Laporan Tahunan 2009 Annual Report

MEDCOENERGI

Perjalanan menuju yang terbaik

Journey toward excellence

Kegiatan pemboran eksplorasi sumur L1 di Area 47, Gurun Pasir Libia
Exploration drilling activity at L1 well in Area 47, Libyan's dessert

Photograph by Agung Budi Indriyo

Laporan Tahunan ini telah disampaikan kepada Badan Pengawas Pasar Modal dan Lembaga Keuangan (Bapepam-LK) Indonesia, PT Bursa Efek Indonesia (BEI), Laporan ini disusun sesuai dengan Pasal 66 Bab IV Undang-Undang Perseroan Terbatas Republik Indonesia No. 40/2007, Pasal 17 Anggaran Dasar PT Medco Energi Internasional Tbk (MedcoEnergi), Peraturan Bapepam-LK No. X.K.6 tentang Keharusan Menyampaikan Laporan Tahunan bagi Perusahaan Terbuka (Peraturan Bapepam-LK No. X.K.6) Butir III,2 Peraturan Bursa Efek Jakarta (BEJ) No. I-A. Isi Laporan Tahunan ini telah disusun sesuai dengan persyaratan Peraturan Bapepam-LK No. X.K.6, sementara Laporan Keuangan Konsolidasi Auditan disusun sesuai dengan prinsip-prinsip akuntansi yang berlaku umum sebagaimana dinyatakan oleh Pernyataan Standar Akuntansi Keuangan (PSAK) dan peraturan Bapepam-LK No. VIII.G.7. Laporan Keuangan Konsolidasi Auditan, 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 atas dasar akrual dengan menggunakan metode langsung, yang mengklasifikasikan arus kas ke dalam aktivitas operasi, investasi, dan pendanaan. Mata uang pelaporan yang digunakan dalam penyusunan laporan keuangan konsolidasi adalah Dollar Amerika Serikat (AS$). MedcoEnergi telah melakukan reklasifikasi dan penyesuaian-penyesuaian tertentu terhadap tahun-tahun sebelumnya, agar sesuai dengan penyajian 2009.

This Annual Report has been filed with the Indonesian Capital Market and Financial Institutions Supervisory Board (Bapepam-LK), PT Bursa Efek Indonesia (IDX). This Annual Report was prepared to comply with Article 66 Chapter IV of Indonesian Company Law No. 40/2007, Article 17 of PT Medco Energi Internasional Tbk's (MedcoEnergi) Articles of Association, Rule No X.K.6. of Bapepam Regulation regarding Requirement to File the Annual Report by Publicly Listed Companies (Bapepam's Rule No. X.K.6.), Point III,2 Rule No. I-A of the Bursa Efek Jakarta (Jakarta Stock Exchange - JSX) Regulation. The contents of the Annual Report have been prepared in accordance with the requirement of Bapepam's Rule No. X.K.6, meanwhile, the Audited Consolidated Financial Statements have been prepared in conformity with Generally Accepted Accounting Principles (GAAP) that are covered by Indonesian Statements of Financial Accounting Standard (PSAK) and the Bapepam-LK Regulations No. VIII.G.7. The Audited Consolidated Financial Statements, except for the consolidated statements of cash flows, have been prepared on an accrual basis using the historical 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 on the accrual basis using the direct method, which classifies cash flows into operating, investing and financing activities. The reporting currency used in the preparation of the consolidated financial statements is the United States Dollar (US Dollar or US$). MedcoEnergi has made certain adjustments to prior years to conform with the 2009 presentation.

Photograph by Agung Budi Indriyo

Daftar Isi

Table of Contents

Penjelasan Singkat Kegiatan Usaha MedcoEnergi 2 - 8
MedcoEnergi Business Activities in Brief

Ikhtisar Data Keuangan Penting 9 - 16
Key Financial Highlights

Laporan Dewan Komisaris & Direksi 17 - 29
Reports from Board of Commissioners and Board of Directors

Analisa dan Pembahasan Manajemen atas Kinerja Perseroan 30 - 163
Management Discussion and Analysis on the Company's Performance

Tata Kelola Perusahaan 164 - 221
Good Corporate Governance

Informasi Tambahan 222 - 261
Supplementary Information

Laporan Keuangan 262
Financial Report

Pernyataan Sangkalan

Kecuali untuk pernyataan-pernyataan historis, dokumen ini memuat kondisi keuangan, hasil-hasil operasi, proyeksi, rencana, strategi, kebijakan, dan tujuan tertentu Perseroan, yang dapat digolongkan sebagai pernyataan ke depan dalam pengertian perundang-undangan yang berlaku. Pernyataan ke depan pada dasarnya mengandung risiko dan ketidakpastian yang dapat mengakibatkan hasil-hasil dan perkembangan aktual secara material berbeda dari yang tersirat atau tertera dalam pernyataan-pernyataan tersebut. Perseroan tidak menjamin bahwa segala tindakan yang telah diambil untuk memastikan keabsahan dokumen ini akan membawa hasil-hasil tertentu seperti yang diharapkan.

Disclaimer

Except for the historical statements, this document may contain financial conditions and results of operations as well as projections, plans, strategies, policies and objectives of the Company, which may be treated as forward looking statements within the meaning of applicable laws governing company disclosure. Forward looking statements involve risks and uncertainties that could cause actual results and developments to differ materially from those expressed or implied by this Annual Report. The Company does not guarantee that the actions implied by the forward looking statements in this Annual Report will achieve specific results as documented.

Kata "MedcoEnergi" atau "Perseroan" dalam Laporan Tahunan ini didefinisikan sebagai PT Medco Energi Internasional Tbk dan/atau anak perusahaannya yang mengoperasikan unit usaha masing-masing, seperti PT Medco E&P Indonesia (secara langsung atau tidak langsung mengoperasikan atau mengawasi operasi area minyak dan gas bumi di Indonesia), Medco Energi Global Pte. Ltd. (secara langsung atau tidak langsung mengawasi operasi area minyak dan gas bumi internasional), PT Medco Downstream Indonesia (mengoperasikan kilang metanol, kilang LPG, fasilitas penyimpanan dan bahan bakar, dan kilang etanol), PT Medco Power Indonesia (mengoperasikan dan mengawasi operasi pembangkit listrik). Adakalanya kata Perseroan atau "kami" atau "ini" digunakan atas dasar kemudahan untuk menyebut MedcoEnergi secara umum. Kata "kerja sama" atau "mitra kerja" digunakan sebagai penyederhanaan untuk mengindikasikan usaha atau hubungan yang melibatkan kegiatan atau kepentingan bersama.

PT Medco Energi Internasional Tbk will hereafter be referred to as "MedcoEnergi" or "the Company" and includes all operation and activities of subsidiaries and business units which conduct business on its behalf. These include: PT Medco E&P Indonesia (which directly or indirectly operates or supervises the operation of oil and gas working areas in Indonesia); Medco Energi Global Pte. Ltd. (which directly or indirectly supervises the operation of international oil and gas working areas); PT Medco Downstream Indonesia (which operates methanol plant, an LPG plant, fuel storage and distribution facilities, and ethanol plant); PT Medco Power Indonesia (which operates and maintains power plants). The words "joint venture" or "partner" are used to indicate business and other relationships involving cooperation with external parties on common activities or interests.

Perjalanan menuju yang terbaik
Journey toward excellence

Dalam perjalanan selama tiga dasawarsa, MedcoEnergi telah berhasil membuktikan keunggulannya melalui komitmennya untuk senantiasa mendukung Strategi Pemerintah dalam memenuhi kebutuhan energi nasional yang terus meningkat saat ini maupun di masa depan, dengan mengelola perusahaan secara bertanggung jawab, dan senantiasa berupaya meningkatkan nilai Perseroan serta memberikan tingkat pengembalian yang kompetitif bagi pemegang saham dan pemangku kepentingan lainnya.

In its journey of three decades, MedcoEnergi has successfully demonstrated its excellence through its continuing commitment to support the Government's Strategy to meet the nation's current and future energy needs in a responsible way, while at the same time increasing Company value and delivering competitive returns for shareholders and other stakeholders.

Photograph by Professional

Penjelasan Singkat MedcoEnergi

MedcoEnergi in Brief

Di usianya yang hampir mencapai 30 tahun, MedcoEnergi telah tumbuh menjadi kelompok usaha yang berkantor pusat di Indonesia, dan bergerak di sektor energi terpadu dengan fokus pada kegiatan usaha Eksplorasi dan Produksi Minyak dan Gas, Ketenagalistrikan dan Industri Hilir.

Approaching its 30th anniversary, MedcoEnergi has evolved into an Indonesia-based group of companies, engaged in the integrated energy sector with a focus on Oil and Gas Exploration and Production, Power Generation and Downstream business activities.

Photograph by Professional

MEDCOENERGI

PT Medco Energi Internasional Tbk (MedcoEnergi Korporat/MedcoEnergi/Perseroan) didirikan pada 9 Juni 1980 berdasarkan hukum Republik Indonesia (Indonesia). Nama Perseroan telah berubah tiga kali, dari PT Meta Epsi Pribumi Drilling Company pada saat awal pendiriannya (1980) menjadi PT Medco Energi Corporation sebelum Penawaran Perdana saham ke Publik di tahun 1994 dan yang terakhir berubah menjadi PT Medco Energi Internasional Tbk pada tahun 2000, sebagai tindak lanjut dari selesainya restrukturisasi hutang pada akhir tahun 1999. Perseroan memulai usahanya sebagai perusahaan penyedia jasa anjungan pemboran dan merupakan kontraktor pemboran swasta Indonesia pertama.

Di usianya yang hampir mencapai 30 tahun, MedcoEnergi telah tumbuh menjadi kelompok usaha yang berkantor pusat di Indonesia, dan bergerak di sektor energi terpadu dengan fokus pada kegiatan usaha Eksplorasi dan Produksi Minyak dan Gas (E&P Migas), Ketenagalistrikan dan Industri Hilir. Dalam perjalanan selama tiga dasawarsa, MedcoEnergi membuktikan keunggulannya melalui komitmennya untuk senantiasa mendukung strategi Pemerintah dalam memenuhi kebutuhan energi nasional yang terus meningkat saat ini maupun di masa depan. Hal ini dicapai melalui pengelolaan usahanya secara bertanggung jawab, dan senantiasa berupaya meningkatkan nilai Perseroan serta memberikan imbal hasil yang kompetitif bagi pemegang saham dan pemangku kepentingan lainnya. Pendirian Unit Inkubator Usaha Baru sejak tahun 2008 telah memungkinkan Perseroan untuk mempertahankan komitmennya sekaligus meraih peluang pertumbuhan baru di sektor energi.

PT Medco Energi Internasional Tbk (MedcoEnergi Corporate/MedcoEnergi/the Company) was established on June 9, 1980, under the laws of the Republic of Indonesia (Indonesia). Its name has been changed three times, from that of PT Meta Epsi Pribumi Drilling Company in its initial establishment (1980) to PT Medco Energi Corporation prior to its 1994 Initial Public Offering (IPO); and then finally to PT Medco Energi Internasional Tbk in 2000, following the completion of the debt restructuring in late 1999. The Company started its business as a drilling rig services company and was the first Indonesian private sector drilling contractor.

Approaching its 30th anniversary, MedcoEnergi has evolved into an Indonesia-based group of companies, engaged in the integrated energy sector with a focus on Oil and Gas Exploration and Production (Oil and Gas E&P), Power Generation and Downstream business activities. In its journey of three decades, MedcoEnergi has demonstrated excellence and commitment to support the Government's strategy in meeting the nation's current and future energy needs, by managing the Company responsible, while at the same time increasing value and delivering competitive returns to shareholders and other stakeholders. The establishment of a New Incubator Business Unit in 2008 has enabled MedcoEnergi to maintain its commitment while pursuing new opportunities in the energy sector.

E&P Minyak dan Gas
Oil and Gas E&P

Dalam upaya mendukung Pemerintah Indonesia agar dapat memenuhi kebutuhan minyak dan gas bumi yang terus meningkat, sejak tahun 1992 MedcoEnergi memasuki industri E&P migas. MedcoEnergi senantiasa berupaya untuk meningkatkan produksi dan cadangan minyak dan gasnya dengan melakukan kegiatan eksplorasi, pengembangan dan produksi pada lapangan-lapangan yang sudah matang maupun baru ditemukan, agar dapat terus membantu Pemerintah dalam memenuhi kebutuhan masyarakat serta meningkatkan nilai Perusahaan.

Sampai dengan saat ini, MedcoEnergi telah mendapatkan kepercayaan dari Pemerintah untuk memegang *Production Sharing Contracts* (PSC) di 13 blok yang tersebar di Sumatra Selatan, Jawa Timur, Kalimantan Timur, dan Sulawesi Tengah, dan telah memberikan kontribusi yang cukup signifikan bagi pembangunan bangsa dan negara Indonesia.

Seluruh kegiatan usaha E&P migas MedcoEnergi di Indonesia dikelola dan dioperasikan oleh anak perusahaan yang dimiliki penuh, PT Medco E&P Indonesia, dengan tenaga ahli nasional.

Sejalan dengan terbukanya peluang untuk mengembangkan kegiatan usaha E&P Migas ke luar negeri, pada tahun 2004 MedcoEnergi mulai memasuki kancah E&P Migas internasional. MedcoEnergi melakukan investasi di Amerika Serikat, serta di beberapa negara Timur Tengah dan Afrika Utara, yaitu Kesultanan Oman, Republik Yaman, Rakyat Sosialis Arab Jamahiriyah Libia Yang Dimuliakan dan Republik Tunisia. Keberadaan MedcoEnergi di luar negeri bukan hanya memberikan kesempatan kerja bagi para tenaga ahli maupun pekerja lokal, namun juga memberi peluang bagi para tenaga ahli Indonesia untuk bekerja dan mendapatkan pengalaman kerja yang berharga di kancah global.

Pengelolaan dan pengoperasian kegiatan usaha E&P migas di negara-negara tersebut dilakukan oleh anak perusahaan yang dimiliki penuh, Medco Energi Global Pte. Ltd., yaitu perusahaan yang didirikan berdasarkan hukum Republik Singapura, dengan sebagian besar tenaga ahli berasal dari Indonesia.

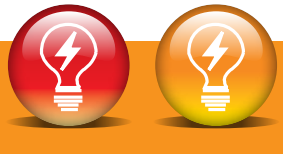
In an effort to support the Indonesian Government in meeting the ever increasing demands for oil and natural gas, since 1992 MedcoEnergi has entered the oil and gas E&P industry. MedcoEnergi constantly strives to increase its production and reserves of oil and gas by undertaking exploration activities, development and production of both mature and frontier fields, in order to continue to support the Government in meeting public energy need while also increasing the Company's value.

To date, MedcoEnergi has been entrusted by the Government to hold several Production Sharing Contracts (PSC) in 13 blocks extending from South Sumatra to East Java, East Kalimantan and Central Sulawesi, thus creating a significant contribution to the development of the people and nation of Indonesia.

All activities in MedcoEnergi's oil and gas E&P are managed and operated through the wholly owned subsidiary, PT Medco E&P Indonesia, employing national expertise.

In line with the opportunities that present themselves in the activities of Oil and Gas E&P internationally, MedcoEnergi in 2004 began to set its footprints in the global market through its investment in the United States and several Middle Eastern and North African nations, including the Sultanate of Oman, the Republic of Yemen, the Great Socialist People's Libyan Arab Jamahiriya and the Republic of Tunisia. MedcoEnergi's forays into the international stage not only provide career opportunities for local professionals and hired hands, but also provide the opportunity for Indonesian professionals to work and gain valuable experience on the global stage.

The management and operations of the oil and gas E&P activities in the aforementioned countries are carried out by Medco Energi Global Pte. Ltd., a company founded upon the laws of the Republic of Singapore, with most of its professionals coming from Indonesia.



Ketenagalistrikan
Power Generation

MedcoEnergi juga berkomitmen untuk mendukung upaya Pemerintah Indonesia dalam memenuhi kecukupan listrik nasional baik yang menggunakan bahan bakar fosil maupun bahan bakar ramah lingkungan yang diproduksi oleh unit-unit bisnis Perseroan. Untuk itu, sejak tahun 2004 MedcoEnergi mulai menggeluti kegiatan usaha Ketenagalistrikan. Dimulai dengan berpartisipasi dalam pembangunan dan pengelolaan Pembangkit Listrik Tenaga Gas (PLTG) di Panaran, Pulau Batam, MedcoEnergi mulai memasok listrik ke PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) sebagai Pemasok Listrik Swasta (IPP). Keberhasilan MedcoEnergi sebagai IPP mendapatkan pengakuan dari PLN Batam sehingga mendapatkan kepercayaan untuk menambah kapasitas pasokannya melalui PLTG kedua di tahun 2006, serta mulai meningkatkan kapasitas pasokannya di tahun 2010 melalui penambahan generator dan turbin di PLTG kedua. Sebagai perusahaan IPP yang bertanggung jawab, baik kepada Negara, masyarakat maupun lingkungannya, MedcoEnergi memiliki komitmen untuk memastikan setiap pembangkit listrik yang dimiliki dan dikelola langsung hanya menggunakan bahan bakar fosil maupun bahan bakar lainnya yang ramah lingkungan.

Pengakuan PLN atas komitmen dan kemampuan MedcoEnergi dalam menyediakan listrik dan mengelola pembangkit listrik juga terbukti dengan dipercayanya Perseroan memegang kontrak untuk Mengoperasikan dan Memelihara Pembangkit Listrik Tenaga Uap Batubara di Tanjung Jati, Jawa Tengah, yang mulai diberlakukan pada tahun 2006. Disamping itu, Perseroan juga telah dianugrahkan kontrak pengembangan, pembangunan dan pengoperasian Pembangkit Listrik Tenaga Uap Panas Bumi di Sarulla, Sumatra Utara.

Sejalan dengan terus berkembangnya kebutuhan listrik di Indonesia, yang memicu pembangunan pembangkit tenaga listrik baik oleh pemerintah maupun sektor swasta, maka mulai tahun 2008 kegiatan usaha Ketenagalistrikan MedcoEnergi mengarah ke upaya meraih peluang bisnis di kegiatan *Engineering, Procurement and Construction* (EPC) dalam pembangunan pembangkit listrik.

MedcoEnergi melakukan pengelolaan dan pengoperasian kegiatan usaha Ketenagalistrikan melalui anak perusahaan yang dimiliki penuh, PT Medco Power Indonesia, dengan tenaga ahli yang seluruhnya berkebangsaan Indonesia.

MedcoEnergi also commits to support the Government of Indonesia in meeting the national electricity demand that uses fossil fuels as well as the more environmentally friendly fuels supplied by the Group's business units. To that end, since 2004 MedcoEnergi has entered into the Power Generation business. Starting from its participation in the construction and operation of the Gas-fired Power Plant at Panaran, Batam Island, MedcoEnergi began to supply electricity to PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) as an Independent Power Producer (IPP). MedcoEnergi's success as an IPP was recognized by PLN Batam that entrusted the Company to increase its electricity supply through as second Gas-fired Power Plant in 2006, and to increase production capacity further in 2010 by adding a generator and turbine in the second power plant. As a responsible IPP, whether to the Government, the communities or surrounding environment, MedcoEnergi is committed to ensuring that each power plant that it owns and operates directly will only use fossil fuels and other fuels that are environmentally friendly.

The recognition of PLN on the commitment and capability of MedcoEnergi to supply electricity and operate power plants is further underlined by appointing the Company as the Operation and Maintenance (O&M) service provider in the combined coal and steam-fired power plant in Tanjung Jati, Central Java, which commenced in 2006. In addition, the Company was also granted the contract for the development, contraction and operation of the Geothermal Power Plant in Sarulla, North Sumatra.

In line with the growing demand for electricity in Indonesia, which continues to fuel the construction of power plants by the government and private sectors, since 2008 the activities of MedcoEnergi's Power Generation business have looked into opportunities in the business of Engineering, Procurement and Construction (EPC) for power plants.

MedcoEnergi undertakes the management and operation of its Power Generation business through the wholly owned subsidiary, PT Medco Power Indonesia, employing experts that are entirely filled by Indonesian nationals.

Industri Hilir
Downstream

Upaya MedcoEnergi dalam menciptakan rantai usaha energi terpadu dari industri hulu ke hilir dimulai sejak tahun 1997, ketika MedcoEnergi mulai mengoperasikan Kilang Methanol milik PT Pertamina (Persero) yang menggunakan gas alam dari blok minyak dan gas Perseroan, Tarakan *Production Sharing Contract* (PSC) di Kalimantan Timur. Pada tahun 2003, MedcoEnergi mengembangkan kegiatan Industri Hilir dengan membangun dan mengoperasikan Kilang *Liquified Petroleum Gas* (LPG) untuk memproses gas ikutan dari produksi minyak Perseroan di lapangan minyak terbesar, Kaji dan Semoga, yang terletak di blok Rimau PSC, Sumatra Selatan. Pemrosesan gas ikutan dari produksi minyak ini juga dilakukan dalam upaya Perseroan untuk menurunkan emisi yang berasal dari pembakaran gas ikutan tersebut.

Dengan memanfaatkan Penerbitan Undang-Undang Republik Indonesia Nomor 22 Tahun 2001 tentang Minyak dan Gas Bumi dan Peraturan Pemerintah Republik Indonesia Nomor 36 Tahun 2004 tentang Kegiatan Usaha Hilir Minyak dan Gas Bumi, pada tahun 2007 MedcoEnergi mengembangkan kegiatan Industri Hilir dengan mengambilalih dan mulai mengoperasikan Fasilitas Penyimpanan dan Distribusi Bahan Bakar yang terletak di Cilincing, Jakarta Utara, serta Perdagangan dan Distribusi Bahan Bakar Solar ke berbagai industri di Jakarta.

Dalam memanfaatkan peluang untuk pengembangan usaha di Industri Hilir, dengan dikeluarkannya Instruksi Presiden Republik Indonesia Nomor 1 Tahun 2006 tentang Penyediaan dan Pemanfaatan Bahan Bakar Nabati (*Biofuel*) Sebagai Bahan Bakar Lain, pada akhir tahun 2006 MedcoEnergi mulai mengembangkan usaha bahan bakar nabati dengan membangun pabrik bio-etanol yang menggunakan singkong sebagai bahan baku. Pembangunan pabrik telah selesai dilaksanakan pada akhir tahun 2008 dan sepanjang tahun 2009 dipersiapkan untuk mulai berproduksi penuh di tahun 2010. Dengan diterbitkannya Undang-Undang Republik Indonesia Nomor 30 Tahun 2007 tentang Energi, komitmen MedcoEnergi untuk mendukung Strategi Pemerintah dalam menyediakan kebutuhan energi yang ramah lingkungan di masa datang semakin kuat. Oleh karenanya, pengembangan usaha Industri Hilir sebagai produsen bahan bakar nabati akan terus dilakukan di tahun-tahun mendatang.

Seluruh pengelolaan dan pengoperasian kegiatan usaha Industri Hilir MedcoEnergi dilakukan oleh anak perusahaan yang dimiliki penuh, PT Medco Downstream Indonesia, dengan tenaga ahli nasional.

MedcoEnergi's efforts to create a vertically integrated energy business chain from upstream to downstream began in 1997 with the commissioning of the Methanol Plant owned by PT Pertamina (Persero) using feed gas from the Company's Tarakan PSC Block located in East Kalimantan. In 2003, MedcoEnergi then developed its Downstream by constructing and operating a Liquefied Petroleum Gas (LPG) Plant in order to process associated gas from its largest oil production facility in Kaji and Semoga, located within the Rimau PSC block in South Sumatra. The processing of associated gas from oil production is carried out also as an effort by the Company to reduce emission from the flaring of said gas.

By capitalizing on the enactment of the Republic of Indonesia Law No. 22 of 2001 on Oil and Gas and the Government of Indonesia Regulation No. 36 of 2004 on Downstream of Oil and Gas, in 2007 MedcoEnergi began to develop Downstream activities by acquiring and operating the Fuel Storage and Distribution Facilities at Cilincing, North Jakarta, and the trade and distribution of High Speed Diesel (HSD) to several industries in Jakarta.

To realize opportunities in the development of downstream industries, pursuant to the Decree of the President of Republic of Indonesia No. 1 of 2006 on the Supply and Use of Biofuel as an Alternative Energy, at year-end 2006 MedcoEnergi began to develop biofuel business by constructing a bioethanol plant that will use cassava as feedstock. Construction of the plant was completed by end 2008, and throughout 2009, preparations were undertaken to commence production by the year 2010. With the enactment of the Republic of Indonesia Law No. 30 of 2007 on Energy, MedcoEnergi is even more committed to support the Government's Strategy in providing environmentally friendly energy in the future. Therefore, the development of downstream industries as a producer of biofuel energy will continue to be pursued in the years to come.

All of the management and operating activities of MedcoEnergi Downstream businesses are carried out by the wholly owned subsidiary, PT Medco Downstream Indonesia, employing national expertise.

Inkubator Usaha Baru
New Business Incubator

Sebagai perusahaan yang senantiasa melakukan inovasi dalam pengembangan usahanya di bidang energi, sejak tahun 2008 MedcoEnergi mendirikan Unit Inkubator Usaha Baru dengan tujuan untuk mengidentifikasi, mengevaluasi dan menumbuhkan potensi-potensi pengembangan usaha baru yang terkait dengan bisnis energi terpadu MedcoEnergi.

