUNGAN ISTIMEWA

Sifat hubungan istimewa

a. Perusahaan yang pemegang saham mayoritas dan kendali manajemennya adalah sama dengan Perusahaan:

- PT Medco Inti Dinamika (INTI)
- PT Medco Central Asia (MCA)
- PT Bank Himpunan Saudara 1906

b. Perusahaan yang mempunyai sebagian anggota manajemen yang sama dengan Perusahaan:

- PT Andrawina Praja Sarana (APS)
- PT Multifabrindo Gemilang

34. NATURE OF RELATIONSHIPS AND TRANSACTIONS WITH RELATED PARTIES

Nature of Relationship

a. Companies whose major stockholder and management control are the same as the Company:

- *PT Medco Inti Dinamika (INTI)*
- *PT Medco Central Asia (MCA)*
- *PT Bank Himpunan Saudara 1906*

b. Companies which partly have the same key members of management as the Company:

- *PT Andrawina Praja Sarana (APS)*
- *PT Multifabrindo Gemilang*

34. SIFAT DAN TRANSAKSI-TRANSAKSI DENGAN PIHAK-PIHAK YANG MEMPUNYAI HUBUNGAN ISTIMEWA (lanjutan)

Sifat hubungan istimewa (lanjutan)

c. PTT Public Company Ltd., PTT Exploration and Production (PTTEP) dan Credit Suisse First Boston (Hong Kong), Ltd. (CSFB) adalah pemegang saham tidak langsung Perusahaan.

d. PT Medco Duta (DUTA) adalah salah satu pemegang saham Perusahaan.

e. INTI merupakan pemegang saham utama PT Bank Himpunan Saudara 1906.

Transaksi-transaksi dengan Pihak-pihak yang Mempunyai Hubungan Istimewa

Dalam melakukan kegiatan usahanya, Perusahaan dan Anak Perusahaan melakukan transaksi-transaksi tertentu dengan pihak-pihak yang mempunyai hubungan istimewa. Transaksi-transaksi tersebut meliputi antara lain:

a. Penempatan deposito berjangka dan rekening giro di PT Bank Himpunan Saudara 1906.

b. Menyewa APS untuk menyediakan jasa boga, yang mana menurut manajemen, dilakukan dengan harga dan kondisi yang normal sebagaimana halnya jika dilakukan dengan pihak ketiga. Jasa boga dari pihak yang mempunyai hubungan istimewa untuk tahun yang berakhir pada tanggal-tanggal 31 Desember 2005 dan 2004 masing-masing sejumlah AS$3.403.299 dan AS$3.771.232. Pada tanggal neraca, hutang yang timbul dari jasa ini disajikan sebagai Hutang Usaha yang merupakan 1,2% dan 1,4% dari jumlah hutang usaha pada tanggal-tanggal 31 Desember 2005 dan 2004.

c. Apexindo, menyewa gedung perkantoran dari INTI dengan beban sewa tahunan sebesar AS$123.223 dan AS$114.376 masing-masing pada tahun 2005 dan 2004.

d. Pada tanggal 1 Mei 2003, Perusahaan mengadakan perjanjian penempatan pegawai dengan PTTEP, yang berakhir pada bulan Februari 2005.

34. NATURE OF RELATIONSHIP AND TRANSACTIONS WITH RELATED PARTIES (continued)

Nature of Relationship (continued)

c. PTT Public Company Ltd., PTT Exploration and Production (PTTEP) and Credit Suisse First Boston (Hong Kong), Ltd. (CSFB) are indirect stockholders of the Company.

d. PT Medco Duta (DUTA) is a stockholder of the Company.

e. INTI is the major stockholder of PT Bank Himpunan Saudara 1906.

Transactions with Related Parties

In the normal course of business, the Company and Subsidiaries entered into certain transactions with related parties. These transactions included the following:

a. Placement of time deposits and currents account in PT Bank Himpunan Saudara 1906.

b. Engaging APS to render catering services, which according to management, were made at same prices and conditions as those with third parties. Catering services from a related party for the years ended December 31, 2005 and 2004 amounted to US$3,403,299 and US$3,771,232, respectively. At balance sheet date, outstanding liabilities for these services were presented as Trade Payables which constituted 1.2% and 1.4% of the total trade payables as of December 31, 2005 and 2004, respectively.

c. Apexindo rents office building from INTI at an annual rental fee of US$123,223 and US$114,376 in 2005 and 2004, respectively.

d. On May 1, 2003, the Company entered into a secondment agreement with PTTEP, which ended in February 2005.

34. SIFAT DAN TRANSAKSI-TRANSAKSI DENGAN PIHAK-PIHAK YANG MEMPUNYAI HUBUNGAN ISTIMEWA (lanjutan)

Transaksi-transaksi dengan Pihak-pihak yang Mempunyai Hubungan Istimewa (lanjutan)

e. Perusahaan mempunyai perjanjian penjualan minyak mentah dengan PTT Public Company sejak Juni 2003 yang diperpanjang pada bulan Juni 2004 untuk tujuh bulan berikutnya.

Transaksi Benturan Kepentingan

Transaksi-transaksi di bawah merupakan transaksi-transaksi yang dianggap mempunyai benturan kepentingan antara Perusahaan dan Anak Perusahaan sebagaimana dijelaskan dalam peraturan BAPEPAM No. IX.E.1 mengenai Transaksi Benturan Kepentingan Tertentu, dan merupakan transaksi yang material sebagaimana dijelaskan di dalam peraturan BAPEPAM No. IX.E.2 mengenai Transaksi Material dan Perubahan dalam Aktivitas Bisnis Utama.

1. Rencana untuk pembayaran kompensasi oleh AAP, anak perusahaan Apexindo yang dimiliki seluruhnya, kepada MEFO untuk porsi kepemilikannya dalam biaya konstruksi *Submersible Swamp Barge* Rig Raissa dan Yani. Hal ini disetujui oleh pemegang saham independen Perusahaan dalam Rapat Umum Pemegang Saham Luar Biasa Ketiga yang dilakukan pada tanggal 21 April 2004 dan Rapat Umum Pemegang Saham Independen Apexindo yang dilakukan pada tanggal 28 April 2003.

   Pada tanggal 11 April 2005, Apexindo telah membayar kembali klaim asuransi Rig Maera kepada MEFO sesuai Perjanjian Jual Beli sebelumnya sebesar AS$18.511.010.

2. Jasa pengeboran Apexindo yang disewa atau akan disewa kepada pihak-pihak yang mempunyai hubungan istimewa sebagai berikut:

34. NATURE OF RELATIONSHIP AND TRANSACTIONS WITH RELATED PARTIES (continued)

Transactions with Related Parties (continued)

e. The Company has a crude oil sale agreement with PTT Public Company since June 2003 which was extended in June 2004 for another seven months.

Conflicts of Interest

The transactions below represent transactions which are construed as conflicts of interest between the Company and Subsidiaries as discussed in BAPEPAM regulation No. IX.E.1 concerning "Certain Conflict of Interest Transactions", and represent material transactions as discussed in BAPEPAM regulation No. IX.E.2 concerning "Material Transactions and Change in Main Business Activity".

1. The plan for compensation payment by AAP, a wholly owned subsidiary of Apexindo, to MEFO for its share in the construction cost of the Submersible Swamp Barge Raissa and the Yani Rig. This plan was approved by the Company's independent stockholders in their Third Extraordinary Stockholders' Meeting held on April 21, 2004 and in Apexindo's General Independent Stockholders' Meeting held on April 28, 2003.

   On April 11, 2005, Apexindo has repaid its insurance claim on the Maera rig to MEFO based on a previous signed Insurance Claim Purchase Agreement involving an amount of US$18,511,010.

2. Apexindo's drilling services rendered or to be rendered to related parties are as follows:

34. SIFAT DAN TRANSAKSI-TRANSAKSI DENGAN PIHAK-PIHAK YANG MEMPUNYAI HUBUNGAN ISTIMEWA (lanjutan)

Transaksi Benturan Kepentingan (lanjutan)

a. Pelaksanaan perjanjian dengan JOB PERTAMINA – Medco Madura Pty., Ltd. Berdasarkan kontrak No. K026R/JOBM/EXPL pada tanggal 26 Agustus 2002 yang meliputi penggunaan rig No. 2.

b. Pelaksanaan perjanjian dengan PT Medco E&P Tomori Sulawesi untuk menyediakan jasa pengeboran menggunakan rig No. 10.

c. Pelaksanaan perjanjian tanggal 1 dan 2 Mei 2003 dengan PT Medco E&P Indonesia (MEPI) untuk menyediakan jasa pengeboran menggunakan rig darat.

Transaksi-transaksi tersebut di atas disetujui oleh pemegang saham independen Apexindo dalam Rapat Umumnya yang dilakukan pada tanggal 28 April 2003.

3. Perjanjian Hutang antara Medco Moeco Langsa Ltd. (MML) (Catatan 10), MEFL dan Mitsui Oil Exploration Co. Ltd. (Moeco), di mana MEFL dan Moeco setuju untuk menyediakan MML fasilitas kredit tanpa jaminan yang dapat diperpanjang sejumlah AS$15 juta dengan dasar 50:50. Fasilitas tersebut harus tersedia kepada MML dari tanggal 31 Januari 2004 sampai dengan tanggal 31 Januari 2009 dan dikenai tingkat bunga 1% di atas biaya dana MEFL, yang mana yaitu sebesar 9,5% pada tanggal 31 Desember 2005 dan 2004.

Pada tanggal 31 Desember 2004, para pihak telah menyetujui untuk mengubah perjanjian hutang tersebut untuk meningkatkan jumlah hutang dari AS$15 juta menjadi AS$22 juta. Pada tanggal 31 Desember 2005 dan 2004, sisa saldo hutang (termasuk bunga) masing-masing sejumlah AS$7.853.052 dan AS$19.435.530 dan disajikan sebagai Piutang Lain-lain - Jangka Panjang (Catatan 10).

Transaksi ini dikecualikan dari persyaratan untuk memperoleh persetujuan pemegang saham independen mayoritas sesuai dengan Peraturan BAPEPAM Pasal 3.b No. IX.E.1.

34. NATURE OF RELATIONSHIP AND TRANSACTIONS WITH RELATED PARTIES (continued)

Conflict of Interest (continued)

a. The execution of agreement with JOB PERTAMINA - Medco Madura Pty. Limited based on contract No. K026R/JOBM/EXPL on August 26, 2002 covering the use of rig No. 2.

b. The execution of an agreement with PT Medco E&P Tomori Sulawesi to provide drilling services using rig No. 10.

c. The execution of agreements dated May 1 and 2, 2003 with PT Medco E&P Indonesia (MEPI) to provide drilling services using land rigs.

The above transactions were approved by the independent stockholders of Apexindo in their General Meeting held on April 28, 2003.

3. Loan Agreement between Medco Moeco Langsa Ltd (MML) (Note 10), MEFL and Mitsui Oil Exploration Co. Ltd. (Moeco), whereby MEFL and Moeco agreed to provide MML with an unsecured US$15 million revolving credit facility on a 50:50 basis. The facility which shall be available to MML from January 31, 2004 up to January 31, 2009 shall bear interest of 1% above the cost of funds of MEFL, which was 9.5% per annum as of December 31, 2005 and 2004.

On December 31, 2004, the parties have agreed to amend the loan agreement to increase the loan from US$15 million to US$22 million. As of December 31, 2005 and 2004, the outstanding balance of the loan (including interest) amounted to US$7,853,052 and US$19,435,530 respectively, and is reported under Other Receivables – Non Current (Note 10).

This transaction is exempted from the requirement of obtaining the approval of majority independent stockholders by virtue of Article 3.b of BAPEPAM Regulation No. IX.E.1.

35. INFORMASI SEGMEN

Perusahaan dan Anak Perusahaan mengklasifikasikan dan mengevaluasi informasi keuangan mereka menjadi dua segmen pelaporan besar yaitu segmen usaha sebagai segmen primer dan segmen geografis sebagai segmen sekunder.

Segmen Usaha

Perusahaan dan Anak Perusahaan saat ini bergerak di bidang usaha sebagai berikut:

a. Eksplorasi dan produksi minyak dan gas
b. Jasa pengeboran dan terkait lainnya
c. Produksi metanol
d. Tenaga listrik
e. Lain-lain

Informasi segmen Perusahaan dan Anak Perusahaan adalah sebagai berikut:

Segmen usaha

35. SEGMENT INFORMATION

The Company and Subsidiaries classify and evaluate their financial information into two major reportable segments which is business segment as the primary segment and geographical segment as the secondary segment.

Business Segment

The Company and Subsidiaries are presently engaged in the following business activities:

a. Exploration for and production of oil and gas
b. Drilling and other related services
c. Methanol production
d. Electric power generation
e. Others

Segment information of the Company and Subsidiaries is as follows:

Business segment

2005	Eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi / Exploration for and production of oil and gas	Jasa pengeboran dan jasa terkait lainnya / Drilling and other related services	Produksi metanol / Methanol production	Tenaga Listrik/Electric Power generation	Lain-lain/Others	Eliminasi / Elimination	Konsolidasi / Consolidated
PENDAPATAN/REVENUES							
Penjualan ektern/External sales	452,142,976	105,922,007	44,954,265	17,134,170	-	-	620,153,418
Penjualan antar segmen/Inter-segment sales	255,489,496	30,126,042	-	-	-	(285,615,538)	-
Jumlah pendapatan/Total revenues	707,632,472	136,048,049	44,954,265	17,134,170	-	(285,615,538)	620,153,418
HASIL/RESULTS							
Hasil segmen/Segment results	191,656,138	31,698,478	4,457,520	6,918,578	(57,547)	4,666,321	239,339,488
Laba usaha/Income from operations							239,339,488
Kerugian dari transaksi swap/ Loss from swap transactions	(18,475,866)	(15,536,927)	-	-	(642,602)	-	(34,655,395)
Keuntungan (kerugian) dari selisih kurs - bersih/ Gain (loss) on foreign exchange - net	4,233,984	1,001,572	86,672	(931,991)	-	-	4,390,237
Beban bunga - bersih/Interest expense - net	(1,751,502)	(13,184,598)	70,700	(2,286,394)	(31,417,588)	9,609	(48,559,773)
Keuntungan (kerugian) bersih dari perusahaan asosiasi - bersih/Equity in net earnings (loss) of associated entities - net	6,073,241	389,926	-	-	-	4,499,806	10,962,973
Keuntungan dari penjualan surat berharga - bersih/Gain on sale of marketable securities - net	4,292,787	-	-	-	-	-	4,292,787
Keuntungan atas pertukaran aktiva non-moneter/ Gain on exchange of non-monetary assets	-	-	-	-	-	-	-
Biaya pendanaan - bersih/Financing charges - net	(1,072,222)	-	-	(11,431)	-	-	(1,083,653)
Bonus penandatanganan kontrak/Signing bonus	5,000,000	-	-	-	-	-	5,000,000
Lain-lain - bersih/Others - net	24,149,124	(1,831,304)	1,417,827	(764,774)	(442,010)	(21,103,702)	1,425,161
Laba sebelum beban pajak/Income before tax expense							181,111,825
Manfaat (beban) pajak/Tax benefit (expense)	(102,275,526)	1,570,585	(1,928,899)	(768,176)	(90,983)	-	(103,492,999)
Hak minoritas atas laba bersih anak perusahaan yang dikonsolidasi/Minority interests in net earnings of consolidated subsidiaries	(20)	171,322	-	(709,823)	-	(2,383,046)	(2,921,567)
LABA BERSIH/NET INCOME							74,697,259

35. INFORMASI SEGMEN (lanjutan)

35. SEGMENT INFORMATION (continued)

2005	Eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi / Exploration for and production of oil and gas	Jasa pengeboran dan jasa terkait lainnya / Drilling and other related services	Produksi metanol / Methanol production	Tenaga Listrik/Electric Power generation	Lain-lain/Others	Eliminasi / Elimination	Konsolidasi / Consolidated
INFORMASI LAIN/OTHER INFORMATION							
AKTIVA/ASSETS							
Aktiva segmen/Segment assets	2,812,203,429	391,835,159	30,617,617	52,363,467	260,560,804	(2,068,352,764)	1,479,227,711
Investasi saham/Investments in shares of stock	8,822,796	-	-	-	-	4,499,806	13,322,602
Invetasi pada proyek/Investments in project	41,080,001	-	102	9,606,415	-	(303,904)	50,382,614
TOTAL AKTIVA /TOTAL ASSETS							1,542,932,927
KEWAJIBAN/LIABILITIES							
Kewajiban segmen/Segment liabilities	1,884,567,783	204,452,184	11,349,970	49,326,953	360,084,249	(1,500,018,386)	1,009,762,753
Pembelian barang modal/Capital expenditures	139,158,823	44,910,456	-	7,442,136	-	-	191,511,415
Penyusutan dan amortisasi/ Depreciation and amortization	57,537,005	24,706,760	1,269,810	1,137,955	-	2,830,077	87,481,607
Beban non-kas selain penyusutan dan amortisasi/ Non-cash expenses other than depreciation and amortization	816,586	194,111	-	-	-	-	1,010,697

2004	Eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi / Exploration for and production of oil and gas	Jasa pengeboran dan jasa terkait lainnya / Drilling and other related services	Produksi metanol / Methanol production	Tenaga Listrik/Electric Power generation	Lain-lain/Others	Eliminasi / Elimination	Konsolidasi / Consolidated
PENDAPATAN/REVENUES							
Penjualan ektern/External sales	387,101,059	105,989,537	55,490,344	1,534,484	-	-	550,115,424
Penjualan antar segmen/Inter-segment sales	219,262,328	17,816,795	-	-	5,734,888	(242,814,011)	-
Jumlah pendapatan/Total revenues	606,363,387	123,806,332	55,490,344	1,534,484	5,734,888	(242,814,011)	550,115,424
HASIL/RESULTS							
Hasil segmen/Segment results	178,935,181	18,204,656	6,695,494	486,633	2,226,371	(27,284,223)	179,264,112
Laba usaha/Income from operations							179,264,112
Keuntungan dari transaksi swap Gain from swap transactions	-	420,071	-	-	1,442,366	-	1,862,437
Keuntungan (kerugian) dari selisih kurs - bersih/ Gain (loss) on foreign exchange - net	(4,777,966)	(2,917,631)	(382,723)	-	1,226,306	(31,994)	(6,884,008)
Beban bunga - bersih/Interest expense - net	(4,535,090)	(11,510,213)	19,052	(430,182)	(21,252,315)	24,554	(37,684,194)
Keuntungan (kerugian) bersih dari perusahaan asosiasi - bersih/Equity in net earnings (loss) of associated entities - net	-	245,513	-	-	(1,010,445)	-	(764,932)
Keuntungan dari penjualan surat berharga - bersih/Gain on sale of marketable securities - net	-	-	-	-	1,082,081	-	1,082,081
Biaya pendanaan - bersih/Financing charges - net	(10,218,408)	-	-	-	-	-	(10,218,408)
Lain-lain - bersih/Others - net	8,786,753	(3,757,729)	1,337,676	127,010	(3,358,965)	324,022	3,458,767
Laba sebelum beban pajak/Income before tax expense							130,115,855
Manfaat (beban) pajak/Tax benefit (expense)	(58,855,495)	1,813,069	(2,481,023)	(46,230)	4,430,896		(55,138,783)
Bagian minoritas atas laba bersih anak perusahaan yang dikonsolidasi/Minority interests in net earnings of consolidated subsidiaries	(12)	59,833	-	(63,467)	-	(1,123,294)	(1,126,940)
LABA BERSIH/NET INCOME							73,850,132

35. INFORMASI SEGMEN (lanjutan)

35. SEGMENT INFORMATION (continued)

2004	Eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi / Exploration for and production of oil and gas	Jasa pengeboran dan jasa terkait lainnya / Drilling and other related services	Produksi metanol / Methanol production	Tenaga Listrik/Electric Power generation	Lain-lain/Others	Eliminasi / Elimination	Konsolidasi / Consolidated
INFORMASI LAIN/OTHER INFORMATION							
AKTIVA/ASSETS							
Aktiva segmen/Segment assets	1,012,739,737	373,079,404	24,075,144	30,364,943	873,852,124	(849,878,570)	1,464,232,782
Investasi saham/Investments in shares of stock	10,245	3,024,730	-	-	493,736,052	(493,756,741)	3,014,286
Invetasi pada proyek/Investments in project	-	-	-	-	5,000,000	-	5,000,000
TOTAL AKTIVA/TOTAL ASSETS							1,472,247,068
KEWAJIBAN/LIABILITIES							
Kewajiban segmen/Segment liabilities	316,416,527	173,605,156	8,911,215	25,924,881	1,281,572,761	(834,258,781)	972,171,759
Pembelian barang modal/Capital expenditures	235,092,010	11,535,415	-	-	100,611		246,728,036
Penyusutan dan amortisasi/ Depreciation and amortization	51,717,870	21,358,295	1,343,083	204,367	890,889		75,514,504
Beban non-kas selain penyusutan dan amortisasi/ Non-cash expenses other than depreciation and amortization	15,819,680	-	-	-	6,779,452		22,599,132

Segmen Geografis

Tabel berikut ini menunjukkan distribusi pendapatan Perusahaan dan Anak Perusahaan berdasarkan pasar geografis:

Geographical Segment

The following table shows the distribution of the Company and Subsidiaries' revenues by geographical market:

Segmen geografis	**2005**	**2004**	***Geographical segment***
Indonesia	328,148,117	252,111,688	*Indonesia*
Luar negeri			*Overseas*
Asia	270,828,881	227,629,642	*Asia*
Timur Tengah	3,102,966	27,918,244	*Middle East*
Amerika Serikat	18,073,454	25,986,661	*United States of America*
Australia	-	16,469,189	*Australia*
Jumlah	620,153,418	550,115,424	*Total*

Sebagai akibat dari akuisisi Novus, aktivitas Perusahaan dan Anak Perusahaan telah terkonsentrasi menjadi 4 (empat) lokasi geografis yang signifikan (Asia, Amerika Serikat, Timur Tengah dan Australia). Aktiva yang digunakan secara langsung dalam aktivitas utama anak perusahaan terletak di area tersebut, dengan Indonesia yang menjadi pusat kegiatan.

As a result of the acquisition of Novus in 2004, the Company and Subsidiaries' activities have been concentrated into four major geographic locations (Asia, USA, Middle East and Australia). The assets that are directly used in the subsidiaries' main operations are located in those respective areas, with Indonesia being the main concentration of activities.

36. KESEPAKATAN BAGI HASIL DAN UNDANG-UNDANG MINYAK DAN GAS YANG BARU

Kesepakatan Bagi Hasil

Anak Perusahaan yang bergerak di bidang minyak dan gas bumi mempunyai beberapa kesepakatan bagi hasil masing-masing dengan BP Migas. Uraian umum kesepakatan tersebut adalah sebagai berikut:

a. Kontrak Bagi Hasil (PSC)

PSC diberikan untuk mencari dan mengembangkan cadangan hidrokarbon di area tertentu sebelum berproduksi secara komersial. PSC berlaku untuk beberapa tahun tergantung pada syarat kontrak, tergantung penemuan minyak dan gas dalam jumlah komersial dalam suatu periode tertentu, meskipun pada umumnya periode ini dapat diperpanjang melalui perjanjian antara kontraktor dan BP Migas. Kontraktor pada umumnya diwajibkan untuk menyerahkan kembali persentase tertentu dari area kontrak pada tanggal tertentu, kecuali jika area tersebut terkait dengan permukaan lapangan dimana telah ditemukan minyak dan gas.