Dewasa ini, MedcoEnergi terus mengkaji dan mengupayakan pengembangan unit usaha Gas Metan Batubara (GMB) dengan PSC GMB di Sumatra Selatan; unit usaha pertambangan batubara yang memegang dua Kontrak Konsesi Batubara di Kalimantan Timur; dan unit usaha distribusi gas yang memiliki dan mengoperasikan jalur pipa sepanjang 17,5 kilometer di Sumatra Selatan. Pengelolaan dan pengoperasian dari masing-masing unit usaha tersebut dilakukan oleh beberapa anak perusahaan yang dimiliki penuh, yaitu PT Medco Energi CBM Indonesia, PT Medco Energi Mining Internasional dan PT Medco Gas Indonesia, dengan mempekerjakan tenaga ahli Nasional yang berpengalaman di bidangnya masing-masing.

As a company that continuously relies on innovation to develop its businesses in the energy sector, since 2008 MedcoEnergi has established the New Business Incubator Unit with the aim of identifying, evaluating and nurturing the potentials of new business developments that are related to the Company's integrated energy businesses.

To date, MedcoEnergi continues to evaluate and develop its Coal Bed Methane (CBM) business unit that holds a CBM PSC in South Sumatra; a coal mining business unit that holds two Coal Mine Concessions in East Kalimantan; and a gas distribution business unit that owns and operates a pipeline network of 17.5 kilometers in South Sumatra. The management and operations of these three business units are carried out by wholly owned subsidiaries, namely PT Energi Medco CBM Indonesia, PT Medco Energi Mining Internasional and PT Medco Gas Indonesia, employing Indonesian nationals as the expertise in their respective fields.

Visi, Misi, Tata Nilai dan Strategi Korporasi

Vision, Mission, Values and Corporate Strategy

Menjadi Perusahaan Energi Pilihan bagi investor, pemegang saham, mitra kerja, karyawan, serta masyarakat umum merupakan VISI MedcoEnergi.

VISI ini hanya dapat dicapai apabila MISI MedcoEnergi untuk membangun sumber daya energi menjadi portofolio investasi yang menguntungkan dilakukan dengan benar dan bertanggung jawab.

Tantangan yang MedcoEnergi hadapi adalah mewujudkan MISI tersebut dan memastikan setiap proyek dapat diselesaikan dengan tepat waktu dan dikerjakan sesuai standar tertinggi Tata Kelola Perusahaan yang Baik maupun Keselamatan, Kesehatan Kerja dan Lingkungan (K3L). Disamping itu, Perseroan mendedikasikan diri untuk melindungi dan melestarikan lingkungan sekitar, serta menerapkan program Tanggung Jawab Sosial Perusahaan (CSR) yang efektif dan berkelanjutan.

Tantangan tersebut dihadapi oleh MedcoEnergi dengan komitmen untuk senantiasa menjadikan TATA NILAI – Profesional, Etis, Terbuka, dan Inovatif – sebagai budaya MedcoEnergi. Dengan cara ini, MedcoEnergi dapat terus mempertahankan usahanya yang berkelanjutan.

MedcoEnergi's VISION is to become the Energy Company of Choice for our investors, shareholders, partners, and employees as well as for the greater public community.

This VISION can only be attained if our MISSION, to develop profitable investment portfolios from energy resources, is carried out properly and responsibly.

MedcoEnergi's challenge is to realize this MISSION while at the same time ensuring that each project is executed on time, with adherence to the highest standards of Good Corporate Governance (GCG) and Safety, Health and Environment (SHE). Additionally, the Company is dedicated to environmental protection and preservation as well as the implementation of effective and sustainable programs for Corporate Social Responsibility (CSR).

MedcoEnergi will meet these challenges through a continuous commitment to maintaining its VALUES - Professional, Ethical, Open, and Innovative - across MedcoEnergi's culture. This is how MedcoEnergi maintains its sustainability.

Strategi Korporasi

1. Membangun usaha dengan pertumbuhan yang menguntungkan berdasarkan tiga kegiatan usaha utama, yaitu E&P Migas, Ketenagalistrikan, dan Industri Hilir dengan memanfaatkan sumber bahan bakar fosil maupun bahan bakar yang dapat diperbarui.
2. Mengembangkan posisi yang kuat di bidang industri bahan bakar yang dapat diperbarui dalam lima sampai delapan tahun ke depan melalui rekonfigurasi dan fokus ulang terhadap kegiatan industri hilir dengan memanfaatkan sumber daya pertanian Indonesia yang berlimpah.
3. Meningkatkan posisi Perseroan di pasar migas global dengan memperjelas arah dari kegiatan internasional Perseroan.
4. Mengembangkan kegiatan Perseroan dengan pengalokasian modal secara fleksibel dan inovatif melalui unit "Inkubator Usaha Baru."
5. Meningkatkan efektifitas organisasi dengan menerapkan pengawasan keuangan secara disiplin, menanamkan budaya kinerja tinggi dan mengembangkan kompetensi karyawan.

Corporate Strategy

1. Build a business with profitable growth based on three main businesses: Oil and Gas E&P, Power Generation and Downstream, utilizing fossil and renewable fuel resources.
2. Develop a strong position in renewable fuels over the coming five to eight year period by reconfiguring and refocusing downstream businesses, leveraging off Indonesia's vast agriculture resources.
3. Improve the Company's global position in the Oil and Gas industry through increased clarity of its international activities.
4. Expand Company activity through flexible and innovative allocation of capital by the "New Business Incubator" unit.
5. Enhance organizational effectiveness by instilling rigorous financial discipline, fostering a pervasive performance culture and building personnel competencies.

Ikhtisar Data Keuangan Penting

Key Financial Highlights

Dengan menerapkan pengawasan keuangan secara disiplin dan mengelola modal kerjanya secara intensif, MedcoEnergi dapat mempertahankan kinerja keuangan yang positif di tahun 2009.

By instilling rigorous financial discipline and managing working capital intensively, MedcoEnergi managed to maintain a positive financial performance in 2009.

Photograph by Syahfaria

Informasi Keuangan Lima Tahun Terakhir

Five Years Historical Financial Data

Informasi Keuangan

Informasi keuangan konsolidasian penting MedcoEnergi berikut berasal dari dan/atau dihitung berdasarkan laporan keuangan konsolidasian Perseroan untuk tahun yang berakhir pada tanggal-tanggal 31 Desember 2009, 2008, 2007 dan 2006, yang telah diaudit oleh Kantor Akuntan Publik ("KAP") Purwantono, Sarwoko & Sandjaja, dan yang berasal dari dan/atau dihitung berdasarkan laporan keuangan konsolidasian Perseroan untuk tahun yang berakhir pada tanggal 31 Desember 2005, yang juga telah diaudit oleh KAP Prasetio, Sarwoko & Sandjaja sebelum dimasukkannya dampak penerapan Pernyataan Standar Akuntansi Keuangan ("PSAK") No. 16 (Revisi 2007) tentang "Aset Tetap" ("PSAK 16R") dan PSAK No. 30 (Revisi 2007) tentang "Sewa" ("PSAK 30R").

Laporan Keuangan Konsolidasian untuk tahun yang berakhir pada tanggal-tanggal 31 Desember 2008, 2007, 2006 dan 2005 telah disajikan kembali.

Financial Information

The following material consolidated financial information of MedcoEnergi was derived from and/or calculated based on the consolidated financial statements of the Company for the years ending December 31, 2009, 2008, 2007 and 2006, that had been audited by the Public Accounting Firm ("PAF") of Purwantono, Sarwoko & Sandjaja, and that which was derived and/or calculated based on the consolidated financial statements of the Company for the year ending December 31, 2005, that had also been audited by the PAF Prasetio, Sarwoko & Sandjaja prior to the implementation of the Statement of Financial Accounting Standard ("SFAS") No. 16 (2007 Revision) on "Fixed Assets" ("SFAS 16R") and PSAK No. 30 (2007 Revision) on "Rent" ("SFAS 30R").

The Consolidated Financial Statements for the years ending December 31, 2008, 2007, 2006 and 2005 had been restated and reclasified.

Neraca (dalam juta AS$)	2009	2008	2007	2006	2005	Balance Sheet (In million USD)
Kas dan setara kas	253.0	348.5	266.4	188.3	152.1	Cash and cash equivalents
Aset lancar	791.2	862.8	743.2	566.8	518.3	Current assets
Investasi saham	9.9	10.5	16.9	10.6	13.3	Investment in shares of stocks
Investasi pada proyek	22.4	31.7	36.2	43.0	50.4	Investment in project
Aset tetap - bersih	235.9	157.4	523.0	487.1	321.7	Property and equipment- net
Aset minyak dan gas bumi - bersih	798.5	757.3	701.8	596.3	534.5	Oil and gas assets- net
Aset lain-lain	38.6	35.5	39.6	28.1	19.5	Other assets
Jumlah Aset	**2,040.5**	**1,980.2**	**2,179.8**	**1,877.8**	**1,535.2**	**Total Assets**
Kewajiban jangka pendek	509.2	387.8	342.5	341.2	236.7	Current liabilities
Kewajiban jangka panjang	803.7	847.1	1,188.6	881.5	669.2	Non-current liabilities
Jumlah hutang	785.4	693.1	939.0	733.7	515.6	Total debts
Jumlah kewajiban	1,312.9	1,234.9	1,531.1	1,222.7	905.9	Total liabilities
Hak minoritas atas aset bersih anak perusahaan	18.9	12.2	126.5	121.8	95.2	Minority interest in net assets of subsidiaries
Saldo laba	503.5	528.4	283.7	294.9	294.9	Retained earnings
Jumlah Ekuitas	**708.8**	**733.2**	**521.3**	**532.4**	**533.2**	**Total Equity**
Laba Rugi						Statements of Net Income
Penjualan dan Pendapatan Usaha Lainnya	667.8	1,283.8	1,078.0	850.6	620.2	Sales and Other Operating Revenues
Beban pokok penjualan dan biaya langsung lainnya	(438.7)	(785.7)	(687.7)	(509.1)	(290.7)	Cost of sales and other direct costs
Laba kotor	229.1	498.1	390.3	341.5	329.4	Gross profit
Beban usaha	(156.9)	(154.4)	(141.6)	(112.9)	(90.1)	Operating expense
Laba usaha	72.2	343.8	248.7	228.6	239.3	Income from operations
Penghasilan (beban) lain-lain	(21.6)	153.5	(126.7)	(65.0)	(58.2)	Other income (expenses)
Laba sebelum beban pajak	50.6	497.2	122.0	163.6	181.1	Income before tax expense
Jumlah beban pajak	(28.2)	(208.2)	(95.4)	(116.6)	(103.5)	Total tax expense
Bagian minoritas atas laba	(3.2)	(8.9)	(20.0)	(12.3)	(2.9)	Minority interest in net earnings
EBITDA	155.2	471.1	466.7	399.3	328.2	EBITDA
Beban bunga- bersih	50.1	46.2	72.5	47.6	53.0	Interest Expense
Laba Bersih	19.2	280.2	6.6	34.7	74.7	Net Income
Laba per saham	0.0065	0.0912	0.0021	0.0112	0.024	Earnings per share
Jumlah saham yang beredar	2,941,996,950	2,941,996,950	3,108,854,450	3,108,854,450	3,108,854,450	Outstanding shares

Arus Kas						Cash Flow
Kas yang dihasilkan dari kegiatan usaha	164.5	558.8	425.9	233.2	182.0	Cash generated from operations
Modal						**Capital**
Pembelian barang modal	269.3	295.4	384.8	329.4	191.5	Capital expenditures
Rata-rata modal terpakai	1,510.0	1,443.7	1,414.4	1,221.6	1,138.4	Average capital employed
Indikator Keuangan Utama (dalam %)						**Key Financial Indicators (in %)**
Imbal hasil aktiva	0.9	14.2	0.3	1.9	4.9	Return on assets
Imbal hasil ekuitas	2.7	38.2	1.3	6.5	14.0	Return on equity
Imbal hasil investasi	10.6	168.2	0.0	2.0	5.0	Return on investment
Tingkat pengembalian rata-rata modal terpakai	7.0	38.0	13.6	17.8	20.7	Return on average capital employed
Rasio kas	0.50	0.90	0.78	0.79	0.64	Cash ratio
Rasio aktiva lancar terlikuid terhadap kewajiban lancar	1.41	2.09	1.86	1.97	1.62	Quick ratio
Rasio aktiva lancar terhadap kewajiban lancar	1.55	2.22	2.17	2.37	2.19	Current ratio
Rasio kewajiban lancar terhadap jumlah aktiva	0.25	0.20	0.16	0.13	0.15	Current liabilities to total assets ratio
Rasio kewajiban jangka panjang terhadap jumlah aktiva	0.39	0.43	0.55	0.52	0.44	Long- term liabilities to total assets ratio
Rasio jumlah kewajiban terhadap ekuitas	1.85	1.68	2.94	2.26	1.70	Total liabilities to stockholders' equity ratio
Rasio hutang terhadap ekuitas	1.11	0.95	1.80	1.57	0.97	Debt to equity ratio
Rasio hutang bersih terhadap ekuitas	0.23	0.47	1.11	1.03	0.53	Net debt to equity ratio
Rasio hutang terhadap modal	1.11	0.49	0.64	0.61	0.49	Debt to capital ratio

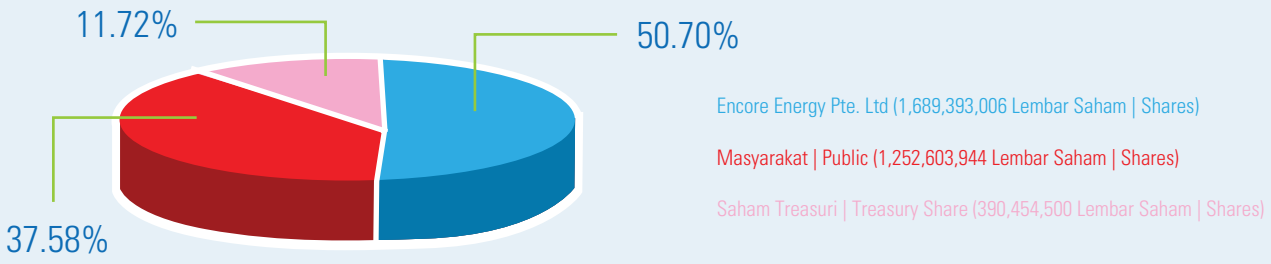
Informasi Kinerja Saham

Shares Performance Information

Saham MedcoEnergi ditawarkan perdana kepada masyarakat dan dicatatkan di Bursa Efek Jakarta (BEJ) sejak tanggal 12 Oktober 1994, sejumlah 22.000.000 saham dengan nilai nominal Rp1.000 per saham, setelah mendapat persetujuan untuk dicatatkan dari Bapepam-LK melalui suratnya No.S-1588/PM/1994 tanggal 13 September 1994. Perseroan 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-LK melalui suratnya No.S-2244/PM/1999. Saham baru sebanyak 321.730.290 saham diterbitkan dalam penawaran ini, dan dicatatkan di BEJ pada tanggal 19 November 1999. Pada tanggal 29 Juli 2005, Perseroan mendapatkan Pernyataan Efektif dari Bursa Efek Luksemburg (LSE) atas pencatatan sahamnya yang tercatat di BEJ dalam bentuk *Global Depository Receipts* (GDR). Sejak itu, sebanyak 288.100 unit GDR (14.405.000 saham) tercatat di LSE. Pada bulan Juni 2008, Perseroan menyampaikan permintaan pada LSE untuk tidak lagi mencatatkan sahamnya dalam bentuk GDR di bursa tersebut, dan efektif tanggal 18 Juli 2008, Perseroan tidak lagi tercatat pada LSE. Pada bulan Juni 2008, Perseroan juga menyampaikan permintaan pada Citibank N.A. untuk memberhentikan *Regulation S Deposit Agreement* dan *Rule 144A Deposit Agreement* yang berlaku efektif tanggal 18 Juli 2008. Pada tanggal 31 Desember 2009 dan 2008, seluruh saham Perseroan sejumlah 3.332.451.450 tercatat di Bursa Efek Indonesia.

The shares of MedcoEnergi were initially offered to the Public and listed on the Jakarta Stock Exchange on October 12, 1994, a total of 22,000,000 shares with a nominal value of Rp1,000 per share, upon the effective approval for listing from Bapepam-LK through its letter No.S-1588/PM/1994 of September 13, 1994. The Company undertook a Rights Issue I with Pre-Emptive Rights to Purchase a maximum of 379,236,000 shares that were approved for listing on November 16, 1999 by the Chairman of Bapepam-LK through its letter No.S-2244/PM/1999. New shares numbering 321,730,290 shares were issued in this offering, and listed on the JSX on November 19, 1999. On July 29, 2005, the Company received an Effective Statement from the Luxembourg Stock Exchange (LSE) for the listing of shares listed on JSX in the form of Global Depository Receipts (GDR). Since then, a total of 288,100 units of GDR (14,405,000 shares) were listed on the LSE. In June 2008, the Company submitted a request to LSE to delist its shares in the form of GDR in that exchange, and effective July 18, 2008, the Company was no longer listed on the LSE. In June 2008, the Company also submitted a request to terminate its Regulation S Deposit Agreement and Rule 144A Deposit Agreement, both of which became effective on July 18, 2008. On December 31, 2009 and 2008, the total outstanding shares of the Company amounted to 3,332,451,450 shares listed on the Indonesia Stock Exchange.

Kepemilikan Saham di atas 5%
More Than 5% Ownership



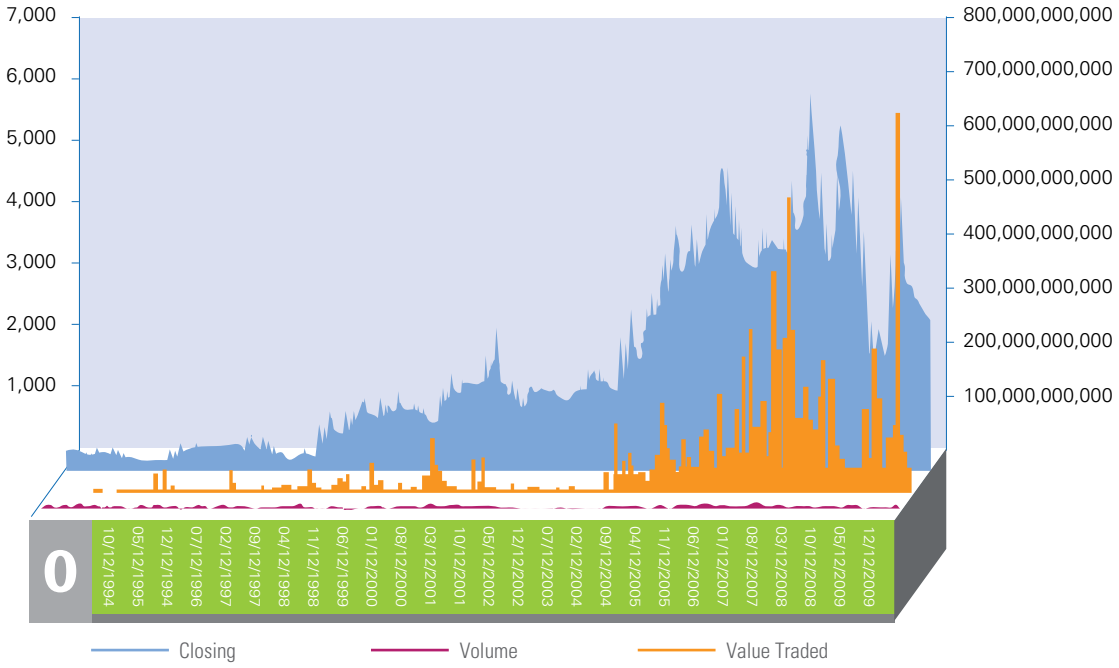
Jumlah Saham Beredar
Number of Outstanding Shares

	2009	2008	2007	2006	2005	
Modal Dasar	4,000,000,000	4,000,000,000	4,000,000,000	4,000,000,000	4,000,000,000	Authorized Capital
Modal Ditempatkan dan Disetor	101,154,464	101,154,464	101,154,464	101,154,464	101,154,464	Issued and Paid Capital
Encore Energy Pte Ltd	1,689,393,006	1,689,393,006	1,689,393,006	-	-	Encore Energy Pte Ltd
Densico Energy Resources Pte. Ltd	-	-	-	1,113,641,792	1,113,641,792	Densico Energy Resources Pte. Ltd
Aman Energy Resources Pte. Ltd	-	-	-	575,751,214	575,751,214	Aman Energy Resources Pte. Ltd
PT Medco Duta	8,094,182	30,104,552	55,404,801	39,177,091	28,276,987	PT Medco Duta
PT Multifabrindo Gemilang	2,000,000	2,000,000	2,000,000	2,000,000	2,000,000	PT Multifabrindo Gemilang
PT Nuansa Graha Cipta	-	-	-	-	50,000	PT Nuansa Graha Cipta
Masyarakat	1,632,964,262	1,610,953,892	1,585,653,643	1,603,881,353	1,612,731,457	Public
Jumlah Saham Beredar	3,332,451,450	3,332,451,450	3,332,451,450	3,332,451,450	3,332,451,450	Number of Outstanding Shares
Dikurangi Saham Treasuri - 1	(223,597,000)	(223,597,000)	(223,597,000)	(223,597,000)	(223,597,000)	Minus Treasury - 1 Stock
Dikurangi Saham Treasuri - 2a	(111,594,500)	(111,594,500)	-	-	-	Minus Treasury - 2a Stock
Dikurangi Saham Treasuri - 2b	(55,263,000)	(55,263,000)	-	-	-	Minus Treasury - 2b Stock
Bersih	2,941,996,950	2,941,996,950	3,108,854,450	3,108,854,450	3,108,854,450	Net
Saham dalam Portepel	667,548,550	667,548,550	667,548,550	667,548,550	667,548,550	Share in Portepel

Struktur Permodalan
Capital Structure

	2009	2008	2007	2006	2005	
Aksi Korporasi						Corporate Actions
Modal Dasar	4,000,000,000	4,000,000,000	4,000,000,000	4,000,000,000	4,000,000,000	Authorized Capital
Modal Ditempatkan dan Disetor (AS$)	101,154,464	101,154,464	101,154,464	101,154,464	101,154,464	Issued and Paid Capital (US$)
Jumlah Saham Beredar	3,332,451,450	3,332,451,450	3,332,451,450	3,332,451,450	3,332,451,450	Number Outstanding Share
Dikurangi Saham treasuri - 1	(223,597,000)	(223,597,000)	(223,597,000)	(223,597,000)	(223,597,000)	Minus Treasury - 1 Stock
Dikurangi Saham treasuri - 2a	(111,594,500)	(111,594,500)	-	-	-	Minus Treasury - 2a Stock
Dikurangi Saham treasuri - 2b	(55,263,000)	(55,263,000)	-	-	-	Minus Treasury - 2b Stock
Bersih	2,941,996,950	2,941,996,950	3,108,854,450	3,108,854,450	3,108,854,450	Net
Saham dalam Portepel	667,548,550	667,548,550	667,548,550	667,548,550	667,548,550	Share in Portepel
Nilai Nominal Saham	100	100	100	100	100	Share Price

Pergerakan Harga Saham
Share Price Movement



Analisa Pergerakan Harga Saham

Pergerakan harga saham MedcoEnergi sangat terkait dengan pergerakan harga minyak dunia. Seiring dengan terjadinya krisis perekonomian dunia pada triwulan terakhir 2008 yang mengakibatkan harga minyak menurun tajam sampai menembus AS$38,45 per barel, harga saham MedcoEnergi juga terus menurun hingga mencapai Rp1.870 di penghujung tahun 2008. Seluruh pemimpin dunia berusaha untuk memulihkan kembali kondisi perekonomian di masing-masing negaranya sehingga harga minyak dunia di Triwulan I tahun 2009 mulai membaik. Harga saham MedcoEnergi yang sempat menembus harga terendah Rp1.600 di awal tahun 2009, dapat terkoreksi kembali dan meningkat sampai mencapai harga tertinggi Rp3.825 pada Triwulan II.

Dibandingkan dengan koreksi yang dialami *Indonesian Composite Index* yang menurun sebesar 50,6% sepanjang tahun, penurunan saham MedcoEnergi lebih tajam sebagai akibat dari tingginya korelasi harga saham MedcoEnergi terhadap harga minyak bumi yang juga turun lebih dalam daripada penurunan indeks. Secara keseluruhan, saham MedcoEnergi diperdagangkan cukup aktif sepanjang tahun dengan jumlah volume mencapai 2,7 miliar saham senilai AS$986 juta.

Share Price Movement Analysis

The movement of MedcoEnergi shares are closely tied to the movement of global crude oil price. Correlating with the global economic crisis in the fourth quarter of 2008, which resulted in the sharp decline of oil price to below US$38,45 per barrel, the share price of MedcoEnergi also declined to Rp1,870 at year-end 2008. World leaders across the globe strove to recover the economic conditions in their respective countries, such that the price of oil in the first quarter of 2009 began to improve. The price of MedcoEnergi's shares, that dipped to its lowest level of Rp1,600 per share in early 2009, rebounded to its highest level of Rp3,825 in the second quarter 2009.

Compared to the correction of the Indonesian Composite Index which fell by 50.6% throughout the year, the fall of MedcoEnergi's shares was even higher due to its close correlation with the price of crude oil that fell more sharply than that of the index. On the whole, the shares of MedcoEnergi were traded quite actively throughout the year, with the total volume reaching 2.7 billion shares valued at US$986 million.

Perubahan Harga dan Perdagangan Saham
Price Changes and Stock Trading

	2009	2008	2007	2006	2005	
Triwulan I						Quarter I
Tertinggi	2,475	5,550	3,975	4,200	2,825	High
Terendah	1,600	3,200	2,925	3,400	2,075	Low
Penutupan	2,200	3,325	3,575	4,150	2,450	Closing
Volume perdagangan	620,645,492	969,062,500	812,098,004	246,441,500	308,677,500	Trading volume
Nilai perdagangan	1,237,184,913,664	3,924,604,095,488	2,941,650,667,008	952,387,858,496	758,489,073,120	Trading value
Triwulan II						Quarter II
Tertinggi	3,825	5,650	3,800	4,850	4,000	High
Terendah	2,225	2,675	3,400	3,400	2,525	Low
Penutupan	3,050	4,725	3,525	3,725	3,775	Closing
Volume perdagangan	840,532,996	849,628,000	681,379,500	734,011,000	188,274,000	Trading volume
Nilai perdagangan	2,521,641,355,008	3,706,783,751,168	2,442,420,755,200	3,051,369,931,264	602,172,115,200	Trading value
Triwulan III						Quarter III
Tertinggi	3,400	5,250	4,625	3,900	3,850	High
Terendah	2,750	3,075	3,225	3,200	3,025	Low
Penutupan	2,900	3,625	4,150	3,475	3,625	Closing
Volume perdagangan	567,148,500	524,736,500	1,261,655,996	582,437,000	734,655,500	Trading volume
Nilai perdagangan	1,733,797,671,424	2,318,602,518,784	5,054,106,812,416	2,065,879,937,792	2,393,196,625,536	Trading value
Triwulan IV						Quarter IV
Tertinggi	3,400	3,400	6,400	3,750	3,750	High
Terendah	2,350	1,560	4,100	2,950	3,100	Low
Penutupan	2,450	1,870	5,150	3,550	3,375	Closing
Volume perdagangan	1,222,904,004	395,372,500	1,650,494,996	749,915,500	262,248,000	Trading volume
Nilai perdagangan	3,656,946,731,520	827,931,780,064	8,435,793,543,168	2,439,067,052,544	909,560,565,760	Trading value

Pembayaran Dividen dan Jumlah Pengembalian kepada Pemegang Saham
Dividend Payment and Total Return to Shareholders

	2009	2008	2007	2006	2005	
Laba bersih (AS$)	19,231,994	280,204,095	6,544,508	38,170,368	74,697,259	Net income (US$)
Laba bersih per saham (AS$)	0.0065	0.0912	0.0021	0.0123	0.0240	Earnings per share (US$)
Dividen per saham (AS$)	0.0150	-	0.0057	0.0112	0.0105	Dividends per share (US$)
Pembayaran dividen (AS$)	44,087,788	-	17,804,628	34,842,655	32,642,972	Dividends paid (US$)
Pembelian kembali saham (AS$)	-	52,459,694	-	-	-	Shares buyback (US$)
Pembelian kembali saham per saham (AS$)	-	0.3144	-	-	-	Shares buyback per share (US$)
Harga penutupan saham (Rp)	2,450	1,870	5,150	3,550	3,375	Share price closing (Rp)
Nilai tukar (1 AS$) [1]	9,400[2]	10,950	9,419	9,020	9,830	[1] Exchange rate (1 US$)
Harga penutupan saham (AS$)	0.2606	0.1708	0.5468	0.3936	0.3433	Share price closing (US$)
Jumlah pengembalian kepada pemegang saham [2]	61.4%	-11.3%	40.4%	17.9%	58.4%	[2] Total return to shareholders

(1) Harga saham dalam Rupiah dan dikonversi ke dalam AS$ menggunakan nilai tukar kurs tengah bank Indonesia setiap hari terakhir tahun bersangkutan
(2) Jumlah pengembalian kepada pemegang saham diukur berdasarkan perbedaan harga penutupan saham tahun lalu ditambah dividen per saham yang dibayarkan pada tahun bersangkutan.

(1) The stock price are in Rupiah and converted to US$ by using mid-rate Indonesian Central Bank on the last day of each respective years
(2) Total return to shareholders is calculated based on the difference on closing stock prices at year end plus the dividend per share paid on each respective years

Informasi Penerbitan Obligasi
Number of Outstanding Shares

Mata Uang : AS$
Bursa Efek Singapura

Currency : US$
Singapore Stock Exchange

	2009	2008	2007	2006	2005	
Obligasi - 144A Tingkat Bunga 8,75% Jatuh Tempo 22 Mei 2010						144A - Bonds Interest 8.75% Due Date 22 May 2010
Peringkat obligasi	B/B3	B+	B+	B+	B+	Bonds ratings
Jumlah	325,411,000	325,411,000	325,411,000	325,411,000	325,411,000	Total
Opsi put	(135,344,000)	(135,344,000)	-	-	-	Put option
Jumlah yang dibeli kembali	(101,863,000)	(100,863,000)	(87,863,000)	(74,863,000)	(69,863,000)	Total of buyback
Diskonto yang belum diamortisasi	(128,925)	(527,224)	(2,524,668)	(3,274,859)	(5,482,993)	Unamortized discounts
Jumlah beredar	88,075,075	88,676,776	235,023,332	247,273,141	250,065,008	Total outstanding
Jumlah pembayaran bunga	18,386,342	18,386,342	20,785,450	21,835,450	22,272,950	Total of interest expense
Obligasi Konversi – RegS Tingkat Bunga 123,82% Jatuh Tempo 12 Mei 2011						Convertible Bonds – RegS Interest 123.82% Due Date 12 May 2011
Peringkat obligasi	-	B+	-	-	-	Bonds ratings
Jumlah	-	213,416,782	198,746,497	185,121,000	-	Total
Jumlah yang dibeli kembali	-	(64,302,513)	-	-	-	Total of buyback
Diskonto yang belum diamortisasi	-	(1,002,107)	(2,046,057)	(2,655,633)	-	Unamortized discounts
Jumlah beredar	-	148,112,162	196,700,440	182,465,367	-	Total outstanding
Akrual bunga	-	25,514,270	21,326,352	8,221,000	-	Accrual interest

Mata Uang : Rp
Bursa Efek Indonesia

Currency : IDR
Indonesia Stock Exchange

	2009	2008	2007	2006	2005	
Obligasi-I Tingkat Bunga 13,125% Jatuh Tempo 12 Juli 2009						Bonds-I Interest 13.125% Due Date 12 July 2009
Peringkat obligasi	-	Aa-	-	Aa-	Aa-	Bonds ratings
Jumlah	-	1,350,000,000,000	1,350,000,000,000	1,350,000,000,000	1,350,000,000,000	Total
Jumlah pembelian kembali	-	(168,000,000)	(168,000,000)	(168,000,000)	(168,000,000)	Total of buyback
Diskonto yang belum diamortisasi	-	(1,315,894,350)	(3,278,461,911)	(5,927,177,300)	(9,011,052,870)	Unamortized discounts
Jumlah pembayaran bunga	-	154,137,500,000	155,137,500,000	155,531,250,000	155,531,250,000	Total of interest expenses
Obligasi-IIA Tingkat Bunga 13,375% Jatuh Tempo 17 Juni 2012						Bonds-IIA Interest 13.375% Due Date 17 June 2012
Peringkat obligasi	Aa-	-	-	-	-	Bonds ratings
Jumlah	513,500,000,000	-	-	-	-	Total
Jumlah yang dibeli kembali	-	-	-	-	-	Total of buyback
Diskonto yang belum diamortisasi	(2,858,424,209)	-	-	-	-	Unamortized discounts
Jumlah beredar	510,641,575,791	-	-	-	-	Total outstanding
Jumlah pembayaran bunga	36,820,466,181	-	-	-	-	Total of interest expenses
Obligasi-IIB Tingkat Bunga 14,25% Jatuh Tempo 17 Juni 2014						Bonds-IIB Interest 14.25% Due Date 17 June 2014
Peringkat obligasi	Aa-	-	-	-	-	Bonds ratings
Jumlah	986,500,000,000	-	-	-	-	Total
Jumlah yang dibeli kembali	-	-	-	-	-	Total of buyback
Diskonto yang belum diamortisasi	(5,492,216,191)	-	-	-	-	Unamortized discounts
Jumlah beredar	981,007,783,809	-	-	-	-	Total outstanding
Jumlah pembayaran bunga	75,364,489,583	-	-	-	-	Total of interest expenses

Peristiwa Penting 2009

2009 Important Events

Januari January

Penandatanganan Perjanjian Jual Beli Gas dari lapangan Senoro, Blok Senoro-Toili, Sulawesi Tengah dengan PT Donggi Senoro-LNG.

Signing of a Gas Sales Agreement (GSA) from Senoro field, Senoro-Toili Block, Central Sulawesi with PT Donggi Senoro-LNG.

Februari February

- Penemuan minyak dan gas dari sumur eksplorasi H1-47/02 NFW di Area 47, Libia.
- Penandatanganan Pokok-Pokok Perjanjian (HOA) dengan Arrow Energy (Indonesia) Holdings Pte Ltd. untuk melakukan evaluasi bersama atas potensi CBM di wilayah kerja minyak dan gas MedcoEnergi, Blok SSE.

- Discovered oil and gas from exploration well H1-47/02 NFW in Area 47, Libya.
- Signing of Head of Agreement (HOA) with Arrow Energy (Indonesia) Holdings Pte. Ltd. to carry out a joint evaluation on CBM potential at MedcoEnergi's oil and gas working area, SSE Block.

MEI May

Memperoleh penghargaan "Best GCG Overall 2009" dari IICD atas komitmennya mengimplementasikan Tata Kelola Perusahaan di dalam Perseroan.

Awarded "Best GCG Overall 2009" from IICD for its commitment in implementing Good Corporate Governance within the Company.

Juni June

- MedcoEnergi memulai kegiatan usaha pertambangan batubara dengan mengakuisisi 2 (dua) Kuasa Pertambangan di Kabupaten Nunukan, Kalimantan Timur.
- Penjualan kepemilikan saham Perseroan pada Blok Kakap PSC sebagai bagian dari Strategi Perseroan terkait dengan divestasi .

- MedcoEnergi enters into coal mining business by acquiring 2 (two) mining concession areas in Nunukan Regency, East Kalimantan.
- The selling of Company's ownership shares in Kakap PSC Block as part of divestment program of the Corporate Strategy.

Juli July

Sebagai organisasi berbasis pengetahuan, MedcoEnergi memperoleh penghargaan pemenang ke-2 MAKE Award 2009 dan terpilih menjadi salah satu perwakilan Indonesia untuk MAKE Awards Asia.

As a knowledge-based organization, MedcoEnergi received MAKE Award 2009 as first runner-up and was appointed to represent Indonesia at the MAKE Award Asia.

Agustus August

- Penandatangan Perjanjian Jual Beli Gas (PJBG) dengan Perusahaan Daerah Mura Energi untuk mendukung Pemerintah dalam penyediaan listrik daerah.
- Penandatangan Perjanjian Jual Beli Gas dengan Konsorsium PT Pertamina Gas-PT Medco Gas Indonesia untuk memonetisasi cadangan gas dari Blok Simenggaris, Kalimantan Timur.
- Sebagai bukti komitmen terhadap keterbukaan informasi dan kepatuhan terhadap praktik Tata Kelola Perusahaan yang baik, MedcoEnergi memperoleh penghargaan *Annual Report Award* peringkat ke-2 untuk kategori swasta non-keuangan publik dan terdaftar.

- Signing of Gas Sales Agreement (GSA) with Perusahaan Daerah Mura Energi to support Government in providing electricity supply at regional level.
- Signing of Signing of Gas Sales Agreement with consortium PT Pertamina Gas-PT Medco Gas Indonesia to monetize Simenggaris Block gas reserves in East Kalimantan.
- Committed to transparency and compliance to Good Corporate Governance, MedcoEnergi was awarded the Annual Report Award 2008 as first runner-up in the category of private non-financial public and listed company.

Oktober October

- MedcoEnergi membuktikan komitmennya dalam menjalankan kegiatan usaha yang bertanggungjawab atas pelestarian lingkungan dengan mendapatkan *Blue Rating Green Proper Award* dari Kementrian Lingkungan Hidup.
- Memperoleh *E-Company Award* dari Warta Ekonomi atas perannya melakukan inovasi Informasi Teknologi dalam mendukung kinerja Perseroan.

- MedcoEnergi proves its commitment in conducting its business activities responsibly and awarded the Blue Rating of the Green Proper Award from the Ministry of Environment.
- MedcoEnergi received E-Company Award from Warta Ekonomi for its role in Information Technology innovation to support company's business performance.

November November

Mendapatkan penghargaan *Millenium Development Goals* (MDG) dari PBB dan Metro TV untuk kategori Peningkatan Kesetaraan Jender dan Pemberdayaan Perempuan melalui program pemberdayaan komunitas Padi SRI Organik.

Awarded the Millenium Development Goals (MDGs) from the UN and Metro TV for category Improvement Gender Equality and Women Empowerment through its community development program of Organic SRI.

Desember December

Penandatanganan Perjanjian Jual Beli Gas (PJBG) dari Blok Lematang dan South & Central Sumatra untuk mendukung Pemerintah dalam memenuhi kebutuhan gas nasional.

Signing of Gas Sales Agreement (GSA) from Lematang and South & Central Sumatra Blocks to support the Government in meeting the national gas demand.

Laporan Dewan Komisaris dan Direksi

Reports from Board of Commissioners and Board of Directors

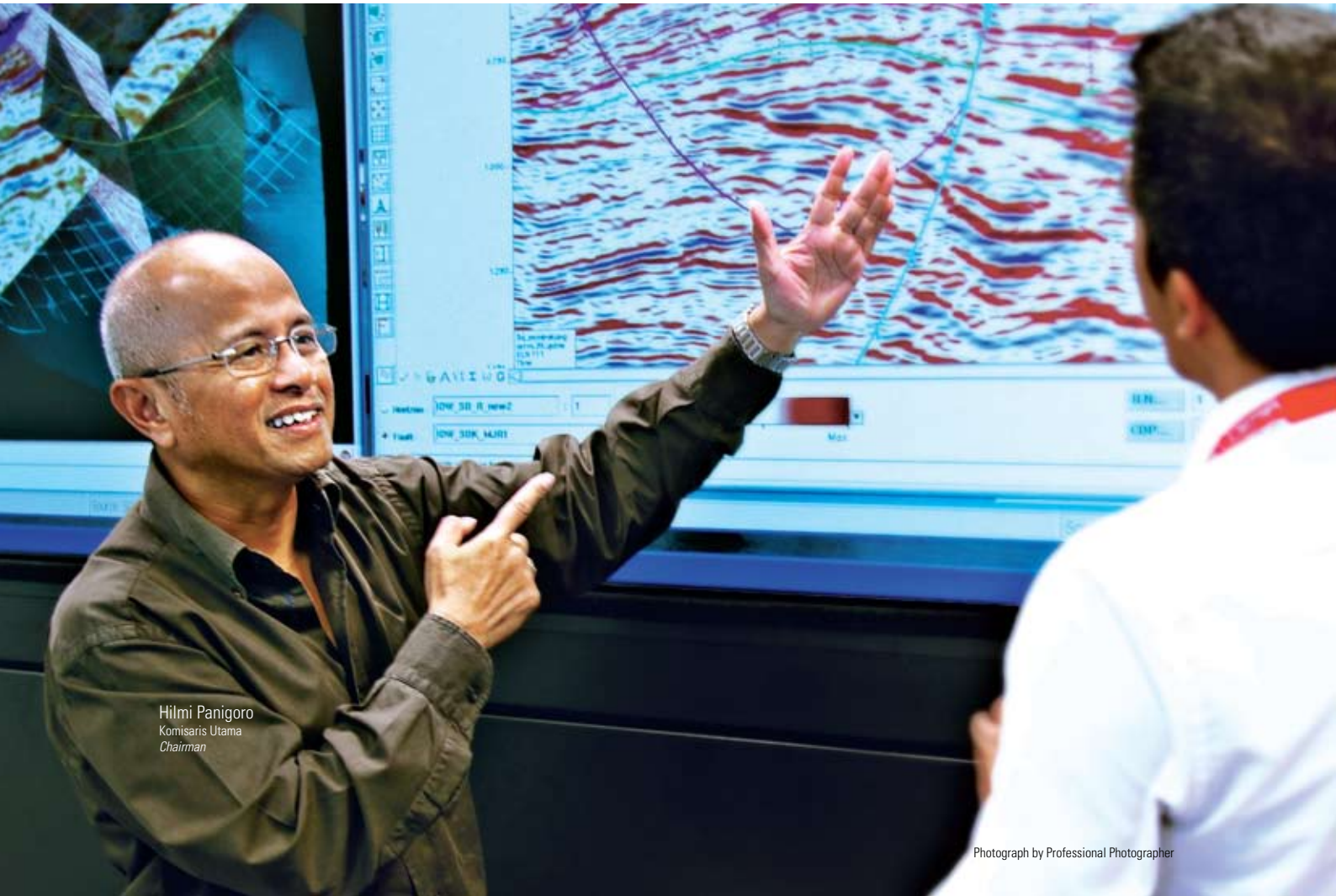
Photograph by Syahfaria

Komitmen seluruh jajaran Direksi dalam menerapkan Strategi Pengetatan Pengelolaan Keuangan dan Strategi Jangka Panjang Perseroan secara konsisten, merupakan kunci utama bagi MedcoEnergi dalam meraih keberhasilan yang dicapai pada tahun 2009, serta dalam menempuh perjalanannya menjadi yang terbaik di usianya yang mencapai ke 30 tahun.

The commitment of the Board of Directors to implement the Strategy of Tightening Financial Management and the Company's Long-term Strategy in a consistent manner, is a key factor in MedcoEnergi's ability to sustain its growth in 2009, as well as to ensure our continuing journey towards excellence as a Company of 30 years.

Laporan Komisaris Utama

Chairman's Report



Hilmi Panigoro
Komisaris Utama
Chairman

Photograph by Professional Photographer

Para pemegang saham yang kami hormati,

Perjalanan usaha MedcoEnergi di Indonesia akan mencapai 30 tahun di tanggal 9 Juni 2010. Diawali sebagai perusahaan swasta nasional yang bergerak dalam bidang jasa penyewaan rig darat pada tahun 1980, MedcoEnergi mentransformasikan dirinya menjadi perusahaan swasta nasional bergerak pada sektor minyak dan gas di Indonesia mulai 1995, dan sampai dengan akhir tahun 2009 tumbuh menjadi sebuah perusahaan energi terpadu yang berkiprah di dunia internasional.

Perjalanan menjadi yang terbaik

Dalam kurun waktu 30 tahun, berbagai pencapaian usaha telah kami raih, termasuk diantaranya adalah memberikan kontribusi sekitar AS$7 miliar terhadap pendapatan Negara Republik Indonesia yang berasal dari hasil produksi minyak dan gas serta pajak perusahaan dalam kurun waktu 10 tahun terakhir (1999-2009), mengembalikan modal para pemegang saham melalui pembayaran dividen sebesar AS$256 juta untuk kurun waktu yang sama, serta memberikan kompensasi dan fasilitas yang memadai bagi karyawan dan masyarakat sekitar. Tanpa dukungan serta kepercayaan yang telah diberikan oleh Negara, para pemegang saham dan masyarakat, serta kerja keras seluruh jajaran Direksi dan Karyawan kelompok usaha MedcoEnergi, mustahil MedcoEnergi dapat memberikan kontribusi tersebut.

Sebagai perusahaan yang bergerak dalam sektor energi, kami menyadari tingginya kebutuhan energi di Indonesia maupun di luar negeri. Oleh karenanya, kami, mewakili seluruh anggota Dewan Komisaris, senantiasa mendukung dan menghargai upaya-upaya yang dilakukan jajaran Direksi untuk memenuhi kebutuhan energi yang diperlukan Pemerintah dan masyarakat Indonesia maupun Negara lain dimana operasi MedcoEnergi berada. Upaya-upaya yang dilakukan oleh seluruh jajaran Direksi dan Karyawan kelompok usaha MedcoEnergi di tahun 2009 telah memberikan hasil yang cukup menggembirakan. Ditengah harga minyak dan produk industri hilir lainnya yang tidak menentu dan kinerja operasi yang relatif lebih rendah dibandingkan tahun 2008, Direksi dibantu dengan seluruh Karyawan kelompok usaha MedcoEnergi, tetap mampu membukukan laba bersih sebesar AS$19,2 juta di tahun 2009. Komitmen seluruh jajaran Direksi dalam menerapkan Strategi Pengetatan Pengelolaan Keuangan dan Strategi Jangka Panjang Perseroan secara konsisten, merupakan kunci utama bagi MedcoEnergi dalam meraih keberhasilan yang dicapai pada tahun 2009, serta dalam menempuh perjalanannya menjadi yang terbaik.

Menjadi perusahaan berkinerja tinggi

Sebagaimana disebutkan dalam berbagai publikasi dunia, permintaan dan harga minyak dan gas di tahun 2010 ke depan diprediksikan akan terus meningkat, terutama di Negara-negara Asia dan Timur Tengah. Disamping itu, dengan dikeluarkannya Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik tahun 2009-2018 oleh PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) di tahun 2009 dan Undang-Undang RI No. 30 tentang Energi tahun 2007, permintaan akan tenaga listrik dan energi baru dan terbarukan di Indonesia juga diperkirakan akan terus meningkat. Oleh karena itu, kegiatan usaha E&P migas, ketenagalistrikan dan industri hilir tetap merupakan bidang usaha yang memiliki prospek yang tinggi dan akan dapat terus meningkatkan nilai pemegang saham Perseroan.

Dear our distinguished shareholders,

We have come to realize that MedcoEnergi in Indonesia will mark its 30th year in business on June 9, 2010. In a journey that began as a private national company that is engaged in the leasing of land rig in 1980 by our founder, Arifin Panigoro, MedcoEnergi has since transformed itself into a private national oil and gas company in 1995, and as of year-end 2009 has evolved to become an integrated energy company of international scope.

Journey toward excellence

Over a span of 30 years, a number of milestones have been achieved, including a contribution of some US$7 billion to state coffers in the form of oil and gas production sharing proceeds and corporate tax in the past decade alone (1999-2009), distributing dividends to shareholders amounting to US$256 million over the same period, and providing compensation and facilities to employees and surrounding communities. These contributions would not have been possible were it not for the support and trust of the Nation, shareholders and communities, as well as the hard work and dedication of the entire Management and personnel of the MedcoEnergi Group.

As a company that is engaged in the energy sector, we are acutely aware of the high demand for energy that exists in Indonesia and elsewhere. As such, the Board of Commissioners is both supportive and appreciative of the efforts put in by Management to meet the energy needs of the Government and people of Indonesia as well as those of other countries where MedcoEnergi operates. The achievements of Management and employees of the MedcoEnergi Group in 2009 were encouraging. Amid the continuing uncertainties of oil price and other downstream product, and a relative lower of operating performance compared to 2008, the Board of Directors with the support of the rank-and-fle of the MedcoEnergi group of companies, was able to achieve a net profit of US$19.2 million in 2009. The commitment of the Board of Directors to implement the Strategy of Tightening Financial Management and the Company's Long-term Strategy in a consistent manner, was a key factor in MedcoEnergi's ability to sustain its growth in 2009, as well as to ensure our continuing journey toward excellence.

Becoming a high performance company

As stated in various international publications, the demand and price for oil are expected to rise in 2010 and onwards, especially in the countries of Asia and the Middle East. In addition, with the enactment of the National Electricity Supply Plan for the year 2009-2018 issued by PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) in 2009 and the RI Law No. 30 of 2007 on Energy, the demand of electricity and new and renewable energy in Indonesia is expected to increase. As such, oil and gas E&P, power generation and downstream business activities remain as a viable business with significant growth prospects that will increase the Company's shareholder value.

Dewan Komisaris sangat mendukung keputusan Direksi untuk tetap fokus pada kegiatan-kegiatan usaha tersebut di tahun 2010 ke depan. Upaya Direksi untuk merealisasikan seluruh proyek pengembangan utama di bidang minyak dan gas yang dicanangkan sejak awal tahun 2008, baik di Indonesia maupun Libia, menunjukkan komitmen MedcoEnergi dalam memenuhi permintaan energi di Indonesia dan Negara-negara lain dimana MedcoEnergi beroperasi. Dewan Komisaris juga sependapat dengan usulan Direksi untuk melakukan monetisasi cadangan gas yang belum terjual, mencari peluang baru untuk meningkatkan cadangan minyak dan gas dengan melakukan kegiatan eksplorasi di wilayah minyak dan gas yang ada dan memiliki prospek menjanjikan, serta melakukan akuisisi wilayah minyak dan gas baru yang berpotensi dapat memberikan arus kas segera, guna meningkatkan nilai pemegang sahamnya.