BP Migas secara khusus bertanggung jawab untuk mengelola semua operasi PSC, mendapatkan persetujuan dan ijin yang dibutuhkan untuk proyek dan menyetujui program kerja dan anggaran kontraktor. Tanggung jawab dari kontraktor dalam PSC umumnya menyediakan dana atas semua aktivitas serta menyiapkan dan melaksanakan program kerja dan anggaran. Sebagai imbalannya, kontraktor diijinkan untuk mengambil dan mengekspor minyak mentah dan produksi gas yang menjadi haknya.

Dalam setiap PSC, kontraktor dan BP Migas membagi total produksi untuk setiap periode berdasarkan suatu rasio yang disetujui oleh keduanya dibawah persyaratan dari PSC tersebut. Kontraktor umumnya berhak untuk memperoleh kembali dana yang telah dikeluarkan untuk biaya pencarian dan pengembangan, serta biaya operasi, di tiap PSC dari pendapatan yang tersedia yang dihasilkan

36. PRODUCTION SHARING ARRANGEMENTS AND NEW OIL AND GAS LAW

Production Sharing Arrangements

The oil and gas subsidiaries have various production sharing arrangements with BP Migas. A general description of those arrangements is as follows:

a. Production Sharing Contract (PSC)

A PSC is awarded to explore for and to establish commercial hydrocarbon reserves in a specified area prior to commercial production. The PSC is awarded for a number of years depending on the contract terms, subject to discovery of commercial quantities of oil and gas within a certain period, although this exploration period can generally be extended by agreement between the contractor and BP Migas. The contractor is generally required to relinquish specified percentages of the contract area by specified dates unless such designated areas correspond to the surface area of any field in which oil and gas has been discovered.

BP Migas is typically responsible for managing all PSC operations, obtaining approvals and permits needed for the projects and approving the contractor's work program and budget. The responsibilities of a contractor under a PSC generally include financing all activities and preparing and executing the work program and budget. In return, the contractor may freely lift, dispose of and export its share of crude oil and gas production.

In each PSC, the contractor and BP Migas share the total production in any given period in a ratio agreed between the two under the terms of that PSC. The contractor generally has the right to recover all finding and development costs, as well as operating costs in each PSC against available revenues generated by the PSC after deduction of First Tranche Petroleum (FTP). Under FTP terms,

36. KESEPAKATAN BAGI HASIL DAN UNDANG-UNDANG MINYAK DAN GAS YANG BARU (lanjutan)

a. Kontrak Bagi Hasil (PSC) (lanjutan)

PSC setelah dikurangkan first tranche petroleum (FTP). Dalam ketentuan FTP, para pihak berhak untuk mengambil dan menerima minyak dan gas dengan persentase tertentu setiap tahun, tergantung pada persyaratan kontrak, dari total produksi di tiap formasi atau zona produksi sebelum pengurangan untuk pengembalian biaya operasi dan kredit investasi. FTP setiap tahun umumnya dibagi antara BP Migas dan kontraktor sesuai dengan suatu standar bagi hasil.

Jumlah biaya yang dipulihkan (*cost recovery*) oleh kontraktor dihitung berdasarkan referensi atas harga minyak mentah yang berlaku di Indonesia dan harga gas aktual. Setelah kontraktor memulihkan semua biaya yang dikeluarkan, Pemerintah berhak memperoleh pembagian tertentu dari hasil produksi minyak bumi dan gas alam yang tersisa, selanjutnya kontraktor memperoleh sisanya sebagai bagian ekuitas (laba).

Kontraktor diwajibkan untuk membayar pajak badan atas bagian labanya berdasarkan tarif pajak yang berlaku di Indonesia pada saat PSC tersebut dilaksanakan.

Jumlah bagian kontraktor atas FTP, hasil produksi yang dialokasikan ke pengembalian biaya dan bagian laba mencerminkan hak kontraktor atas minyak bumi untuk suatu periode tertentu.

PSC di Indonesia wajib memenuhi domestik market obligation (DMO) dimana kontraktor harus menyediakan kepada pasar domestik sebanyak yang lebih rendah antara 25% dari (i) bagian kontraktor sebelum pajak atas total produksi minyak bumi dan (ii) bagian laba kontraktor atas minyak.

b. Technical Assistance Contract (TAC)

TAC diberikan pada wilayah yang belum atau telah berproduksi untuk jangka waktu tertentu, tergantung pada perjanjian kontraknya. Produksi minyak dan gas bumi pertama-tama, dibagi menjadi bagian yang tidak dapat dibagikan (non-shareable) dan bagian yang dapat

36. PRODUCTION SHARING ARRANGEMENTS AND NEW OIL AND GAS LAW (continued)

a. Production Sharing Contract (PSC) (continued)

the parties are entitled to take and receive oil and gas of a certain percentage each year, depending on contract terms of the total production from each production zone or formation in each such year, before any deduction for recovery of operating costs and, investment credits. FTP for each year is generally shared between BP Migas and the contractor in accordance with the standard sharing splits.

The balance is available for cost recovery for the contractor calculated by reference to the prevailing Indonesian crude price and actual gas prices. After the contractor has recovered all allowable costs, the Government is entitled to a specified share of the remaining natural gas and crude oil production and the contractor keeps the rest as its equity (profit) share.

The contractor is obligated to pay Indonesian corporate taxes on its specified profit share, generally, at the Indonesian corporate tax rate in effect at the time the PSC is executed.

The total of the contractor's share of FTP, production attributable to cost recovery and profit share represents its crude entitlement for a given period.

PSCs in Indonesia are subject to a domestic market obligation (DMO) under which the contractor is required to supply the domestic market with the lesser of 25% of (i) the contractor's before-tax share of total crude oil production and (ii) the contractor's share of oil profit.

b. Technical Assistance Contracts (TAC)

A TAC is awarded when a field has prior or existing production and is awarded for a certain number of years depending on the contract terms. The oil or gas production is first divided into non-shareable and shareable portions. The non-shareable portion represents the

36. KESEPAKATAN BAGI HASIL DAN UNDANG-UNDANG MINYAK DAN GAS YANG BARU (lanjutan)

b. Technical Assistance Contract (TAC) (lanjutan)

dibagikan (non-shareable). Bagian yang tidak dapat dibagikan merupakan produksi yang diperkirakan dapat dicapai dari suatu wilayah (berdasarkan data historis produksi dari suatu wilayah) pada saat perjanjian TAC ditandatangani dan menjadi hak milik PERTAMINA. Dalam TAC, produksi dari bagian yang tidak dapat dibagikan akan menurun setiap tahunnya. Bagian yang dapat dibagikan berkaitan dengan penambahan produksi yang berasal dari investasi pihak operator terhadap wilayah yang bersangkutan secara umum dibagikan dengan cara yang sama seperti PSC.

c. Join Operating Body (JOB)

Dalam JOB, kegiatan operasional dilakukan oleh badan operasi bersama yang dikepalai oleh BP Migas dan dibantu oleh kontraktor sebagai pihak kedua dalam JOB. Dalam JOB, 50% dari produksi merupakan milik BP Migas dan sisanya adalah bagian yang dapat dibagikan dan dibagikan dengan cara yang sama seperti PSC.

Revisi Undang-undang Minyak dan Gas Bumi

Revisi Undang-undang Minyak dan Gas Bumi No. 22/2001 telah mulai berlaku pada bulan November 2001, menggantikan undang-undang yang lama No. 8 tahun 1971 (tentang PERTAMINA) dan No. 44 tahun 1960 (tentang Undang-undang Minyak dan gas bumi).

Sebagai konsekuensi dari pemberlakuan Undang-undang Minyak dan Gas Bumi, semua hak dan kewajiban PERTAMINA yang timbul dari kontrak PSC (Kontrak bagi hasil), termasuk kontrak-kontrak pendukung, diserahkan kepada BP MIGAS dimana menggantikan PERTAMINA sebagai pihak pemerintah yang mengatur kontrak bagi hasil.

36. PRODUCTION SHARING ARRANGEMENTS AND NEW OIL AND GAS LAW (continued)

b. Technical Assistance Contracts (TAC) (continued)

Production which is expected from the field (based on historic production of the field) at the time the TAC is signed and accrues to PERTAMINA. Under a TAC, the non-shareable portion of production declines annually. The shareable portion corresponds to the additional production resulting from the operator's investment in the field and is in general split in the same way as for a PSC.

c. Joint Operating Body (JOB)

In a JOB, operations are conducted by a joint operating body headed by BP Migas and assisted by the contractor through their respective secondees to the JOB. In a JOB, 50% of the production is retained by BP Migas, and the balance is the shareable portion which is split in same way as for a PSC.

Revised Oil and Gas Law

The revised Oil and Gas Law No. 22/2001 came into force in November 2001, replaces the old Law No. 8 of 1971 (regarding PERTAMINA) and Law No. 44 of 1960 (regarding the oil and gas mining law).

As a consequence of the Revised Oil and Gas Law, all of PERTAMINA's rights and obligations arising from existing production sharing contracts, including their ancillary contracts, were transferred to BP Migas which replaced PERTAMINA as the Government party to all production sharing contracts.

36. KESEPAKATAN BAGI HASIL DAN UNDANG-UNDANG MINYAK DAN GAS YANG BARU (lanjutan)

Revisi Undang-undang Minyak dan Gas Bumi (lanjutan)

Revisi Undang-undang Minyak dan Gas Bumi ini merupakan payung hukum sebagai dasar umum yang diharapkan dapat dikembangkan ke dalam sejumlah peraturan pemerintah, keputusan presiden dan keputusan menteri, yang beberapa diantaranya telah disahkan. Dalam revisi Undang-undang Minyak dan Gas Bumi ini kegiatan hulu dilakukan berdasarkan PSC atau dalam bentuk kontrak kerjasama lainnya. Dasar utama untuk mengatur kontrak masa depan ini sebenarnya sama dengan yang dipakai untuk mengatur PSC yang sekarang. Dalam Revisi Undang-undang Minyak dan Gas Bumi ini, dasar utamanya adalah sumber daya yang berasal dari dalam bumi tetap menjadi hak pemerintah (dan hak atas Minyak dan Gas yang diangkut menjadi bagian kontraktor setelah melewati titik dilakukannya transfer), manajemen pengendalian operasional dilakukan oleh BP Migas, dan semua pendanaan dan resiko akan ditanggung oleh kontraktor. Negosiasi atas kesepakatan bagi hasil dengan kontraktor potensial akan ditangani oleh Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral, dan pihak DPR Indonesia harus diberitahukan mengenai kesepakatan bagi hasil ini. Hanya satu wilayah operasi yang dapat diberikan kepada satu badan hukum (dikenal dengan nama *Ring-Fencing*).

Revisi Undang-undang Minyak dan Gas Bumi ini, mungkin akan memberikan beberapa dampak pada sektor hulu sebagai berikut:

- Dalam struktur PSC yang sudah ada, kontraktor hanya diwajibkan untuk menyediakan 25% dari minyak yang diproduksi untuk domestik sesuai dengan harga yang tercantum dalam kontrak. Hal ini tidak berlaku lagi, karena Revisi Undang-undang Minyak dan Gas Bumi menetapkan kewajiban untuk menyediakan maksimum 25% dari minyak dan atau gas yang diproduksi untuk pasar domestik. Kewajiban ini akan dijabarkan lebih lanjut melalui peraturan pelaksanaan pemerintah yang pada dasarnya berisi kondisi pasar domestik, mekanisme pelaksanaan dan penetapan harga, serta kebijakan insentif.

36. PRODUCTION SHARING ARRANGEMENTS AND NEW OIL AND GAS LAW (continued)

Revised Oil and Gas Law (continued)

The Revised Oil and Gas Law is an umbrella legislation setting forth general principles that are expected to be further developed in a series of Government regulations, presidential decrees and ministerial decrees, few of which have been promulgated. Under the Revised Oil and Gas Law, upstream activities are performed through production sharing contracts or other forms of cooperation contract. The main principles governing these future contracts are the similar to those governing the current production sharing arrangements. Under the Revised Oil and Gas Law, the key principles are that title over the resources in the ground continues to remain with the Government (and title to the oil and gas lifted for the contractor's share passes at the point of transfer), operational management control is with BP Migas, and all funding and risks are to be assumed by the contracts. Negotiation of production sharing arrangement terms with potential contractors will be handled primarily by the Ministry of Energy and Natural Resources, and the Indonesian Parliament must be notified of the production sharing arrangements. Only one working area can be given to any one legal entity (also known as Ring-Fencing).

The Revised Oil and Gas Law may have the following implications in the upstream sector:

- *Under the existing PSC structure, contractors are only required to supply 25% of oil produced domestically at a price specified in the contract. The revised Oil and Gas Law imposes the obligation to supply up to maximum of 25% of oil and or gas production to the domestic market. This requirement will be further elaborated in an implementing Government regulation which will essentially contain the domestic market conditions, implementing mechanism and pricing rules, as well as incentive policies.*

36. KESEPAKATAN BAGI HASIL DAN UNDANG-UNDANG MINYAK DAN GAS BUMI YANG BARU (lanjutan)

Undang-undang Minyak dan Gas Bumi yang baru (lanjutan)

- Dalam struktur PSC yang sudah ada, kontraktor hanya diwajibkan untuk membayar pajak penghasilan badan dan pajak atas dividen dengan tarif pajak penghasilan badan sesuai dengan tarif yang berlaku pada saat berlakunya perpanjangan kontrak. Kontrak kerjasama ini akan memperbolehkan kontraktor untuk memilih kebijaksanaan pajak yang konsisten dengan peraturan pajak yang berlaku pada saat kontrak ditandatangani atau peraturan perpajakan yang berlaku umum.
- Dalam Revisi Undang-undang Minyak dan Gas Bumi, Kontraktor berhak memilih tarif pajak pemerintah yang berlaku untuk seluruh kesepakatan bagi hasil yang baru pada saat kesepakatan berlaku.

36. PRODUCTION SHARING ARRANGEMENTS AND NEW OIL AND GAS LAW (continued)

New Oil and Gas Law (continued)

- *Under the existing PSC structure, contractors are required to pay corporation and dividend taxes with the corporate tax rate being the rate in effect at the inception extention of contract. Cooperation contracts allow contractors to opt for a tax regime consistent with the applicable tax law at the time that the contract is signed or the general corporate tax law.*
- *Under the Revised Oil and Gas Law, a contractor is entitled to elect to lock-in prevailing Government tax rates for the entire term of a new production sharing arrangement at the time the arrangement commences.*

37. IKATAN

a. Kesepakatan Bagi Hasil

Beberapa Anak Perusahaan telah menandatangani PSC dan PSC-JOB perjanjian dengan BP Migas dan TAC dengan PERTAMINA untuk eksplorasi dan produksi minyak mentah dan gas bumi di daerah tertentu. Berikut adalah beberapa ketentuan penting dalam kontrak tersebut:

Produksi minyak dan gas bumi dibagi berdasarkan ketentuan dari kontrak terkait.

Anak Perusahaan diwajibkan untuk membayar bonus produksi kepada BP Migas sejumlah AS$1.000.000 sampai dengan AS$5.000.000 bila produksi minyak rata-rata mencapai 50.000 barrel per hari untuk periode 120 hari berturut-turut dan tambahan bonus sejumlah AS$1.000.000 sampai dengan AS$10.000.000 bila terdapat peningkatan produksi rata-rata menjadi 75.000 barel sampai dengan 100.000 barel per hari untuk periode 120 hari berturut-turut.

Sampai dengan jangka waktu tertentu, Anak Perusahaan harus menyerahkan sebagian kontrak area kepada BP Migas. Kewajiban untuk menyerahkan sebagian dari kontrak area tersebut tidak berlaku untuk wilayah di mana cadangan hidrokarbon telah ditemukan.

37. COMMITMENTS

a. Production Sharing Arrangements

The Subsidiaries have entered into PSC and PSC-JOB agreement with BP Migas and TAC with PERTAMINA in the exploration and production of crude oil and gas in certain areas. Following are the significant provisions of the contracts:

Oil and gas produced is shared based on the provisions of the related contracts.

The Subsidiaries are obliged to pay between US$1,000,000 to US$5,000,000 representing a production bonus to BP Migas if the oil production averages 50,000 barrels per day for a period of 120 consecutive days and an additional bonus of US$1,000,000 to US$10,000,000 if production increases to an average of 75,000 barrels to 100,000 barrels per day for a period of 120 consecutive days.

Up to a certain period, Subsidiaries are required to surrender parts of the contract areas to BP Migas. The obligation to surrender parts of the contract areas do not apply to the surface area of any field in which hydrocarbon resources has been discovered.

37. IKATAN (lanjutan)

a. Kesepakatan Bagi Hasil (lanjutan)

Pada saat kontrak berakhir atau diputuskan, pelepasan sebagian kontrak area, penutupan lapangan, anak perusahaan mungkin diharuskan untuk memindahkan semua peralatan dan instalasi dari kontrak area dan melakukan seluruh aktivitas restorasi sesuai dengan syarat-syarat yang tercantum di kontrak atau peraturan pemerintah yang berlaku. Biaya untuk penutupan dan pekerjaan restorasi area dapat dipulihkan ke BP Migas.

b. Akuisisi dan Pengalihan

i. Pada tanggal 12 Desember 2004, PT Medco E&P Nunukan, anak perusahaan, telah melakukan perjanjian Kontrak Bagi Hasil dengan BP Migas untuk pengembangan Blok Nunukan di Kalimantan Timur. Kontrak ini berjangka waktu 30 (tiga puluh) tahun sampai 2034.

ii. Pada tanggal 29 Januari 2005, Perusahaan memperoleh hak melakukan eksplorasi atas Blok 47 yang meliputi wliayah seluas 6.812 kilometer di daerah Ghadames basin, Barat laut Libya. Perolehan hak tersebut dilanjutkan dengan penandatanganan *Exploration and Production Sharing Agreement (EPSA)* dengan National Oil Company, Libya, sebagaimana yang telah diratifikasi oleh pemerintah Libya. Tanggal efektif dari kontrak tersebut adalah 12 Maret 2005.

EPSA memberikan Perusahaan dan Verenex Energy, Inc, masing-masing mempunyai 50% hak kepemilikan untuk melakukan kegiatan eksplorasi minyak dan gas selama 5 tahun dan mengeksploitasi segala bentuk penemuan komersial selama 25 tahun.

iii. Sebagaimana dijelaskan dalam Catatan 1b atas laporan keuangan konsolidasi, MEAPL telah menyelesaikan pengambilalihan untuk seluruh saham Novus Petroleum Ltd., (NPL) pada tanggal 6 Juli 2004.

Transaksi-transaksi signifikan dilakukan oleh Perusahaan, MEAPL dan Novus setelah pengambilalihan adalah sebagai berikut:

37. COMMITMENTS (continued)

a. Production Sharing Arrangements (continued)

Upon the expiration or termination of the contract, relinquishment of part of the Contract Area, or abandonment of any fields, the Subsidiaries maybe required to remove all equipment and installations from the Contract Area, and perform site restoration activities in accordance with the term of the contract or applicable government regulations. The cost of abandonment and site restoration work is cost recoverable from BP Migas.

b. Acquisitions and Transfers

i. On December 12, 2004, PT Medco E&P Nunukan, a subsidiary, entered into a Production Sharing Contract with BP Migas for the Nunukan block located in East Kalimantan. The term of this contract shall be thirty (30) years up to 2034.

ii. On January 29, 2005, the Company was awarded the right to explore Block 47, involving a 6,812 kilometer area in the Ghadames basin in Northwest Libya. The award has been followed by the signing of an Exploration and Production Sharing Agreement (EPSA) with Libya's National Oil Company, as ratified by the Libyan Government. The effective date of the contract is March 12, 2005.

The EPSA provides the Company and Verenex Energy Inc. (Verenex), each holding a 50% interest, with the right to explore for oil and gas for a five-year period and to exploit any commercial discoveries over 25 years.

iii. As discussed in Note 1b to the consolidated financial statements, MEAPL has completed its takeover of all the issued share capital of Novus Petroleum Ltd., (NPL) on July 6, 2004.

Significant transactions entered into by the Company, MEAPL and Novus after the takeover are as follows:

37. IKATAN (lanjutan)

b. Akuisisi dan Pengalihan (lanjutan)

a) Penjualan Aktiva Cooper Basin, Patchawarra, Kakap dan Brantas pada entitas Santos

Pada tanggal 4 Juni 2004, Perusahaan dan Anak Perusahaan Novus tertentu melakukan perjanjian induk dengan Santos Limited (SL), Santos International Holdings Pty., Ltd. (SIHPL) dan Santos Brantas Pty., Ltd. (SBPL) (secara kolektif disebut Santos) untuk menjual hak kepemilikan NPL di aktiva Cooper Basin dan hak NPL sebesar 36% di aktiva Indonesia - Kakap dan Brantas. Sebagaimana dinyatakan dalam perjanjian, penjualan dan pengalihan berlaku efektif pada tanggal 1 Januari 2004. Kutipan dari perjanjian induk tersebut adalah sebagai berikut:

(i) Perjanjian Pembelian Brantas/ Cooper Basin (tanggal 24 September 2004)

Perjanjian ini ditandatangani antara SL dan SBPL (yang disebut "Pembeli") dan Novus Australia Energy Company Pty Limited (NAEC), Novus Indonesia Brantas Company (Novus Brantas) (yang disebut "Penjual"), NPL dan Perusahaan. Berdasarkan perjanjian tersebut, Penjual setuju untuk menjual, dan Pembeli setuju untuk membeli, saham Novus Australia Resources NL (NAR) (pemilik hak kepemilikan blok sebesar 4,75% di Copper Basin dan 2,9688% di Patchawarra) dan hak kepemilikan di PSC Brantas (yang merupakan hak partisipasi sebesar 18% di PSC Brantas dan 18% hak partisipasi di JOA Brantas dan segala hak dan hak kepemilikan yang berasal dari ataupun tambahan dari kepemilikan tersebut) atas syarat-syarat dan berdasarkan kondisi-kondisi dari perjanjian. Selanjutnya, setelah 24 September 2004, beberapa perjanjian juga ditandatangani oleh pihak-pihak untuk menyelesaikan penjualan dan transaksi pengalihan.

37. COMMITMENTS (continued)

b. Acquisitions and Transfers (continued)

a) Sale of Cooper Basin, Patchawarra, Kakap and Brantas Assets to Santos Entities

On June 4, 2004, the Company and certain of its Novus subsidiaries entered into heads of agreements with Santos Limited (SL), Santos International Holdings Pty., Ltd. (SIHPL) and Santos Brantas Pty., Ltd. (SBPL) (collectively referred to as "Santos") to sell NPL's interest in the Cooper Basin assets and the 36% NPL interest in the Indonesian assets - Kakap and Brantas. As stated in the agreements, the sale and transfers are effective on January 1, 2004. The excerpts of the heads of agreements are as follows:

(i) Purchase Agreement for Brantas/Cooper Basin (dated September 24, 2004)

The agreement was signed between SL and SBPL (herewith referred to as "Buyers") and Novus Australia Energy Company Pty Limited (NAEC), Novus Indonesia Brantas Company (Novus Brantas) (herewith referred to as "Vendors"), NPL and the Company. Under the agreement, the Vendors agree to sell, and the Buyers agree to purchase, the shares of Novus Australia Resources NL (NAR) (owner of a 4.75% working interest in the Coopper Basin and a 2.9688% interest in Patchawarra) and the Brantas PSC interest (representing an 18% participating interest in the Brantas PSC and 18% participating interest in the Brantas JOA and on all rights and interest derived from or incidental to these interests) on the terms and subject to the conditions of the agreement. Subsequently after September 24, 2004, several agreements were also signed by the parties to complete the sale and transfer transactions.