Dewan Komisaris juga berkeyakinan, bahwa keputusan Direksi untuk mulai melakukan optimalisasi pemanfaatan aset selain aset E&P migas di tahun 2010 merupakan keputusan yang tepat. Kami percaya, dengan melepaskan bidang usaha ini, Direksi akan dapat lebih berkonsentrasi mengawasi dan mengelola kegiatan usaha eksplorasi minyak dan gas. Dengan demikian, MedcoEnergi dapat mencapai tujuan utamanya untuk menjadi perusahaan berkinerja tinggi, serta mampu memperkuat posisi keuangannya dimasa mendatang.

Melanjutkan penerapan prinsip-prinsip GCG dengan standar tertinggi

Dewan Komisaris dan Direksi merupakan panutan bagi seluruh karyawan kelompok usaha MedcoEnergi dalam menerapkan prinsip-prinsip GCG. Oleh karena itu, setiap anggota Dewan Komisaris senantiasa berupaya memberi contoh kepada seluruh Direksi dan Karyawan untuk bertingkah laku sesuai dengan prinsip-prinsip GCG dalam setiap kesempatan.

Sepanjang tahun 2009, Komite-Komite yang berada dibawah Dewan Komisaris, yaitu Komite Audit, Komite Pengelolaan Risiko, Komite Remunerasi, Komite Nominasi dan Komite GCG telah bekerja secara efektif sesuai dengan fungsi dan tanggung jawabnya dalam membantu Dewan Komisaris melakukan pengawasan serta memberi masukkan atas tindakan dan kebijakan Direksi dalam mengelola perusahaan maupun menerapkan prinsip-prinsip GCG.

Perubahan komposisi anggota Direksi

Pada awal bulan Maret 2010, Larry Lee Luckey, Direktur Strategi dan Perencanaan Perseroan, telah mengajukan surat pengunduran diri. Direksi Perseroan akan mengajukan pengunduran diri Larry Lee Luckey dalam Rapat Umum Pemegang Saham Tahunan yang akan diselenggarakan pada tanggal 27 Mei 2010 mendatang untuk disetujui dan disahkan oleh para pemegang saham. Kami, atas nama Dewan Komisaris dan seluruh karyawan, menyampaikan penghargaan setinggi-tingginya kepada Larry Lee Luckey atas kontribusinya dalam menyusun strategi dan perencanaan Perseroan beberapa tahun ini.

Selain itu, pada awal April 2010, Perseroan telah menerima usulan tambahan anggota Dewan Komisaris, Masayuki Mizuno, dari salah satu pemegang saham mayoritas, Encore Energy Pte. Ltd. Kami menyambut gembira usulan tersebut dan akan mengajukan kepada pemegang saham untuk disetujui dalam Rapat Umum Pemegang Saham Tahunan yang sama.

The Board of Commissioners fully supports the decision made by the Management to remain focused on all of those business activities in 2010 onwards. The Company's efforts to realize all the key development projects in oil and gas, in progress since early 2008 in Indonesia and Libya, represents the commitment of MedcoEnergi to meet the energy needs of Indonesia and other countries where the Company operates. In addition, the Board of Commissioners is also in agreement with the proposal of the Board of Directors to continue to monetize the Company's unsold gas reserves, while also seeking new opportunities to increase its oil and gas reserves through exploration activities in highly prospective oil and gas areas. The Company will also keep an open option to acquire new oil and gas blocks that have the potential to contribute to new income streams at the earliest opportunity, in order to increase shareholder value.

The Board of Commissioners believes that the decision by the Board of Directors to start implementing asset optimalisation in business activities other than oil and gas E&P in 2010 represents a sound decision. We believe that by disposing these businesses, Management will be able to concentrate more on managing and controlling the oil and gas E&P business. As such, MedcoEnergi is likely to achieve its primary goal to become the high performing company, and strengthen its financial foundation for the future.

Continue the implementation of GCG principles at the highest standard

The Commissioners and Directors of the Company serve as role models the personnel of the MedcoEnergi group of companies in implementing a principles of GCG. Therefore, members of the Board of Commissioners must set examples for Management and employees to conduct themselves within the spirit of the GCG principles at all times.

Throughout 2009, the Committees under the Board of Commissioners, namely the Audit Committee, the Risk Management Committee, the Remuneration Committee, the Nomination Committee and the GCG Committee, had performed their roles and responsibilities effectively to support the Board of Commissioners in supervising and advising the Board of Directors in managing and setting the policy of the Company, as well as in implementing the GCG principles.

Changes in the composition members of BOD

In early March 2010, Larry Lee Luckey, the Director of Strategy and Planning, has tendered in his resignation letter. The Board of Directors will forward this letter to the Annual General Meeting of Shareholders, to be held on May 27, 2010, for the approval and endorsement by the shareholders. On behalf of the Board of Commissioners and employees of MedcoEnergi, we extend our heartfelt gratitude to Larry Lee Luckey for his contribution in formulating the strategy and business plan of the Company over the past several years.

In early April 2010, the Company has received a motion to add a member of the Board of Commissioners, Masayuki Mizuno, from one of the majority shareholders, Encore Energy Pte. Ltd. We welcome the motion, and will forward it for the approval of shareholders in the Annual General Meeting of Shareholders to be held on May 27, 2010. We are certain that the

Keberadaan Masayuki Mizuno akan mendukung kinerja Dewan Komisaris dalam melakukan pengawasan dan memberikan nasihat kepada Direksi dalam mengelola dan menjalankan Perseroan.

Penutup

Seluruh jajaran Komisaris Perseroan sangat berterima kasih atas komitmen yang telah diberikan oleh seluruh jajaran Direksi dan karyawan kelompok usaha MedcoEnergi untuk mencapai kinerja perusahaan yang terbaik di tahun 2009. Beberapa penghargaan yang telah diterima Perseroan dan anak perusahaannya di tahun 2009 menunjukkan komitmen kita semua dalam upaya mempertahankan dan meningkatkan nilai perusahaan di tahun 2009.

Kami, atas nama seluruh anggota Dewan Komisaris MedcoEnergi, juga mengucapkan terima kasih kepada Para Pemegang Saham, Mitra Usaha serta segenap pemangku kepentingan Perseroan lainnya, atas dukungan dan kepercayaannya kepada kami untuk mengawasi Direksi dalam mengelola Perseroan di tahun 2009 ini. Berkat dukungan dan kepercayaan seluruh pemangku kepentingan, MedcoEnergi dapat terus berkiprah di dunia usaha Indonesia diusianya yang akan mencapai 30 tahun di tahun 2010.

presence of Masayuki Mizuno will further enhance the performance of the Board of Commissioners in its oversight duties and counseling for the Board of Directors in the management of the Company.

Closing Remarks

The Board of Commissioners is extremely grateful for the commitment shown by the management and employees of the MedcoEnergi Group to give their best in 2009. Several awards and recognitions garnered by the Company in 2009 attested to our commitments to maintain and increase the Company's value during the year.

The Board of Commissioners also expresses its appreciation to the shareholders, business partners and other stakeholders for their trust and support, enabling us to discharge our oversight duties effectively in 2009. With all of your support and trust, MedcoEnergi remains a vibrant force in the Indonesian oil and gas sector, after 30 years of service this 2010.

Jakarta, 22 April 2010

Hilmi Panigoro
Komisaris Utama
Chairman

Halaman ini sengaja dikosongkan
This page is intentionally left blank

Di usianya yang hampir mencapai 30 tahun di tanggal 9 Juni 2010 yang akan datang, MedcoEnergi mampu mempertahankan kinerja yang positif dan melanjutkan upayanya menjadi perusahaan swasta minyak dan gas berbendera Indonesia yang terbaik serta senantiasa dapat mengharumkan nama Bangsa dan Negara di dunia Internasional.

As we approach our 30th anniversary on June 9, 2010, we take pride in the fact that MedcoEnergi is able to maintain positive results and carry on with the efforts to establish MedcoEnergi as Indonesia's best private national oil and gas company that will lend credence to nation and people of Indonesia in the global stage.

Laporan Direktur Utama

President Director's Report

Darmoyo Doyoatmojo
Direktur Utama
President Director

Photograph by Professional Photographer

Para pemegang saham yang kami hormati,

Tahun 2009 diawali dengan krisis keuangan global dan resesi ekonomi di berbagai Negara maju yang mengakibatkan pasar minyak maupun energi lainnya tidak menentu. Sejak awal tahun 2009, Direksi MedcoEnergi memperkirakan kondisi yang tidak menentu tersebut berpotensi memberikan dampak yang cukup signifikan terhadap kinerja MedcoEnergi di akhir tahun 2009. Mengantisipasi kondisi yang kurang menguntungkan tersebut, Direksi memutuskan untuk menerapkan Strategi Pengetatan Pengelolaan Keuangan sejak awal tahun 2009, dan secara bersamaan juga tetap melanjutkan penerapan Strategi Jangka Panjang Perseroan.

Perjalanan menuju yang terbaik

Rendahnya harga minyak dan energi di tahun 2009 dibandingkan di tahun 2008, yang diikuti dengan rendahnya volume penjualan minyak dan gas, serta produk industri hilir lainnya, mengakibatkan jumlah penjualan dan pendapatan usaha lain MedcoEnergi di tahun 2009 menurun sebesar 48% menjadi AS$667,8 juta dibandingkan di tahun 2008. Hal ini juga berdampak pada turunnya kontribusi MedcoEnergi dari kegiatan usaha eksplorasi minyak dan gas maupun pembayaran pajak perusahaan terhadap pendapatan Negara di tahun 2009, menjadi sekitar AS$600 juta dibandingkan di tahun 2008 yang mencapai sekitar AS$1,2 miliar.

Meskipun Direksi Perseroan telah berupaya menerapkan Strategi Pengetatan Pengelolaan Keuangan secara konsisten disepanjang tahun 2009 dengan menurunkan alokasi pembelian barang modal, akan tetapi oleh karena kebanyakan kontrak dengan pemasok merupakan kontrak jangka panjang, maka Perseroan hanya dapat menurunkan jumlah pembelian barang modal sebesar 8,8% menjadi AS$269,3 juta di tahun 2009, dibandingkan di tahun 2008. Namun demikian, jumlah beban pokok penjualan dan biaya langsung lainnya menurun cukup besar, yaitu sebesar 44,2% menjadi AS$438,7 juta di tahun 2009.

Sebagai bagian dari Strategi Pengetatan Pengelolaan Keuangan, di tahun 2009 kami juga melanjutkan program optimalisasi pemanfaatan aset dengan melepaskan seluruh kepemilikan hak partisipasi di Blok Kakap PSC dan blok Langsa TAC. Dari pelepasan aset ini, kami berhasil membukukan tambahan kas tunai sebesar AS$62,5 juta di tahun 2009. Sedangkan dalam memastikan modal kerja dikelola secara intensif dan memberikan tingkat pengembalian yang menguntungkan, kami telah mengalokasikan dana untuk digunakan pada investasi jangka pendek dan transaksi derivatif sehingga berhasil membukukan keuntungan sejumlah AS$30,7 juta di akhir tahun 2009.

Sepanjang tahun 2009, Direksi Perseroan juga berupaya melanjutkan proyek pengembangan utama yang akan menjadi sumber kas kami di masa depan. Pengawasan atas bekerjanya pabrik bio etanol dan melakukan beberapa perbaikan untuk memastikan keberlangsungan pabrik telah dilakukan. Kami juga melanjutkan kegiatan pengembangan gas di lapangan Singa, Blok Lematang PSC, serta berhasil mendapatkan Perjanjian Jual Beli Gas (PJBG) baru untuk memastikan penyaluran gas dapat dimulai pada saat produksi gas mulai berjalan. Persiapan proyek percobaan dari *Enhanced Oil Recovery* di Blok Rimau PSC juga tetap dilanjutkan. Untuk memastikan kami dapat memulai pengembangan cadangan gas dari Block A, Direksi unit usaha E&P Migas juga berusaha keras untuk mendapatkan perpanjangan PSC

Dear our valued shareholders,

The year 2009 began with the global financial crisis and economic recession in several developed countries which brought uncertainties to the oil and energy market. Since early 2009, the Board of Directors (BOD) of MedcoEnergi had predicted that such uncertain conditions would significantly impact the performance of MedcoEnergi by the end of the year. Anticipating a difficult year, the BOD decided to implement a Strategy of Tightening Financial Management from the start of the year, while also continuing to implement the Company's Long-term Strategy.

Journey toward excellence

Lower prices of oil and energy in 2009 compared to those of 2008, combined with the volume decline of the Company's oil and gas sales, as well as those of downstream products, resulted in the decline of MedcoEnergi's total sales and other operating revenues in 2009 by 48% to US$667.8 million, compared to those of 2008. This also impacted adversely on the contribution of MedcoEnergi from our oil and gas E&P, as well as payment of corporate income tax to State revenue for the year, which fell to approximately US$600 million, compared to approximately US$1.2 billion in 2008.

Although the BOD endeavored to consistently implement a Strategy of Tightening Financial Management throughout 2009 by reducing the allocation of capital expenditures, but due to the fact that most of our contracts with suppliers were long term contracts, the Company only managed to reduce capital expenditures by 8.8% to US$269.3 in 2009, compared to those of 2008. Nevertheless, the total cost of sales and other direct costs declined considerably by 44.2% year-on-year, to US$438.7 million in 2009.

As part of the Strategy of Tightening Financial Management, we also continued with our assets optimization program through the disposal of all participating interests in the Kakap PSC Block and Langsa TAC Block. The disposal of these two assets enabled us to book additional net cash of US$62.5 million in 2009. Meanwhile, to ensure that working capital was managed intensively to provide higher returns, we allocated funds to be used for short-term investments and derivative transactions and managed to book gains of US$30.7 million by the end of 2009.

Throughout 2009, the Company's BOD also focused its attention on the progress of the key development projects that will become MedcoEnergi's cash generation in the future. To that end, we continued the commissioning of bio ethanol and undertook several improvements to maintain the sustainability of the plant. We also proceeded with the activities in the development of Singa gas field, and managed to obtain new Gas Sales and Purchase Agreement (GSPA), thereby ensuring that delivery of gas could start the moment production began. Preparations for a pilot project of Enhanced Oil Recovery at our Rimau PSC Block also went ahead. To ensure that we could begin with the development of gas reserves from Block A, the BOD of our Oil and Gas E&P business unit diligently pursued efforts to

dari Block A dengan melakukan negosiasi yang intensif dengan Pemerintah Daerah Nanggroe Aceh Darussalam. Sedangkan untuk pengembangan gas Senoro, kami sedang menunggu persetujuan Pemerintah atas Perjanjian Penunjukkan Penjualan setelah ditandatanganinya PJBG dengan PT Donggi Senoro LNG, perusahaan afiliasi yang dimiliki 20% oleh Perseroan dan akan membangun kilang LNG dengan kapasitas 2 juta ton per tahun di Kabupaten Banggai, Sulawesi Tengah.

Demikian pula halnya dengan pengembangan sumber daya panas bumi dan pembangunan pembangkit listrik tenaga uap di Sarulla, Sumatra Utara, Direksi unit usaha ketenagalistrikan juga berusaha keras untuk menyelesaikan negosiasi peningkatan tarif tenaga listrik yang sesuai dengan investasi yang akan dilakukan di proyek tersebut.

Dalam pengembangan temuan minyak Area 47 yang terletak di Negara Rakyat Sosialis Arab Jamahiriyah Libia, kami menyambut gembira penyelesaian pembelian saham Verenex Energy di akhir tahun 2009 dan menerima dengan senang mitra baru kami di Area 47, the Libyan Investment Authority. Kami juga sangat berterima kasih atas kesempatan yang diberikan oleh mitra kami yang baru yang memperkenankan kami untuk mendapatkan hak menjadi operator di Area 47 dari Rakyat Sosialis Arab Jamahiriyah Libia Yang Dimuliakan – *General People's Committee* mulai awal triwulan kedua 2010.

Kami berharap beberapa Proyek Pengembangan Utama yang hampir rampung di akhir tahun 2009 akan dapat mulai beroperasi di tahun 2010. Sedangkan kegiatan di beberapa proyek lainnya akan terus dilanjutkan.

Dengan pencapaian laba bersih sebesar AS$19,2 juta di tahun 2009 dan jumlah kas yang dihasilkan dari kegiatan usaha sebesar AS$164,5 juta, serta pencapaian yang diperoleh dalam melanjutkan kegiatan proyek pengembangan utama, kami akan dapat melanjutkan keberlangsungan usaha MedcoEnergi di tahun 2010 mendatang.

Menerapkan prinsip GCG dengan standar tertinggi

Sudah merupakan komitmen seluruh anggota keluarga kelompok usaha MedcoEnergi untuk senantiasa menerapkan prinsip-prinsip Good Corporate Governance (GCG) dengan standar tertinggi, baik dalam bertingkah laku maupun menjalankan tugas dan tanggungjawabnya di lingkungan kerja maupun di lingkungan masyarakat lainnya. Komitmen ini semakin diperkuat setelah dilakukannya peluncuran Buku Pedoman GCG dan Code of Conduct yang telah diperbaharui di awal tahun 2009, yang merupakan referensi bagi seluruh anggota keluarga MedcoEnergi dalam menerapkan GCG sesuai dengan Tata Nilai MedcoEnergi.

Dalam menerapkan prinsip GCG dengan standar tertinggi, kami terus berupaya memperbaiki dan meningkatkan standar sistem manajemen Keselamatan, Kesehatan Kerja dan Lingkungan (K3L) yang mengacu pada International Safety Rating System 7 (isrs7) diseluruh kegiatan operasi kami. Disamping itu, kami juga akan senantiasa memastikan agar seluruh kegiatan operasi memenuhi ketentuan dalam Peraturan Perundang-undangan tentang keselamatan kerja dan dampak lingkungan di berbagai Negara dimana Perseroan beroperasi.

extend the PSC of Block A by negotiating intensively with the Provincial Government of Nanggroe Aceh Darussalam. Whereas for the development of Senoro gas, we await the Government's approval on the Sales Appointment Agreement following the signing of the GSPA with PT Donggi Senoro LNG, an affiliated company that is 20% owned by the Company, to begin with the construction of the LNG plant with annual capacity of 2 million tons per year at Banggai Region, Central Sulawesi.

In a seperate development, the BOD of our power generation business unit also pursued negotiations to increase electricity tariff rates that would be commensurate with our investments in the development of geothermal resources and construction of the steam power plant at Sarulla, North Sumatra.

In the continuing progress of our oil discovery at Area 47 in the Great Socialist People's Libyan Arab Jamahiriya, we are pleased with the settlement of the sale of the shares of Verenex Energy by year-end 2009 and welcomed our new partner in Area 47, the Libyan Investment Authority. We are also grateful with the opportunity given to us by our new partner to obtain the rights of operatorship in Area 47 from the Great Socialist People Libyan Arab Jamahiriya – General People's Committee starting in early second quarter of 2010.

We expect that the Key Development Projects that are close to completion by the end of 2009, could commence operations in 2010. Meanwhile, we will continue with the activities on other Key Development Projects.

With our net profit of US$19,2 million achieved in 2009, a cash generated from operations of US$164.5 million at year-end 2009, and the continuing progress of our key development projects, MedcoEnergi will be able to sustain its business growth in 2010.

Implementing GCG principles of the highest standards

It has been the commitment of each and every individual of the MedcoEnergi group of companies to constantly uphold the principles of Good Corporate Governance (GCG) of the highest standards, whether in personal conduct or in the exercise of one's duties and responsibilities at work or in the community. This commitment has been further strengthened with the launch of the GCG Guidelines and Code of Conduct that had been renewed in early 2009, and now serves as the reference for all members of the MedcoEnergi family in implementing GCG in line with the Core Values of MedcoEnergi.

In implementing the principles of GCG at the highest standards, we continue to improve and enhance our standard of Safety, Health and Environment (SHE) management system which complies with International Safety Rating System 7 (isrs7) in all of our operational activities. In addition, we will always strive to ensure that all of our operational activities fully comply with the prevailing laws and regulations of the respective countries in which the Company operates.

Masyarakat merupakan salah satu pendukung utama dari keberlangsungan usaha MedcoEnergi. Sebagai bentuk komitmen kami dalam melindungi kepentingan masyarakat sekitar di wilayah operasi, Program Tanggung Jawab Sosial Perusahaan (CSR) dengan tujuan mencapai kinerja *triple bottom line* dari segi pertumbuhan ekonomi, peningkatan kesejahteraan sosial dan pelestarian lingkungan senantiasa diterapkan. Sepanjang tahun 2009, berbagai program untuk meningkatkan taraf hidup masyarakat serta menjaga kelestarian alam telah dilakukan.

Berupaya menjadi perusahaan berkinerja tinggi

Di tahun 2010 kedepan, beberapa publikasi dunia memprediksikan permintaan dan harga minyak dan gas dunia akan terus meningkat. Disamping itu, permintaan akan kebutuhan listrik serta energi baru dan terbarukan di Indonesia juga akan terus meningkat di tahun 2010 mendatang. Oleh karenanya, Direksi melihat kegiatan usaha E&P migas, ketenagalistrikan dan industri hilir yang memproduksi energi baru dan terbarukan tetap merupakan kegiatan usaha yang menarik dan menguntungkan. Untuk itu, Direksi akan tetap menfokuskan kegiatan usaha MedcoEnergi pada bidang-bidang tersebut dan berupaya untuk segera merealisasikan seluruh proyek-proyek pengembangan utamanya. Selain itu, Direksi juga akan terus berusaha melakukan monetisasi cadangan gas yang belum terjual, serta mencari peluang baru untuk meningkatkan cadangan minyak dan gasnya dengan melakukan kegiatan eksplorasi di wilayah minyak dan gas yang ada dan memiliki prospek menjanjikan. Kami juga akan tetap membuka peluang untuk melakukan akuisisi wilayah minyak dan gas baru yang berpotensi dapat memberikan arus kas segera.

Disamping itu, dalam upaya meningkatkan nilai pemegang saham di tahun-tahun mendatang kami juga akan melanjutkan program optimalisasi pemanfaatan aset dan mulai mempertimbangkan untuk melepaskan aset-aset selain aset eksplorasi dan produksi minyak dan gas di tahun 2010 ini. Dengan langkah ini, Direksi Perseroan akan dapat lebih berkonsentrasi dalam mengawasi kegiatan usahanya serta memperkuat posisi keuangan MedcoEnergi di masa mendatang, sehingga akan mampu memberikan tingkat pengembalian yang bersaing kepada para pemegang saham.

Di tahun 2010 mendatang, Direksi juga akan melanjutkan upaya untuk terus meningkatkan kinerja Perseroan dengan peningkatan efektifitas dan efisiensi manajemen melalui Integrated Program Management (IPM) yang sudah dimulai sejak tahun 2008 yang lalu. Untuk itu, Direksi akan melanjutkan kegiatan dari gagasan-gagasan yang belum sepenuhnya rampung, seperti Penyelarasan Proses Bisnis, Pengelolaan Pengetahuan, Pengelolaan Risiko Perusahaan, Scorecard Perusahaan, Teknologi Teknis, Pengelolaan Bakat dan Teknologi Aplikasi Bisnis.

Dengan demikian, di usianya yang hampir mencapai 30 tahun di tanggal 9 Juni 2010 yang akan datang, MedcoEnergi mampu mempertahankan kinerja yang positif dan melanjutkan upayanya menjadi perusahaan swasta minyak dan gas berbendera Indonesia yang terbaik serta senantiasa dapat mengharumkan nama Bangsa dan Negara.

Community is one of our major supporters for maintaining the sustainability of MedcoEnergi's business. As a form of our commitment in protecting the interests of the communities surrounding our operations, we continue to implement a Corporate Social Responsibility (CSR) program with the aim of achieving triple bottom lines of economic growth, social welfare improvement and environmental conservation on a sustainable basis. In the year 2009, various programs that seek to enhance the quality of life of communities and preserve the environment were undertaken.

Pursuit to become a high performance company

In 2010 onwards, several global publications predicted that the demand and price for oil and gas will continue to rise. Furthermore, the demand for electricity, as well as new and renewable energy in Indonesia will continue to grow in 2010 onwards. The BOD sees that the oil and gas E&P, power generation, and downstream businesses which produce new and renewable energy remain attractive and provide higher returns. Therefore, the BOD will remain focused on those businesses sectors, and exert all efforts to realize all the key development projects. In addition, the Company's BOD will continue to monetize its unsold gas reserves, while also seeking new opportunities to increase its oil and gas reserves through exploration activities in highly prospective oil and gas areas. We will also keep an open option to acquire new oil and gas blocks that have the potential to contribute to new income streams at the earliest opportunity.

Moreover, with the aim to increase shareholder value in the years to come, we will continue the asset optimization program and begin to consider the divestment of other non-oil-and gas assets in 2010. With this move, the BOD will be able to concentrate more on managing the business and strengthen the MedcoEnergi's financial position in the future, so that we can be expected to provide more competitive returns to shareholders.