37. IKATAN (lanjutan)

b. Akuisisi dan Pengalihan (lanjutan)

Penjualan dan pengalihan dilakukan pada tanggal 31 Desember 2004 dengan nilai sejumlah sekitar AS$87,2 juta.

(ii) Perjanjian Pembelian untuk 6,25% hak kepemilikan di Kontrak Bagi Hasil Kakap (tanggal 24 September 2004).

Perjanjian ini ditandatangani antara SL dan SIHPL ("Pembeli"), Novus UK (Indonesian Holdings) Limited ("Penjual"), NPL dan Perusahaan. Berdasarkan perjanjian tersebut, Penjual setuju untuk menjual saham Novus UK (Kakap 2) Limited ("Novus Kakap 2") (pemilik 6,25% hak kepemilikan blok di Kakap PSC) atas syarat-syarat dan kondisi-kondisi dari perjanjian. Selanjutnya, setelah tanggal 24 September 2004, beberapa perjanjian juga ditandatangani oleh pihak-pihak tersebut untuk melengkapi transaksi penjualan dan pengalihan. Penjualan dan pengalihan dilakukan pada tanggal 31 Desember 2004 dengan nilai sejumlah AS$10,2 juta.

(iii) Perjanjian yang berkaitan dengan pengalihan hak kepemilikan 2,75% di blok Kakap dan Kontrak-Kontrak Terkait (tanggal 24 Desember 2004).

37. COMMITMENTS (continued)

b. Acquisitions and Transfers (continued)

The sale and transfer were consummated on December 31, 2004 for a consideration of approximately US$87.2 million.

(ii) Purchase Agreement for 6.25% interest in the Kakap PSC (dated September 24, 2004).

The agreement was signed between SL and SIHPL ("Buyers"), Novus UK (Indonesian Holdings) Limited ("Vendor"), NPL and the Company. Under the agreement, the Vendor agreed to sell the shares of Novus UK (Kakap 2) Limited ("Novus Kakap 2") (owner of a 6.25% working interest in the Kakap PSC) on the terms and subject to the conditions of the agreement. Subsequently after September 24, 2004, several agreements were also signed by the parties to complete the sale and transfer transactions. The sale and transfer were consummated on December 31, 2004 for a consideration of US$10.2 million.

(iii) Agreement Relating to the Transfer a 2.75% Interest in Kakap and Related Contracts (dated December 24, 2004).

37. IKATAN (lanjutan)

b. Akuisisi dan Pengalihan (lanjutan)

Perjanjian ini ditandatangani antara Novus Petroleum Canada (Kakap) Limited (NPC Kakap) dan Novus Nominees Pty. Limited (NNPL), anak perusahaan. Berdasarkan perjanjian, NPC Kakap setuju untuk menjual dan mengalihkan kepada NNPL hak kepemilikan blok sebesar 2,75% di Kontrak Bagi Hasil Kakap dan Kontrak-kontrak terkait lainnya atas syarat-syarat dan berdasarkan kondisi-kondisi perjanjian. Penjualan dan pengalihan telah terjadi pada tanggal 27 Oktober 2005 dengan nilai sebesar AS$3,68 juta. Kerugian atas penjualan tersebut sebesar AS$3,18 juta.

(b) Penjualan Aktiva Pakistan dan Timur Tengah dan Partisipasi atas Keuntungan dari Penjualan Aktiva AS dengan Silk Route.

Perusahaan melakukan Perjanjian Pembelian dengan Silk Route Investments (Silk Route) pada tanggal 7 Juni 2004, di mana Silk Route diberikan opsi untuk mengakuisisi 49% hak kepemilikan NPL di aktiva Timur Tengah dan aktiva Pakistan dengan harga yang ditetapkan dalam perjanjian, dan hak untuk partisipasi dalam keuntungan dari penjualan aktiva AS milik NPL di atas acuan harga jual aktiva AS sebagaimana ditetapkan dalam perjanjian. Berdasarkan perjanjian, Perusahaan setuju untuk membayar performance bond sejumlah AS$1 juta ke Silk Route yang tidak dapat dikembalikan tetapi dapat digunakan sebagai pengurang atas bagian Silk Route pada saat penjualan aktiva AS (tercatat pada Aktiva Tidak Lancar Lain-lain). Sebagaimana juga ditetapkan dalam perjanjian, Silk Route dapat menggunakan hak opsinya setiap saat pada atau setelah, tetapi sebelum tanggal, yaitu 6 bulan setelah kondisi yang dinyatakan dalam perjanjian dipenuhi atau dicabut.

37. COMMITMENTS (continued)

b. Acquisitions and Transfers (continued)

The agreement was signed between Novus Petroleum Canada (Kakap) Limited (NPC Kakap) and Novus Nominees Pty. Limited (NNPL), subsidiaries. Under the agreement, NPC Kakap agreed to sell and transfer to NNPL its 2.75% interest in Kakap PSC and Related Contracts on the terms and subject to the conditions of the agreement. The sale and transfer were consummated on October 27, 2005 for a consideration of US$3.68 million. A loss arose on this transaction amounting to US$3.18 million.

(b) Sale of Pakistan and Middle East Assets and Participation in the Profit from Sale of US Assets with Silk Route.

The Company entered into a Procurement Agreement with Silk Route Investments (Silk Route) on June 7, 2004, whereby Silk Route was provided with an option to acquire 49% of NPL's interest in the Middle East assets and the Pakistan assets for a price indicated in the agreement, and the right to participate in any profit on sale of NPL's US assets above the US asset sales price benchmark as indicated in the agreement. As stated in the agreement, the Company agreed to pay Silk Route a performance bond of US$1 million which is non-refundable but applicable to the would-be share of Silk Route in the sale of the US assets (recorded under Other Non-Current Assets). As also stated in the agreement, Silk Route may exercise the option at any time on or after, but before the date that is 6 months after the conditions stated in the agreement have been satisfied or waived.

37. IKATAN (lanjutan)

b. Akuisisi dan Pengalihan (lanjutan)

Pada tanggal 5 Januari 2005, Silk Route menunjukkan keinginannya untuk menggunakan hak opsinya berkaitan dengan aktiva Timur Tengah.

Sesuai dengan perjanjian dengan Silk Route, pada tanggal 11 November 2004, Eastern Petroleum Limited (EPL), anak perusahaan yang dimiliki seluruhnya oleh Silk Route, melakukan Perjanjian Penjualan Saham Novus Pakistan dengan NAEC (pemilik dari anak perusahaan Pakistan) Novus Pakistan Pty. Limited (NPPL). Berdasarkan perjanjian tersebut, NAEC setuju untuk menjual saham NPPL, termasuk hak kepemilikan saat ini pada konsesi minyak dan gas bumi baik di darat dan lepas pantai di Badar dan Bolan, kepada EPL dengan harga beli sejumlah AS$1, yang akan dibayarkan pada saat kondisi-kondisi yang ditetapkan dalam perjanjian dipenuhi, dan juga disesuaikan dengan pembayaran untuk modal kerja sebagaimana ditetapkan dalam perjanjian.

Selanjutnya pada tahun 2005, NAEC melakukan Perjanjian Pembebasan dan Penggantian Kerugian dengan NPPL (tanggal 31 Maret 2005) dan Perjanjian Jaminan dengan Crosby Capital Partners Inc. (tanggal 1 April 2005), untuk memenuhi persyaratan dari penjualan saham NPPL kepada EPL. Penjualan saham NPPL kepada EPL dilakukan pada tanggal 1 April 2005 dengan nilai AS$544.553.

37. COMMITMENTS (continued)

b. Acquisitions and Transfers (continued)

On January 5, 2005, Silk Route indicated its intention to exercise the option in relation to the Middle East assets.

In accordance with the agreement with Silk Route, on November 11, 2004, Eastern Petroleum Limited (EPL), a wholly owned subsidiary of Silk Route, entered into a Novus Pakistan Share Sale Agreement with NAEC (owner of the Pakistan subsidiary, the Novus Pakistan Pty. Limited (NPPL)). Under the agreement, NAEC agreed to sell the shares of NPPL, including its current interest on the onshore and offshore oil and gas concessions in Badar and Bolan, to EPL for a purchase price of US$1, which is to be paid upon completion of the conditions stated in the agreement, and subject to the adjustment for the working capital payments as stated in the agreement.

NAEC entered into a Deed of Release and Indemnity Agreement with NPPL (dated March 31, 2005) and Deed of Guarantee Agreement with Crosby Capital Partners Inc. (dated April 1, 2005), to complete the requirements for the sale of NPPL shares to EPL. The sale of NPPL shares to EPL was consummated on April 1, 2005 for a consideration of US$544,553.

37. IKATAN (lanjutan)

b. Akuisisi dan Pengalihan (lanjutan)

Penjualan saham Novus Pakistan Pty., Ltd. diselesaikan pada tanggal 1 April 2005 berdasarkan Perjanjian Penjualan Saham pada tanggal 11 November 2004. Berdasarkan perjanjian tersebut, harga beli saham adalah AS$1 tetapi Perusahaan menerima AS$544.553 untuk modal kerja. Rugi dari penjualan ini sebesar AS$573.554.

a. Penjualan Aktiva AS

i. Newfield/Main Pass/East Cameron

Sehubungan dengan akuisisi Novus, Darcy Energy Limited (Darcy) telah menggunakan hak opsinya atas sumur Newfield/Novus pada tanggal 27 Agustus 2004 (dengan tanggal efektif 1 Juni 2004) sesuai dengan Perjanjian "Scouting" tanggal 16 September 2000 antara Darcy dan Novus US Holding Inc., sebagaimana diperbaharui pada tanggal 1 Juni 2004 yang berlaku efektif pada tanggal 16 September 2002, senilai AS$1.443.338.

ii. Lahan Stratton

Pada tanggal 27 Desember 2004, Apache Corporation (Apache) juga melaksanakan hak preferensinya untuk membeli kepemilikan Novus atas aktiva tertentu di lahan Stratton sesuai dengan Perjanjian Operasi tanggal 26 November 2001 antara Apache dan Novus Oil & Gas LLP (dengan tanggal efektif 11 Juni 2004) senilai AS$47.000.000 (sebelum penyesuaian modal kerja sejumlah AS$1.743.278).

37. COMMITMENTS (continued)

b. Acquisitions and Transfers (continued)

The sale of the shares of stock of Novus Pakistan Pty., Ltd. was completed on April 1, 2005, pursuant to the Share Sale Agreement dated November 11, 2004. Based on the agreement, the purchase price of the shares was US$1 and the Company received US$544,553 for working capital. The net loss from this transaction amounted to US$573,554.

a. Sale of US Assets

i. Newfield/Main Pass/East Cameron

In connection with the acquisition of Novus, Darcy Energy Limited (Darcy) has exercised its option on the Newfield/Novus well on August 27, 2004 (with an effective date as of June 1, 2004) in accordance with the Scouting Agreement dated September 16, 2000 between Darcy and Novus US Holding Inc., as amended on June 1, 2004 with an effective date on September 16, 2002, for US$1,443,338 as consideration.

ii. Stratton Field

On December 27, 2004, Apache Corporation (Apache) also exercised its preferential right to purchase Novus interest in certain properties in Stratton Field pursuant to the Operating Agreement dated November 26, 2001 between Apache and Novus Oil & Gas LLP (with an effective date as of June 11, 2004) for a consideration amounting to US$47,000,000 (before the working capital adjustment of US$1,743,278).

37. IKATAN (lanjutan)

b. Akuisisi dan Pengalihan (lanjutan)

a. Penjualan Aktiva AS (lanjutan)

iii. Merit/East Cameron

Sesuai dengan Perjanjian Jual Beli (SPA) antara Novus Louisiana LLC (Novus Louisiana) dan Darcy Energy Limited (Darcy) tanggal 14 Januari 2005, Darcy mengambil hak opsinya untuk memperoleh 25% dari seluruh hak atas nama dan hak kepemilikan Novus Louisiana atas transaksi Merit/Novus sebagaimana didefinisikan dalam perjanjian (SPA) dan didefinisikan dalam Perjanjian Scouting Darcy tanggal 16 September 2000 antara Darcy dan Novus AS Holding Inc., sebagaimana diubah pada tanggal 1 Juni 2004 dengan tanggal efektif 16 September 2002. Perusahaan menerima AS$1.222.955 dari hasil penjualan.

iv. Padre Island

Pada tanggal 29 Juli 2005, Novus US Holdings, Inc., telah menandatangani LLC Interest Purchase Agreement (”Perjanjian”) dengan Long Flat, Ltd. (”Long Flat”), perusahaan yang didirikan berdasarkan Hukum Negara Bagian Texas, AS, dimana Perusahaan setuju untuk menjual blok minyak dan gas Padre Islands, AS. Perusahaan secara tidak langsung memiliki 70% hak kepemilikan di Blok Padre Island melalui anak perusahaan Novus USA, Novus Nevada Petroleum, LLC dan Novus Oil & Gas Texas, LLC. Perjanjian ini berlaku efektif tanggal 1 Juli 2005. Novus menerima AS$1 juta sebagai harga penjualan pada saat tanggal penutupan pada 17 November 2005. Rugi dari pelepasan sebesar AS$2,9 juta.

37. COMMITMENTS (continued)

b. Acquisitions and Transfers (continued)

a. Sale of US Assets (continued)

iii. Merit/East Cameron

In accordance with the Sale and Purchase Agreement (SPA) between Novus Louisiana LLC (Novus Louisiana) and Darcy Energy Limited (Darcy) dated January 14, 2005, Darcy exercised its option to acquire 25% of all the rights, title and interest of Novus Louisiana in the Merit/Novus transactions as defined under the SPA and in the Darcy Scouting Agreement dated September 16, 2000 between Darcy and Novus US Holding Inc., as amended on June 1, 2004, with an effective date on September 16, 2002. The Company received US$1,222,955 in consideration for the sale.

iv. Padre Island

On July 29, 2005, Novus US Holdings, Inc, signed an LLC Interest Purchase Agreement (“Agreement”) with Long Flat, Ltd. (“Long Flat”), a company established under the Laws of Texas, USA, whereby the Company agreed to sell its Padre Island oil and gas block in the USA. The Company indirectly owned 70% interest in the Padre Island Block through Novus USA subsidiaries, Novus Nevada Petroleum, LLC and Novus Oil & Gas Texas, LLC. The Agreement was effective on July 1, 2005. Novus received US$1 million in consideration for the sale at the closing date on November 17, 2005. The net loss on the disposal amounted to US$2.9 million.

37. IKATAN (lanjutan)

b. Akuisisi dan Pengalihan (lanjutan)

b. Penjualan Aktiva Timur Tengah

Pada tanggal 8 Juli 2005, Perusahaan dan Novus Australia Energy Company Pty Limited ("Novus Australia Energy"), anak perusahaan yang dimiliki secara penuh, menandatangani Perjanjian Jual Beli ("PJB") dengan Meridian Oil & Gas (Middle East) Limited ("Meridian"), perusahaan dari Cayman Island, untuk menjual 100% saham Novus Middle East Limited ("Novus Middle East") sebesar AS$65 Juta. Novus Middle East merupakan anak perusahaan yang dimiliki secara tidak langsung oleh Perseroan dan memiliki masing-masing 100% saham di Medco West Asia Ltd., Novus Al Khaleej Ltd., dan Novus Oman Ltd. Penjualan tersebut dilakukan pada tanggal 15 Juli 2005 dan keuntungan yang direalisasi atas penjualan tersebut sebesar AS$6,72 juta.

iv. Pada tanggal 27 Februari 2004, Perusahaan telah mengadakan perjanjian dengan PT Menamas, dimana kedua pihak setuju untuk mendirikan PT Medco Energi Menamas yang bertujuan untuk mengakuisisi 54% saham PT Menamas di PT Mitra Energi Batam (MEB), Perusahaan yang dibentuk dan dimiliki oleh PT Menamas dan YPK-PLN. Saat ini, pemegang saham lain atas PT Mitra Energi Batam dengan kepemilikan masing-masing sebesar tigapuluh persen (30%) dan enambelas persen (16%) adalah PT PLN Batam dan YPK PLN. MEB saat ini memiliki dan mengoperasikan pembangkit listrik tenaga turbin gas 2 x 27,5 MW yang berlokasi di Panaran, Batam, Indonesia. Pada tanggal 29 Maret 2004, PT Menamas mengalihkan kepemilikan 54% di MEB kepada PT Medco Energi Menamas.

v. Pada tanggal 14 Januari 2004, Perusahaan melalui PT Medco E&P Lematang (MEPL), anak perusahaan, melakukan Perjanjian Jual Beli Hak Kepemilikan Blok dengan Indo-Thai. Lematang Limited untuk membeli 4,1176% hak kepemilikan blok di PSC Lematang. Penjualan tersebut disetujui oleh BP Migas pada tanggal 18 Mei 2004.

37. COMMITMENTS (continued)

b. Acquisitions and Transfers (continued)

b. Sale of Middle East Assets

On July 8, 2005, the Company and Novus Australia Energy Company Pty Limited, wholly owned subsidiary, entered into a Share Purchase Agreement with Meridian Oil & Gas (Middle East) Limited ("Meridian"), a Cayman Islands company, to sell 100% of the shares in Novus Middle East Limited ("Novus Middle East") for US$ 65 Million. Novus Middle East is an indirect subsidiary of the Company and owned 100% of the shares of Medco West Asia Ltd., Novus Al Khaleej Ltd., and Novus Oman Ltd. The sale was consummated on July 15, 2005, and the net gain realized on the disposal amounted to US$6.72 million.

iv. On February 27, 2004, the Company entered into a Stockholders' Agreement with PT Menamas whereby both parties agreed to establish PT Medco Energi Menamas for the purpose of acquiring 54% of the shares of PT Menamas in PT Mitra Energi Batam (MEB), an entity established and owned by PT Menamas and YPK-PLN. Currently, the other stockholders of MEB with thirty (30%) and sixteen (16%) ownership interest are PT PLN Batam and YPK PLN, respectively. MEB owns and operates 2 x 27.5 MW Simple Cycle Gas Turbine located in Panaran, Batam, Indonesia. On March 29, 2004, PT Menamas transferred 54% its ownership in MEB to PT Medco Energi Menamas.

v. On January 14, 2004, the Company through PT Medco E&P Lematang (MEPL), a subsidiary, entered into a Working Interest Sale and Purchase Agreement with Indo-Thai Lematang Limited to purchase a 4.1176% working interest in Lematang PSC. The sale was approved by BP Migas on May 18, 2004.

37. IKATAN (lanjutan)

vi. Pada tanggal 24 Desember 2003, Medco Moeco Langsa Limited (MMLL), suatu entitas yang didirikan bersama-sama dengan Mitsui Oil Exploration Co. Ltd., mengadakan Perjanjian Jual Beli (SPA) dengan Modec Production (Langsa) Pte., Ltd. (MODEC SPC) dan Modec Inc. untuk pembelian 70% hak kepemilikan Modec SPC di TAC Langsa dan JOA, tergantung dari kondisi-kondisi yang ditetapkan di dalam SPA. Pengalihan tersebut disetujui oleh BP Migas pada tanggal 19 Januari 2004. MML adalah operator pada eksplorasi minyak dan gas bumi di kontrak area Langsa di Aceh Timur, Sumatera berdasarkan JOA dan TAC.

vii. Pada tanggal 5 November 2003, PT Medco E&P Sampang (MS) mengadakan perjanjian dengan Santos (Sampang) Pty., Ltd. (Santos Sampang) untuk berpartisipasi dengan dasar 50:50 dalam pengeboran sole-risk PSC di sumur Jeruk. Santos Sampang berhak untuk operator Blok Sampang dan Santos menawarkan untuk mengebor sumur Jeruk dengan dasar sole-risk karena Coastal Indonesia Sampang Ltd dan Cue Sampang Pty., Ltd., menjadi pemegang hak kepemilikan yang lain di PSC Sampang memilih untuk tidak berpartisipasi dalam pengeboran sumur Jeruk. Jika ternyata sumur Jeruk sole-risk adalah sumur kering, MS berhak menerima kembali investasinya dari Santos melalui pemulihan biaya dari sumur-sumur lain yang berproduksi di mana Santos mempunyai hak untuk menerima biaya yang dapat dipulihkan. Jika sumur Jeruk sole-risk berhasil secara komersial, MS dan Santos harus:

(a) membagi hasil produksi tersebut dengan dasar 50:50, atau

37. COMMITMENTS (continued)

vi. On December 24, 2003, Medco Moeco Langsa Limited (MMLL), a jointly controlled entity established with Mitsui Oil Exploration Co. Ltd., entered into a Sale and Purchase Agreement (SPA) with Modec Production (Langsa) Pte., Ltd. (MODEC SPC) and Modec Inc. for the purchase of Modec SPC's 70% interest in the Langsa TAC and JOA, subject to conditions precedent as specified in the SPA. The transfer was approved by BP Migas on January 19, 2004. MMLL is currently engaged as operator in the exploration for crude oil and gas in the Langsa contract area in East Aceh, Sumatra under the said JOA and TAC.

vii. On November 5, 2003, PT Medco E&P Sampang (MS) entered into an agreement with Santos (Sampang) Pty., Ltd. (Santos Sampang) to participate on a 50:50 basis in a sole-risk PSC drilling at Jeruk well. Santos Sampang is the operator of Sampang Block and Santos proposed to drill a Jeruk well on a sole-risk basis because Coastal Indonesia Sampang Ltd., and Cue Sampang Pty., Ltd., the other interest holders the Sampang PSC, elected not to participate in such Jeruk well. If the sole-risk Jeruk well is a dry-hole, MS is entitled to its investment through Santos' cost recovery from the other producing wells. If the sole-risk Jeruk well is commercially successful, MS and Santos shall either:

(a) share of the production proceeds on a 50:50 basis, or

37. IKATAN (lanjutan)

b. Akuisisi dan Pengalihan (lanjutan)

(b) jika Coastal dan Cue memutuskan untuk kembali dan ikut berpartisipasi dalam pengeboran sole-risk, Coastal dan Cue wajib membayar premi sebagaimana ditetapkan di dalam Perjanjian Kerjasama Operasi untuk PSC Sampang.

Pada tanggal 29 April 2005, Cue Energy Resources Limited (Cue) dan Singapore Petroleum Company Limited (SPC) telah mengumumkan keinginannya untuk mendapatkan kembali haknya atas Penemuan Minyak Jeruk. Berdasarkan Perjanjian Sole-Risk, MS berhak atas pengembalian untuk semua pembayaran cash call sampai dengan pengumuman pengambilan kembali hak tersebut yang dijadwalkan pada tanggal 30 Mei 2005. Pada tanggal 1 Juni 2005, Perusahaan menerima AS$30.369.160 sebagai pelunasan sesuai dengan perjanjian dengan Santos. MS telah mengembalikan pengeboran Sole Risk Sumur Jeruk ke Cue dan SPC berdasarkan Perjanjian Partisipasi dan Operasi Jeruk (*Jeruk Participation and Operating Agreement).* Perusahaan juga akan berhak atas pendapatan denda sesuai dengan perjanjian pengembalian tersebut. Sehubungan dengan Jeruk Project Agreement yang dilakukan oleh Medco Straits Service Pte. Ltd., anak perusahaan, MS mencabut haknya yang disebutkan pada perjanjian sebelumnya (Catatan 41b).

viii. Pada tanggal 1 Oktober 2003, Perusahaan mengadakan Perjanjian Jual Beli Saham Bersyarat dengan PT Trihasra Sarana Jaya Purnama untuk membeli 5% (lima persen) kepemilikan saham di PT Energi Sengkang sejumlah AS$3.760.000, tergantung dari pemenuhan kondisi-kondisi yang tercantum dalam perjanjian tersebut. PT Energi Sengkang adalah perusahaan kerjasama operasi yang mengoperasikan pembangkit listrik yang berlokasi di Sengkang, Sulawesi Selatan. Pada tanggal 31 Desember 2004, uang muka Perusahaan untuk transaksi pembelian ini dicatat sebagai "Uang Muka atas Investasi" (Catatan 11). Perusahaan telah menyelesaikan pembelian 5% kepemilikan atas ES pada tanggal 2 Februari 2005 dan mencatat investasinya sebagai "Investasi Saham" (Catatan 11b)

37. COMMITMENTS (continued)

b. Acquisitions and Transfers (continued)

(b) in case Coastal and Cue decide to back-in and participate in the sole-risk Jeruk well, Coastal and Cue shall be obliged to pay a premium as stipulated in the Sampang PSC Joint Operating Agreement.

On April 29, 2005, Cue Energy Resources Limited (Cue) and Singapore Petroleum Company Limited (SPC) have announced their intention to reinstate their rights in the Jeruk Oil Discovery. Under the Sole-Risk Agreement, MS shall be entitled to reimbursement for all the paid cash calls upon the announcement of the reinstatement scheduled on May 30, 2005. On June 1, 2005, the Company received US$30,369,160 in settlement of the amounts in accordance with the agreement with Santos and has assigned its sole-risk drilling rights in the Jeruk well to Cue and SPC based on Jeruk Participation and Operating Agreement. The Company was also entitled to penalty income in accordance with the reassignment agreement. In connection with the Jeruk Project Agreement entered into by Medco Straits Service Pte Ltd., a subsidiary; MS waived its rights stipulated in the previous agreement (Note 41b).

viii. On October 1, 2003, the Company entered into a Conditional Share Sale and Purchase Agreement with PT Trihasra Sarana Jaya Purnama to purchase its 5% (five percent) share holding in PT Energi Sengkang for US$3,760,000, subject to the fulfillment of conditions precedent as stipulated in the agreement. PT Energi Sengkang is a joint-venture company operating a power plant located in Sengkang, South Sulawesi. As of December 31, 2004, the Company's advances for this purchase transaction are recorded as "Advances for Investments" (Note 11). The Company completed the purchase of the 5% ownership in ES on February 2, 2005.

37. IKATAN (lanjutan)

b. Akuisisi dan Pengalihan (lanjutan)

ix. Pada tanggal 16 Januari 2004, MEPI telah mengadakan Pokok-pokok Perjanjian Penjualan Gas dengan PT Krakatau Steel (KS) (Persero), dimana Perusahaan setuju untuk memasok kebutuhan gas KS sebanyak 100 juta cubic feet per hari (MMSCFD) dimulai sejak pengiriman pertama ke KS sampai dengan 6 April 2017 MEPI akan memulai pengiriman setelah selesainya pembangunan pipa gas Pagardewa-Cilegon, yang dimiliki oleh PT Perusahaan Gas Negara, yang diperkirakan akan selesai pada bulan Juli 2006.

x. Pada tanggal 16 Januari 2004, MEPI telah mengadakan Perjanjian Jual Beli Liquified Petroleum Gas (LPG) dengan PT Pertamina (Persero), dimana MEPI akan mengirim dan menjual LPG sesuai dengan kondisi yang ditetapkan di dalam perjanjian. Perjanjian tersebut berlaku selama 5 (lima) tahun sejak pengiriman pertama kali yang disetujui kedua belah pihak.

xi. Pada tanggal 21 Januari 2004, MEPI telah mengadakan Perjanjian Pemasokan Gas dengan PT Pertamina (Persero), dimana MEPI setuju untuk memasok gas sebanyak 31,035 BBTU, mulai sejak disepakatinya pengiriman gas pertama kali sampai dengan 31 Maret 2008 atau sampai seluruh jumlah yang sepakati telah dipasok, yang mana lebih dahulu. Mulai 1 Januari 2004, harga gas yang disepakati adalah AS$2.5/MMBTU.

xii. Pada tanggal 10 Juni 2005, PT Medco E&P Lematang (MEP Lematang) dan PT Medco E&P Indonesia masing-masing telah menandatangani Pokok-pokok Perjanjian atas Komitmen Penjualan Gas dengan PLN Keramasan, Sumatera Selatan dan Perubahan atas Perjanjian Penjualan Gas untuk PLN Gunung Belah Tarakan, Kalimantan Timur. Sesuai dengan Pokok-pokok Perjanjian, MEP Lematang akan memasok 24 BBTUD dari total 90 BCF kepada PLN Keramasan selama 10 tahun dari 2006.

37. COMMITMENTS (continued)

b. Acquisitions and Transfers (continued)

ix. On January 16, 2004, MEPI entered into a Gas and Sales Agreement with PT Krakatau Steel (KS) (Persero), whereby the Company agreed to supply KS's requirement for 100 million cubic feet per day (MMSCFD) of natural gas, commencing on the first delivery to KS until April 6, 2017. MEPI will start the delivery of such natural gas after the construction of the Pagardewa – Cilegon gas pipeline, which is owned by PT Perusahaan Gas Negara and is estimated to be completed by July 2006.

x. On January 16, 2004, MEPI entered into a Liquified Petroleum Gas (LPG) Sales and Purchase Agreement with PT Pertamina (Persero), whereby MEPI will deliver and sell LPG pursuant to the conditions setforth in the agreement. The term of the agreement is five (5) years commencing on the first delivery date of LPG as agreed by the parties.

xi. On January 21, 2004, MEPI entered into a Gas Supply Agreement with PT Pertamina (Persero), whereby MEPI agreed to supply gas with total quantity of 31,035 BBTU, commencing on the agreed first day of delivery until March 31, 2008 or until the quantity has been fully supplied, whichever comes first. Starting January 1, 2004, gas price is agreed to be US$2.5/MMBTU.

xii. On June 10, 2005, PT Medco E&P Lematang (MEP Lematang) and PT Medco E&P Indonesia signed a Heads of Agreement (HOA) for gas sales commitment with PLN Keramasan, South Sumatera and an Amendment to the Gas Sales Agreement for PLN Gunung Belah Tarakan, East Kalimantan, respectively. Under the HOA, MEP Lematang is to supply 24 BBTUD for a total of 90 BCF to PLN Keramasan for 10 years from 2006.

37. IKATAN (lanjutan)

b. Akuisisi dan Pengalihan (lanjutan)

xiii. Pada tanggal 5 November 2002, MIV mengadakan Perjanjian Farm-Out atas nama PT Exspan Yapen (selanjutnya berganti nama menjadi PT Medco E&P Yapen) (MEPY) dengan Continental Energy Yapen Ltd. (Continental). Berdasarkan perjanjian tersebut, MEPY mengakuisisi 90% hak kepemilikan partisipasi di Yapen PSC. Sebagai bagian darihak kepemilikan yang diperoleh, MEPY memiliki komitmen sebagai berikut :

- Mengebor paling tidak satu sumur ekplorasi di Blok Yapen yang akan dilaksanakan pada atau sebelum tanggal 30 Juni 2004.
- Melaksanakan seluruh pekerjaan dan memenuhi semua komitmen untuk pengeluaran keuangan PSC Yapen yang merupakan kewajiban MIV, sebagaimana dijelaskan di dalam perjanjian tersebut.

Oleh karena tidak tercapainya komitmen yang dimaksud, maka MEPY telah mengalihkan kembali 75% hak kepemilikan blok atas Yapen PSC tersebut kepada Continental (selanjutnya dikenal sebagai Continental-Geopetro (Yapen) Ltd. dan Maraja (Yapen Energy Ltd.) yang ditetapkan dalam perjanjian pengalihan tanggal 29 Juni 2004.

xiv. Pada tanggal 9 Juli 2004, MEPI telah mengadakan Perjanjian Jual dan Pasok Gas dengan Conocophilips (Grissik) Ltd, dimana MEPI setuju untuk memasok gas sebanyak 0,8 BBTU/hari. Perjanjian tersebut berlaku selama 5 (lima) tahun sejak kondisi yang disepakati di dalam perjanjian dipenuhi.

37. COMMITMENTS (continued)

b. Acquisitions and Transfers (continued)

xiii. On November 5, 2002, MIV entered into a Farm Out Agreement on behalf of PT Exspan Yapen (now known as PT Medco E&P Yapen) (MEPY) with Continental Energy Yapen Ltd. (Continental). Based on the Agreement, MEPY acquired a 90% participating interest in the Yapen PSC. As part of the consideration for the interest acquired, MEPY has committed to:

- *Drill at least one exploration well within the Yapen Block which shall be spudded on or before June 30, 2004.*
- *Perform all the work and meet all Yapen PSC financial expenditure commitments subject to MIV's Carry Obligation as defined in the Agreement.*

Due to the lapse of the period for the performance of such commitments, MEPY has reassigned the 75% working interest ownership in the Yapen PSC to Continental (now known as Continental-Geopetro (Yapen) Ltd. and Maraja (Yapen Energy Ltd.) as stipulated in a Deed of Assignment dated June 29, 2004.

xiv. On July 9, 2004, MEPI has entered into a Sale and Supply of Gas Agreement with ConocoPhillips (Grissik) Ltd., whereby MEPI agreed to supply gas at 0.8 BBTU/day. The term of agreement is for five years commencing at the date after all conditions set forth in the agreement are met.

37. IKATAN (lanjutan)

b. Akuisisi dan Pengalihan (lanjutan)

xv. Pada tanggal 12 Desember 2004, MEPI telah mengadakan Perjanjian Jual dan Pasok Gas dengan PT PLN (Persero), dimana MEPI setuju untuk memasok gas sebanyak 20.559,58 BBTU. Harga gas yang disepakati dari sebesar AS$2,685/MMBTU sampai dengan AS$2,75/MMBTU. Perjanjian tersebut mulai berlaku pada tanggal 1 Januari 2009 sampai dengan 31 Mei 2013 atau sampai pada saat seluruh jumlah yang disepakati telah dipasok, yang mana lebih dahulu.

xvi. Pada tanggal 12 Desember 2004, MEPI telah mengadakan Pokok-pokok Perjanjian Jual dan Pasok Gas dengan PT Meta Epsi dan PT Pembangkitan Jawa-Bali, dimana MEPI setuju untuk memasok gas sebanyak 37.187,9 BBTU. Harga rata-rata gas yang disepakati adalah sebesar AS$2.4084/MMBTU. Perjanjian tersebut berlaku selama 12 tahun mulai 1 Februari 2006.

xvii. Pada tanggal 12 Desember 2004, MEPI telah mengadakan Perjanjian Jual dan Pasok Gas dengan PT Pertamina (Persero), dimana MEPI setuju untuk memasok gas sebanyak 54,7 trilyun BTU. Harga gas yang disepakati adalah dari sebesar AS$1.4/MMBTU sampai dengan AS$1,55/MMBTU. Perjanjian tersebut mulai berlaku efektif pada tanggal 1 September 2004 dan berakhir pada tanggal 31 Desember 2007.

xviii. Pada tanggal 21 Juli 2004, PT Medco E&P Tomori Sulawesi dan PT Pertamina (Persero) telah mengadakan Nota Kesepahaman dengan PT Perusahaan Gas Negara (Persero) Tbk, dimana kedua pihak setuju untuk memasok gas sebanyak 350 MMSCFD yang dimulai pada tahun 2008 selama 20 tahun.

37. COMMITMENTS (continued)

b. Acquisitions and Transfers (continued)

xv. On December 12, 2004, MEPI has entered into a Sale and Supply of Gas Agreement with PT PLN (Persero), whereby MEPI agrees to supply gas of a total quantity of 20,559.58 BBTU. The gas price is agreed to be from US$2.685/MMBTU to US$2.75/MMBTU. The term of the agreement will commence on January 1, 2009 until May 31, 2013 or up to the time total quantity is met, whichever comes first.

xvi. On December 12, 2004, MEPI entered into a Sale and Supply of Gas Heads of Agreement with PT Meta Epsi and PT Pembangkitan Jawa-Bali, whereby MEPI agrees to supply gas of a total quantity of 37,187.9 BBTU. The average gas price is agreed to be US$2.4084/MMBTU. The term of the agreement is twenty years commencing on February 1, 2006.

xvii. On December 12, 2004, MEPI entered into an Amendment of a Sale and Supply of Gas with PT Pertamina (Persero), whereby MEPI agrees to supply gas of a total quantity of 54.7 trillion BTU. Gas price is agreed to be from US$1.4/MMBTU to US$1.55/MMBTU. The agreement shall be effective on September 1, 2004 until December 31, 2007.

xviii. On July 21, 2004, PT Medco E&P Tomori Sulawesi and PT Pertamina (Persero) have entered into a Memorandum of Understanding with PT Perusahaan Gas Negara (Persero) Tbk., whereby both companies agreed to supply gas of a 350 MMSCFD, commencing in 2008 for twenty years.

37. IKATAN (lanjutan)

b. Akuisisi dan Pengalihan (lanjutan)

xix Pada tanggal 23 September 2005, Medco Far East Limited (”Medco Far East”), anak perusahaan yang seluruh sahamnya dimiliki, telah mengadakan Perjanjian Jual Beli Saham (“Perjanjian”) dengan Synergi Petroleum Limited (“Synergy”), perusahaan yang didirikan berdasarkan hukum Negara Mauritius, untuk membeli 100% saham Perkasa Equatorial Sembakung Ltd. (”PESL”) sebesar US$29.722.800. Perusahaan juga akan membayar tambahan sebesar US$2.021.491 sebagai pelunasan atas hutang PESL kepada Synergy. Perjanjian ini berlaku efektif pada tanggal 30 September 2005.

xx. Pada tanggal 29 Juli 2005, PT Medco E&P Merangin (”Medco Merangin”), anak perusahaan yang dimiliki seluruhnya, telah menandatangani Perjanjian Farm-Out (”Perjanjian”) dengan MOECO Merangin Co., Ltd. (”MOECO Merangin”), anak perusahaan yang seluruh sahamnya dimiliki oleh Mitsui Oil Exploration Co., Ltd. (”MOECO”), untuk mengalihkan 20% dari 61% hak kepemilikannya di blok Merangin-I PSC. Medco Merangin menerima pembayaran sebesar AS$521.200 atas pengalihan tersebut.

Pada tanggal 18 Juli 2005, Medco Merangin juga telah menandatangani Perjanjian serupa dengan PTTEP Offshore Investment Company (”PTTEPO”), anak perusahaan PTT Exploration and Production Public Company Limited (”PTTEP”), perusahaan migas asal Thailand, untuk mengalihkan 39% hak kepemilikannya di blok Merangin-I dengan nilai sebesar AS$1.016.340.

Tanggal efektif dari pengalihan hak kepemilikan di blok Merangin-I kepada MOECO dan PTTEPO masing-masing sebesar 20% dan 39% ini baru akan berlaku setelah mendapat persetujuan dari BP MIGAS.

37. COMMITMENTS (continued)

b. Acquisitions and Transfers (continued)

xix. On September 23, 2005, Medco Far East Limited (“Medco Far East”), a wholly-owned subsidiary, has entered into a Shares Purchase And Sales Agreement (“Agreement”) with Synergy Petroleum Limited (“Synergy”), a company established under the laws of the Republic of Mauritius, to buy 100% shares of Perkasa Equatorial Ltd., for US$29,722,800. The Company will also pay an additional amount of US$2,021,491 as settlement of PESL’s liability to Synergy. The Agreement is effective on September 30, 2005.

xx. On July 29, 2005, PT Medco E&P Merangin (”Medco Merangin”), a wholly-owned subsidiary, signed a Farm-Out Agreement (”Agreement”) with MOECO Merangin Co., Ltd. (MOECO Merangin”), a wholly-owned subsidiary of Mitsui Oil Exploration Co., Ltd. (”MOECO”), to assign 20% of its 61% interest in the Merangin-I PSC. Medco Merangin received consideration of US$521,200 for the transaction.

On July 18, 2005, Medco Merangin also signed a similar Agreement with PTTEP Offshore Investment Company (”PTTEPO”), a subsidiary of PTT Exploration and Production Public Company Limited (”PTTEP”), a Thailand-based oil and gas company, to assign a 39% interest in the Merangin-I PSC for a consideration of US$1,016,340.

The effective dates for the transfers of the 20% and 39% interest in the Merangin-I’s PSC to MOECO and PTTEPO, respectively, will be dependent upon approval from BP MIGAS.

37. IKATAN (lanjutan)

b. Akuisisi dan Pengalihan (lanjutan)

xxi. Pada tanggal 15 Juli 2005, PT Medco E&P Asahan (”Medco Asahan”), anak perusahaan yang seluruh sahamnya dimiliki, telah menandatangani Perjanjian Farmout dengan Asia Petroleum Development (Asahan) Limited, perusahaan yang didirikan di British Virgin Island dan anak perusahaan dari Serica Energy Corporation, atas 15% hak kepemilikan di Blok Asahan. Perjanjian ini berlaku sejak tanggal 1 Agustus 2005 dan harus mendapatkan persetujuan dari BP MIGAS.

xxii Pada tanggal 26 Juli 2005, Perusahaan telah menandatangani Perjanjian Kerja Sama Eksplorasi (”Perjanjian”) dengan Anadarko Petroleum Corporation (”Anadarko”), salah satu perusahaan Exsplorasi dan Produksi Minyak dan Gas Independen terbesar yang berkantor pusat di Houston, Texas, AS. Perjanjian ini ditujukan untuk meningkatkan kegiatan-kegiatan eksplorasi di wilayah kerja yang sudah ada di Indonesia, yang mana hak kepemilikannya dimiliki dan dioperasikan oleh anak perusahaan yang bergerak di bidang usaha eksplorasi dan produksi. Jangka waktu Perjanjian ini adalah tiga (3) tahun yang akan berlaku efektif setelah kedua belah pihak memenuhi seluruh kondisi yang ditetapkan dalam Perjanjian, yang tidak lebih dari tanggal 12 Agustus 2005.

Berdasarkan perjanjian, Perusahaan dan Anadarko akan mengembangkan program eksplorasi bersama yang mencakup Seismic, Geologi & Geofisika, dan Exploration Drilling dan Anadarko akan menanggung seluruh biaya eksplorasi sebesar US$80 juta untuk program pengembangan eksplorasi bersama ini.

37. COMMITMENTS (continued)

b. Acquisitions and Transfers (continued)

xxi. On July 15, 2005, PT Medco E&P Asahan (”Medco Asahan”), a wholly-owned subsidiary, signed a Farm Out Agreement with Asia Petroleum Development (Asahan) Limited, a company incorporated in the British Virgin Islands and a wholly-owned subsidiary of Serica Energy Corporation, for its 15% interest in the Asahan PSC. The effective date of the Agreement will be August 1, 2005, subject to BP MIGAS approval.

xxii. On July 26, 2005, the Company signed an Exploration Joint Venture Agreement (”Agreement”) with Anadarko Petroleum Corporation (”Anadarko”), one of the largest Independent Oil and Gas Exploration and Production companies with headquarters in Houston, Texas, USA. This Agreement is intended to intensify exploration activities in most of its existing acreages in Indonesia of which the working interests are held and operated by the Company’s exploration and production subsidiaries. The Agreement will be effective for three (3) years and will take into effect after both parties have met all the conditions stipulated in the Agreement.

Under the Agreement, the Company and Anadarko will jointly develop exploration programs covering the Seismic, Geological & Geophysical, and Exploration Drilling activities and Anadarko will spend US$ 80 million for the joint development exploration.

37. IKATAN (lanjutan)

b. Akuisisi dan Pengalihan (lanjutan)

Sebagai imbalan, Perusahaan akan memberikan sebanyak-banyaknya 40% dari hak kepemilikan ekonomi atas cadangan baru yang ditemukan di ladang migas yang bersangkutan kepada Anadarko, yang dapat dikonversi menjadi hak kepemilikan di wilayah kerja di mana ditemukannya cadangan baru tersebut. Operator atas wilayah kerja tersebut akan tetap dilakukan oleh anak perusahaan.

Sehubungan dengan Perjanjian antara Perusahaan dengan Anadarko di atas, anak perusahaan mengadakan beberapa perjanjian pendukung sebagai berikut:

(1) Kontrak Jasa Eksplorasi antara PT Medco E&P Indonesia (MEPI) dengan Daging Citra Petroleum Technology Services tanggal 1 Juni 2005.
(2) Perjanjian Pembagian Data Seismik Tarakan antara MEPI dan Anadarko Indonesia MEJV Company tanggal 7 Desember 2005.
(3) Perjanjian Pemrosesan Data Seismik antara MEPI dan PT Horizon Nusantara Explora tanggal 9 September 2005.

c. Kontrak Pengeboran

i. Apexindo mempunyai kontrak-kontrak pengeboran yang masih berlaku sebagai berikut:

37. COMMITMENTS (continued)

b. Acquisitions and Transfers (continued)

In return, the Company will release a maximum of 40% of its economic interests over the new reserves discovered to Anadarko, convertible into working interest ownerships in the areas where the new reserves are discovered. The operatorship of these working areas will remain with the subsidiaries.

In connection with above agreement of the Company with Anadarko, the subsidiaries entered into several support agreements as follows:

(1) Exploration Service Contract between PT Medco E & P Indonesia (MEPI) with Daging Citra Petroleum Technology Services dated June 1, 2005.
(2) Tarakan Seismic Data Cost Sharing Agreement between MEPI and Anadarko Indonesia MEJV Company dated December 7, 2005.
(3) Seismic Data Processing Agreement between MEPI and PT Horizon Nusantara Explora dated September 9, 2005.

c. Drilling Contract

i. Apexindo has the following outstanding drilling contracts:

Perusahaan/*Company*	Tanggal Perjanjian/*Date of Agreement*
Statoil SP Gas AS	May 14, 2003
Total E&P Indonesie	October 9, 2002, August 8, 2002, June 16, and December 9, 2004 pembaharuan/*renewal*; untuk/for Raissa, Yani, Mera, Raisis
Indago Oman Limited	November 24, 2005
Crescent Petroleum Company Inc.	December 21, 2005

37. IKATAN (lanjutan)

c. Kontrak Pengeboran (lanjutan)

ii. Pada tanggal 8 Oktober 2004, Apexindo dan PPL Shipyard Pte., Ltd. (PPL) melakukan Perjanjian Konstruksi Peralatan Pengeboran (Perjanjian) di mana PPL setuju untuk merancang, membangun, memperkenalkan, melengkapi, menguji serta menyerahkan satu unit peralatan pengeboran *jack-up* lepas pantai dengan nilai kontrak sebesar AS$123.500.000, yang dibayar secara angsuran seperti yang ditetapkan dalam Perjanjian. Rencana pendanaan peralatan pengeboran *jack-up* disetujui oleh Dewan Komisaris Apexindo pada tanggal 19 April 2004.