In 2010 onwards, the BOD will also continue the efforts to improve the Company's performance by increasing the effectivity and efficiency of management through the Integrated Program Management (IPM) which has been in progress since 2008. In that regard, the BOD will continue to work on the initiatives which are still in progress, such as the Business Process Realignment, Knowledge Management, Enterprise Management, Company Scorecard, Technical Technology, Talent Management, and Business Application Technology.

Therefore, as we approach our 30th anniversary on June 9, 2010, we take pride in the fact that MedcoEnergi is able to maintain positive results and carry on with the efforts to establish MedcoEnergi as Indonesia's best private national oil and gas company that will lend credence to the nation and people of Indonesia.

Perubahan komposisi anggota Direksi di tahun 2010

Sehubungan dengan diterimanya surat pengunduran diri dari Larry Lee Luckey, Direktur Strategi dan Perencanaan Perseroan, maka dalam Rapat Umum Pemegang Saham Tahunan yang akan diselenggarakan pada tanggal 27 Mei 2010 mendatang, Direksi akan mengajukan pengunduran diri yang bersangkutan untuk disetujui dan disahkan oleh para pemegang saham. Kami, atas nama Direksi dan seluruh karyawan, menyampaikan penghargaan setinggi-tingginya kepada Larry Lee Luckey atas kontribusinya kepada Perseroan.

Change in the composition of the BOD in 2010

Upon the submission of a resignation letter from Larry Lee Luckey, Director of Strategy and Planning, the Annual General Meeting of Shareholders of May 27, 2010, will be motioned to approve and validate the resignation. On behalf of the Company, we extend our heartfelt gratitude to Larry Lee Luckey for his service to the Company.

Penutup

Akhir kata, kami, atas nama seluruh jajaran Direksi MedcoEnergi, mengucapkan terima kasih kepada Pemegang Saham, Dewan Komisaris, Karyawan, Mitra Usaha, Pemerintah serta segenap pemangku kepentingan Perseroan lainnya, atas dukungan dan kepercayaannya selama ini. Tanpa dukungan dan kepercayaan seluruh pemangku kepentingan, mustahil MedcoEnergi dapat terus berkiprah di dunia usaha Indonesia dalam kurun waktu 30 tahun, serta dapat mempertahankan kinerja terbaiknya dalam perjalanan menuju tahun 2010.

Closing

Finally, on behalf of the entire Management Board of MedcoEnergi, we express our appreciation to Shareholders, Board of Commissioners, Employees, Business Partners, Government and all other stakeholders for their trust and support over the years. Without the support of these stakeholders, MedcoEnergi would not have been able to exist for the past 30 years in Indonesia, and maintain its best performance leading to 2010.

Jakarta, 22 April 2010

Darmoyo Doyoatmojo
Direktur Utama
President Director

Dalam menghadapi tantangan di tahun 2009, MedcoEnergi menjadikannya sebagai peluang untuk menciptakan nilai yang lebih bagi Perseroan. Dengan strategi yang dimiliki, akan mendukung posisi MedcoEnergi sebagai salah satu pelaku utama dalam bidang usaha energi terpadu di Indonesia, selain menjadi pelaku E&P Migas terpandang di pasar global serta menciptakan pertumbuhan yang berkelanjutan untuk generasi penerus.

In facing energy challenges in year 2009, MedcoEnergi strives to tackle these challenges by turning them into opportunities and create a greater value for the Company. Our strategy will underpin MedcoEnergi's position as one of the leading integrated energy companies in Indonesia, as well as a respected player in the global market for Oil and Gas E&P. Our strategy will also support our commitment in creating sustainable growth for future generations.

Analisa dan Pembahasan Manajemen atas Kinerja Perseroan

Management Discussion and Analysis on the Company's Performance

Photograph by Professional Photographer

Ikhtisar Kegiatan Usaha

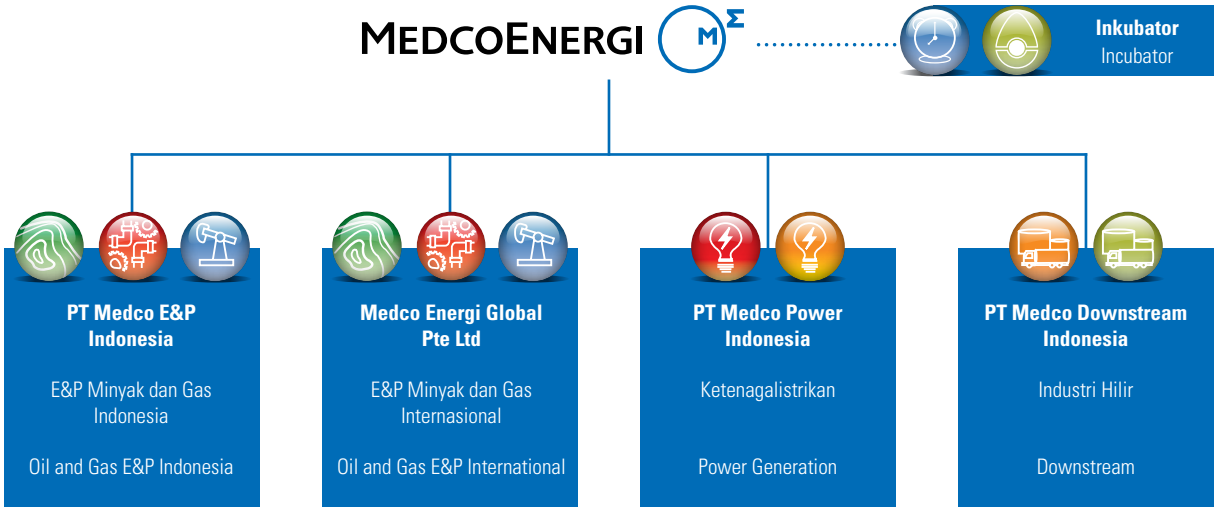
Business Overview

MedcoEnergi bergerak di sektor energi terpadu dengan fokus pada kegiatan usaha E&P Migas di Indonesia dan Internasional, Ketenagalistrikan dan Industri Hilir. MedcoEnergi berkomitmen untuk senantiasa berupaya memenuhi tantangan kebutuhan energi di masa datang dengan terus mengembangkan kegiatan usahanya di sektor energi lainnya melalui unit Inkubator Usaha Baru. Saat ini, kegiatan unit Inkubator Usaha Baru fokus pada pengembangan bidang usaha jasa distribusi gas; Gas Metan Batubara (GMB); dan Pertambangan Batubara.

MedcoEnergi is the energy sector company with focus in the Oil and Gas E&P in Indonesia and International, Power Generation and Downstream business activities. MedcoEnergi has a commitment to meet the future energy challenge by continue expanding its energy sector business through the New Business Incubator unit. Currently, the New Business Incubator unit focuses in developing the businesses of gas distribution; Coal Bed Methane (CBM); and Coal Mining.

Bidang Usaha, Wilayah Operasi dan Lokasi Aset

Businesses, Operating Areas and Assets Locations



Sampai dengan akhir tahun 2009, MedcoEnergi beroperasi di tujuh negara, yaitu Indonesia, Kamboja, Oman, Yaman, Libia, Tunisia, dan Amerika Serikat dengan bidang usaha serta jumlah aset dan operasi sebagai berikut:

Up to the end of year 2009, MedcoEnergi operates in seven countries, Indonesia, Cambodia, Oman, Yemen, Libya, Tunisia and United States of America with the following businesses, as well as assets and operations:

No.	Negara Country	Bidang Usaha Type of Business	Jumlah Aset/Operasi Numbers of Assets/Operation		Status
1	Republik Indonesia The Republic of Indonesia	Minyak dan Gas Oil and Gas	7	blok | blocks	Produksi | Production
			2	blok | block	Pengembangan | Development
			4	blok | blocks	Eksplorasi | Exploration
			1	lapangan | field	Eksplorasi | Exploration
		Pembangkit Listrik Power Plant	3	pembangkit listrik | power plants	Penghasil Tenaga Listrik Independen | Independent Power Producer
			1	pembangkit listrik | power plant	Pengelolaan dan Pemeliharaan | Operation and Maintenance
		Industri Hilir Downstream	1	kilang LPG | LPG plant	Fasilitas Pemrosesan | Processing Facility
			1	fasilitas penimbunan bahan bakar | fuel storage facility	Distribusi | Distribution
			1	pabrik etanol | ethanol plant	Produksi | Production
2	Kerajaan Kamboja The Kingdom of Cambodia	Minyak dan Gas Oil and Gas	2	blok | blocks	Eksplorasi | Exploration
3	Kesultanan Oman The Sultanate of Oman		1	blok | block	Jasa Pengelolaan Produksi | Production Service Management
4	Republik Yaman The Republic of Yemen		2	blok | blocks	Eksplorasi | Exploration
5	Rakyat Sosialis Arab Jamahiriyah Libia Yang Dimuliakan Great Socialist People's Libyan Arab Jamahiriya		1	blok | block	Eksplorasi | Exploration
6	Republik Tunisia The Republic of Tunisia		1	blok | block	Pengembangan | Development
7	Amerika Serikat The United States of America		10	blok | blocks	Produksi | Production
			7	blok | blocks	Eksplorasi | Exploration

Kinerja Operasi Lima Tahun Terakhir
Five Years Historical Operating Performances

Keterangan		31 Desember December 31					Descriptions
		2009	2008	2007	2006	2005	
Eksplorasi dan Produksi Migas							Oil and Gas Exploration & Production
Cadangan terbukti[1]							Proved reserves[1]
Cadangan minyak terbukti	(Mmbo)	89.8	74.9	99.1[5]	104.7[5]	117.0	Proved oil reserves
Cadangan gas terbukti	(Bcf)	852.9	186.5	285.7[5]	253.2[5]	327.6	Proved gas reserves
Lifting dan penjualan kotor[2]							Lifting & gross sales[2]
Minyak	(Mbopd)	35.0	45.0	50.4	56.4	53.3	Oil
Gas	(Bbtupd)	104.3	108.1	117.5	127.1	132.2	Gas
LPG	(Mtd)	45.2	45.3	73.7	100.1	96.8	LPG
Harga rata-rata							Average realized price
Minyak	(US$/Bbl)	64.0	101.0	72.5	64.0	53.7	Oil
Gas	(US$/ Mmbtu)	3.1	4.2	3.2	2.8	2.4	Gas
LPG	(US$/Mt)	447.5	713.9	440.1	316.6	329.4	LPG
Industri Hilir							Downstream
Metanol[6]							Methanol[6]
Produksi – metrik ton	(Mt)	-	129,569.0	114,176.0	137,061.0	198,689.0	Production - metric ton
Penjualan – metrik ton	(Mt)	-	129,600.0	117,033.0	137,046.0	199,738.0	Sales metric ton
Harga rata-rata (fob bunyu)	(US$/Mt)	-	315.0	294.0	238.0	225.0	Average price (fob bunyu)
LPG							LPG
Proses gas	(Mmcf)	2,458.0	2,619.0	4,250.0	5,301.0	4,832.0	Gas processed
Produksi LPG[3]	(Mt)	16,424.0	16,682.0	26,803.0	36,510.0	36,054.0	LPG production[3]
Produksi kondensat[3]	(Bbl)	76,146.0	61,644.0	96,536.0	138,737.0	107,210.0	Condensate production[3]
Produksi *lean gas*[3]	(Mmcf)	1,237.0	2,104.6	2,979.0	2,710.0	2,499.0	Lean gas production[3]
Fee proses	(US$)	2,100,000	2,100,000	7,240,000	9,199,506	9,510,551	Processing fee
Tangki Timbun dan Distribusi Bahan Bakar[4]							Fuel Storage & Distribution[4]
Penjualan High Speed Diesel (HSD)	(Kl)	92,024.0	196,780.0	47,120.0	-	-	High Speed Diesel (HSD) Sales
Ketenagalistrikan							Power Generation
Pasokan listrik	(Gwh)	870.0	900.0	918.0	701.1	421.1	Power supply

(1) Volume cadangan terbukti yang berasal dari *working interest* Perseroan pada masing-masing wilayah kerja, termasuk produksi porsi pemerintah.
(2) *Lifting* dan penjualan kotor adalah sejumlah *lifting* minyak dan penjualan gas dari blok Perseroan dikalikan dengan bagian efektif Perseroan di masing-masing blok tersebut.
(3) Seluruh produksi lapangan, kondensat, dan *lean gas* dikirimkan ke dan dijual oleh unit usaha E&P Indonesia.
(4) Dioperasikan bulan Juni 2007.
(5) Penyesuaian cadangan sesuai dengan sertifikasi GCA pada 1 Januari 2007.
(6) Dikembalikan ke Pertamina pada tanggal 17 Desember 2009.

(1) The volume of proved reserves which are attributable to the Company's working interest in each contract area, include the government's share of production.
(2) Gross lifting and sales represents the sum of the oil lifting and gas sales from each of the Company's effective interest in such block.
(3) All LPG, Condensate and Lean Gas production are delivered to and sold by Indonesia E&P business unit.
(4) Operated in June 2007
(5) Adjusted reserves due to GCA Certification as of January 1, 2007.
(6) Returned to Pertamina on December 17, 2009.

Proyek Pengembangan Utama
Key Development Projects

Sejak awal tahun 2008, MedcoEnergi telah mendeklarasikan tujuh (7) proyek pengembangan utama yang akan menjadi landasan pertumbuhan usaha Perseroan di tahun-tahun mendatang. Pembahasan rinci dari kegiatan masing-masing proyek pengembangan utama dapat dibaca dalam bagian Tinjauan Operasi per Bidang Usaha mulai halaman 47-134. Berikut ini ringkasan dari kegiatan dari masing-masing proyek tersebut.

Since the begining year 2008, MedcoEnergi declared the seven (7) key development projects which will become the foundation of the Company's growth in years to come. Details discussion of each key development projects can be read on section regarding Operational Review of Each Business Unit starting on page 47-134. The followings are summary of each projects' activities.

Ringkasan Perkembangan Terkini Proyek Pengembangan Utama
Summary of Update on Key Development Projects

NO.	NAMA PROYEK UTAMA Name of Key Projects	PEMENUHAN TARGET Completion Target	% SAHAM Shares	2009	2008
1.	Pabrik Bioetanol – bahan baku singkong, dengan kapasitas 60.000 KI per tahun Bioethanol Plant – from cassava, annual capacity 60,000 KI	2009	100%	- Pabrik telah berproduksi - Plant started production	- Menyelesaikan pembangunan pabrik - Melakukan tes produksi - Finalized plant development - Initiated test on production
2.	Pengembangan Lapangan Gas Singa, dengan kapasitas 50 MMCFD Development of Singa Gas field, capacity 50 MMCFD	2010 (Ramping up)		- Revisi PJBG - Meneruskan pembangunan fasilitas produksi dan pemboran - GSA revision - Continued production facility construction & drilling	- Pembangunan fasilitas produksi - Pemboran sumur Singa - Constructed production facility - Singa well drilled
3.	Pengembangan Lapangan Gas Block A, dengan kapasitas 120 MMCFD Development of Block A Gas field, capacity 120 MMCFD	2012 / 2015	41.67%	- Melanjutkan negosiasi perpanjangan PSC - Penyelesaian FEED - Continued negotiate PSC extension - Completion of FEED	- Melanjutkan negosiasi perpanjangan PSC - Mempersiapkan EPC & akuisisi tanah - Continued negotiate PSC extension - Prepared EPC & land acquisition
4.	Penerapan Enhanced Oil Recovery di Lapangan Minyak Rimau, peningkatan cadangan 64 MMBO Implementation of Enhanced Oil Recovery at Rimau Oil Field, increase of reserve 64 MMBO	2013	95%	- Proses persetujuan AFE - Implementasi *pilot project* - AFE approval process - Implementation of pilot project	- Melanjutkan *pilot project* - Continued pilot project
5.	Pengembangan penemuan minyak Area 47, Libia, kapasitas produksi 50.000 - 100.000 BOPD Oil discovery and development of Area 47, Libya, production capacity 50,000 - 100,000 BOPD	2014	50%	- Melanjutkan pemboran eksplorasi dan pengujian - Pengajuan hak sebagai operator - Continued exploration drilling and testing - Proposed operatorship	- Melanjutkan pemboran eksplorasi - Mendapatkan estimasi cadangan - Continued exploration drilling - Obtained reserve estimation
6.	a. Pengembangan Lapangan Gas Senoro, kapasitas produksi 250 MMCFD Development of Senoro Gas Field, production capacity 250 MMCFD b. Kilang LNG dengan satu train, kapasitas produksi 2 juta ton per tahun Single train LNG Plant, production capacity 2 million tons per annum	2013 / 2014 2013 / 2014	50% 20%	- Pemboran sumur-sumur eksplorasi dan pengujian - Peningkatan cadangan - Menandatangani PJBG dengan pembeli gas - Menandatangani perjanjian jual beli LNG - Drilled exploration wells and testing - Reserves addition - Signed GSA with buyers (guest) - Signed LNG sales purchase agreement	- Melakukan HOA, pembebasan tanah & sertifikasi cadangan - Menyiapkan pemboran eksplorasi - Mendapatkan AMDAL - Conducted HOA, land clearence & reserve certification - Prepared exploration drilling - Obtained AMDAL
7.	Pengembangan Panas Bumi Sarulla dan pembangkit listrik 3x110 MW Development of Sarulla Geothermal and 3x110 MW power plant	2013 / 2015	37.25%	- Mendapatkan ijin AMDAL - Menyelesaikan desain pembangkit listrik - Melanjutkan negosiasi tarif dengan PLN & pendanaan proyek - Received environmental impact permit - Completed power plant design - Continued negotiated tariff with PLN and project financing	- Melakukan program eksplorasi awal - Negosiasi penyesuaian tarif & pendanaan proyek - Conducted early exploration program - Negotiated tariff adjustment & project financing

Strategi dan Perencanaan
Strategy and Planning

Seluruh sektor usaha energi, terutama sektor minyak dan gas, memerlukan modal kerja yang tinggi. Kadang kala, modal kerja tersebut didanai dari pinjaman. Akan tetapi, krisis ekonomi dan keuangan global yang dimulai sejak triwulan akhir tahun 2008 menyebabkan sektor keuangan menjadi semakin sulit. Sebagai akibatnya, permintaan energi melemah, harga minyak menurun tajam, dan arus kas menurun drastis.

Di tahun 2009, hampir seluruh perusahaan energi mengumumkan pemotongan modal kerja, pengurangan kegiatan pemboran sumur serta menunda beberapa proyek. Sebagai salah satu perusahaan energi, MedcoEnergi juga telah mengumumkan strategi untuk menghadapi krisis ini dan telah menerapkannya secara konsisten.

Untuk mengelola likuiditas keuangan MedcoEnergi, Perseroan telah mengumumkan dan menerapkan Strategi Pengetatan Pengelolaan Keuangan berikut sepanjang tahun 2009:

Rencana Pengelolaan Aset:

1) Melanjutkan program optimalisasi pemanfaatan aset guna memperkuat posisi keuangannya, serta menjalin kemitraan dengan mitra strategis yang memiliki kemampuan teknik dan keuangan yang kuat;
2) Memberi prioritas alokasi anggaran Belanja Modal (Capex) untuk kegiatan operasi yang ada dan proyek pengembangan utama;
3) Mempertahankan pendanaan yang terbatas untuk kegiatan eksplorasi yang memiliki prospek paling menjanjikan;
4) Menjajaki proyek-proyek lain serta mengalokasikan modal yang berpotensi menghasilkan peluang arus kas dalam waktu dekat.

Rencana Pengelolaan Pendanaan:

1) Menjajaki peluang pinjaman dan pendanaan kembali dalam USD maupun Rupiah dengan biaya yang kompetitif;
2) Menjajaki peluang pendanaan proyek yang dilakukan oleh masing-masing aset;
3) Menggunakan pinjaman yang berbasis cadangan minyak dan gas sebagai jaminan untuk beberapa aset E&P tertentu;
4) Melanjutkan pembicaraan dengan Export Credit Agency (ECA) seperti Japan Bank for International Cooperation (JBIC) maupun institusi multilateral seperti Asian Development Bank (ADB) untuk mendanai beberapa proyek utama Perseroan;
5) Melakukan eksekusi proyek maupun pengelolaan modal secara disiplin;
6) Mengintensifikasi pengelolaan modal kerja dan valuta asing.

Disamping itu, dalam upaya mencapai salah satu Strategi Korporasi Perseroan, yaitu meningkatkan efektifitas organisasi dengan menerapkan pengawasan keuangan secara disiplin dan menanamkan budaya berkinerja tinggi serta mengembangkan kompetensi karyawan, Perseroan melanjutkan Program Manajemen Terpadu (IPM) sepanjang tahun 2009. Berikut adalah gagasan-gagasan yang dikerjakan:

1. Penyelarasan Proses Bisnis;
2. Pengelolaan Pengetahuan;
3. Pengelolaan Risiko Perusahaan;
4. *Scorecard* Perusahaan;
5. Teknologi Teknis;
6. Pengelolaan Bakat; dan
7. Teknologi Aplikasi Bisnis.

The energy sector businesses, especially oil and gas sector, required high working capital. At times, the working capital may be funded by financing. However, the economic and financial crisis started in the last quarter of 2008 caused a tougher financing environment. As a result, the demand for energy weakened, oil price declined sharply and falling cash flows.

In 2009, most of energy companies announced cut back in their capital expenditures, reduced drilling of wells and delayed several projects. As one of the energy companies, MedcoEnergi also announced the strategy to respond the crisis and have implemented it consistently.

To manage MedcoEnergi's financial liquidity, the Company has announced and implemented the following Financial Liquidity Management Strategies during 2009:

Assets Management Plans:

1) Continue the asset optimization programs in order to strengthen its cash position, and concurrently focus on engaging strategic partners with strong technical and financial capabilities;
2) Prioritize the allocation of Capital Expenditures (Capex) to existing operation and key development projects;
3) Maintain limited funding for exploration activities which hold excellent prospects;
4) Continue to explore other projects and allocate capital which generate immediate/near term cash flow opportunities.

Financing Management Plans:

1) Explore financing and refinancing opportunities in either USD or Rupiah at reasonable cost;
2) Continue to explore project financing at the assets level;
3) Utilize reserves based lending for selective E&P assets;
4) Continue to discuss with the Export Credit Agency (ECA) such as the Japan Bank for International Cooperation (JBIC) and multilateral institutions such as the Asian Development Bank (ADB) for project financing of our key projects;
5) Continue to maintain discipline over project execution and capital stewardship;
6) Intensify management of working capital and foreign exchange.

Moreover, in the effort to achieve one of the Company's Corporate Strategy which is to enhance organizational effectiveness by instilling rigorous financial discipline, fostering a pervasive performance culture and building personnel competencies, the Company continued working on the initiatives in the Integrated Program Management (IPM) during 2009. The followings initiatives were carried out:

1. Business Process Realignment;
2. Knowledge Management;
3. Enterprise Risk Management;
4. Company Scorecard;
5. Technical Technology;
6. Talent Management; and
7. Business Applications Technology.

Di tengah keterbatasan likuiditas pasar keuangan, MedcoEnergi, melalui masing-masing bidang usaha, tetap berusaha melanjutkan komitmennya untuk mendukung pengembangan industri energi di Indonesia dengan memadukan kegiatan bidang usaha energi dari hulu ke hilir.

Komitmen ini dijalankan melalui penerapan Tujuan Strategis yang telah disusun untuk menunjang Strategi Jangka Panjang Perseroan. Pelaksanaan Tujuan Strategis tersebut disesuaikan dengan Strategi Perseroan dalam Pengelolaan Likuiditas Keuangan dan Rencana Kerja dan Anggaran tahun 2009 yang telah disetujui oleh Direksi MedcoEnergi, yang juga bertindak sebagai anggota Dewan Komisaris di masing-masing anak perusahaan yang mengoperasikan langsung bidang usaha tersebut, setelah Rapat Management by Objective (MBO).

Strategi dan Perencanaan Tahun 2010

Krisis perekonomian global di tahun 2009 tidak berdampak material terhadap kondisi perekonomian dan keuangan Indonesia. Oleh karena sifat kegiatan usaha MedcoEnergi yang sangat dipengaruhi oleh kondisi perekonomian dan keuangan global, maka langkah-langkah antisipasi terhadap berbagai kemungkinan yang terjadi secara global harus selalu diukur.

Sebagaimana telah disepakati oleh seluruh anggota Direksi MedcoEnergi dan unit usahanya dalam Rapat Board Priority Setting (BPS) yang diselenggarakan pada bulan Juni 2009, di tahun 2010 kedepan, Perseroan akan melanjutkan komitmennya dalam mendukung pengembangan industri energi di Indonesia. Disamping itu, MedcoEnergi bertekad untuk terus mencari dan mengembangkan peluang operasi internasionalnya fokus di Negara-negara dimana portofolio E&P Migas berada saat ini.