Pada tanggal 20 Januari 2005, Apexindo dan PPL menandatangani Amandemen atas Perjanjian Konstruksi Peralatan Pengeboran (Amandemen). Nilai kontrak untuk peralatan pengeboran tersebut telah direvisi menjadi AS$133.726.250. Perjanjian ini berlaku efektif pada tanggal 4 Februari 2005. Berdasarkan amandemen tersebut, PPL akan mengirim peralatan pengeboran tersebut paling lambat 24 (dua puluh empat) bulan sejak tanggal efektif. Pada tanggal 18 Januari 2005, Apexindo telah membayar AS$30 juta sebagai uang muka. Pada tanggal 8 Februari 2005, PPL telah mengembalikan uang sebesar AS$3.254.735 kepada Apexindo sebagai akibat perubahan nilai kontrak. Pada tanggal 31 Desember 2005, uang muka tersebut disajikan sebagai bagian dari aktiva dalam penyelesaian.

Pada tahun 2005, Apexindo telah membayar sebesar AS$26.745.265 sebagai uang muka (20% dari nilai kontrak) kepada PPL. Sisa nilai kontrak akan terhutang pada saat pengiriman peralatan pengeboran tersebut. Pada tanggal 31 Desember 2005, Apexindo telah mencatat hutang kepada PPL sebesar AS$25.809.151 yang merupakan sisa saldo yang belum dibayar (disajikan sebagai "Hutang Kontrak Konstruksi").

37. COMMITMENTS (continued)

c. Drilling Contract (continued)

ii. On October 8, 2004, Apexindo and PPL Shipyard Pte., Ltd. (PPL) entered into a Rig Construction Agreement (Agreement) whereby PPL agreed to design, construct, launch, equip, test and deliver an Offshore Jack-up Drilling Rig (the rig) for a contract price of US$123,500,000, payable in installments as stated in the Agreement. The Jack-up Rig financing plan was approved by Apexindo's Board of Commissioners on April 19, 2004 .

On January 20, 2005, Apexindo and PPL signed an Amendment to the Rig Construction Agreement (Amendment). The total contract value for the rig has been revised to become US$133,726,250). This agreement is effective on February 4, 2005. Based on the said amendment, PPL will deliver the said rig at the latest of 24 (twenty four) months from the effective date. On January 18, 2005, Apexindo had paid US$30 million as a downpayment. On February 8, 2005, PPL has returned US$3,254,735 to Apexindo as a result of the change of the contract value. As of December 31, 2005, the downpayment is presented as part of construction in progress.

In 2005, Apexindo has paid US$26,745,265 as downpayment (20% of the contract value) to PPL. The remaining balance of the contract price will be due upon delivery of the rig. As of December 31, 2005, Apexindo has recorded US$25,809,151 payable to PPL representing the oustanding unpaid balance (presented as "Payable under Construction Contract").

37. IKATAN (lanjutan)

d. Fasilitas Bank

Pada tanggal 31 Desember 2005, Perusahaan dan Anak Perusahaan mempunyai fasilitas bank sebagai berikut:

37. COMMITMENTS (continued)

d. Banking Facilities

As of December 31, 2005, the Company and Subsidiaries have the following outstanding bank facilities:

Bank	Fasilitas/*Facility*	Jumlah Fasilitas Maksimum/*Maximum Facility Limit/Amount*	Fasilitas yang tidak dipakai pada tanggal 31 Desember 2005/*Unused Portion of the Facility as of December 31, 2005*
Standard Chartered Bank	Fasilitas Umum Bank/ *General Banking Facility*	AS$20.000.000/ *US$20,000,000*	AS$6.371.392/ *US$6,371,392*
PT Bank Mandiri (Persero) Tbk	Fasilitas Bank Garansi-Yang Dapat Diperpanjang/ *Bank Guarantee Facility-Revolving*	AS$10.000.000/ *US$10,000,000*	AS$5.489.549/ *US$5,489,549*
PT Bank Central Asia Tbk	Perjanjian Fasilitas Spot Line - fasilitas mata uang asing/*Spot Line Facility Agreement - Foreign currency facility*	AS$1.500.000/ *US$1,500,000*	AS$1.500.000/ *US$1,500,000*
	Fasilitas Bank Garansi/*Bank Guarantee Facility*	AS$5.000.000/ *US$5,000,000*	AS$5.000.000/ *US$5,000,000*
	Fasilitas kredit lokal – Rupiah/ *Local credit facility – Rupiah*	Rp10.000.000.000/ *Rp10,000,000,000*	Rp10.000.000.000/ *Rp10,000,000,000*
	Pinjaman kredit/*Credit loan*	Rp195.000.000/ *Rp195,000,000*	Nil
	Fasilitas Letter of Credit dan Bank Garansi/*Letter of Credit and Bank Guarantee Facility*	AS$25.000.000/ *US$25,000,000*	AS$25.000.000/ *US$25,000,000*
PT Bank Danamon Indonesia Tbk	Fasilitas Bank Garansi, Fasilitas Letter of Credit dan Fasilitas Trust Receipt/*Bank Guarantee Facility, Letter of Credit Facility and Trust Receipt Facility*	AS$25.000.000/ *US$25,000,000*	AS$3.386.009/ *US$3,386,009*
The Hongkong and Shanghai Banking Corporation Limited	Fasilitas Pinjaman yang dapat diperpanjang, Fasilitas Letter of Credit Impor, Fasilitas Deferred Payment Credit dan Fasilitas Bank Garansi/ *Loan Revolving Facility, Letter of Credit Import Facility, Deferred Payment Credit Facility and Bank Guarantee Facility*	AS$14.000.000/ *US$14,000,000*	AS$1.948.864/ *US$1,948,864*

e. Perjanjian Pasokan Gas dan Jual Beli Tenaga Listrik

i. Pada tanggal 30 September 2005, Perusahaan dan PTT Public Co. Ltd (PTT) Thailand telah menandatangani Nota Kesepahaman (MOU) untuk bekerjasama dalam pengembangan sektor gas baik di Indonesia maupun Thailand. MOU ini berlaku selama 24 (dua puluh empat) bulan sejak ditandanganinya dan dapat diperpanjang atas kesepakatan kedua belah pihak.

e. Gas Supply and Transfer of Power Purchase Agreement

i. On September 30, 2005, the Company and PTT Public Co. Ltd. (PTT) have signed a Memorandum of Understanding (MOU) to explore for gas developments both in Indonesia and Thailand. This MOU will effective for a period of 24 (twenty four) months from the signing date and may be extended by mutual agreement between the parties .

37. IKATAN (lanjutan)

e. Perjanjian Pasokan Gas dan Jual Beli Tenaga Listrik (lanjutan)

Pada tanggal 20 September 2005, Perusahaan juga telah menandatangani Nota Kesepahaman (MOU) dengan PT PLN (Persero) untuk menyediakan gas bumi dalam bentuk *Compressed Natural Gas* (CNG) untuk Pembangkit Listrik Tenaga Gas (PLTG) di Pulau Bali dan Sulawesi.

Pada tanggal 15 Agustus 2005, Perusahaan melalui PT Medco E&P Tuban, bersama dengan PT Pertamina dan Petrochina International Java Ltd., yaitu mitra kerja dalam JOB Pertamina-Petrochina East Java, telah menandatangani Pokok-Pokok Perjanjian Jual Beli (PPJB) Gas dengan PT PLN untuk Pembangkit Listrik di Jawa Timur. PPJB ini berlaku selama enam bulan.

ii. Pada tanggal 9 Juli 2004, Perusahaan melalui anak perusahaannya, Medco Madura Pty. Ltd., bersama-sama dengan PERTAMINA telah melakukan Nota Kesepahaman dengan PT Pembangkitan Jawa-Bali menyediakan gas bumi sejumlah 20 (dua puluh) juta metrik kaki kubik standar per hari (MMSCFD) kepada Pembangkit listrik Pembangkitan Jawa-Bali di Sebaya, Pamekasan, Madura (Jawa Timur) untuk 15 (lima belas) tahun, dimulai tahun 2006. Pelaksanaan dari Nota Kesepahaman ini masih menunggu pemenuhan beberapa syarat dan kondisi yang ditetapkan di dalamnya.

iii. Pada tanggal yang sama, Perusahaan melalui anak perusahaannya, PT Medco E&P Lematang, telah menandatangani Nota Kesepahaman dengan PT Perusahaan Gas Negara (Persero) Tbk (PGN) untuk menyediakan gas bumi sejumlah 100 (seratus) juta metrik kaki kubik standar per hari (MMSCFD) kepada PGN selama 15 (lima belas) tahun, yang dimulai tahun 2009. Pelaksanaan dari Nota Kesepahaman ini juga masih memuat beberapa syarat-syarat dan kondisi-kondisi yang ditetapkan di dalamnya.

37. COMMITMENTS (continued)

e. Gas Supply and Transfer of Power Purchase Agreement (continued)

On September 20, 2005, the Company has also signed a Memorandum of Understanding (MOU) with PT PLN (Persero) to provide natural gas in the form of Compressed Natural Gas (CNG) to Gas Fueled Power Plants (PLTG) in Bali and Sulawesi.

On August 15, 2005, the Company, through PT Medco E&P Tuban, and its partner in the Joint Operating Body Pertamina-Petrochina East Java, PT Pertamina and Petrochina international Java Ltd., signed a Heads of Agreement (HOA) for Gas Sales and Purchases with PT PLN for a power plant in East Java. The HOA will be valid for six months.

ii. On July 9, 2004, the Company through its subsidiary, Medco Madura Pty. Ltd., and together with PERTAMINA, entered into a Memorandum of Understanding (MOU) with PT Pembangkitan Jawa-Bali to supply gas of about 20 (twenty) million metric standard cubic feet per day (MMSCFD) to Pembangkitan Jawa-Bali's power plant in Sebaya, Pamekasan, Madura (East Java) for 15 (fifteen) years beginning in 2006. The execution of this MOU is still subject to several terms and conditions stipulated therein.

iii. On the same date, the Company through its subsidiary, PT Medco E&P Lematang, entered into a Memorandum of Understanding (MOU) with PT Perusahaan Gas Negara (Persero) Tbk (PGN) to supply a gas of about 100 (one hundred) million metric standard cubic feet per day (MMSCFD) to PGN for 15 (fifteen) years beginning in 2009. The execution of this MOU is still subject to several terms and conditions stipulated therein.

37. IKATAN (lanjutan)

e. Perjanjian Pasokan Gas dan Jual Beli Tenaga Listrik (lanjutan)

iv. Pada tanggal 29 April 2004, PT Mitra Energi Batam (MEB) melakukan Transfer Perjanjian Pembelian Tenaga Listrik dengan PT Menamas (Menamas) dan PT Pelayanan Listrik Nasional Batam (PLN Batam), dimana hak-hak dan kewajiban-kewajiban dari Menamas kepada PLN Batam, sebagaimana dinyatakan dalam Perjanjian Pembelian Tenaga Listrik antara Menamas dan PLN Batam telah dialihkan kepada MEB. Berdasarkan Perjanjian Pembelian Tenaga Listrik, MEB wajib mendanai, merancang, membangun dan mengoperasikan 2 (dua) unit Gas Turbin Genset dengan dua jenis bahan bakar dengan tanggal operasi komersialnya adalah 30 Juni 2004 untuk unit 1 dan 17 Agustus 2004 untuk unit 2. Sejak tanggal operasional komersial tidak dapat dipenuhi, para pihak telah melakukan suatu perjanjian tambahan I dari Perjanjian Pembelian Tenaga Listrik tanggal 14 Juli 2004 di mana para pihak sepakat, antara lain, untuk merubah tanggal operasi komersial menjadi tanggal 30 Agustus 2004 untuk unit 1 dan 30 September 2004 untuk unit 2.

PLN Batam akan membeli tenaga listrik sebesar minimum 408.391.200 kwh per tahun dengan harga Rp190/kwh untuk 12 tahun. Pihak-pihak tersebut lebih lanjut setuju bahwa biaya yang ditimbulkan oleh MEB untuk memasang Gas Turbin Genset dengan dua jenis bahan bakar, harus dibayar kembali oleh PLN Batam secara cicilan pada harga Rp7/kwh atau maksimum sejumlah 408.391.200 kwh/per tahun selama 12 tahun (Catatan 6). MEB mulai beroperasi pada tanggal 29 Oktober 2004.

37. COMMITMENTS (continued)

e. Gas Supply and Transfer of Power Purchase Agreement (continued)

iv. On April 29, 2004, PT Mitra Energi Batam (MEB) entered into a Transfer of Power Purchase Agreement with PT Menamas (Menamas) and PT Pelayanan Listrik Nasional Batam (PLN Batam), wherein the rights and obligations of Menamas in relation to PLN Batam as stated in the Power Purchase Agreement between Menamas and PLN Batam, have been transferred to MEB. Based on the Agreement, MEB is required to fund, design, establish and operate 2 units of Gas Turbine Genset Dual Fuel with a commercial operation date of June 30, 2004 for unit 1 and August 17, 2004 for unit 2. Since the commercial operation dates could not be fulfilled, the parties have entered into an additional agreement I of Power Purchase Agreement dated July 14, 2004 in which the parties agreed, among others, to change the commercial operation date to become August 30, 2004 for unit 1 and September 30, 2004 for unit 2.

PLN Batam will purchase electricity of a minimum of 408,391,200 kwh/year at a price of Rp190/kwh for 12 years. The parties further agreed that the costs incurred by MEB to install the Gas Turbine Genset Dual Fuel shall be repaid by PLN Batam in installments at Rp7/kwh or a maximum of 408,391,200 kwh/year over 12 years (Note 6). MEB started its commercial operations on October 29, 2004.

37. IKATAN (lanjutan)

e. Perjanjian Pasokan Gas dan Jual Beli Tenaga Listrik (lanjutan)

v. Pada tanggal 30 Desember 2003, MEPI mengadakan Perjanjian Penyediaan dan Penjualan Gas dengan PT PLN (Persero), di mana MEPI setuju untuk menjual dan menyediakan gas dari wilayah kerja MEPI yang terletak di Sumatera Selatan ke PLTG Borang, Sumatera Selatan, dengan kuantitas sejumlah 40.638 BBTU.

Pengiriman gas akan dilakukan selama sembilan (9) tahun, dimulai dari hari pertama pengiriman yang disepakati sampai dengan tanggal 31 Mei 2013. Prosedur pengiriman akan bergantung kepada persetujuan kedua belah pihak dan untuk disetujui oleh Direktor Teknik Minyak dan Gas Bumi, Direktor Jendral Minyak dan Gas Bumi dan Departemen ESDM.

Harga gas disepakati berkisar dari AS$2,42/MMBTU sampai AS$2,25/ MMBTU untuk 365 hari dimulai dari tanggal pengiriman. Setelah 365 hari, harga gas akan dikalkulasi berdasarkan rumus yang ditetapkan di dalam perjanjian.

Pada tanggal 12 Desember 2004, para pihak setuju untuk mengubah perjanjian, mengubah jumlah gas yang akan dipasok menjadi 80.123.000 MMBTU, harga jual berubah menjadi AS$2,55 per MMBTU. Dan masa perjanjian berubah dari sembilan menjadi sepuluh tahun.

vi. Pada tanggal 19 Juli 2003, MEPI melakukan Perjanjian Penjualan dan Penawaran Gas dengan PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) (PLN), di mana MEPI setuju untuk menjual dan menyediakan gas sejumlah 25.280 BBTU dari lapangan Kaji Semoga ke PLTG Kaji.

37. COMMITMENTS (continued)

e. Gas Supply and Transfer of Power Purchase Agreement (continued)

v. On December 30, 2003, MEPI entered into a Sale and Supply of Gas Agreement with PT PLN (Persero), whereby MEPI agreed to supply gas from working area of MEPI located in South Sumatera to PLTG in Borang, South Sumatera of a total quantity of 40,638 BBTU.

The delivery of gas will be conducted for nine (9) years to start on the agreed-upon first day of delivery until May 31, 2013. The procedures for delivery are subject to approval of both parties and to be approved by Technical Director for Oil and Gas, Director General for Oil and Gas and ESDM Department.

The gas price is agreed in a range from US$2.42/MMBTU to US$2.25/MMBTU for 365 days from the commencement of delivery. After 365 days, the gas price will be calculated based on the formula provided in the contract.

On December 12, 2004, the parties agreed to amend the agreement to change the quantity of gas to be supplied into 80,123,000 MMBTU, the sales price into US$2.55 per MMBTU and the term of the agreement from nine to ten years.

vi. On July 19, 2003, MEPI entered into a Sale and Supply of Gas Agreement with PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) (PLN), whereby MEPI agreed to supply gas of 25,280 BBTU from Kaji Semoga field to PLTG Kaji.

37. IKATAN (lanjutan)

e. Perjanjian Pasokan Gas dan Jual Beli Tenaga Listrik (lanjutan)

Harga gas yang disetujui sebesar US$1,15/MMBTU untuk 365 hari dimulai dari hari pertama pengiriman. Setelah 365 hari, harga gas akan dihitung berdasarkan kontrak.

f. Perjanjian-perjanjian Metanol

i. Perjanjian Operasi Kilang Metanol Bunyu

Pada tanggal 29 April 1997, Perusahaan melalui anak perusahaannya, PT Medco Methanol Bunyu (MMB), telah melakukan Perjanjian Operasi Kilang Metanol Bunyu dengan PERTAMINA. Berdasarkan perjanjian tersebut, PERTAMINA setuju untuk mengalihkan tanggung jawab untuk mengelola kilang metanol Bunyu kepada MMB, termasuk operasi dan pemeliharaan fasilitas terkait dari kilang dan infrastruktur, wewenang untuk menentukan persediaan dan bahan kimia yang diperlukan, katalis dan suku cadang, wewenang untuk perbaikan dan ekspansi fasilitas kilang, dan pelatihan, serta mempertahankan karyawan PERTAMINA yang ditugaskan ke MMB. Sebagai kompensasi, MMB setuju untuk membayar biaya sewa tetap dan sewa yang tidak tetap dalam Dolar Amerika Serikat setara dengan penjualan metanol yang dihasilkan, dengan harga yang ditetapkan sesuai dengan perjanjian. Perjanjian tersebut berlaku untuk 20 tahun efektif dari tanggal 1 April 1997.

ii. Perjanjian Agensi

Pada tanggal 9 Agustus 2004, MMB melakukan perjanjian agensi dengan Nitracom International Pte. Ltd. (Nitracom) dan PT Unitrada Komutama (Trada), membatalkan perjanjian yang pertama tanggal 7 Februari 2000, sebagaimana diperbaharui pada tanggal 9 Juni 2000 dan 3 Oktober 2001. Berdasarkan perjanjian tersebut, MMB harus menyediakan metanol minimum sejumlah 150.000 metrik ton kepada Nitracom dan 120.000 metrik ton kepada Trada per tahun.

37. COMMITMENTS (continued)

e. Gas Supply and Transfer of Power Purchase Agreement (continued)

The gas price is agreed at US$1.15/MMBTU for 365 days from commencement of delivery. After 365 days, the gas price will be calculated based on formula provided in the contract.

f. Methanol Agreements

i. Methanol Bunyu Refinery Operations Agreement

On April 29, 1997, the Company through its subsidiary, PT Medco Methanol Bunyu (MMB), entered into a Methanol Bunyu Refinery Operations Agreement with PERTAMINA. Under the agreement, PERTAMINA agreed to hand over the responsibilities for the management of the methanol bunyu refinery to MMB, including the operations and maintenance of the refinery related facilities and infrastructure, authority to determine supply and necessary chemical materials, catalyst and spareparts, authority for the betterment and expansion of the refinery facilities, and training and retention of PERTAMINA's employees who are assigned to MMB. As compensation, MMB agreed to pay a fixed rental fee and a non-fixed rental in US Dollar equivalent of the sales of methanol produced, with the price determined in accordance with the agreement. The agreement is valid for 20 years effective April 1, 1997.

ii. Agency Agreement

On August 9, 2004, MMB entered into an agency agreement with Nitracom International Pte. Ltd. (Nitracom) and PT Unitrada Komutama (Trada), canceling the original agreement dated February 7, 2000, as amended on June 9, 2000 and October 3, 2001. Under the agreement, MMB shall supply a minimum methanol quantity of 150,000 metric tons to Nitracom and 120,000 metric tons to Trada per year.

37. IKATAN (lanjutan)

f. Perjanjian-perjanjian Metanol (lanjutan)

ii. Perjanjian Agensi (lanjutan)

Perjanjian tersebut berlaku untuk periode dua tahun dan akan diperbaharui secara otomatis untuk dua tahun lagi kecuali pemberitahuan untuk pemutusan telah diberikan oleh pihak-pihak yang bersangkutan berdasarkan persyaratan-persyaratan yang ditetapkan dalam perjanjian.

g. Transaksi Minyak Mentah

Perusahaan mempunyai Perjanjian Jual Beli Minyak Mentah dengan PTT Public Company Ltd., yang diperbaharui beberapa kali, paling terakhir pada tanggal 1 Juni 2004. Berdasarkan perjanjian yang direvisi, kuantitas minyak mentah yang disediakan oleh Perusahaan menjadi sekitar 50% dari jumlah kuantitas ekspor yang tersedia (berkisar dari 7 sampai dengan 10 MBPD) Perjanjian ini berlaku selama 7 (tujuh) bulan lagi.

Pada tanggal 3 Februari 2005, Perusahaan telah mengadakan perjanjian Jual Beli Minyak Mentah dengan Itochu Petroleum Co(s) Pte, Ltd. Sesuai dengan Perjanjian tersebut, Perusahaan antara lain, telah setuju untuk memasok minyak mentah sekitar 320 – 400 MBbls per bulan efektif mulai tanggal 1 Januari 2005 sampai dengan December 31, 2005 dengan harga berdasarkan Indonesian Crude Price (ICP) dari Minas Crude Oil (SLC) ditambah dengan premium tertentu per barrel sebagaimana tercantum dalam perjanjian. Pada tanggal 1 Juni 2005, Perusahaan mengadakan Perjanjian Pembayaran di Muka dengan Itochu sebesar AS$50 juta yang berlaku efektif pada tanggal 1 Juli 2005. Pada tanggal 1 Juni 2005, Perjanjian Jual Beli Minyak Mentah tersebut telah dirubah, antara lain sebagai berikut:

37. COMMITMENTS (continued)

f. Methanol Agreements (continued)

ii. Agency Agreement (continued)

The agreement shall be valid for two years and shall be automatically renewed for another two year term unless notice of termination is given by either party based on the requirements as stated in the agreement.

g. Crude Oil Transaction

The Company entered into a Crude Oil Sale and Purchase Agreement with PTT Public Company Ltd., which was renewed several times, the latest on June 1, 2004. Under the revised agreement, the crude oil quantity to be supplied by the Company shall be about 50% of its available quantity for export, (ranging from 7 to 10 MBPD). The agreement is valid for another seven (7) months period.

On February 3, 2005, the Company entered into a crude oil sale and purchase agreement with Itochu Petroleum Co(s) Pte. Ltd. Under the agreement, the Company among others, has agreed to supply crude oil of about 320 – 400 MBbls per month effective from January 1, 2005 to December 31, 2005 at a price based on the Indonesian Crude Price (ICP) of Minas Crude Oil (SLC) plus a fixed premium per barrel as stated in the agreement. On June 1, 2005, the Company entered into a prepayment agreement with Itochu for US$50 million which should be effective on July 1, 2005. Also, on June 1, 2005, the crude oil and sales purchase agreement was amended, among others, as follows:

37. IKATAN (lanjutan)

g. Transaksi Minyak Mentah (lanjutan)

- Perjanjian tersebut efektif dari tanggal 1 Januari 2005 sampai dengan 31 Desember 2006.
- Harga seluruh minyak mentah yang harus dipasok oleh Perusahaan dari 1 Januari 2005 sampai dengan 31 Desember 2005 dan 50% dari volume yang harus dipasok dari tanggal 1 Januari 2006 sampai dengan tanggal 31 Desember 2006, harus berdasarkan ICP Minas Crude Oil ditambah dengan premium tertentu, sedangkan harga dari sisa 50% dari volume yang harus dipasok dari 1 Januari 2006 sampai dengan 31 Desember 2006 akan didiskusikan pada atau sekitar tanggal 15 Oktober 2005 dan disetujui pada 8 November 2005 berdasarkan kisaran harga tertentu; dan
- Volume minyak mentah yang harus dipasok oleh Perusahaan minimal 320.000 barel perbulan dari tanggal 1 Juni 2005 sampai dengan 30 Juni 2006.

h. Pengembangan potensi sumber energi panas bumi

Pada tanggal 12 Juli 2005, PT Medco Geothermal Indonesia (”Medco Geothermal”), anak perusahaan yang dikonsolidasi, menandatangani Nota Kesepahaman (”MOU”) dengan PD Wahana Rahardja, Perusahaan milik Pemerintah Daerah Propinsi Lampung dengan tujuan untuk memulai kerja sama dalam pengembangan potensi sumber energi panas bumi di provinsi Lampung, khususnya untuk lapangan Suoh dan Sekincau, serta untuk pembangunan pembangkit listrik tenaga panas bumi di provinsi Lampung. Pada tanggal 29 Juli 2005, kedua belah pihak telah menandatangani perjanjian kerja sama operasi untuk mendirikan PT Medco Wahana Geothermal Company untuk menunjang proyek tersebut.

i. Perjanjian Operasi dan Pemeliharaan

Pada tanggal 9 Juni 2005, Perusahaan, melalui Konsorsium Fortum Service Oy (Fortum) - PT Medco Energi International Tbk (Medco-Fortum), konsorsium yang didirikan berdasarkan perjanjian tanggal 9 Oktober 2004 (Operator), telah mengadakan Perjanjian Operasi dan Pemeliharaan (Perjanjian O&M) dengan PT Perusahaan Listrik Negara (Persero).

37. COMMITMENTS (continued)

g. Crude Oil Transaction (continued)

- *The agreement shall be effective from January 1, 2005 to December 31, 2006;*
- *The price of all crude oil to be supplied by the Company from January 1, 2005 to December 31, 2005 and 50% of the volume to be supplied from January 1, 2006 to December 31, 2006, shall be based on ICP for Minas crude oil plus a fixed premium, while the price of the remaining 50% of the volume to be supplied from January 1, 2006 to December 31, 2006 shall be discussed on or about October 15, 2005 and agreed by November 8, 2005 based on a certain price range; and*
- *A minimum volume of crude oil of at least 320,000 barrels per months shall be supplied by the Company from June 1, 2005 to June 30, 2006.*

h. Development of geothermal potential

On July 12, 2005, PT Medco Geothermal Indonesia (“Medco Geothermal”), a consolidated subsidiary, signed a Memorandum of Understanding (MOU) with PD Wahana Rahardja, a company owned by the Local Government of Lampung Province, for the purpose of initiating a joint development of geothermal potential in Lampung Province, particulary at Suoh and Sekincau and development of geothermal power plant in Lampung Province. On July 29, 2005, the parties signed a joint venture agreement to establish PT Medco Wahana Geothermal Company to support the project.

i. Operation and Maintenance Agreement

On June 9, 2005, the Company, through Consortium of Fortum Service Oy - PT Medco Energi Internasional Tbk (Medco-Fortum), a Consortium established by virtue of an agreement dated October 9, 2004 (the Operator), entered into an Operation and Maintenance Agreement (O&M Agreement) with PT Perusahaan Listrk Negara (Persero), (the Lessee).

37. IKATAN (lanjutan)

i. Perjanjian Operasi dan Pemeliharaan (lanjutan)

Konsorsium Medco-Fortum ditunjuk sebagai operator untuk Stasiun Pembangkit Listrik Tenaga Batubara di Tanjung Jati, Jawa Timur dengan kapasitas 2X660 MW untuk jangka waktu dua puluh empat (24) tahun.

Seperti yang dipersyaratkan dalam Perjanjian, akan dibentuk Perusahaan khusus (SPC) untuk menjadi operator pembangkit yang menyediakan jasa O&M untuk PLN Pembangkit Tanjung Jati B.

37. COMMITMENTS (continued)

i. Operation and Maintenance Agreement (continued)

Medco-Fortum Consortium was appointed as the Operator for the 2x660 MW coal fired power station at Tanjung Jati, East Java for twenty four (24) years.

As required under the Agreement, a Special Purpose Company (SPC) shall be established to be the Operator of the plant in providing O&M Services to PLN Pembangkit Tanjung Jati B.

38. KEWAJIBAN KONTIJENSI

a. Exspan Cumi-Cumi Inc. dan Medco Lematang Ltd., anak perusahaan, menerima Surat Ketetapan Pajak (SKP) sejumlah Rp4.785.020.637 atau setara dengan AS$535.237 dan Rp15.051.413.009 atau setara dengan AS$1.683.608 pada tahun 2002, mengenai pembayaran Pajak Pertambahan Nilai (PPN) untuk tahun-tahun sebelum akuisisi hak kepemilikan blok dari masing-masing PSC. Masing-masing SPA atas hak kepemilikan blok yang bersangkutan mensyaratkan kewajiban yang timbul sebelum akuisisi hak kepemilikan blok tersebut oleh anak perusahaan tetap menjadi tanggung jawab dari kontraktor terdahulu. Anak Perusahaan telah mengajukan kepada Otoritas Pajak, untuk mereview kembali Surat Ketetapan Pajak tersebut.

38. CONTINGENT LIABILITIES

a. Exspan Cumi-Cumi Inc. and Medco Lematang Ltd., subsidiaries, received tax assessment letters amounting to Rp4,785,020,637 or equivalent to US$535,237 and Rp15,051,413,009 or equivalent to US$1,683,608 in 2002 regarding the payment of Value Added Tax (VAT) for years prior to acquisition of working interests under the respective PSC. The respective SPAs of such working interests provide that liabilities incurred prior to acquisition of those working interests by the subsidiaries remain the responsibility of the former contractors. The Subsidiaries have already requested reviews of the tax assessment letters the Tax Authority.

38. KEWAJIBAN KONTIJENSI (lanjutan)

b. Pada tanggal 22 November 2005, Medco Intenational Ventures Limited (”MIV”), anak perusahaan dan Camar Resources Company Inc (”CRC”), yang memiliki 70% hak kepemilikan (”interest”) dan juga operator dari PSC Bawean, telah menerima tuntutan hukum dari Indo-Pacific Resources (Java) Limited (”IPR”), anak perusahaan yang seluruh sahamnya dimiliki oleh salah satu perusahaan minyak dan gas di Kanada, Fortune Oil and Gas Inc. (Fortune”) yang mana memiliki 30% hak kepemilikan di blok Bawean. Dalam tuntutan hukum tersebut, MIV merupakan pihak turut tergugat.

Tuntutan hukum ini diajukan sehubungan dengan adanya keberatan dari IPR atas dilusi 22,88% hak kepemilikannya di PSC Bawean oleh CRC. Berdasarkan kesepakatan yang ada antara CRC dan IPR, CRC berhak untuk melakukan dilusi sebagai kompensasi atas tidak dibayarkannya kewajiban IPR untuk mengganti sejumlah uang yang telah dikeluarkan oleh CRC untuk menyelesaikan utang-utang IPR di PSC Bawean. CRC telah mengeluarkan uang sejumlah US$3.431.898,91 untuk menyelesaikan hutang-hutang IPR di PSC Bawean.

MIV sebagai pihak yang turut tergugat karena MIV memberikan dukungan finansial dan teknis kepada CRC sebagai operator di Blok Bawean. Dukungan finansial dan teknis ini diberikan oleh MIV atas dasar keinginan dan ketertarikan MIV untuk berpartisipasi secara langsung di PSC Bawean di masa yang akan datang.

Proses peradilan yang pertama pada tanggal 5 Desember 2005 di *Court of Queen’s Bench, Calgary*, propinsi Alberta, Kanada (Pengadilan Calgary di Kanada) di mana hakim memutuskan untuk menolak keberatan IPR sehubungan dengan dilusi hak kepemilikan yang dilakukan oleh CRC.

Perusahaan memperkirakan penyelesaian kasus pengadilan tersebut akan berpihak pada MIV dan akan dapat diperoleh pada kwartal pertama tahun 2006.

38. CONTINGENT LIABILITIES (continued)

b. On November 22, 2005 Medco International Ventures Limited (”MIV”), a subsidiary, and Camar Resources Company Inc (”CRC”) (holder of a 70% interest of Bawean PSC and the operator of such PSC), received a legel claim from Indo-Pacific Resources (Java) Limited (”IPR”), a wholly-owned subsidiary of Fortune Oil and Gas Inc (”Fortune”), a Canadian oil and gas contractor company which hold 30% interest in the Bawean Block. MIV is named as a co-defendent in the case.

The lawsuit was filed in relation to IPR’s objection on the dilution of its 22.88% working interest in the Bawean PSC, exercised by CRC. As per existing agreement between CRC and IPR, CRC is entitled to dilute IPR’s share as compensation for non-payment of IPR’s obligation to refund an amount of money spent by CRC as settlement of IPR’s debts in relation to the Bawean PSC. CRC has spent US$3,431,898.91 to settle IPR’s debts in Bawean PSC.

MIV was named as co-defendant because MIV has supported CRC financially and technically as operator for the Bawean PSC. Such financial and technical supports was provided by MIV on the basis that MIV is interested and intends to directly participate in Bawean PSC in the future.

The first trial was conducted on December 5, 2005 at the court of Queen’s Bench, Calgary, Alberta Province, Canada, wherein the Judge has ordered the dismissal of IPR’s claim in relation to its objection of the dilution of its working interest by CRC.

The Company expects that the settlement in favor of MIV in such court case will be obtained during the first quarter of 2006.

38. KEWAJIBAN KONTIJENSI (lanjutan)

c. Operasi Perusahaan dan Anak Perusahaan mengikuti hukum dan peraturan yang berlaku di Indonesia yang mengatur pembuangan limbah ke lingkungan atau yang berkaitan dengan perlindungan lingkungan. Hukum dan peraturan tersebut mensyaratkan harus adanya ijin sebelum dimulainya pengeboran, yang dapat membatasi jenis, jumlah dan konsentrasi berbagai jenis bahan yang bisa dilepas ke lingkungan sehubungan dengan aktivitas pengeboran dan produksi, membatasi atau melarang aktivitas pengeboran di atas tanah tertentu yang berada di dalam hutan belantara, rawa-rawa, dan area dilindungi lainnya, mensyaratkan tindakan atau langkah perbaikan untuk mencegah polusi yang dihasilkan dari operasi Perusahaan. Pemerintah telah menerapkan peraturan lingkungan hidup kepada perusahaan minyak dan gas bumi yang beroperasi di Indonesia dan perairan Indonesia. Operator dilarang untuk mencemari lingkungan akibat tumpahan minyak dan harus memastikan bahwa daerah di sekitar sumur minyak di darat akan dipulihkan ke kondisi semula jika memungkinkan setelah operator tidak beroperasi lagi di daerah tersebut.

Manajemen berkeyakinan bahwa Perusahaan dan Anak Perusahaan mentaati peraturan dan undang-undang lingkungan hidup yang berlaku saat ini.

d. Tidak tertutup kemungkinan bagi Perusahaan dan Anak perusahaan untuk menghadapi tuntutan hukum dari waktu ke waktu. Namun demikian, Perusahaan dan Anak perusahaan tidak sedang menghadapi masalah hukum tersebut.

38. CONTINGENT LIABILITIES (continued)

c. The Company and Subsidiaries operations are subject to Indonesian laws and regulations governing the discharge of materials into the environment or otherwise relating to environment protection. These laws and regulations may require the acquisition of a permit before drilling commences, which may restrict the types, quantities and concentration of various substances that can be released into the environment in connection with drilling and production activities, limit or prohibit drilling activities on certain lands lying within wilderness, wetlands and other protected areas, require remedial measures to prevent pollution resulting from the Company's operations. The Government has imposed environmental regulations on oil and gas companies operating in Indonesia and in Indonesian waters. Operators are prohibited from allowing oil into the environment and must ensure that the area surrounding any onshore well is restored to its original state insofar as this is possible after the operator has ceased to operate on the site.

Management believes that the Company and Subsidiaries are in compliance with current applicable environmental laws and regulations.

d. From time to time, the Company and Subsidiaries may be a party to various legal proceedings. The Company and Subsidiaries are not currently a party to any material pending legal proceedings.

39. RISIKO (BAHAYA) USAHA DAN RISIKO TIDAK DIASURANSIKAN

Kegiatan operasi Perusahaan dan Anak Perusahaan tidak terlepas dari risiko keadaan bahaya dan risiko bawaan dari pengeboran dan produksi serta transportasi minyak dan gas bumi, seperti kebakaran, bencana alam, ledakan, perbedaan tekanan yang tidak normal, ledakan gas, *cratering*, pipa retak yang tumpahannya dapat menyebabkan hilangnya hidrokarbon, polusi lingkungan, klaim kecelakaan karyawan dan kerusakan lainnya terhadap properti Perusahaan dan Anak Perusahaan. Sebagai tambahan, operasi tertentu dari Perusahaan dan Anak Perusahaan yang berada di daerah yang mengalami gangguan cuaca tropis, beberapa diantaranya dapat menyebabkan kerusakan yang cukup parah atas fasilitas dan kemungkinan mengganggu produksi. Untuk menghindari bahaya operasi tersebut, Perusahaan dan Anak Perusahaan telah mengasuransikan atas sebagian, namun tidak seluruhnya, terhadap potensi kerugian. Pertanggungan Perusahaan dan Anak Perusahaan atas kegiatan eksplorasi dan produksi termasuk, namun tidak terbatas pada kerugian sumur, ledakan gas dan biaya pengendalian pencemaran tertentu, kerusakan fisik aktiva tertentu, kewajiban pemberi kerja, kewajiban umum secara komprehensif, kendaraan dan kompensasi karyawan.

Perusahaan dan Anak Perusahaan mengasuransikan peralatan pengeboran, perlengkapan dan mesin sebesar nilai penggantian serta mengasuransikan pertanggungan terhadap pihak ketiga dan kompensasi karyawan. Namun demikian, Perusahaan dan Anak Perusahaan tidak mengasuransikan aktiva tersebut terhadap gangguan bisnis atau kehilangan pendapatan karena kerusakan atau kehilangan peralatan pengeboran, kecuali peralatan pengeboran lepas pantai diasuransi sebagai syarat untuk pendanaannya untuk kepentingan kreditur.

39. OPERATING HAZARDS AND UNINSURED RISKS

The Company and Subsidiaries' operations are subject to hazards and risks inherent in drilling for and production and transportation of natural gas and oil, such as fires, natural disasters, explosions, encountering formations with abnormal pressures, blowouts, cratering, pipeline ruptures and spills, and of which can result in the loss of hydrocarbons, environmental pollution, persons injury claims and other damage to properties of the Company and Subsidiaries. Additionally, certain of the Company and Subsidiaries oil and natural gas operations are located in areas that are subject to tropical weather disturbances, some of which can be severe enough to cause substantial damage to facilities and possibly interrupt production. As protection against operating hazards, the Company and Subsidiaries maintain insurance coverage against some, but not all, potential losses. The Company and Subsidiaries' insurance coverage for their oil and gas exploration and production activities include, but is not limited to, loss of wells, blowouts and certain costs of pollution control, physical damage to certain assets, employer's liability, comprehensive general liability, automobile and worker's compensation insurance.

The Company and Subsidiaries maintain coverage for their drilling rigs, equipment and machinery for their replacement value and insure these against third party liability and workers' compensation claims. They do not, however, insure these assets against business interruption or loss of revenues following damage to or loss of a drilling rig, except in respect of an offshore rig where it is a term of the refinancing for such rig that such coverage be in place for the benefit of the lender.

40. KEWAJIBAN UNTUK MERESTORASI AREA YANG DITINGGALKAN

Berdasarkan Kontrak Bagi Hasil yang Diperbaharui dan Diperpanjang yang ditandatangani oleh Exspan Airsenda Inc. dan Exspan Airlimau Inc., dan PT Medco E&P Tarakan dengan BP Migas, kerjasama operasi dari badan usaha tersebut disyaratkan untuk menyisihkan biaya meninggalkan seluruh sumur eksplorasi dan restorasi daerah pengeborannya, bersama dengan seluruh taksiran dana yang diperlukan untuk mendanai peninggalan yang dilakukan dan program restorasi area yang dibentuk sehubungan dengan rencana pengembangan untuk suatu penemuan komersial yang disetujui. Biaya-biaya yang dikeluarkan dalam meninggalkan sumur eksplorasi dan restorasi area pengeboran harus dibebankan sebagai biaya operasi dari kerjasama operasi sesuai dengan PSC, yang dihitung berdasarkan seluruh taksiran biaya peninggalan dan restorasi area untuk setiap penemuan yang dibagi dengan jumlah taksiran umur ekonomis dari setiap penemuan. Taksiran tersebut harus direview setiap tahun dan disesuaikan setiap tahun bila diperlukan.

40. ABANDONMENT AND SITE RESTORATION OBLIGATIONS

Under the Renewal and Extension Production Sharing Contracts signed by Expan Airsenda Inc. and Expan Airlimau Inc. and PT Medco E&P Tarakan with BP Migas, the joint ventures of these entities are required to provide for abandonment of all exploration wells and the restoration of their drill sites, together with all estimates of monies required for the funding of any abandonment and site restoration program established in conjunction with an approved plan of development for a commercial discovery. Expenditures incurred in the abandonment of exploratory wells and the restoration of their drill sites shall be charged as operating costs of the joint ventures in accordance with the PSC, calculated based on the total estimated cost of abandonment and site restoration for each discovery divided by the total estimated number economic years of each discovery. The estimate shall be reviewed on an annual basis and shall be adjusted each year as required.

41. PERISTIWA PENTING SETELAH TANGGAL NERACA

a. Perusahaan

1. Pada tanggal 3 Februari 2006, Bapak Ir. John S. Karamoy telah mengajukan surat pengunduran diri dari jabatannya sebagai Presiden Komisaris dan Komisaris Independen Perusahaan. Pengunduran diri tersebut akan diajukan pada rapat pemegang saham Perusahaan yang akan datang.

2. Kontrak-kontrak swap Perusahaan dengan Merrill Lynch Capital Services Inc. telah dibatalkan pada tanggal 8 Februari 2006 dan 21 Maret 2006 (Catatan 19).

b. Anak Perusahaan

1. Medco Straits

Pada tanggal 4 Januari 2006, Medco Straits Service Pte., Ltd., (Medco Straits), anak perusahaan yang seluruh sahamnya dimiliki, telah menandatangani perjanjian proyek Jeruk dengan SPC dan Cue. Berdasarkan perjanjian, Medco Straits akan memiliki keseluruhan 25% (dua puluh lima persen) kepemilikan secara ekonomis dari Cue dan SPC di lapangan minyak Jeruk Sampang PSC, Madura, Jawa Timur, Indonesia sebesar AS$ 21,18 juta efektif pada tanggal 1 Desember 2005.

41. SUBSEQUENT EVENTS

a. Company

1. On February 3, 2006, Mr. Ir. John S. Karamoy has proposed his resignation as the Company's President Commissioner and Independent Commissioner. The resignation will be proposed in the next Company Stockholders Meeting.

2. The Company's swap contracts with Merrill Lynch Capita Services Inc. have been unwound on Ferbuary 8, 2006 and March 21, 2006 (Note 19).

b. Subsidiaries

1. Medco Straits

On January 4, 2006, Medco Straits Service Pte., Ltd., (Medco Straits), a wholly - owned subsidiary, entered into a Jeruk Project Agreement with SPC and Cue. Under the agreement, Medco Straits acquired the aggregate of 25% (twenty five percent) of economic interests of Cue and SPC in Jeruk Oilfield, Sampang PSC, Madura, East Java, Indonesia for *US$21.18 million effective December 1, 2005.*

41. PERISTIWA PENTING SETELAH TANGGAL NERACA (lanjutan)

b. Anak Perusahaan (lanjutan)

1. Medco Straits (lanjutan)

PT Medco E&P Sampang (”Medco Sampang”), anak perusahaan yang juga seluruh sahamnya dimiliki Perusahaan dan semula berpartisipasi dalam pemboran di sumur Jeruk – 1 setuju untuk mengabaikan hak sebagaimana tertera dalam *Jeruk Participation and Operating Agreement dan Jeruk Equalisation Agreement* (keduanya disebut ”Jeruk Agreement”) untuk menerima dari Santos *in kind premium* sebesar 90,9% dari jumlah keseluruhan yang harus dibayarkan kepada Santos sehubungan dengan kembalinya SPC dan Cue menjadi pemegang hak kepemilikan di lapangan Jeruk (Catatan 11 dan 16).

Pada tanggal 24 Januari 2006, lapangan Jeruk telah memulai aktivitas pengeboran.

2. Medco Far East

Pada tanggal 25 Januari 2006, Medco Far East Limited (sebelumnya Enserch Far East Limited) (MEFL), anak perusahaan yang sahamnya dimiliki sepenuhnya, dinyatakan sebagai pemenang kontrak jasa untuk pengembangan 18 ladang migas di wilayah Nimr-Karim, sebelah selatan Oman, yang saat ini telah memproduksi minyak sebesar 18.000 barel minyak per hari.

Karim Fields Service Contract *(“Service Contract”)* dengan Petroleum Development of Oman (PDO) ditandatangani pada tanggal 8 Pebruari 2006 untuk periode 10 tahun dan dapat diperpanjang, dan akan dimulai setelah seluruh sumber daya yang diperlukan tersedia, dan rencananya akan berlaku mulai tanggal 1 April 2006,

41. SUBSEQUENT EVENTS (continued)

b. Subsidiaries (contiuned)

1. Medco Straits (continued)

PT Medco E&P Sampang (”Medco Sampang”), another wholly-owned subsidiary which previously participated on the drilling of Jeruk – 1 well, agreed to waive its rights stipulated in the Jeruk Participation and Operating Agreement and Jeruk Equalisation Agreement (”Jeruk Agreement”), to receive an in kind premium from Santos for the 90.9% of the amount due to Santos in relation to the reinstatement of SPC and Cue’s interests in Jeruk Field (Notes 11 and 16).