Untuk itu, Direksi MedcoEnergi dan unit usaha sepakat untuk melanjutkan penerapan Strategi Pengetatan Pengelolaan Keuangan, disamping Strategi Jangka Panjang Perseroan dan Tujuan Strategis di masing-masing bidang usaha yang telah dicanangkan pada awal tahun 2008. Perseroan juga akan memastikan Proyek Pengembangan Utama yang telah hampir rampung untuk dapat memulai operasi dan produksinya di tahun 2010, serta memastikan Proyek Pengembangan Utama lainnya, dapat terus dilanjutkan dan diselesaikan sesuai waktu yang ditentukan.

Dalam upaya meningkatkan nilai pemegang sahamnya di tahun-tahun mendatang, Perseroan juga akan berupaya melanjutkan program optimalisasi pemanfaatan aset dan tidak menutup kemungkinan Perseroan juga akan melakukan pelepasan bidang-bidang usaha Perseroan selain E&P migas di tahun 2010 mendatang.

Perseroan meyakini bahwa strategi dan perencanaan yang akan dijalankan di tahun 2010 dan keselarasan dalam visi dan misi serta tata nilai perusahaan antara MedcoEnergi dan seluruh unit usahanya dapat senantiasa mendukung komitmen Perseroan dalam menciptakan pertumbuhan yang berkelanjutan untuk generasi penerus. Dengan demikian, MedcoEnergi dapat menciptakan tingkat pengembalian yang bersaing dan berkelanjutan kepada para pemodal, menyediakan lingkungan kerja yang kondusif dan menjanjikan bagi para karyawan, membangun komunitas sekitar wilayah operasi, serta mendukung pemerintah dalam memenuhi kebutuhan energi secara bertanggung jawab.

Even though the market is experiencing limited financial liquidity, MedcoEnergi, through its business units, is still committed to support the development of energy industry in Indonesia by integrating its energy business unit activities from upstream to downstream.

This commitment was executed by implementing Strategic Objectives lay down to support the Company's Long Term Strategy. The Strategic Objectives' implementation were aligned with the Company's Strategy in Managing Financial Liquidity and the 2009 Work Program and Budget approved by the BOD of MedcoEnergi who are also the members of subsidiaries BOC which directly operated those business units after the Management by Objective Meeting (MBO).

2010 Strategy and Planning

The global economic downturn in 2009 did not significantly effect the economy and financial condition of Indonesia. The nature of MedcoEnergi activities are directly linked to the global economy and financial conditions, hence, several measures are undertaken to anticipate any possible outcome.

As agreed by all members of MedcoEnergi's and its business units' BOD at the Board Priority Setting (BPS) held in June 2009, the Company will continue its commitment to support the development of energy industry in Indonesia. Concurrently, it intends to continue exploring and developing its operations internationally with focus in the countries where the existing Oil and Gas E&P portfolio currently located.

Consequently, the BOD of MedcoEnergi and its business units concurred to continue implementing the Financial Liquidity Management Strategy, in addition to implementing the Long Term Strategy and Strategic Objectives at each business declared in early 2008. The Company also will ensure that the Key Development Projects which are nearing to completion will start their operation and production in 2010. At the same time, the Company will continue working on the remaining Key Development Projects so that it will enable the Company to complete them as scheduled.

The Company will also continue to execute assets optimization program and intends to enhance its shareholders value in years to come. It is likely that the Company will carry out the assets optimization program of its business units other than exploration and production of oil and gas in 2010 onward.

We are confident that the strategy and plans to be executed in 2010, as well as alignment in vision, mission and corporate values among MedcoEnergi and its business units will enable to support MedcoEnergi's commitment in creating sustainable growth for future generations. Hence, MedcoEnergi can create competitive and sustained total shareholder return, provide employees with a conducive and rewarding working environment, develop communities surrounding operation areas, and support the government in meeting energy demands in a responsible way.

Prospek Usaha
Business Prospect

Perseroan percaya bahwa prospek di bidang minyak dan gas masih sangat menjanjikan. Oleh karena itu, Perseroan memfokuskan diri pada bidang tersebut. Dengan difokuskannya tujuh proyek inti, dimana lima proyek diantaranya berhubungan langsung dengan bidang minyak dan gas di Indonesia dan internasional, termasuk proyek monetisasi cadangan gas di Senoro, Sulawesi, dan proyek Perseroan di Libia yang memiliki cadangan kontinjensi yang signifikan.

The Company believes that its prospect in the Oil and Gas business remains very promising. As such, the Company continues to focus on the business. With the progress of its seven key development projects, of which five are directly related to oil and gas in Indonesia and abroad, including the gas reserve monetization project at Senoro, Sulawesi, and the Company's project in Libya with its huge oil and gas contingent resources.

Selain itu, salah satu kebutuhan energi yang terus meningkat saat ini dan dari tahun ke tahun adalah kebutuhan tenaga listrik. Oleh karena itu, Perseroan berupaya terus untuk meningkatkan produksi tenaga listrik dengan membangun pembangkit listrik lainnya, seperti pembangkit listrik tenaga panas bumi Sarulla. Hal ini sejalan dengan strategi Perseroan untuk terus melihat dan mengambil peluang di *green energy* yang semakin diminati sebagai salah satu sumber energi.

In addition to that, one of the energy needs that will continue to increase today and in the years to come is the need for electricity. As such, the Company strives continuously to increase the production of electricity by developing other power plants, such as the geothermal power plant in Sarulla. This is in line with the strategy of the Company to identify and capitalize on the prospects of green energy that has become increasingly popular.

Saat ini Perseroan telah berkembang menjadi perusahaan energi terpadu, yang bergerak pada kegiatan usaha E&P Migas, ketenagalistrikan dan industri hilir yang menggunakan sumber daya migas dan sumber daya yang dapat diperbaharui.

Today, the Company has evolved to become an integrated energy company that is engaged in the field of oil and gas E&P, power generation and downstream business activities that utilize oil and gas resources as well as renewable energy sources.

Perseroan sedang mengkaji peluang-peluang baru di bidang energi melalui Unit Bisnis Inkubator. Perseroan meyakini bahwa kebutuhan energi di dunia akan meningkat di masa mendatang sedangkan minyak dan gas merupakan bahan bakar yang tidak dapat diperbarui, oleh karena itu Perseroan melihat peluang yang besar untuk berpartisipasi di bidang energi lainnya seperti *renewable energy ethanol, Coal Bed Methane* (CBM) dan batu bara. Untuk ethanol, Perseroan melihat peluang untuk membantu pemerintah dalam program bio-ethanol yang dapat menurunkan biaya impor bahan bakar. Pemerintah juga telah mencanangkan program dimana bahan bakar di masa depan harus memiliki sekurang-kurangnya 25% kandungan ethanol pada bensin.

The Company is exploring new opportunity in the field of energy through its Business Incubator Unit. The Company believes that global demand for energy will continue to increase in the future, whereas oil and gas constitute non renewable fuel sources. As a result, the Company sees significant opportunities to participate in the field of alternative energy such as renewable ethanol, Coal Bed Methane (CBM) and coal. For ethanol, the Company sees an opportunity to support the government in the development of the bio-ethanol program that can reduce the cost of imported of fuels. The government has also declared a program in which fuel material in the future should contain at least 25% of ethanol.

Dalam hal prospek untuk batu bara, Perseroan melihat bahwa konsumsi batu bara dalam beberapa tahun terakhir mengalami kenaikan yang sangat pesat. Meningkatnya konsumsi batubara dunia tidak terlepas dari meningkat pesatnya permintaan energi dunia dimana batubara merupakan pemasok energi kedua terbesar setelah minyak. Indonesia sendiri mengalami pertumbuhan konsumsi batubara yang cukup besar dalam sepuluh tahun terakhir. Peningkatan jumlah konsumsi tersebut disebabkan meningkat tajamnya permintaan batu bara sebagai sumber energi terutama untuk pembangkit listrik.

In the case of coal prospect, the Company sees that the consumption of coal has increased tremendously in the past few years. The increase in coal consumption throughout the world is integral to the rapid rise in global energy demand in which coal constitutes the second largest energy supply after crude oil. Indonesia itself has been experiencing significant growth in the consumption of coal over the past decade. This consumption increase was mainly driven by a sharp increase in the demand for coal as a source of energy especially for power plants.

CBM merupakan sumber energi yang relatif masih baru. Sumber energi ini merupakan salah satu energi alternatif yang dapat diperbaharui penggunaannya. Gas metane yang diambil dari lapisan batubara ini dapat digunakan sebagai energi untuk berbagai kebutuhan. Walaupun dari energi fosil yang tidak terbaharukan, tetapi gas ini terus terproduksi bila lapisan batu bara tersebut ada.

CBM represents a relatively new source of energy. This source of energy is one of the alternative sources of energy that is renewable. The methane gas that is derived from the coal bed can be utilized as energy form for various purposes. Although, it is derived from fossil fuel that is non renewable, the gas can always be tapped as long as the coal bed remains intact.

Seiring bertambahnya kebutuhan akan energi, baik untuk listrik dan transportasi, negara-negara berkembang seperti Indonesia juga membutuhkan suatu energi alternatif yang dapat terus dikembangkan. Jika peluang-peluang bisnis inkubator tersebut di atas dianggap menjanjikan, Perseroan akan mengalokasikan dana untuk mengembangkan kegiatan usaha tersebut.

In line with the growing demand for energy, whether for electricity or transportation, developing countries such as Indonesia also have a need for alternative energy sources that can be continuously tapped. If the business opportunities from the Company's business incubator units are regarded as prospective, the Company will allocate funds to develop those opportunities.

Analisis Perekonomian

Sepanjang tahun 2009, perekonomian domestik sangat dipengaruhi oleh perkembangan kondisi ekonomi global dan stabilitas ekonomi dan politik dalam negeri. Krisis ekonomi global yang mencapai puncaknya antara bulan Oktober tahun 2008 sampai dengan semester I tahun 2009 telah menurunkan kinerja investasi dan perdagangan luar negeri Indonesia sepanjang periode tersebut. Namun, adanya pemilihan umum di tahun 2009 telah membantu perekonomian melalui konsumsi masyarakat dan pemerintah. Pemilihan umum yang berlangsung aman dan damai menopang pertumbuhan ekonomi di kuartal I dan II. Sepanjang tahun 2009, pertumbuhan ekonomi telah mencapai 4,2%, lebih rendah dibandingkan pertumbuhan 6,3% di tahun 2008 namun jauh lebih tinggi dibandingkan negara-negara satu kawasan, seperti Singapura, Malaysia, dan Thailand yang perekonomiannya terkontraksi sebesar 6,4%, 5,1%, dan 6,0% di periode yang sama.

Secara umum, pelaksanaan pemilihan umum legislatif dan pemilihan presiden yang berlangsung secara aman juga menopang perekonomian Indonesia terutama besarnya efek berantai yang dihasilkan dari pengeluaran partai politik kepada masyarakat serta kepastian politik bagi pelaku bisnis. Pemerintah sendiri menganggarkan Rp6,7 triliun untuk pelaksanaan pemilu tahun 2009 dan Rp794 miliar untuk operasional Komisi Pemilihan Umum (KPU).

Sebagai antisipasi dampak dari krisis ekonomi global di Indonesia, pemerintah juga telah mengalokasikan anggaran stimulus fiskal – di luar dari anggaran yang telah ditetapkan di setiap departemen – sebesar Rp73,3 triliun sebagai penopang daya beli masyarakat dan sektor usaha yang terkait dengan perdagangan internasional. Anggaran stimulus fiskal sebesar Rp73,3 triliun tersebut dialokasikan sebagai insentif pajak bagi perorangan dan korporasi sebesar Rp61,1 triliun dan pembangunan infrastruktur sebesar Rp12,2 triliun.

Seiring dengan harapan akan membaiknya perekonomian di negara-negara maju, perekonomian Indonesia semakin membaik di kuartal IV tahun 2009. Kontraksi ekonomi Amerika Serikat dan Jepang yang sepanjang kuartal III mulai mengecil menjadi -2,6% dan -5,2%, pada kuartal IV membaik menjadi +0,1% dan -1%. Bahkan ekonomi Singapura dan Malaysia telah tumbuh sebesar masing-masing 4% dan 4,5% pada kuartal IV tahun 2009 dari kuartal sebelumnya yang hanya +0,6% dan -1,2% (lihat gambar di bawah). Indonesia pada kuartal IV tahun 2009 tumbuh 5,4% dibandingkan kuartal III yang hanya tumbuh 4,2%.

Economic Analysis

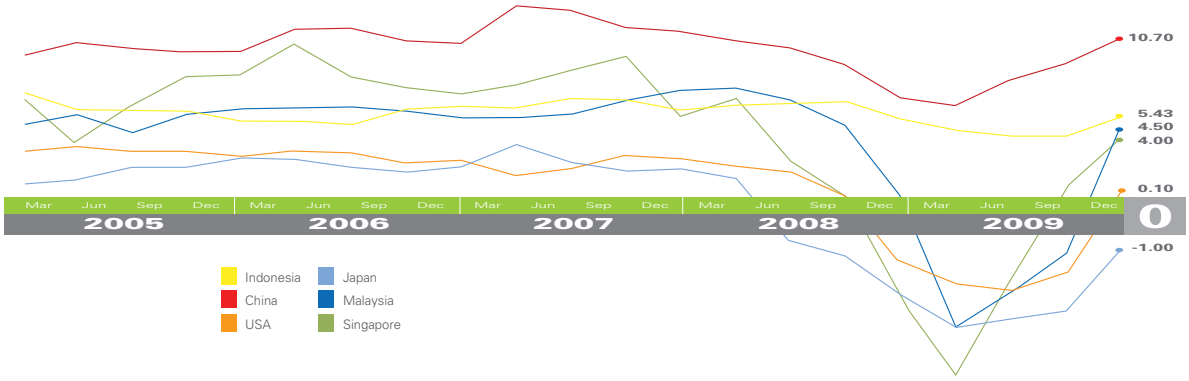
Throughout 2009, the domestic economy was highly influence by the development of global economic conditions as well as the economic and political stability at home. The global economic crisis that peaked between October 2008 and the first semester of 2009 had reduced investments and international trade in Indonesia throughout the period. However, the general election in 2009 had boosted the economy through private and public consumption. Furthermore, the peaceful and safe election had supported economic growth during the first and second quarters. Throughout 2009, economic growth reached 4.2%, lower than that of 6.3% in 2008, but significantly higher when compared to regional growth such as in Singapore, Malaysia and Thailand, the economies of which contracted by 6.4%, 5.1%, and 6.0%, respectively, over the same period.

In broad terms, the legislative and executive general elections that transpired peacefully also supported the Indonesia economy, especially with its multiplier effects from the spending of political parties as well as the political stability that it engendered for businesses at large. The government itself allocated a budget of Rp6.7 trillion for the 2009 general election and Rp794 billion for the operations of the Commission on General Election (KPU).

In anticipation of the impact of the global economic crises in Indonesia, the government had also allocated a financial stimulus budget – outside of the state budget for each Ministry – of Rp73.3 trillion in order to boost public purchasing power and business sectors that are related to international trade. The stimulus package of Rp73.3 trillion was allocated in the form of tax incentives for individuals and corporations amounting to Rp61.1 trillion and infrastructure development of Rp12,2 trillion.

In the wake of improving economies in the developed countries, the Indonesian economy also improved in the fourth quarter of 2009. Economic contractions in the USA and Japan throughout the third quarter were slowing down to -2.6% and -5.2%, respectively, and then improved to +0.1% and -1% in the fourth quarter. Singapore and Malaysian economies even grew by 4% and 4.5% respectively in the fourth quarter 2009 from only +0.6% and -1,2% in the previous quarter (see the following chart). Indonesia grew 5.4% in fourth quarter 2009 compared to third quarter of only 4.2%

Pertumbuhan Perekonomian Dunia
World's Economic Growth

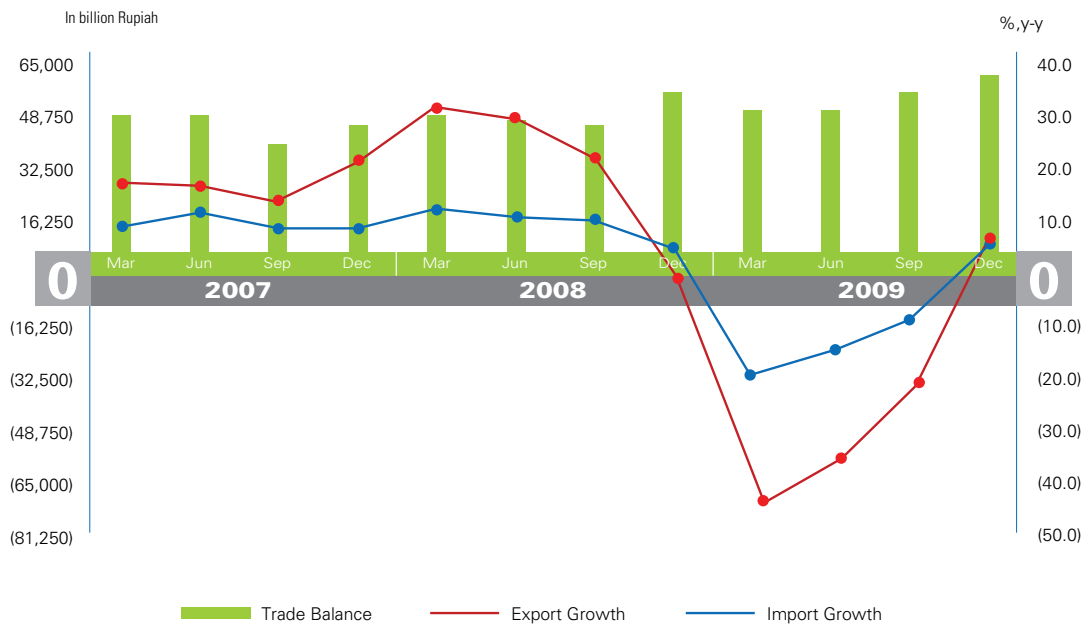


Sumber/Source : Bloomberg

Perbaikan perekonomian negara maju tersebut berpengaruh terhadap kinerja ekspor Indonesia, sehingga mampu mendorong total nilai neraca perdagangan Indonesia yang sepanjang 2009 menjadi sebesar AS$21 miliar atau naik 12,4% dibandingkan tahun 2008. Kenaikan kinerja ekspor ini terutama terjadi pada kuartal terakhir di tahun 2009, dimana pada bulan Oktober, November dan Desember ekspor tumbuh sebesar 3,7% dibandingkan periode sama tahun lalu (lihat gambar selanjutnya).

The improving economies in the developed countries had a bearing on the exports performance of Indonesia, which boosted Indonesia's 2009 balance of payments to US$21 billion or up 12.4% compared to 2008. The export growth was significantly higher in the last quarter of 2009, which during the month of October, November and December, export grew by 3.7% compared to same period last year (see following chart).

Pertumbuhan Ekspor, Impor dan Nilai Neraca Perdagangan
Export Import Growth and Trade Balance



Sumber/Source : Bloomberg

Dari sisi investasi, pertumbuhan dari tahun ke tahun sepanjang kuartal III masih sangat rendah, yaitu sebesar 3,24%, dibandingkan dengan pertumbuhan sebesar 12,3% di kuartal III tahun 2008. Namun pada kuartal IV di tahun 2009, investasi tumbuh sedikit lebih besar menjadi 4,18%. Secara keseluruhan, pertumbuhan ekonomi Indonesia di tahun 2009 sebesar 4,5% atau turun dibandingkan 6,1% di tahun 2008. Hal ini mengingat sebagian besar Produk Domestik Bruto (PDB) Indonesia masih berasal dari konsumsi domestik. Ekspor bersih sendiri hanya memberikan kontribusi sebesar 10,3% dari PDB sedangkan konsumsi sektor swasta dan Pemerintah memberikan kontribusi sekitar 66% (lihat tabel selanjutnya).

From an investment point of view, the year-on-year growth throughout the third quarter was still extremely low, a growth of 3.24%, compared to a growth 12.3% in third quarter of 2008. However, on the fourth quarter 2009, investment grew slightly larger by 4.18%. Overall, Indonesia economic growth in 2009 was 4.5% or lower compared to 6.1% in 2008. This was due to the fact that the majority of GDP was mainly contributed from domestic consumption. Net Export only contributed around 10.3% of GDP while consumption from both household and government contributed around 66% (see following table).

Pertumbuhan Produk Domestik Bruto Aktual
Actual Growth of Gross Domestic Product

Keterangan	1Q08	2Q08	3Q08	4Q08	1Q09	2Q09	3Q09	4Q09	Descriptions
GDP	6.24	6.38	6.41	5.27	4.53	4.08	4.16	5.43	PDB
Konsumsi Swasta	5.67	5.52	5.33	4.84	5.95	4.80	4.75	3.96	Private consumption
Pengeluaran Pemerintah	3.62	5.26	14.06	16.35	19.25	16.97	10.32	16.97	Government output
Investasi	13.88	12.16	12.3	9.4	3.46	2.37	3.24	4.18	Investment
Ekspor	13.64	12.36	10.63	1.99	(18.73)	(15.52)	(7.79)	3.6	Export
Impor	17.99	16.11	11.1	(3.73)	(24.42)	(21.04)	(14.67)	1.62	Import

Sumber/Source : Bank Indonesia

Suku Bunga Bank Indonesia dan Tingkat Inflasi

Perekonomian Indonesia di tahun 2009 banyak dipengaruhi oleh ketidakstabilan perekonomian global, terutama perlambatan perekonomian Amerika Serikat dan penurunan signifikan atas harga minyak dan komoditas dunia yang mempengaruhi ekspektasi inflasi. Penurunan harga minyak dan komoditas dunia di akhir tahun 2008 dan awal tahun 2009 mendorong pemerintah untuk menurunkan harga bahan bakar minyak bersubsidi. Pemerintah sejak bulan Desember hingga Januari telah menurunkan harga bahan bakar minyak bersubsidi sebesar rata-rata 30%. Penyesuaian harga tersebut telah mengakibatkan menurunnya inflasi pada bulan-bulan berikutnya.

Tingkat inflasi di tahun 2009 yang rendah mencapai 2,78% di akhir tahun. Sampai dengan bulan Desember, tingkat inflasi masih berada jauh di bawah tingkat inflasi tahun 2008 sebesar 11,06%. Diperkirakan inflasi akan meningkat di tahun 2010 menjadi 6,6% seiring dengan perbaikan perekonomian dunia yang mendorong meningkatnya harga komoditas dan minyak dunia.

Rendahnya tingkat ekspektasi inflasi di tahun 2009 telah menyebabkan Bank Indonesia (BI) mengambil beberapa kebijakan untuk menurunkan tingkat bunga (BI-rate). Di akhir tahun 2008, BI-rate berada pada tingkat 9,25%, sedangkan di bulan Desember tahun 2009 telah menjadi 6,50% atau turun sebesar 275 basis poin.

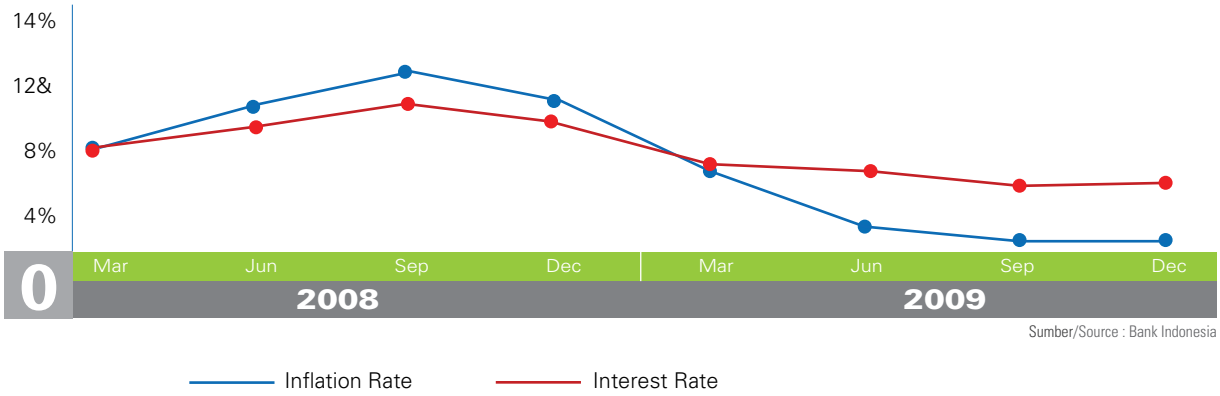
Bank Indonesia Policy Rate and Inflation Rate

The Indonesian economy in 2009 was heavily influenced by the volatility of the global economy, especially the contraction of the US economy and significant decline of the price of crude oil and other key commodities that influenced the expectation on inflation. Falling oil and global commodity crises at year end 2008 and in early 2009, had prompted the government to reduce the price of subsidize fuel. Between December and January, the government reduced the price of subsidized fuel by an average of 30%. This price adjustment resulted in the decline of inflation in the following months.

The low inflation rate for 2009 reached 2.78% at year's end. As of the month of December, the inflation rate was far lower than that of 11.06% in 2008. Inflation rate is expected to increase in 2010 to 6.6% in line with the recovery of the global economy that will fuel new demand for, and increase the global price of oil and other commodities.

The low expectation for inflation in 2009 prompted Bank Indonesia to adjust its policy rate (BI-rate). At year end 2008, the BI-rate stood at 9.25% whereas in December 2009, the rate became 6.50%, a decline of 275 basis points.

Tingkat Inflasi dan Suku Bunga BI
Inflation Rate and Interest Rate



Sumber/Source : Bank Indonesia

Mata Uang Rupiah

Di akhir tahun 2009 ini nilai tukar rupiah mengalami tingkat apreasiasi yang cukup siginifikan seiring dengan melemahnya Dolar AS di tengah ekspektasi pertumbuhan ekonomi Amerika Serikat di tahun 2010 yang masih melambat. Hal ini terutama disebabkan oleh adanya modal yang masuk ke Indonesia (capital inflow) dari negara-negara maju. Indonesia dipandang sebagai salah satu negara di Asia yang memiliki perekonomian yang lebih baik dan imbal hasil dari surat hutangnya yang lebih menarik. Sampai dengan 31 Desember 2009, rupiah telah berada di tingkat Rp9.400 per Dolar AS atau telah menguat sebesar 15,4%, salah satu mata uang yang paling tinggi tingkat apresiasinya terhadap Dolar AS di Asia mengalahkan Won Korea Selatan.

The Rupiah Currency

As at year end 2009, the rupiah currency exchange rate had appreciated quite significantly in line with the weakening US Dollar amid the expected sluggish growth of the US economy in 2010. Appreciation of the rupiah resulted from the capital inflow to Indonesia from the developed world. Indonesia is seen as one of the countries in Asia that still has robust economies and with more attractive returns on its debt notes. As of December 31, 2009, the rupiah stood at Rp9,400 to the US Dollar and had increased by 15.4% in value to become one of the currencies with the highest appreciation against the US Dollar ahead of the South Korean Won.

Risiko Usaha
Business Risks

Perseroan memiliki kantor pusat di Daerah Khusus Ibukota Jakarta dengan kantor operasi lapangan yang tersebar di berbagai lokasi produksi. Mayoritas aset dan operasi Perseroan berada di Indonesia, sekalipun Perseroan memiliki jumlah aset yang bertambah di negara-negara lain.

Hasil kinerja keuangan dan operasi MedcoEnergi dipengaruhi oleh berbagai risiko di bidang usaha energi global hulu dan hilir. Sebagian dari faktor-faktor risiko ini berada diluar kontrol Perseroan dan dapat berdampak negatif terhadap kegiatan usaha, kinerja keuangan dan operasional atau kondisi keuangan. Faktor-faktor ini termasuk diantaranya:

Faktor Industri

Risiko Eksplorasi dan Pengembangan Minyak dan Gas Bumi
Perseroan melakukan kegiatan eksplorasi dan pengembangan yang pada umumnya memiliki beberapa risiko yang dapat mempengaruhi kegiatan operasional Perseroan.

Risiko Operasi Minyak dan Gas Bumi
Perseroan juga dihadapkan oleh berbagai risiko operasi antara lain dari risiko sumur minyak atau gas, risiko kehilangan cadangan, bencana alam dalam kaitannya dengan fasilitas dan instalasi produksi. Berbagai kondisi tersebut termasuk keterlambatan dalam hal perizinan dan persetujuan Pemerintah, penutupan sementara sumur akibat cuaca buruk, kondisi yang tidak memadai dalam hal pergudangan, transportasi atau permasalahan geologis dan mekanik. Keterlambatan dan penurunan industri akibat kondisi pengoperasian normal di lapangan dapat memberi dampak negatif terhadap pendapatan maupun arus kas dalam kadar tertentu. Timbulnya kejadian yang signifikan dalam hal mana Perseroan tidak diasuransikan secara penuh, atau ketidakmampuan pihak asuransi untuk menutup kerugian tersebut dapat memiliki dampak negatif yang material terhadap Perseroan.

Kegagalan Perseroan dalam mengelola risiko-risiko tersebut di atas dapat berdampak pada kerusakan lingkungan, kecelakaan atau kehilangan jiwa, dan dapat mengakibatkan Perseroan menghadapi kewajiban hukum atas kerugian material maupun pelanggaran peraturan.

Risiko Eksplorasi
Aktivitas eksplorasi minyak dan gas yang dilakukan oleh Perseroan memiliki risiko dimana terdapat kemungkinan tidak ditemukannya sumber minyak dan gas baru, atau ditemukannya sumber minyak dan gas baru yang secara komersial tidak dapat memberikan keuntungan kepada Perseroan. Apabila hal tersebut terjadi, maka seluruh biaya eksplorasi akan dikeluarkan sebagai biaya. Namun pada blok yang telah berproduksi, biaya tersebut dapat tergantikan (recovered) sesuai dengan ketentuan PSC.

Risiko Pengembangan
Aktivitas pengembangan yang dilakukan oleh Perseroan memiliki beberapa risiko yang berkaitan dengan kemampuan Perseroan untuk menyelesaikan proyek sampai dapat beroperasi secara komersial, seperti risiko tertundanya penyelesaian proyek, risiko teknis, risiko *cost overrun*. Selain itu, Perseroan juga menghadapi risiko-risiko lainnya seperti terjadinya kecelakaan, kebocoran, pencemaran minyak dan kebakaran yang dapat menimbulkan kerusakan sumur minyak dan gas.

The Company is headquartered in Jakarta, the capital city of Indonesia with field operating offices dispersed in each of its production areas. The majority of the Company's assets and operations are in Indonesia, although a growing number of assets are located in other countries.

MedcoEnergi's financial and operating results are subject to a variety of risks of the global upstream and downstream energy business. Many of these risk factors are not within the Company's control and could adversely affect the business, our financial and operating results or our financial condition. These factors include the following:

Industry Factor

Risk of Exploration and Development of Oil and Gas
The Company engages in exploration and development activities which generally are exposed to several risks that could affect the operation of the Company.

Oil and Gas Operational Risk
The company is exposed to operating risks, including reservoir risks, risks of loss of oil and gas and natural calamities and risks in respect of all its installations and facilities. Drilling hazards or environmental damage could furthermore increase the costs of operations, and various field operating conditions may affect the Company's production levels from successful wells. These conditions include delays in obtaining Government approvals or consents, shut-in of connected wells resulting from extreme weather conditions, insufficient storage or transportation capacity or other geological and mechanical conditions. Production delays and declines from normal field operating conditions may have unfavorable effects on revenue and cash flow to a varying degree. The occurrence of a significant event that the Company is not fully insured against, or the insolvency of the insurer of such event, could have a material adverse effect on the Company as well.

Failure to manage the above risks could also result in environmental damage, personal injury or loss of life, and could result in regulatory as well as legal liability.

Exploration Risk
Exploration activities in oil and gas are exposed to risks in which there is a possibility that no new oil or gas reserves are found, or that oil and gas reserves are found in less than commercial quantities that can provide gains to the Company. An unsuccessful exploration means the Company would have to expense all of the exploration capital expenditure. However, on blocks that are already producing, such an expense could be recovered within the PSC terms.

Development Risk
The Company's development activities are exposed to several risks that are associated with the Company's ability to complete projects up to commercial operation, such as the risk of project delays, technical risks, cost overrun risk. Moreover, the Company also faces other risks such as accidents, leakages, oil spills and fires that could cause damage to the wells.

Risiko Penggantian Cadangan

Minyak dan gas adalah sumber daya alam yang tidak bisa diperbarui sehingga salah satu risiko utama yang dihadapi perusahaan-perusahaan yang bergerak dalam industri migas seperti halnya Perseroan dan Anak Perusahaan adalah menurunnya cadangan yang ada.

Keberhasilan kinerja Perseroan sangat tergantung pada kemampuannya mempertahankan penggantian cadangan dalam jangka panjang. Apabila sumber-sumber cadangan tidak dapat ditingkatkan menjadi cadangan terbukti sesegera mungkin, Perseroan tidak akan dapat menggantikan cadangan jangka panjangnya.

Risiko Tidak Diperpanjangnya Kontrak Bagi Hasil (PSC) dan Perjanjian *Leasing*

Kesinambungan operasi Perseroan sangat tergantung pada kemampuannya memperoleh perpanjangan PSC dan Perjanjian *Leasing*. Tantangan mendapatkan perpanjangan tersebut terus meningkat seiring dengan ketatnya persaingan untuk mendapatkan akses ke peluang-peluang secara global. Ketidakmampuan Perseroan untuk memastikan perpanjangan kontrak dan perjanjian tersebut dapat mengakibatkan ketidakmampuan Perseroan untuk tumbuh atau bahkan mempertahankan tingkat produksinya saat ini.

Risiko yang Berkaitan dengan Bidang Usaha Ketenagalistrikan

Bisnis Pembangkit Listrik di Indonesia adalah bisnis yang mengacu kepada aturan dan kontrak yang menentukan besarnya tarif yang dapat ditagihkan kepada pembeli. Lebih jauh lagi, bisnis ini dipengaruhi oleh faktor-faktor di luar kendali Perseroan seperti pemain industri baru, harga dan pasokan gas serta risiko operasional yang terkait dengan industri.

Risiko yang Berkaitan dengan Bidang Usaha Hilir

Dalam produksi LPG, kilang LPG Perseroan hanya memproduksi gas asosiasi minyak mentah yang berasal dari lapangan minyak Perseroan. Apabila produksi minyak Perseroan menurun, hal ini dapat mengurangi jumlah gas asosiasi yang dihasilkan. Kilang LPG Perseroan dihadapkan oleh risiko pasokan gas.

Kegiatan perdagangan HSD Perseroan memiliki marjin yang relatif rendah dan sangat sensitif terhadap fluktuasi nilai tukar mata uang asing dan fluktuasi harga HSD.

Perseroan juga melakukan kegiatan usaha dalam bidang produksi bio etanol, dimana untuk membuat bioetanol tersebut sangat bergantung kepada pasokan yang berkesinambungan dan harga bahan baku berupa singkong.

Faktor Ekonomi

Risiko Pasar dan Volatilitas Harga

Industri minyak bumi di Indonesia merupakan bagian yang tidak terpisahkan dari kondisi pasar minyak bumi internasional, oleh sebab itu fluktuasi harga minyak bumi dunia akan berpengaruh secara langsung terhadap kegiatan eksplorasi, pengembangan dan produksi migas yang dijalankan oleh Perseroan. Harga jual minyak Perseroan berdasarkan pada harga Indonesian

Reserves Replacement Risk

Oil and gas are natural resources that are not renewable such that a major risk that is faced by companies engaged in the oil and gas industry such as the Company and its subsidiaries is the declining of reserves.

The successful performance of the Company depends crucially on maintaining long-term reserves replacement. If resources are not progressed to proved reserves in a timely and efficient manner, the Company will not be able to gain long-term reserves replacement.

Risk of Renewal of Production Sharing Contract (PSC) and Leasing Agreement

The sustainability of the Company's operations depends to a significant extent on its ability to gain renewal of PSC and Leasing Agreements. The challenges to these renewals are growing due to increased competition for access to global opportunities. The lack of ability to gain renewals to these contracts and agreements could lead to an inability to grow or even maintain current level of production.

Risk Associated with the Power Generation Business

The Power Business in Indonesia is highly regulated business and is subject to the regulations and contracts which affect the tariffs that can be charged to the off-taker. Furthermore, the business is influenced by factors beyond the control of the Company such as new market entrants, prices and supply gas as well as operating risks inherent in the industry.

Risk Associated with Downstream Business

In the production of LPG, the Company's LPG plant only processes associated petroleum gas produced by the Company's oil fields. If production of oil declines to the extent that it reduces the amount of associated petroleum gas, the Company's LPG plant would be faced with the risk of short supply of associated gas.

The HSD trading activities of the Company has an operating margin that is highly sensitive to the fluctuation of foreign currency exchange rate and that of the HSD price itself.

The Company recently entered into the production of bio ethanol, the production of which is highly dependant on the sustained supply as well as price of the raw material, cassava.

Economic Factor

Market Risk and Price Volatilities

The Oil and Gas industry in Indonesia is an integral part of the global oil market, as such fluctuation in global oil prices will have a direct influence on the activities of exploration, development and production of oil and gas by the Company. The selling price of the Company's oil is based on the price of Indonesian Crude Price (ICP) that is determined by the Ministry of Energy

Crude Price (ICP) yang ditetapkan oleh Kementrian Energi dan Sumber Daya Mineral (ESDM) tiap bulannya. Sebagai akibatnya, harga yang diterima oleh Perseroan untuk produksi minyak, akan tergantung terhadap banyak faktor diluar kontrol Perseroan.

Seandainya harga minyak bumi mengalami penurunan atau berada pada tingkat harga rendah yang berkepanjangan, maka hal-hal tersebut akan mengurangi tingkat laba dan mempengaruhi arus kas Perseroan sebagai akibat dari menurunnya pendapatan dari penjualan minyak. Hal ini juga memberikan dampak penurunan tingkat ekonomis dari kegiatan eksplorasi dan pengembangan yang dilakukan Perseroan maupun nilai dari cadangan Perseroan. Untuk blok-blok yang telah berproduksi, dampak penurunan tersebut berkurang dengan adanya mekanisme PSC.

Gas bumi yang diproduksi oleh Perseroan di Indonesia sebagian besar dijual berdasarkan sistem kontrak dengan harga tetap dan dengan menggunakan mekanisme tingkat eskalasi tertentu yang diterapkan tiap tahunnya. Dalam hal ini terdapat risiko potensi hilangnya peluang pada saat kenaikan harga pasar minyak dan gas bumi jauh melebihi tingkat eskalasi dalam kontrak. Untuk gas bumi Perseroan yang diproduksi di Amerika Serikat dijual pada pasar spot berdasarkan harga pasar Henry Hub, sehingga risiko yang dihadapi oleh Perseroan adalah risiko yang serupa dengan dampak fluktuasi harga minyak bumi.

Risiko Keadaan Perekonomian

Karena Perseroan beroperasi di tujuh negara berbeda, resesi ekonomi dunia yang tengah berlangsung dewasa ini dapat berpengaruh secara material terhadap usaha Perseroan di ketujuh negara tersebut.

Bila kondisi perekonomian dunia tidak dapat membaik dalam waktu dekat, hal ini secara langsung ataupun tidak langsung dapat berdampak negatif terhadap usaha, kondisi keuangan, hasil operasi maupun prospek Perseroan.

Risiko Tingkat Suku Bunga

Perseroan terpapar pada risiko tingkat suku bunga, yang timbul dari fluktuasi tingkat suku bunga dalam pinjaman jangka pendek dan jangka panjangnya, terutama pada saat likuiditas pasar yang ketat. Fluktuasi ke atas dari tingkat suku bunga akan meningkatkan biaya pinjaman baru dan biaya bunga untuk pinjaman Perseroan dengan tingkat suku bunga mengambang.

Risiko Fluktuasi Nilai Tukar Mata Uang

Pembukuan Perseroan dilakukan dalam mata uang Dolar AS sehingga pendapatan dalam mata uang Rupiah dari bidang usaha tenaga listrik dan sebagian bidang usaha hilir Perseroan memiliki eksposur terhadap nilai tukar mata uang Rupiah terhadap Dolar AS. Di samping itu, Perseroan juga memiliki beberapa kewajiban dalam mata uang Rupiah yang juga memiliki eksposur terhadap nilai tukar mata uang Rupiah terhadap Dolar AS. Aktivitas E&P migas Perseroan di berbagai negara tidak terlepas dari eksposur fluktuasi mata uang negara setempat.

Faktor Persaingan Usaha

Risiko Persaingan Usaha

Industri migas, ketenagalistrikan dan industri hilir sangat kompetitif. Terjadi persaingan yang ketat, dalam industri migas maupun di industri lainnya.

and Mineral Resources (ESDM) on a monthly basis. As a result, the price of oil that is produced by the Company will depend largely on factors beyond the control of the Company.

A prolonged period of low oil prices could lead to a significant effect on the Company's results of operations, and as well as the Company's cash flows as a result of the declining income from the sale of oil. It could also impact on the impairment of the economic values from the Company's exploration and development activities, as well as the value of the Company's reserves. For blocks that are already in production, the impact of this decline is reduced by the mechanism of PSC.

The natural gas produced by the Company in Indonesia is largely sold on the basis of contracts in fixed price that allows for a certain level of escalation annually. There exists the potential risk of opportunity lost when the market price of oil and gas increases well above the escalation cap in the contract. The Company's gas produced in the United States are sold on the spot market on the basis of the Henry Hub market price, which means that the risks facing the Company are those associated with the effects of fluctuating gas prices.

Economic Risk

Since the Company operates in seven different countries, the current global economic recession could have a material impact on the Company's businesses in any or all of those countries.

If the global economy fails to recover soon enough, this may have a direct or indirect adverse impact on the business, financial condition, results of operations, and prospects of the Company.

Interest Rate Risks

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.

Foreign Exchange Risk

The Company posts its accounts in US Dollar, while it generates revenues from the power generation and a portion of downstream industries in Rupiah. This exposes the Company to risk associated with the currency exchange rate of the Rupiah against the US Dollar. In addition, the Company also has liabilities in Rupiah that is therefore exposed to the currency exchange of the Rupiah against the US Dollar. The oil and gas E&P of the Company in various countries are also exposed to the currency exchange fluctuation of the local currencies.

Competitive Factor

Competition Risk

The oil and gas, power generation and downstream industries are highly competitive. There is strong competition, both within the oil and gas

Dalam menghadapi kompetisi ini, Perseroan harus dapat memastikan dimilikinya kemampuan teknologi dan inovasi di bidang E&P migas, ketenagalistrikan dan industri hilir.

industry and with other industries. In facing up to this competition, the Company needs to ensure that it has the required technology and innovative abilities in oil and gas E&P, power generation and downstream industries.

Faktor Politik dan Hukum

Risiko Gugatan Hukum

Dalam menjalankan usahanya, Perseroan dan Anak Perusahaan selalu berhubungan dengan pihak ketiga yang dapat menimbulkan kemungkinan terjadinya sengketa atau perkara hukum. Saat ini Perseroan dan Anak Perusahaan memiliki gugatan hukum, namun Perseroan berkeyakinan bahwa gugatan hukum tersebut tidak akan mengganggu kelangsungan usaha Perseroan dan Anak Perusahaan secara material.

Risiko Politik

Ketidakstabilan kondisi politik atau kurang terpercayanya sistem peradilan di sebuah daerah operasi Perseroan, serta perkembangan politik, perundang-undangan dan peraturan dapat menyebabkan tertundanya proyek pengembangan Perseroan.

Risiko sebagai Induk Perusahaan

Dengan melakukan investasi pada Anak Perusahaan, Perseroan memiliki risiko ketergantungan pada laporan finansial atas kegiatan dan pendapatan usaha dari Anak Perusahaan. Apabila kegiatan dan pendapatan usaha Anak Perusahaan menurun, hal tersebut dapat mengurangi pendapatan Perseroan.

Risiko Sehubungan Dengan Kebijakan dan Regulasi Pemerintah dan Badan Terkait di Bidang Migas

Perusahaan migas yang beroperasi di Indonesia tunduk terhadap peraturan dan perundang-undangan yang berlaku, terutama Undang-Undang Migas No. 22/2001 serta Kontrak Kerja Sama (KKS). Beberapa hal pokok tentang perundang-undangan migas serta KKS tersebut adalah pengaturan tentang pengembalian biaya produksi dan Domestic Market Obligation (DMO). Untuk setiap barel yang diproduksi, perusahaan migas yang beroperasi di bawah KKS berhak atas pengembalian biaya sehubungan dengan kegiatan eksplorasi dan produksi yang dilakukan pada tahun berjalan. Porsi pengembalian biaya terhadap hak bersih bervariasi tergantung dari jumlah biaya yang dikeluarkan termasuk belanja modal untuk eksplorasi, eksploitasi dan produksi, biaya operasional tahunan dan harga pasar untuk minyak bumi dan gas alam.

Selain itu, industri migas dihadapkan pada peraturan dan intervensi pemerintah di seluruh dunia. Berbagai intervensi tersebut dapat berdampak pada kepentingan eksplorasi dan produksi, pengendalian atas Keselamatan, Kesehatan Kerja dan Lingkungan, pembatasan terhadap pemboran dan produksi, serta potensi adanya nasionalisasi, pengambilalihan atau pembatalan kontrak.

Perseroan beroperasi di tujuh negara yang berbeda dan oleh karenanya menghadapi risiko yang terkait dengan masalah hukum dan regulasi yang berbeda-beda.

Political and Legal Factor

Legal Risks

In the conduct of their operations, the Company and its Subsidiaries are enggaged with third parties that may raise the possibility of disputes or leading to litigation cases. Currently, the Company and its Subsidiaries are faced with law suits. Nevertheless, the Company is confident that these law suits will not cause material loss or damage to the Company and its Subsidiaries.

Political Risk

Political instability or lack of well-established and reliable legal systems in regions where the Company operates, as well as political developments, laws and regulations may cause delays in the Company's project development completion.

Risk as a Holding Company

By investing in Subsidiary Companies, the Company is exposed to a dependency risk on the financial statements regarding the operating income and activities of subsidiaries. In cases where the income of subsidiaries decline, this may result in the decline of the Company's revenues as well.

Risk Related to Government Policies and Regulations on oil and Gas

Oil and gas companies operating in Indonesia are subject to the prevailing laws and regulations, particularly the Indonesian Oil and Gas Law No. 22/2001 and the Production Sharing Contract (PSC). Amongst the key terms and conditions under such Oil and Gas Law and PSC are the cost recovery arrangements and the Domestic Market Obligation (DMO). For every barrel produced, an oil and gas company that operates under a PSC is entitled to recover costs pertaining to the exploration and production activities carried out during the year. The cost recovery portion of the net entitlement varies with the level of cost incurred, including capital investment for exploration, development and production, annual operating expenses and the market prices of oil and gas.

Furthermore, the oil and gas industry is subject to regulation and intervention by governments throughout the world. These interventions may affect exploration and production interests, Safety, Health and Environmental controls, restrictions on drilling and production, and the potential for nationalization, expropriation or cancellation of contract rights.

The Company operates in seven different countries and is therefore exposed to risks associated with seven different jurisdictions of laws and regulations.

Faktor Lingkungan

Risiko Dampak Lingkungan

Pembuangan sisa minyak dan gas dapat mengakibatkan pencemaran udara, tanah dan air yang dapat menimbulkan kerugian terhadap negara dan atau pihak ketiga dimana Perseroan harus mengganti rugi atas kerusakan yang ditimbulkan.

Bila Perseroan gagal mengaplikasikan sumberdayanya dalam rangka menjaga keseimbangan yang aman antara akses terhadap sumber-sumber energi di satu pihak, dan pelestarian lingkungan alam di lain pihak, maka Perseroan gagal dalam mencapai visinya untuk menjadi Perusahaan Energi Pilihan.

Perubahan Iklim Global

Kewajiban yang timbul sehubungan dengan perubahan peraturan dan perundang-undangan tentang perubahan iklim global dapat berakibat pada keperluan belanja modal yang substansial, serta peningkatan biaya operasi yang dapat berpengaruh terhadap turunnya profitabilitas.

Untuk mengurangi risiko ini, Perseroan menjalankan kegiatan usahanya dengan memperhatikan dampaknya terhadap perubahan iklim global.

Risiko Bencana Alam

Kegiatan usaha Perseroan berlokasi di Indonesia dan di berbagai negara seperti Libia, Oman, Amerika Serikat dan lain lain. Aktivitas E&P migas Perseroan di berbagai lokasi tersebut tidak terlepas dari ancaman bencana alam seperti badai tropis, angin topan, gempa bumi, tsunami, banjir, kebakaran sumur karena faktor alam dan berbagai bencana yang dapat memberikan dampak negatif terhadap kegiatan usaha Perseroan.

Environmental Factor

Environmental Risks

The disposal of oil and gas residuals may potentially pollute the air, land and water. The potential environmental hazards may jeopardize the state or other related third parties whereby the Company should compensate accordingly.

If the Company fails to apply its resources to achieve a safe balance between access to energy sources on the one hand, and protection of the natural environment on the other hand, then the Company will have failed to achieve its vision to become the Energy Company of Choice.

Global Climate Change

Emerging obligations with respect to changes in laws and regulations pertaining to global climate change could result in substantial capital expenditure, and increased operating costs with the possibility of falling profitability.

To mitigate these risks, the Company seeks to carry out its business activities with due considerations for their impact on global climate change.

Risk of Natural Disaster

The operation of the Companies is diversely located in Indonesia and other countries such as Libya, Oman, United States and others. The oil and gas E&P of the Company in those locateions are subject to natural disasters such as tropical storms, hurricanes, earthquakes, tsunamis, floods, well blow out due to natural factor and other calamaties that may have an adverse impact on the Company's operations.