On January 24, 2006, the Jeruk field has commenced drilling activities.

2. Medco Far East

On January 25, 2006, Medco Far East Limited (formerly Enserch Far East Limited) (MFEL), a wholly-owned subsidiary, has been awarded a service contract to develop a cluster of 18 fields in the Nimr-Karim area of south of Oman which currently produces 18,000 barrels of oil per day (BOPD).

A Karim Fields Service Contract (“Service Contract”) with Petroleum Development of Oman (PDO) was signed on February 8, 2006 for a period of 10 years, which is extendable and will commence when all resources are mobilized, currently planned as of April 1, 2006.

41. PERISTIWA PENTING SETELAH TANGGAL NERACA (lanjutan)

b. Anak Perusahaan (lanjutan)

2. Medco Far East (lanjutan)

Sebagaimana di tentukan dalam *Service Contract.* Perusahaan dan mitra kerjanya, kecuali OOC, harus membayar *Signature Bonus* sejumlah US$30 juta kepada PDO yang akan dibayarkan secara bertahap, yaitu 50% pada tahun pertama, 25% pada tahun kedua dan sisa sebesar 25% pada tahun ketiga.

3. MEPI dan MEDCO Lematang

Pada tanggal 20 Januari 2006, PT Medco E&P Indonesia (MEPI) dan PT Medco E&P Lematang (Medco Lematang) masing-masing telah menandatangani 2 (dua) Perjanjian Jual-Beli Gas Bumi (PJBG) dan Pokok-Pokok Perjanjian Jual Beli Gas (PPJBG) masing-masing dengan PT Meta Epsi Pejebe Power Generation (MEPPO-GEN) dan PT PLN, dan dengan PT PGN. Jumlah gas yang akan dipasok berdasarkan kedua perjanjian tersebut masing-masing sebesar 30,07 BCF selama 6 (enam) tahun untuk MEPPO-GEN, 62,51 BCF selama 7 (tujuh) tahun untuk PLN dan 139 BCF selama 9 (sembilan) tahun untuk PGN.

4. Pada tanggal 14 Maret 2006,PT Medco E&P Bangkanai (Medco Bangkanai) (sebelumnya, PT Exspan Madura), mengadakan Perjanjian Jual Beli (SPA) dengan Mitra Energia Bangkanai. Berdasarkan Perjanjian tersebut, Medco Bangkanai membeli seluruh saham dari Bangkanai Petroleum (L) Berhad (“Bangkanai Petroleum”) yang memiliki 15% hak kepemilikan di blok Bangkanai PSC, senilai AS$3,75 juta, tergantung dari pemenuhan kondisi-kondisi yang tercantum dalam perjanjian tersebut. Sampai dengan 27 Maret 2006, pengalihan tersebut masih menunggu persetujuan dari BP Migas.

5. Apexindo

a. Pada tanggal 26 Januari dan 9 februari 2006, Kantor Pajak telah menyetujui klaim Apexindo atas pengembalian pajak penghasilan pasal 22 dan 23 untuk tahun 2003, dan pajak penghasilan badan tahun 2004 sebesar AS$5.673.722 (Rp55.772.691 ribu), setelah dikurangi kekurangan pajak dan denda.

41. SUBSEQUENT EVENTS (continued)

b. Subsidiaries (contiuned)

2. Medco Far East (continued)

Pursuant to the Service Contract, the Company and its partners except OOC, shall pay a signature bonus of of US$30 million to PDO of which 50% is due in the first year, due in the second year and the remaining 25% is due in the third year.

3. MEPI and MEDCO Lematang

On January 20, 2006, PT Medco E&P Indonesia (MEPI) and PT Medco E&P Lematang (Medco Lematang) signed 2 Gas Sales Agreements (GSA) and Heads of Agreement for Gas Sales (HOA) with PT Meta Epsi Pejebe Power Generation (MEPPO-GEN) and PT PLN and PT PGN, respectively. Total expected gas supply under these agreements amounted to 30.07 BCF for 6 (six) years with MEPPO-GEN, 62.51 BCF for 7 (seven) years with PLN and 139 BCF for 9 (nine) years with PGN.

4. On March 14, 2006, PT Medco E&P Bangkanai (Medco Bangkanai, formerly PT Exspan Madura) entered into a Sale and Purchase Agreement (SPA) with Mitra Energia Bangkanai Ltd. Under the agreement, Medco Bangkanai will purchase all shares of Bangkanai Petroleum (L) Berhad (“Bangkanai Petroleum”), a company which own a 15% interest in the Bangkanai PSC, for US$3.75 million, subject to conditions as specified in the SPA. As of March 27,2006, the transfer is still pending from BP Migas.

5. Apexindo

a. On January 9, 2006, Tax Office has approved to refund Apexindo’s claim for tax refund for income tax Article 22 and 23 for 2003 and for the 2004corporate income tax totaling to US$5,673,722 (Rp55,772,691 thousang), net of tac deficiencies and penalties

41. PERISTIWA PENTING SETELAH TANGGAL NERACA (lanjutan)

b. Anak Perusahaan (lanjutan)

5. Apexindo (lanjutan)

b. Pada tangal 9 Maret 2006, Apexindo menandatangani kontrak dengan Chevron Geothermal Salak, Ltd. Atas jasa pengeboran darat. Berdasarkan kontrak, rig 4 akan digunakan selama 2 tahun dengan nilai kontrak sebesar AS$21.645.035.

c. Pada tanggal 20 Maret 2006, Apexindo dan Santos (Sampang) Pty. Ltd., menandatangani Perjanjian Jasa Pengeboran Lepas Pantai, di mana Santos akan menyewa rig pengeboran Raniworo selama 3 tahun dengan nilai kontrak sebesar AS$166.651.600.

41. SUBSEQUENT EVENTS (continued)

b. Subsidiaries (contiuned)

5. Apexindo (continued)

b. On March 9, 2006, Apexindo signed a contract with Chevron Geothermal Salak, Ltd. for onshore drilling services. Based on the contract, rig 4 will be used for a period of two years at the contract price of US$21,645,035.

c. On March 20, 2006,Apexindo and Santos (Sampang) Pty., Ltd., have signed an Offshore Services Agreement whereby Santos will rent the drilling rig Raniworo for 3 Years at a contract price of US$166,651,600.

42. PENYAJIAN KEMBALI DAN REKLASIFIKASI LAPORAN KEUANGAN KONSOLIDASI TAHUN 2004

PSAK No. 24 (Revisi 2004)

Seperti dijelaskan pada Catatan 2r, efektif tanggal 1 Januari 2005, Perusahaan menerapkan PSAK No. 24 (Revisi 2004), "Imbalan Kerja". Sebagai akibatnya, laporan keuangan konsolidasi untuk tahun yang berakhir pada tanggal 31 Desember 2004 telah disajikan kembali untuk mencerminkan dampak retroaktif dari perubahan prinsip akuntansi tersebut.

Berdasarkan penilaian aktuaria yang dihitung sesuai dengan PSAK No. 24 (Revisi 2004), saldo kewajiban imbalan karyawan pada tanggal 31 Desember 2004 dan 1 Januari 2004 masing-masing sebesar AS$3.633.777 dan AS$3.605.651. Hal ini mengakibatkan laba bersih pada tahun 2004 meningkat sebesar AS$127.134.

PSAK No. 38 (Revisi 2004)

Seperti dijelaskan pada Catatan 2y, efektif tanggal 1 Januari 2005, Perusahaan dan Anak Perusahaan menerapkan PSAK No. 38 (Revisi 2004), "Akuntansi Restrukturisasi Entitas Sepengendali". Sebagai akibatnya, laporan keuangan konsolidasi untuk tahun yang berakhir pada tanggal 31 Desember 2004 telah disajikan kembali untuk mencerminkan dampak retroaktif dari perubahan prinsip akuntansi tersebut.

Berdasarkan PSAK No. 38 (Revisi 2004), Perusahaan dan Anak Perusahaan telah mengakui secara retroaktif realisasi selisih nilai transaksi restrukturisasi entitas sepengendali sebesar US$2.873.376 dan laba tangguhan atas pertukaran aktiva bukan moneter sebesar US$1.059.565. Sebagai akibatnya, laba bersih pada tahun 2004 menurun sebesar AS$821.470.

42. RESTATEMENT AND RECLASSIFICATION OF THE 2004 CONSOLIDATED FINANCIAL STATEMENTS

PSAK No. 24 (Revised 2004)

As discussed in Note 2r, effective on January 1, 2005, the Company and Subsidiaries adopted PSAK No. 24 (Revised 2004), "Employee Benefits". As a result, the consolidated financial statements for the year ended December 31, 2004 have been restated to reflect the retroactive effect of the change in accounting principle.

Based on the actuarial valuations calculated in accordance with PSAK No. 24 (Revised 2004), the balance of the employee benefits obligation as of December 31, 2004 and January 1, 2004 amounted to US$3,633,777 and US$3,605,651, respectively. As a result, the net income in 2004 increased by US$127,134.

PSAK No. 38 (Revised 2004)

As discussed in Note 2y, effective on January 1, 2005, the Company and Subsidiaries adopted PSAK No. 38 (Revised 2004), "Accounting for Restructuring of Entities Under Common Control". As a result, the consolidated financial statements for the year ended December 31, 2004 have been restated to reflect the retroactive effect of the change in accounting principle.

Based on PSAK No. 38 (Revised 2004), the Company and Subsidiaries have recognized retroactively the realization of the difference in value from restructuring transactions between entities under common control amounting to US$ 2,873,376 and the deferred gain on exchange of non-monetary assets amounting to US$1,059,565. As a result, the net income in 2004 decreased by US$821,470.

42. PENYAJIAN KEMBALI DAN REKLASIFIKASI LAPORAN KEUANGAN KONSOLIDASI TAHUN 2004 (lanjutan)

Pada saat yang sama, akun-akun tertentu pada laporan keuangan konsolidasi tahun 2004 telah direklasifikasi agar sesuai dengan perjanjian akun-akun pada laporan keuangan tahun 2005.

Ikhtisar dari dampak retroaktif dari perubahan prinsip-prinsip akuntansi (PSAK No. 24 (Revisi 2004) dan PSAK No. 38 (Revisi 2004)) atas laporan keuangan konsolidasi pada tanggal 31 Desember 2004 dan tahun yang berakhir pada tanggal tersebut dan dampak reklasifikasi adalah sebagai berikut:

42. RESTATEMENT AND RECLASSIFICATION OF THE 2004 CONSOLIDATED FINANCIAL STATEMENTS (continued)

At the same time, certain accounts in the 2004 consolidated financial statements have been reclassified to conform with the presentation of accounts in the 2005 consolidated financial statements.

The summary of the retroactive effects of the changes in the accounting principles and the reclassification of accounts discussed above on the consolidated financial statements as of December 31, 2004 and for the year then ended and the effect of the reclassification are as follows:

	Dilaporkan Dahulu/ *As previously Reported*	**Disajikan Kembali/ *As Restated***	
Aktiva tidak lancar			*Non-current assets*
Investasi saham	8,014,286	3,014,286	*Investments in shares of stock*
Investasi pada proyek	-	5,000,000	*Investments in projects*
Kewajiban jangka pendek			*Current liabilities*
Hutang lain-lain	29,958,565	25,422,348	*Other payables*
Jumlah kewajiban jangka pendek	301,640,164	297,103,947	*Total current liabilities*
Kewajiban jangka panjang			*Non-Current Liabilities*
Kewajiban pajak tangguhan - bersih	106,367,170	106,714,067	*Deferred tax liabilites - net*
Kewajiban manfaat karyawan	4,790,101	3,633,777	*Employee benefits obligation*
Hutang lain-lain	34,962	4,571,179	*Other payables*
Jumlah kewajiban jangka panjang	633,616,453	637,343,243	*Total non-current liabilities*
Hak minoritas atas Aktiva Bersih Anak Perusahaan	36,390,200	35,925,791	*Minority Interest in Net Assets of Subsidiaries*
Saldo laba tidak ditentukan penggunaannya - 31 Desember 2004	245,093,629	246,367,465	*Unappropriated retained earnings - December 31, 2004*
Ekuitas - bersih	498,801,473	500,075,309	*Equity - net*
Penjualan minyak dan gas bersih	362,333,746	367,367,607	*Net oil and gas sales*
Jumlah Penjualan dan Pendapatan Usaha Lainnya	545,081,563	550,115,424	*Total Sales and Other Operating Revenues*
Biaya Operasi Pengeboran	72,803,378	72,625,338	*Drilling operations costs*
Biaya pembelian minyak mentah	-	5,033,861	*Cost of crude oil purchase*
Laba kotor	253,294,199	253,472,239	*Gross profit*
Beban usaha	74,264,350	74,208,127	*Operating expenses*
Laba usaha	179,029,849	179,264,112	*Income from operations*
Beban bunga-bersih	(35,821,757)	(37,684,194)	*Interest expense-net*
Keuntungan (kerugian) atas transaksi swap	-	1,862,437	*Gain (loss) from swap transactions*
Keuntungan dari pertukaran aktiva non – moneter	1,059,566	-	*Gain on exchange of non - monetary assets*
Beban Lain-lain - Bersih	(48,088,691)	(49,148,257)	*Other Charges - Net*
Laba sebelum beban pajak	130,941,158	130,115,855	*Income before tax expense*
Manfaat pajak-pajak tangguhan	11,080,177	11,009,898	*Tax benefit-deferred tax*
Laba Sebelum Hak Minoritas atas Laba Bersih Anak Perusahaan Yang Dikonsolidasi	75,872,654	74,977,072	*Income Before Minority Interest in Net Earnings of Consolidated Subsidiaries*
Bagian Minoritas atas laba bersih Anak Perusahaan yang Dikonsolidasi	(1,328,186)	(1,126,940)	*Minority Interests in Net Earnings of Consolidated Subsidiaries*
Laba bersih	74,544,468	73,850,132	*Net income*

42. PENYAJIAN KEMBALI DAN REKLASIFIKASI LAPORAN KEUANGAN KONSOLIDASI TAHUN 2004 (lanjutan)

Efek kumulatif penyesuaian untuk menyajikan kembali laporan keuangan konsolidasi tahun 2004 sebesar AS$1.273.836, yang mana akan meningkat saldo laba yang telah dilaporkan sebelumnya pada tanggal 31 Desember 2004.

42. RESTATEMENT AND RECLASSIFICATION OF THE 2004 CONSOLIDATED FINANCIAL STATEMENTS (continued)

The cumulative effect of the adjustments to restate the 2004 consolidated financial statements amounted to US$1,273,836, which increased the previously reported December 31, 2004 retained earnings balance.

43. KONDISI EKONOMI

Kegiatan usaha Perusahaan dan Anak Perusahaan mungkin akan terpengaruh oleh kondisi ekonomi di masa yang akan datang di Indonesia yang menyebabkan ketidakstabilan nilai tukar dan dampak negatif dari pertumbuhan ekonomi. Perbaikan ekonomi dan pemulihan yang stabil tergantung dari beberapa faktor seperti kebijakan fiskal dan moneter, tindakan yang diambil oleh Pemerintah dan pihak lainnya, suatu tindakan yang berada di luar kendali Perusahaan dan Anak Perusahaan.

43. ECONOMIC CONDITION

The operations of the Company and Subsidiaries may be affected by future economic conditions in Indonesia that may contribute to volatility in currency values and negatively impact economic growth. Economic improvements and sustained recovery are dependent upon several factors such as fiscal and monetary actions being undertaken by the Government and others, actions that are beyond the control of the Company and Subsidiaries.

44. PENYELESAIAN LAPORAN KEUANGAN KONSOLIDASI

Manajemen bertanggung jawab atas penyusunan laporan keuangan konsolidasi yang diselesaikan pada tanggal 27 Maret 2006.

44. COMPLETION OF THE CONSOLIDATED FINANCIAL STATEMENTS

Management is responsible for the preparation of the consolidated financial statements that were completed on March 27, 2006.

TAKSIRAN CADANGAN

Informasi berikut mengenai kuantitas cadangan yang *proved developed, undeveloped* dan *probable* hanya merupakan taksiran, dan tidak dimasukkan untuk menggambarkan nilai yang dapat direalisasikan atau nilai pasar yang wajar dari cadangan Anak Perusahaan. Anak Perusahaan menekankan bahwa taksiran cadangan secara bawaan tidak akurat. Sehubungan dengan hal tersebut, taksiran ini diharapkan dapat saja berubah bila tersedia informasi baru di kemudian hari. Terdapat berbagai ketidakpastian bawaan dalam mengestimasi cadangan minyak dan gas bumi, termasuk faktor-faktor yang berada di luar kendali Perusahaan dan Anak Perusahaan.

Informasi berikut atas kuantitas cadangan yang ditaksir oleh tenaga ahli Anak Perusahaan. Taksiran cadangan minyak dan gas bumi Sumatera, Kalimantan, Tarakan dan Sulawesi (kecuali lapangan gas Senoro Toili) tahun 2005 dan 2004 pada tabel dibawah disertifikasi oleh Gaffney, Cline & Associate (GCA), konsultan perminyakan independen. Dalam penyajian laporannya, GCA menggunakan prinsip teknik perminyakan yang berlaku umum dan definisi yang berlaku atas kategori dan sub-klasifikasi cadangan *proved* yang disusun oleh *United States Securities and Exchange Commission* dan untuk kategori dan sub-klasifikasi cadangan *probable* disusun oleh *Society of Petroleum Engineers*.

Manajemen berpendapat bahwa kuantitas cadangan di bawah ini merupakan taksiran yang wajar berdasarkan data geologi dan teknik yang tersedia.

Taksiran cadangan minyak dan gas bumi di Sumatera, Kalimantan, Tarakan dan Sulawesi adalah sebagai berikut:

RESERVE ESTIMATION

The following information on proved developed, undeveloped and probable reserve quantities are estimates only, and do not purport to reflect realizable values or fair market values of Subsidiaries' reserves. The Subsidiaries emphasize that reserve estimates are inherently imprecise. Accordingly, these estimates are expected to change as future information becomes available. There are numerous uncertainties inherent in estimating natural oil and gas reserves including many factors beyond the control of the Company and Subsidiaries.

The following information on Subsidiaries' reserve quantities are estimated by the Subsidiaries' engineers. The estimated oil and gas reserves in 2005 and 2004 in the table below in respect of Sumatera, Kalimantan, Tarakan and Sulawesi (except Senoro Toili gas field) are certified by Gaffney, Cline & Associates (GCA), independent petroleum engineering consultants. In preparing their report, GCA utilized generally accepted petroleum engineering principles and definitions applicable to proved reserve categories and subclassification promulgated by the United States Securities and Exchange Commission and by the Society of Petroleum Engineers for probable reserve Category and subclassifications.

Management believes that the reserve quantities shown below are reasonable estimates based on available geologic and engineering data.

Estimated oil and gas reserves in Sumatera, Kalimantan, Tarakan and Sulawesi are as follows:

	Minyak Mentah/ *Crude oil*	Gas	
	Dalam ribu barrel/ *In thousands of barrels*	Dalam juta kaki kubik/ *In millions of cubic feet*	
Cadangan *Proved Developed, Undeveloped* dan *Probable*			*Proved Developed, Undeveloped and Probable Reserves*
Saldo 1 Januari 2004	237,587	1,806,500	*Balance as of January 1, 2004*
Revisi atas taksiran sebelumnya	(58,522)	(1,253,774)	*Revision to previous estimates*
Produksi tahun 2004	(19,259)	(47,976)	*Production in 2004*
Saldo 31 Desember 2004	159,806	504,750	*Balance as of December 31, 2004*
Revisi atas taksiran sebelumnya	(4,757)	(41,296)	*Revision to previous estimates*
Perolehan hak kepemilikan blok	5,629	-	*Aquisition of working interest*
Produksi tahun 2005	(17,863)	(45,149)	*Production in 2005*
Saldo 31 Desember 2005	142,815	418,305	*Balance as of December 31, 2005*

TAKSIRAN CADANGAN (lanjutan) ***RESERVE ESTIMATION (continued)***

	Minyak Mentah/ *Crude oil*	Gas	
	Dalam ribu barrel/ *In thousands of barrels*	Dalam juta kaki kubik/ *In millions of cubic feet*	
Cadangan *Proved Developed* dan *Undeveloped*			*Proved Developed and Undeveloped Reserves*
Saldo 1 Januari 2004	113,872	150,065	*Balance as of January 1, 2004*
Revisi atas taksiran sebelumnya	(9,330)	120,258	*Revision to previous estimates*
Produksi tahun 2004	(19,259)	(47,976)	*Production in 2004*
Saldo 31 Desember 2004	85,283	222,347	*Balance as of December 31, 2004*
Revisi atas taksiran sebelumnya	36,400	50,921	*Revision to previous estimates*
Perolehan hak kepemilikan blok	5,108	-	*Aquisition of working interest*
Produksi tahun 2005	(17,863)	(45,149)	*Production in 2005*
Saldo 31 Desember 2005	108,928	228,119	*Balance as of December 31, 2005*

Estimasi cadangan minyak di wilayah kerja Tuban, Senoro Toili (lapangan gas) dan Brantas adalah sebagai berikut:

Estimated oil reserves in Tuban, Senoro Toili (gas field) and Brantas are as follows:

	Minyak Mentah/ *Crude oil*	Gas	
	Dalam ribu barrel/ *In thousands of barrels*	Dalam juta kaki kubik/ *In millions of cubic feet*	
Cadangan Proved Developed, *Undeveloped* dan *Probable*			*Proved Developed, Undeveloped and Probable Reserves*
Saldo 1 Januari 2004	6,607	-	*Balance as of January 1, 2004*
Revisi atas taksiran sebelumnya	1,937	-	*Revision to previous estimates*
Produksi tahun 2004	(619)	-	*Production in 2004*
Saldo 31 Desember 2004	7,925	-	*Balance as of December 31, 2004*
Penambahan tahun 2005	2,500	1,161,829	*Addition in 2005*
Produksi tahun 2005	(2,168)	(2,620)	*Production in 2005*
Saldo 31 Desember 2005	8,257	1,159,209	*Balance as of December 31, 2005*

Cadangan Proved Developed dan Undeveloped			*Proved Developed and Undeveloped Reserve*
Saldo 1 Januari 2004	4,071	-	*Balance as of January 1, 2004*
Revisi atas taksiran sebelumnya	4,473	-	*Transfer of working interest*
Produksi tahun 2004	(619)	-	*Production in 2004*
Saldo 31 December 2004	7,925	-	*Balance as of December 31, 2004*
Penambahan tahun 2005	2,180	1,148,519	*Addition in 2005*
Produksi tahun 2005	(2,168)	(2,620)	*Production in 2005*
Saldo 31 Desember 2005	7,937	1,145,899	*Balance as of December 31, 2005*

Saldo cadangan terbukti kotor pada tanggal 31 Desember 2005 di blok Tuban, Senoro Toili (lapangan gas) dan Brantas pada tanggal 31 Desember 2004 diestimasi oleh Anak perusahaan.

The gross proved reserves as of December 31, 2005 for the Tuban, Senoro Toili (gas field) and Brantas block as of December 31, 2004 were estimated by the Subsidiaries.

TAKSIRAN CADANGAN (lanjutan)

Estimasi cadangan minyak dan gas bumi di wilayah kerja Novus di Amerika Serikat, Australia, Timur Tengah dan Indonesia adalah sebagai berikut:

RESERVE ESTIMATION (continued)

Estimated Novus oil and gas reserves in the United States of America, Australia, Middle East and Indonesia are as follows:

	Minyak Mentah/ *Crude oil*	Gas	
	Dalam ribu barrel/ *In thousands of barrels*	Dalam juta kaki kubik/ *In millions of cubic feet*	
Cadangan *Proved Developed, Undeveloped* dan *Probable*			*Proved Developed, Undeveloped and Probable Reserves*
Saldo 1 Juli 2004	34,655	514,783	*Balance as of July 1, 2004*
Penjualan hak kepemilikan blok	(12,704)	(201,658)	*Sale of working interests*
Produksi dari tanggal 1 Juli - 31 Desember	(970)	(17,347)	*Production from July 1 - December 31*
Saldo 31 Desember 2004	20,981	295,778	*Balance as of December 31, 2004*
Revisi atas taksiran sebelumnya	650	(28,714)	*Revision to previous estimates*
Pengalihan dan penjualan hak kepemilikan blok	(14,470)	(148,960)	*Transfer and sale of working interest*
Produksi tahun 2005	(716)	(13,244)	*Production in 2005*
Saldo 31 Desember 2005	6,445	104,860	*Balance as of December 31, 2005*
Cadangan *Proved Developed* dan *Undeveloped*			*Proved Developed and Undeveloped Reserves*
Saldo 1 Juli 2004	15,455	380,683	*Balance as of July 1, 2004*
Penjualan hak kepemilikan blok	(8,599)	(139,845)	*Sale of working interests*
Produksi dari tanggal 1 Juli - 31 Desember	(970)	(17,347)	*Production from July 1 - December 31*
Saldo 31 Desember 2004	5,886	223,491	*Balance as of December 31, 2004*
Revisi atas taksiran sebelumnya	660	(28,716)	*Revision to previous estimates*
Pengalihan dan penjualan hak kepemilikan blok	(3,240)	(111,061)	*Transfer and sale of working interest*
Produksi tahun 2005	(716)	(13,244)	*Production in 2005*
Saldo 31 Desember 2005	2,590	70,470	*Balance as of December 31, 2005*

Cadangan terbukti kotor diatas untuk wilayah kerja Novus diestimasi oleh Anak perusahaan.

Estimasi cadangan di blok Langsa (Sumatera) untuk cadangan *Proved Developed, Undeveloped* dan *Probable* sebesar 1.824 ribu barrel dan *Proved Developed* dan *Undeveloped* sebesar 1.129 ribu barrel. Kuantitas cadangan tersebut ditaksir oleh tenaga ahli Perusahaan Asosiasi dan disertifikasi oleh Gaffney, Cline & Associates, konsultan perminyakan independen.

The above gross proved reserves for Novus were estimated by the Subsidiaries.

Estimated crude oil reserves in Langsa block (Sumatera) for Proved Developed, Undeveloped and Probable reserves amounted to 1,824 thousands of barrels and for proved developed and undeveloped reserves amounted to 1,129 thousand of barrels. The reserves quantities are estimated by the Associate Company's engineers and certified by Gaffney, Cline & Associates, independent petroleum engineering consultants.

Informasi Perseroan

Corporate Information

PT Medco Energi Internasional Tbk
Graha Niaga, 16th Floor
Jl. Jend. Sudirman Kav. 58
Jakarta 12190, Indonesia
Tel. (62-21) 250 5459
Fax. (62-21) 250 5536
E-mail: medc@medcoenergi.com
www.medcoenergi.com

PT Medco E&P Indonesia
Gedung Bidakara, 12th-17th Floor
Jl. Jend. Gatot Subroto Kav. 71-73
Jakarta 12870, Indonesia
Tel. (62-21) 8379 3345
Fax. (62-21) 8379 3373
www.exspan.co.id

PT Apexindo Pratama Duta Tbk
Gedung Medco, 2nd & 3rd Floor
Jl. Ampera Raya No. 20
Jakarta 12560, Indonesia
Tel. (62-21) 780 4766
Fax. (62-21) 780 4666
www.apexindo.co.id

PT Medco Methanol Bunyu
Plaza III Pondok Indah
Blok A No. 3A-7
Jl. T.B. Simatupang
Jakarta 12310, Indonesia
Tel. (62-21) 7590 0166
Fax. (62-21) 7590 0175

PT Medco Power Indonesia
Graha Niaga, 8th Floor
Jl. Jend. Sudirman Kav. 8
Jakarta 12870, Indonesia
Tel. (62-21) 250 5459
Fax. (62-21) 250 5536

PT Medco LPG Kaji
Plaza III Pondok Indah
Blok A No. 3A-7
Jl. T.B. Simatupang
Jakarta 12310, Indonesia
Tel. (62-21) 7590 0166
Fax. (62-21) 7590 0175

Medco Energi US LLC
Houston Office
10375 Richmond Avenue, Suite 200
Houston, TX 77042
Tel. (1-713) 328 3900
Fax. (1-713) 328 3901

Medco LLC
Harley Davidson Building
PO Box 1399, Al-Khuwair 133
Sultanate of Oman
Tel. (968) 2448 7306
Fax. (968) 2448 7031

Medco Energi US LLC
Lafayette Office
200 Corporate Blvd. , Suite 100
Lafayette, LA 70508
Tel. (1-337) 237 1822
Fax. (1-337) 237 1823

Simbol Saham : MEDC
Ticker Symbol : MEDC

Pencatatan Saham : Bursa Efek Jakarta
Stock Exchange Listings : Jakarta Stock Exchange

Akuntan Publik

Prasetio, Sarwoko & Sandjaja
(a members of Ernst & Young Global)
Jakarta Stock Exchange Building
Tower 2, 7th Floor
Jl. Jend. Sudirman Kav. 52-53
Jakarta 12190, Indonesia
Tel. (62-21) 5289 5000
Fax. (62-21) 5289 4100
www.ey.com

Biro Administrasi Efek

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

PT Kustodian Sentral Efek Indonesia
Plaza Bapindo
Bank Mandiri Tower, 21st-22nd Floor
Jl. Jend. Sudirman Kav. 54-55
Jakarta 12190, Indonesia
Tel. (62-21) 526 6011
Fax. (62-21) 526 6044

MEDCOENERGI

PT Medco Energi Internasional Tbk
Graha Niaga, 16th Floor
Jl. Jend. Sudirman Kav. 58
Jakarta 12190, Indonesia

Tel. 62.21.250.5459
Fax. 62.21.250.5536
E-mail medc@medcoenergi.com
www.medcoenergi.com

Printed on recycled paper

PT Medco Energi Internasional Tbk.
Graha Niaga 16th Fl.
Jl. Jend. Sudirman Kav. 58
Jakarta 12190 - Indonesia

Tel +62-21 250 5459
Fax +62-21 250 5536
www.medcoenergi.com

MEDCOENERGI

INFORMASI TAMBAHAN ATAS ESTIMASI CADANGAN

Sehubungan dengan bagian yang berjudul "Informasi Tambahan (Tidak diaudit) - Estimasi Cadangan" yang terlampir pada laporan keuangan konsolidasi yang telah diaudit PT Medco Energi Internasional Tbk. ("Perusahaan") sejak dan untuk tahun yang berakhir pada 31 Desember 2005 (lihat halaman-halaman 156 sampai 158), para pemegang saham perlu memperhatikan hal-hal tersebut di bawah ini:

1. Dalam tabel mengenai estimasi cadangan gas *proved developed* dan *undeveloped* untuk Lapangan Gas Tuban, Brantas dan Senoro sejak tanggal 31 Desember 2005, dimasukkan sebagai bagian dari "Informasi Tambahan (Tidak diaudit) – Estimasi Cadangan" yang dilampirkan dalam laporan keuangan yang dikonsolidasikan yang telah diaudit, cadangan gas untuk Lapangan Gas Senoro telah dimasukkan dalam menetapkan cadangan kotor gas *proved developed* dan *undeveloped* Perusahaan sejak 31 Desember 2005. Dasar dari pemasukan ini adalah klasifikasi teknis cadangan Lapangan Gas Senoro sebagai *proved reserves* ("1P") dalam laporan yang diajukan kepada BPMigas oleh JOB Pertamina-Medco E&P Tomori Sulawesi.

Untuk tujuan melengkapi informasi estimasi cadangan Perusahaan oleh manajemen yang dikonsolidasikan dan diungkapkan kepada investor, konsisten dengan praktek industri, Perusahaan menggunakan standar yang ditetapkan oleh *Society of Petroleum Engineers ("SPE")* dalam mengklasifikasi cadangan minyak dan gas *proved* atau *probable*. Berdasarkan sertifikasi terakhir pihak ketiga dari yang ada untuk Lapangan Senoro Gas yang dibuat oleh Gaffney, Cline & Associates ("GCA") tanggal 17 Januari 2003, berdasarkan standar SPE, cadangan untuk Lapangan Senoro Gas diklasifikasikan sebagai cadangan *proved* dan *probable* ("2P"), yang memiliki tingkat kepastian lebih rendah daripada cadangan 1P. Ini disebabkan karena per 31 Desember 2005 tidak terdapat kontrak komersial mengenai perjanjian penjualan gas untuk menunjukkan status komersial dari Lapangan Gas Senoro. Hal ini sebelumnya telah diungkapkan kepada investors.

ADDITIONAL INFORMATION ON RESERVE ESTIMATES

In connection with the section entitled "Supplementary Information (Unaudited) – Reserve Estimation" attached to the audited consolidated financial statements of PT Medco Energi Internasional Tbk (the "Company") as of and for the year ended December 31, 2005 (see pages 156 to 158), shareholders should note the following:

1. In the table of estimated proved developed and undeveloped gas reserves for Tuban, Brantas and the Senoro Gas Field as of December 31, 2005 included as part of the "Supplementary Information (Unaudited) – Reserve Estimation" attached to the audited consolidated financial statements, gas reserves for the Senoro Gas Field have been included in determining the Company's gross proved developed and undeveloped gas reserves as of December 31, 2005. The basis for this was the technical classification of the Senoro Gas Field reserves as proved reserves ("1P") in a report filed with BPMigas by JOB Pertamina-Medco E&P Tomori Sulawesi.

For purposes of preparing management estimates of the Company's consolidated reserves that are disclosed to investors, management, consistent with industry practice, uses the standards set by the Society of Petroleum Engineers ("SPE") for classifying oil and gas reserves as either proved or probable. Based on the latest available third-party certification for the Senoro Gas Field prepared by Gaffney, Cline & Associates ("GCA") dated January 17, 2003, under SPE standards, reserves for the Senoro Gas Field are classified as proved and probable reserves ("2P"), which is of lesser certainty than 1P reserves. This is because as of December 31, 2005, there were no commercial contracts of gas sales agreements in place to demonstrate the commercial status of the Senoro Field. This has been previously disclosed to investors.

MEDCOENERGI

Selanjutnya, tabel yang sama tidak memasukkan cadangan gas 2P untuk Lapangan Gas Singa. Namun demikian, estimasi cadangan oleh manajemen Perusahaan yang dikonsolidasikan dan telah diungkapkan kepada investor memasukkan cadangan gas untuk Lapangan Gas Singa sebagai cadangan 2P. Hal ini berdasarkan data cadangan untuk Lapangan Gas Singa per tanggal 31 Desember 2000, sebagaimana telah disertifikasi oleh konsultan perminyakan independen yang lain (tidak ada produksi yang penting dari Lapangan Gas Singa sejak tanggal laporan tersebut). Manajemen memperkirakan Lapangan Gas Singa memiliki cadangan 2P (yang menggunakan standar SPE) sebanyak kurang lebih 182 Bcf.

Further, the same table does not include 2P gas reserves for the Singa Gas Field. However, management estimates regarding the Company's consolidated reserves that have been disclosed to investors include gas reserves for the Singa Gas Field as 2P reserves. This is based on reserve data for the Singa Gas Field as of December 31, 2000, as certified by another independent petroleum engineering consultant. (There has been no material production from the Singa Gas Field since the date of this report.) Management estimates the Singa Gas Field to have 2P reserves (using SPE standards) of approximately 182 Bcf.

Di samping itu, cadangan minyak mentah dan gas 1P dan 2P untuk blok Brantas dimasukkan dalam tabel yang sama diambil dari estimasi cadangan minyak mentah dan gas yang dibuat oleh Novus Petroleum Limited dan sejak tanggal 31 Desember 2003, sebagaimana disesuaikan dengan produksi di blok Brantas selama tahun-tahun yang berakhir pada 31 Desember 2004 dan 2005. Untuk maksud pengungkapan di masa yang akan datang kepada para investor dan pemegang saham Perusahaan mengenai estimasi cadangan minyak mentah dan gas 1P dan 2P untuk blok Brantas, manajemen Perusahaan akan menggunakan informasi terbaru yang ada yang diberikan oleh Lapindo Brantas Ltd., operator blok Brantas. Informasi terbaru yang diberikan oleh operator tersebut tentang cadangan minyak mentah dan gas 1P terdiri dari laporan cadangan yang diajukan kepada BPMigas oleh Lapindo Brantas Ltd. Informasi terbaru yang diberikan oleh operator tersebut untuk cadangan minyak mentah dan gas 2P terdiri dari estimasi cadangan minyak mentah dan gas 2P sejak tanggal 30 September 2005 yang disahkan oleh GCA.

In addition, 1P and 2P crude oil and gas reserves for the Brantas block included in this same table were derived from crude oil and gas reserve estimates prepared by Novus Petroleum Limited and dated as of December 31, 2003, as adjusted by the production in the Brantas block during the years ended December 31, 2004 and 2005. For purposes of future disclosures to investors and the Company's shareholders regarding the 1P and 2P crude oil and gas reserve estimates for the Brantas block, the Company's management will use the latest available information provided by Lapindo Brantas Ltd, operator of the Brantas block. The latest information provided by such operator regarding 1P crude oil and gas reserves consists of a reserve report filed with BPMigas by Lapindo Brantas Ltd. The latest information provided by such operator for 2P crude oil and gas reserves consists of 2P crude oil and gas reserve estimates as of September 30, 2005 as certified by GCA.

Perbedaan dalam (a) mengklasifikasi cadangan Lapangan Gas Senoro sebagai cadangan 1P (seperti disebutkan dalam Informasi Tambahan (Tidak diaudit) – Estimasi Cadangan" yang dilampirkan dalam laporan keuangan yang dikonsolidasikan yang telah diaudit) dan cadangan 2P (yang digunakan dalam estimasi manajemen untuk pengungkapan kepada investors), (b) sama halnya dengan cadangan 2P untuk area yang sama namun memasukkan Lapangan Gas Singa (yang disebutkan dalam estimasi manajemen untuk pengungkapan kepada investors) dan (c) penyesuaian cadangan minyak mentah dan gas 1P dan 2P untuk blok Brantas sebagaimana diuraikan di atas, dapat dijelaskan sebagai berikut:

The differences in (a) classifying the Senoro Gas Field reserves as 1P reserves (as set out in the section entitled "Supplementary Information (Unaudited) – Reserve Estimations" attached to the audited consolidated financial statements) and as 2P reserves (as used in management estimates disclosed to investors), (b) the 2P reserves for the same areas but including the Singa Gas Field (as used in management estimates disclosed to investors) and (c) the adjustment of the 1P and 2P crude oil and gas reserves for the Brantas block as described above, are illustrated as follows:

MEDCOENERGI

Table-1

	Company's Estimate					
	Supplement to FS (Unaudited)			Disclosed to Investor		
	Oil	Gas	Total	Oil	Gas	Total
	MMBO	BCF	MMBOE	MMBO	BCF	MMBOE
Company Non Operated & Indonesian Inhouse						
Proved and Probable (2P)	8.3	1,159.2	206.4	38.5	1,507.8	296.2
Proved Developed and undeveloped (1P)	7.9	1,145.9	203.8	8.4	15.8	11.1

2. Total estimasi cadangan minyak mentah dan gas *proved developed* dan *undeveloped* blok Sumatera, Kalimantan, Tarakan dan Sulawesi yang dimuat pada "Informasi Tambahan (Tidak diaudit) – Estimasi Cadangan" yang dilampirkan dalam laporan keuangan yang dikonsolidasikan yang telah diaudit adalah kurang lebih 1,7 % lebih tinggi dari cadangan minyak mentah dan gas 1P untuk blok-blok tersebut yang telah disertifikasi oleh GCA dalam laporan cadangan terakhir. Alasan utama dari perbedaan ini adalah untuk tujuan laporan keuangan, Perusahaan menggunakan prosentase kepemilikan atas *working interest* untuk blok Rimau 100%, karena blok Rimau menerima hak 100% atas minyak mentah berdasarkan PSC blok Rimau, sementara GCA, dalam mempersiapkan sertifikasi cadangan minyak mentah, menggunakan 95% *working interest* yang mana prosentase ini yang dipakai oleh Perusahaan berdasarkan ketentuan dalam PSC blok Rimau. Perbedaan 5% adalah berhubungan dengan bagian pemerintah daerah dalam kepemilikan minyak mentah berdasarkan PSC blok Rimau.

2. The total estimated proved developed and undeveloped crude oil and gas reserves for Sumatera, Kalimantan, Tarakan and Sulawesi blocks set out in "Supplementary Information (Unaudited) – Reserve Estimation" attached to the audited consolidated financial statements is approximately 1.7 % higher than the 1P crude oil and gas reserves for these blocks certified by GCA in its most recent reserve report. The principal reason for the difference is that for financial reporting purposes, the Company uses a working interest percentage for the Rimau block of 100%, because it receives 100% of the crude oil entitlement under the Rimau block PSC, whereas GCA, in preparing its 1P crude oil reserve certification, uses a 95% working interest as this is the percentage pertaining to the Company under the terms of the Rimau block PSC. The difference of 5% relates to the local government share of the crude oil entitlement under the Rimau block PSC.

Sebagai tambahan, cadangan minyak mentah 1P untuk blok Langsa di Sumatera telah diungkapkan terpisah pada bagian yang berjudul "Informasi Tambahan (Tidak diaudit) – Estimasi Cadangan" yang dilampirkan dalam laporan keuangan dikonsolidasikan yang telah diaudit dikarenakan hak minyak mentah untuk blok Langsa dimiliki oleh entitas yang tidak terkonsolidasi. Namun demikian, GCA, konsisten dengan standar SPE, memasukkan cadangan minyak mentah dari blok Langsa sebagai bagian dari cadangan mintah mentah 1P Perusahaan dikarenakan Perusahaan, melalui entitas assosiasi non-konsolidasi, adalah operator dari blok Langsa tersebut.

In addition, 1P crude oil reserves for the Langsa block in Sumatera were disclosed separately in the section entitled "Supplementary Information (Unaudited) – Reserve Estimations" attached to the audited consolidated financial statements because the crude oil entitlement for the Langsa block is owned by a non-consolidated entity. However, GCA, consistent with SPE standards, includes crude oil reserves from the Langsa block as part of the Company's 1P crude oil reserves because the Company, through its non-consolidated associate entity, is the operator of this block.

MEDCOENERGI

Untuk pengungkapan kepada investor terkait dengan estimasi cadangan minyak mentah dan gas 1P Perusahaan yang terkonsolidasi untuk blok-blok Sumatera, Kalimantan, Tarakan dan Sulawesi, manajemen menggunakan angka-angka cadangan minyak mentah 1P yang disertifikasi oleh GCA, termasuk cadangan minyak mentah 1P dari blok Langsa.

In preparing management estimates of the Company's consolidated 1P crude oil and gas reserves for the Sumatera, Kalimantan, Tarakan and Sulawesi blocks for disclosure to investors, management uses the 1P crude oil reserve numbers certified by GCA, including the 1P crude oil reserves from the Langsa block.

Perbedaan dalam klasifikasi cadangan minyak mentah dan gas blok Rimau dan blok Langsa yang didiskusikan di atas, dapat dijelaskan sebagai berikut:

The difference in the classification of the Rimau block and Langsa block crude oil and gas reserves discussed above, is illustrated as follows:

Table-2

	Company's Estimate					
	Supplement to FS (Unaudited)			Disclosed to Investor		
	Oil	Gas	Total	Oil	Gas	Total
	MMBO	BCF	MMBOE	MMBO	BCF	MMBOE
GCA Certified						
Proved and Probable (2P)	144.6	418.3	216.1	139.0	430.8	212.7
Proved Developed and undeveloped (1 P)	110.0	228.1	149.0	105.4	240.9	146.6

3. Pengungkapan estimasi cadangan sebelumnya oleh Perusahaan tentang cadangan minyak mentah dan gas 1P di blok Kakap, termasuk estimasi cadangan di dalam bagian berjudul "Informasi Tambahan (Tidak diaudit) – Estimasi Cadangan" yang dilampirkan dalam laporan keuangan yang dikonsolidasikan yang telah diaudit, diambil dari estimasi cadangan yang dibuat oleh Novus Petroleum Limited dan sejak tanggal 31 Desember 2003, sebagaimana disesuaikan dengan produksi di blok Kakap selama tahun-tahun yang berakhir pada 31 Desember 2004 dan 2005. Untuk maksud pengungkapan di masa yang akan datang kepada para investor dan pemegang saham Perusahaan mengenai estimasi cadangan minyak mentah dan gas 1P untuk blok Kakap, manajemen Perusahaan akan mendasarkan estimasinya pada informasi terbaru yang diberikan oleh Star Energy Kakap sebagai operator blok Kakap, yang terdiri dari laporan cadangan yang diajukan oleh Star Energy Kakap kepada BPMigas.

3. Previous reserve estimate disclosures by the Company of the 1P crude oil and gas reserves in the Kakap block, including the reserve estimates included in the section entitled "Supplementary Information (Unaudited) – Reserve Estimation" attached to the audited consolidated financial statements, were derived from reserve estimates prepared by Novus Petroleum Limited and dated as of December 31, 2003, adjusted by the productions in the Kakap block during the years ended December 31, 2004 and 2005. For purposes of future disclosures to investors and the Company's shareholders regarding 1P crude oil and gas reserve estimates for the Kakap block, the Company's management will base its estimates on the latest information provided by Star Energy Kakap, the operator of the Kakap block, which consists of a reserve report filed by Star Energy Kakap with BP Migas.

Penyesuaian perkiraan cadangan minyak mentah dan gas 1P untuk blok Kakap sebagaimana dijelaskan di atas, digambarkan sebagai berikut:

The adjustment of the 1P crude oil and gas reserve estimates for the Kakap block as described above, is illustrated as follows:

MEDCOENERGI

Table-3

	Company's Estimate					
	Supplement to FS (Unaudited)			Disclosed to Investor		
	Oil	Gas	Total	Oil	Gas	Total
	MMBO	BCF	MMBOE	MMBO	BCF	MMBOE
Novus Companies						
Proved and Probable (2P)	6.4	104.9	24.4	6.2	100.6	23.4
Proved Developed and undeveloped (1P)	2.6	70.5	14.6	3.2	70.8	15.3