Tinjauan Operasi per Bidang Usaha

Operational Review of Each Business Units

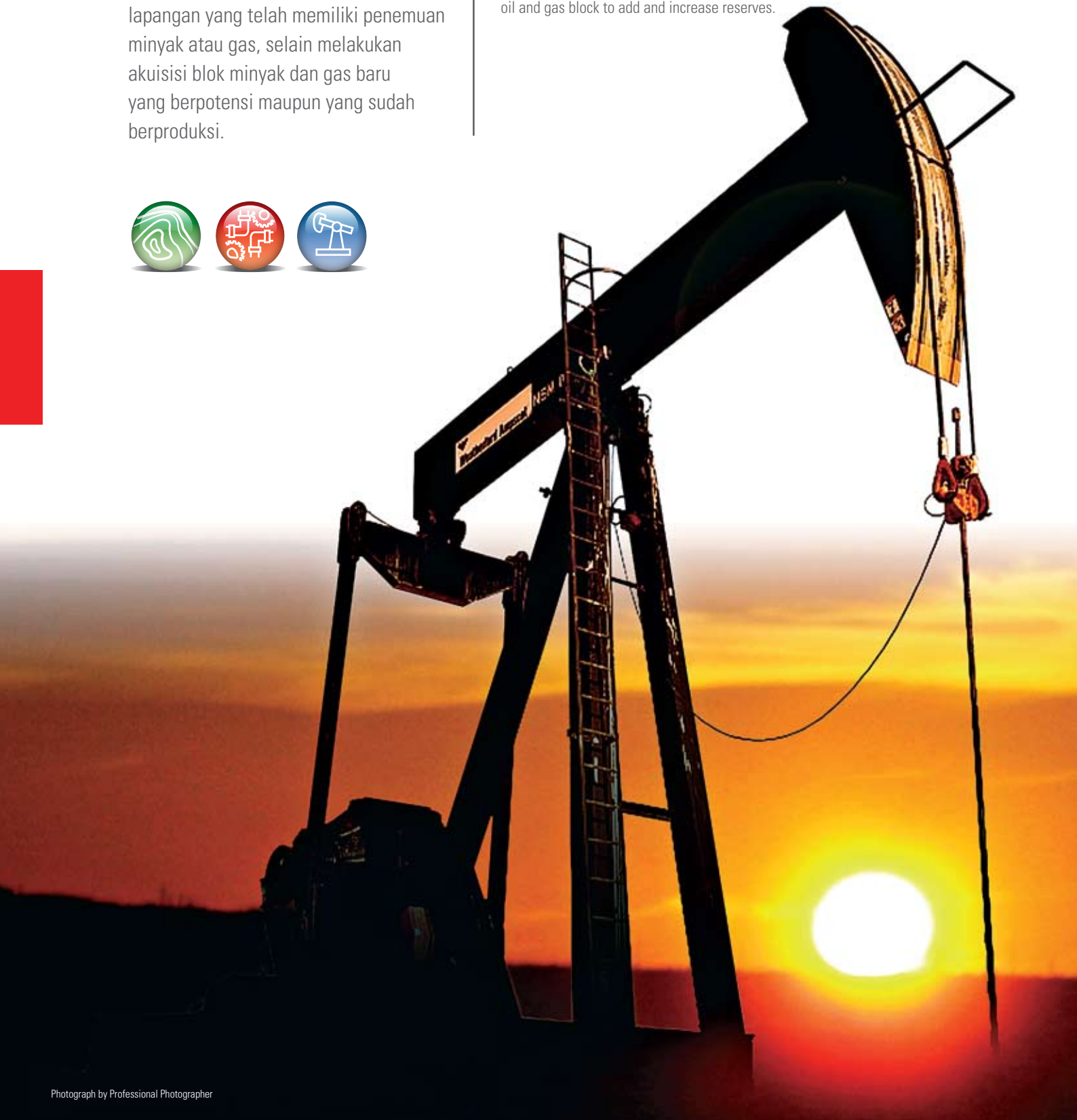
Photograph by Professional Photographer

Eksplorasi & Produksi Minyak dan Gas

Oil and Gas Exploration & Production

MedcoEnergi senantiasa berusaha untuk menambah dan mengganti cadangan minyak dan gasnya dengan melakukan eksplorasi di blok dan lapangan yang ada serta mengembangkan blok atau lapangan yang telah memiliki penemuan minyak atau gas, selain melakukan akuisisi blok minyak dan gas baru yang berpotensi maupun yang sudah berproduksi.

MedcoEnergi always makes every effort to add and replace reserves by conducting exploration activities at the existing blocks and fields, developing the blocks and field which encompass the oil and gas discoveries. Subsequently, MedcoEnergi also pursues any acquisition of the new potential or producing oil and gas block to add and increase reserves.



Photograph by Professional Photographer

E&P Minyak dan Gas Indonesia
Oil and Gas E&P Indonesia

Kegiatan usaha migas MedcoEnergi di Indonesia fokus pada kegiatan hulu, eksplorasi, pengembangan dan produksi minyak mentah dan gas alam.

Kegiatan hulu MedcoEnergi dimulai dengan pengambilalihan kontrak E&P Migas milik Tesoro di Kalimantan Timur (Blok Sanga-Sanga/Samboja/Tarakan TAC dan Blok Tarakan PSC) pada tahun 1992, dimana MedcoEnergi telah berhasil menunjukkan kemampuannya dalam mengembangkan kembali dan meningkatkan produksi dari lapangan-lapangan matang di Kalimantan Timur. Dengan kemampuan dan kepiawaian yang terbukti dalam mengembangkan kembali dan meningkatkan kinerja lapangan yang sudah matang, serta keberhasilan Penawaran Perdana saham ke Publik pada awal kuartal keempat tahun 1994, telah memperkokoh keyakinan MedcoEnergi untuk memperluas kegiatan hulu dengan mengakuisisi PT Stanvac Indonesia yang memiliki beberapa kontrak E&P Migas (PSC) di Sumatra Selatan dari Exxon dan Mobil Oil pada akhir tahun 1995.

Kemampuan dan kepiawaian MedcoEnergi dalam mengelola lapangan matang ini semakin terbukti setelah ditemukannya lapangan minyak baru di Blok Rimau PSC, Kaji dan Semoga, yang memiliki potensi kandungan minyak mentah terbesar di Indonesia pada saat itu di tahun 1996. Keberhasilan-keberhasilan tersebut merupakan batu loncatan dan tantangan bagi MedcoEnergi untuk terus mempertahankan kinerja terbaiknya dalam kegiatan usaha E&P Migas di Indonesia. Dalam upaya terus mempertahankan dan meningkatkan sumber cadangan dan produksi minyak dan gasnya, disamping melakukan eksplorasi dan pengembangan pada lapangan yang ada, MedcoEnergi juga mengikuti beberapa tender PSC yang diselenggarakan oleh Pemerintah maupun perusahaan PSC lainnya, dan berhasil mendapatkan kepercayaan, baik dari Pemerintah maupun perusahaan tersebut, untuk memenangkan dan mengambilalih hak partisipasi yang ditawarkan.

Seluruh kepentingan blok minyak dan gas MedcoEnergi di Indonesia dikendalikan melalui anak perusahaan yang dimiliki sepenuhnya oleh MedcoEnergi Korporat. Sedangkan kegiatan eksplorasi, pengembangan dan produksi di Indonesia dikelola dan dilakukan, baik secara langsung melalui PT Medco E&P Indonesia, anak perusahaan terbesar MedcoEnergi Korporat di bidang usaha E&P Migas Indonesia, maupun bersama-sama dengan mitra strategis. PT Medco E&P Indonesia juga bertanggung jawab atas pengawasan operasional blok migas Perseroan di Indonesia yang dioperasikan oleh mitra strategis.

MedcoEnergi's oil and gas activities in Indonesia focus on upstream activity, exploration, development and production of crude oil and natural gas.

MedcoEnergi's upstream activities began with its 1992 acquisition of Tesoro's Oil and Gas E&P contracts (Sanga-Sanga/Samboja/Tarakan Blocks TAC and Tarakan Block PSC) in East Kalimantan, MedcoEnergi proceeded to successfully demonstrated its capability in redeveloping and improving the production of mature fields in East Kalimantan. The success in enhancing the performance of mature fields in East Kalimantan, on top of the successful stocks IPO in early fourth quarter 1994, strengthened MedcoEnergi's confident to expand its upstream activities. In 1995 the Company acquired PT Stanvac Indonesia, which held Oil and Gas E&P contracts (PSCs) in South Sumatra, from Exxon and Mobil Oil.

This ability and expertise of MedcoEnergi in managing mature fields became more apparent with the discovery of new oil fields in the Rimau PSC Block, Kaji and Samoga, which contained the largest potential crude oil reserves in Indonesia at the time in 1996. These succeses became the stepping stones as well as chalanges for MedcoEnergi to sustain its best performance in its E&P Oil and Gas business in Indonesia. In the efforts to sustain and increase the Company's oil and gas reserves and production, aside from undertaking exploration and development of existing fields, MedcoEnergi also participated in several PSC tenders that are offered by the Government or other PSC operators. These efforts have since won the trust of both the Government and PSC operators, enabling the Company to win or acquired participating interests that are tendered.

All of the interests of MedcoEnergi's Indonesian oil and gas blocks are held through wholly owned subsidiaries of MedcoEnergi Corporate. Meanwhile, the exploration, development and production activities in Indonesia are managed and performed either directly through PT Medco E&P Indonesia (MEPI), a major Indonesian Oil and Gas E&P subsidiary of MedcoEnergi Corporate, or jointly with strategic partners. MEPI is also responsible to supervise the operations of the Company's Indonesian oil and gas blocks operated by strategic partners.

Kesepakatan Bagi Hasil Minyak dan Gas di Indonesia

Anak perusahaan MedcoEnergi yang bergerak dalam bidang E&P migas di Indonesia beroperasi berdasarkan berbagai kesepakatan bagi hasil dengan BPMIGAS yang sesuai dengan Undang-Undang dan Peraturan Minyak dan Gas baru yang berlaku.

1. **Kontrak Bagi Hasil (PSC)**

   PSC diberikan untuk mencari dan mengembangkan cadangan hidrokarbon komersial di area tertentu sebelum berproduksi secara komersial. Kontraktor pada umumnya diwajibkan untuk menyerahkan kembali sejumlah persentase dari area kontrak pada tanggal tertentu, kecuali jika area tersebut terkait dengan permukaan lapangan dimana telah ditemukan minyak dan gas.

   Tanggung jawab dari kontraktor dalam PSC umumnya termasuk menyediakan dana atas semua aktivitas dan menyiapkan serta melaksanakan program kerja dan anggaran. Sebagai imbalannya, kontraktor diizinkan untuk melakukan *lifting* atas minyak mentah dan produksi gas yang menjadi haknya.

   Bagi hasil dalam bentuk *First Tranche Petroleum* (FTP) sebesar 20% dari total produksi sebelum dikurangi *cost recovery* tersedia untuk Pemerintah dan kontraktor sesuai dengan persentase hak bagi hasil masing-masing.

   Jumlah produksi setelah FTP adalah jumlah yang tersedia untuk pengembalian biaya (*cost recovery*) bagi kontraktor, yang 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 dari hasil produksi minyak mentah dan gas bumi yang tersisa, selanjutnya kontraktor berhak atas 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.

   PSC di Indonesia wajib memenuhi *domestic market obligation* (DMO) dimana kontraktor harus menyediakan kepada pasar domestik sebanyak yang lebih rendah antara 25% (i) dari bagian kontraktor sebelum pajak atas total produksi minyak bumi atau (ii) dari bagian laba kontraktor atas minyak.

2. **Kontrak Bantuan Teknis/Technical Assistant Contract (TAC)**

   TAC diberikan pada wilayah yang belum atau telah berproduksi untuk jangka waktu tertentu, tergantung pada perjanjian kontraknya. Produksi minyak atau gas bumi dibagi terlebih dahulu menjadi bagian yang tidak dapat dibagikan (*non-shareable*) dan bagian yang dapat dibagikan (*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 PT Pertamina (Persero) (Pertamina).

Indonesian Oil and Gas Production Sharing Arrangements

MedcoEnergi oil and gas E&P subsidiaries in Indonesia operate under various production sharing arrangements with BPMIGAS which is applicable to the new Indonesian Oil and Gas Law and Regulations.

1. **Production Sharing Contracts (PSC)**

   A PSC is awarded to explore and establish commercial hydrocarbon reserves in a specified area prior to commercial production. 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.

   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 and dispose of its share of crude oil and gas production.

   A sharing in the form of First Tranche Petroleum (FTP) of 20% out of total production before deduction of cost recovery is available to the Government and the contractor in line with their entitlement shares

   The balance of production after FTP is available for cost recovery for the contractor which is 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 is entitled to the balance 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.

   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 profit share for oil.

2. **Technical Assistance Contracts (TAC)**

   A TAC is awarded when a field has prior or existin production and is awarded for a certain number of years depending on the contract terms. The oil or gas production is first divided into non-shareable and shareable portions. The non-shareable portion represents the Production which is expected from the field (based on historic production of the field) at the time the TAC is signed and accrues to PT Pertamina (Persero) (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 kepada kedua belah pihak dengan cara yang sama seperti PSC.

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 between the parties in the same way as for a PSC.

3. Joint Operating Body (JOB) - Indonesia

Dalam JOB, kegiatan operasional dilakukan oleh badan operasi bersama yang dikepalai oleh Pertamina dan dibantu oleh kontraktor sebagai pihak kedua dalam JOB. Dalam JOB, 50%-62,5% dari produksi merupakan milik Pertamina dan sisanya adalah bagian yang dapat dibagikan dan dibagikan kepada kedua belah pihak dengan cara yang sama seperti PSC.

Kontraktor diwajibkan untuk membayar bonus produksi kepada BPMIGAS apabila jumlah produksi tertentu tercapai.

Pada saat kontrak berakhir atau diputuskan, pelepasan sebagian kontrak area, atau penutupan lapangan, kontraktor 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 berdasarkan klausul masing-masing kontrak.

3. Joint Operating Body (JOB)

In a JOB, operations are conducted by a joint operating body headed by Pertamina and assisted by the contractor through their respective secondees to the JOB. In a JOB, 50%-62.5% of the production is retained by Pertamina, and the balance is the shareable portion which is split between the parties in the same way as in a PSC.

Contractors are obliged to pay a production bonus to oil and gas regulatory body (BPMIGAS) if certain production levels are attained.

Upon the expiration or termination of the contract, relinquishment of part of the Contract Area, or abandonment of any fields, the contractors may be required to remove all equipment and installations from the Contract Area, and perform site restoration activities in accordance with the terms of the contract or applicable government regulations. The cost of abandonment and site restoration work is cost recoverable under the respective contract.

Blok Minyak dan Gas di Indonesia

Oil and Gas Block In Indonesia

Sampai dengan akhir tahun 2009, MedcoEnergi memegang sepuluh PSC, satu TAC, dua PSC JOB dan satu Perjanjian Kepentingan Ekonomis di Indonesia. MedcoEnergi mengoperasikan secara langsung lima blok produksi migas, dua blok eksplorasi dan satu blok pengembangan dengan jenis kontrak PSC dan satu blok dengan jenis kontrak TAC. Sedangkan satu blok produksi dan satu blok pengembangan dioperasikan bersama-sama dengan Pertamina dengan jenis kontrak PSC JOB, dan tiga blok eksplorasi lainnya dioperasikan oleh mitra strategis. MedcoEnergi juga memiliki hak partisipasi ekonomis atas satu blok migas dalam tahap eksplorasi, yang dioperasikan oleh operator dari blok tersebut.

As of year end 2009, MedcoEnergi held ten PSCs, a TAC, two PSC JOBs and an Economic Interest Agreement in Indonesia. MedcoEnergi directly operates five oil and gas producing blocks, two oil and gas exploration blocks and one oil and gas development block under a PSC contract and one block under a TAC contract. While one producing block and one development block are operated jointly with Pertamina under a PSC JOB contract, and three other exploration blocks are operated by a strategic partner. MedcoEnergi also holds an economic participating interest in one oil and gas exploration block, currently operated by said strategic partner.

Daftar Kesepakatan Bagi Hasil Minyak dan Gas di Indonesia
List of Indonesian Oil and Gas Production Sharing Arrangements

No.	Nama Blok Name of Block	Masa Akhir Kontrak Contract Expiry	Hak Partisipasi Participating Interest	Mitra Partner		Luas Area (Km2)	Operator	Keterangan Descriptions
				Nama Name	Hak Partisipasi Participating Interest			
1	Kampar-S&CS	PSC 2013	100%			5,493	MedcoEnergi	
2	Lematang	PSC 2017	74.12%	Lundin Lematang BV	25.88%	409	MedcoEnergi	Proyek Utama Key Project
3	Rimau	PSC 2023	95%	Perusahaan Daerah Pertambangan & Energi Sumsel	5%	1,103	MedcoEnergi	Proyek Utama Key Project
4	Bawean	PSC 2011	100%	Kuwait Bawean Indonesia	35%	3,025	MedcoEnergi	
5	Tarakan	PSC 2022	100%			187	MedcoEnergi	
6	Sembakung	TAC 2013	100%			23	MedcoEnergi	
7	Senoro-Toili	PSC-JOB 2027	50%	PT PHE Tomori	50%	451	Pertamina-Medco JOB	Proyek Utama Key Project
Blok Pengembangan								Development Blocks
1	Block A	PSC 2011	41.67%	• Premier Oil Sumatra (North) BV • Japex Block A Ltd	41.6% 16.67%	3,910	MedcoEnergi	Proyek Utama Key Project
2	Simenggaris	PSC JOB 2028	41.5%	• PT Pertamina • Salamander Energy (Simenggaris) Ltd	37.5% 21.0%	547	Pertamina-Medco JOB	
Blok Eksplorasi								Exploration Blocks
1	Merangin	PSC 2033	80%	• Moeco Merangin Co.Ltd.	20%	2,102	MedcoEnergi	
2	Bengara-I	PSC 2029	58.33%	• Salamander Energy (Bengara) Ltd	41.67%	2,311	MedcoEnergi	
3	Bangkanai	PSC 2033	15%	• Elnusa Bangkanai Energy Ltd • Mitra Energi Bangkanai Ltd	50.01% 34.99%	4,536	Elnusa Bangkanai Energy Ltd	
4	Nunukan	PSC 2034	40%	Anadarko Indonesia Nunukan Co.	60%	3,196	Anadarko Indonesia Nunukan Co.	
Kepentingan Ekonomis								Economic Interests
1	Lapangan Jeruk	EA* 2027	25%	• Santos (Sampang) Ltd. • Singapore Petroleum Company • Cue Energy Resources	45% 21.8% 8.2%		Santos (Sampang) Ltd.	*Perjanjian Ekonomi *Economic Agreement

Pembelian Barang Modal

Capital Expenditures

(Dalam Jutaan AS$) (In million US$)

Keterangan	31 Desember December 31		Description
	2009	2008	
Pembelian barang modal	155	151	Capital expenditures

Untuk pembelian barang modal sampai dengan tanggal 31 Desember 2009, Perseroan telah mengeluarkan sebesar AS$155 juta, yang digunakan untuk memenuhi pembiayaan kegiatan eksplorasi dan pengembangan kontrak migas di Indonesia. Pembelian barang modal Perseroan di tahun 2009 lebih tinggi dibandingkan jumlah pembelian barang modal di tahun 2008, yaitu sebesar AS$151 juta. Kenaikan ini disebabkan oleh pembelian barang modal untuk pengembangan lapangan Singa di Lematang.

For capital expenditures up to December 31, 2009, the Company spent a total of US$155 million that was used to finance exploration and development activities on oil and gas contracts in Indonesia. Capital expenditure in 2009 was higher than that of 2008, which amounted to US$151 million. The increase was attributed to capital expenditure for the development of the Singa field in Lematang.

Produksi dan Penjualan Minyak dan Gas

Pada akhir tahun 2009, produksi minyak dan gas MedcoEnergi di Indonesia diperoleh dari tujuh blok produksi, yakni South Central Sumatra-Kampar, Lematang, Rimau, Bawean, Tarakan, Sembakung dan Senoro-Toili.

Oil and Gas Production and Sales

As at year-end 2009, the oil and gas production of MedcoEnergi in Indonesia was derived from seven production blocks, namely South Central Sumatra-Kampar, Lematang, Rimau, Bawean, Tarakan, Sembakung and Senoro-Toili.

Tabel Produksi Minyak dan Gas
Table of Crude Oil and Natural Gas Production

No.	Aset Assets	31 Desember December 31					
		2009			2008		
		Minyak | Oil (MBO)	Gas (MMCF)	Jumlah | Total (MBOE)	Minyak | Oil (MBO)	Gas (MMBTU)	Jumlah | Total (MBOE)
	Langsa*	253	-	253	385	-	385
1	Kampar – S&CS	3,147	32,438	8,692	3,300	26,600	7,859
2	Lematang	6	-	6	5	38	11
3	Rimau	7,363	-	7,363	7,900	5,600	8,820
	Kakap*	91	1,012	264	400	4,500	1,113
	Tuban**	-	-	-	419	-	419
4	Bawean	233	-	233	129	-	129
5	Tarakan	703	2,511	1,133	700	7,300	1,989
6	Sembakung	703	-	703	813	-	813
	Sanga-Sanga/ Samboja/ Tarakan***	-	-	-	1,300	200	1,293
7	Senoro-Toili (Tomori)	395	-	395	479	-	479
	Jumlah Total	12,888	35,961	19,036	15,830	44,238	23,310

* Dijual pada tahun 2009 / Sold in 2009
** Dijual pada tahun 2008 / Sold in 2008
*** Kontrak berakhir pada tahun 2008 / Contract expired in 2008

Jumlah produksi minyak dan gas Perseroan yang berasal dari operasi di Indonesia pada tahun 2009 adalah 19.036 MBOE, menurun sebesar 18,33% dari 23.310 MBOE di tahun 2008. Penurunan tersebut terutama disebabkan oleh dijualnya seluruh hak partisipasi MedcoEnergi di Blok Kakap dan Langsa yang masing-masing berlaku efektif pada pertengahan dan triwulan terakhir tahun 2009, disamping penurunan secara natural cadangan minyak mentah dari Blok Rimau.

Total production of oil and gas by the Company from its operations in Indonesia in 2009 amounted to 19,036 MBOE, a decline of 18.33% from 23,310 MBOE in 2008. The decline was primarily due to the divestment of all of the Company's participation interests in the Kakap and Langsa blocks which became effective in mid-year and fourth quarter of 2009, respectively; aside from the natural decline of the crude oil reserves in the Rimau Block.

Tabel Penjualan Minyak Mentah dan Gas Alam
Table of Crude Oil and Natural Gas Sales

No.	Aset Assets	31 Desember December 31					
		2009			2008		
		Minyak | Oil (BOPD)	Gas (BBTUPD)	Jumlah | Total (BOEPD)	Minyak | Oil (BOPD)	Gas (BBTUPD)	Jumlah | Total (BOEPD)
	Langsa*	648	-	648	1,040	-	1,040
1	Kampar – S&CS	8,459	92.69	24,303	8,947	74.80	21,735
2	Lematang	8	-	8	13	-	13
3	Rimau	20,016	-	20,016	22,755	-	22,755
	Kakap*	181	2.77	655	983	8.00	2,341
	Tuban**	-	-	-	1,258	-	1,258
4	Bawean	527	-	527	480	-	480
5	Tarakan	1,906	6.15	2,957	2,250	19.30	5,549
6	Sembakung	1,910	-	1,910	1,905	-	1,905
	Sanga-Sanga/ Samboja/ Tarakan***	-	-	-	3,474	-	3,474
7	Senoro-Toili	1,083	-	1,083	1,586	-	1,586
	Jumlah Total	34,738	101.61	52,107	44,690	102.10	62,136

* Dijual pada tahun 2009 / Sold in 2009
** Dijual pada tahun 2008 / Sold in 2008
*** Kontrak berakhir pada tahun 2008 / Contract expired in 2008

Akibat dari menurunnya produksi minyak mentah di tahun 2009, volume penjualan rata-rata perhari minyak mentah Perseroan juga menurun sebesar 16,14% menjadi 34.738 BOPD, dibandingkan dengan penjualan rata-rata perhari minyak mentah di tahun 2008 sebesar 44.690 BOPD. Minyak mentah yang menjadi bagian Perseroan, dijual kepada calon pembeli melalui tender terbatas. Pada tahun 2009, seluruh produksi minyak yang menjadi bagian Perseroan, dijual kepada pemenang tender terbatas yang diselenggarakan pada akhir tahun 2008, yaitu Petro-Diamond Singapore Pte. Ltd. dan Petro-Diamond Co. Ltd. Hongkong, keduanya merupakan anak perusahaan dari salah satu pemegang saham pengendali tidak langsung Perseroan, Mitsubishi Corporation, sedangkan pada tahun 2008, dijual kepada Itochu Petroleum Co.(Pte) Ltd.

As a result of the declining crude oil production in 2009, the daily average sales volume of crude oil of the Company also declined by 16.14% to 34,738 BOPD, compared to the daily average sales of crude oil in 2008 of 44,690 BOPD. Crude oil entitlement of the Company was sold to potential offtakers through open tender. In 2009, all of the crude oil entitlement of the Company was sold to the winning bidder of the open tender that was carried out at the end of 2008, which were Petro-Diamond Singapore Pte. Ltd. and Petro-Diamond Co. Ltd. Hongkong, both of which are subsidiaries of one of the Company's indirect controlling shareholders, Mitsubishi Corporation, whereas in 2008, the sale went to Itochu Petroleum Co.(Pte) Ltd.

Penjualan rata-rata gas alam Perseroan pada tahun 2009 adalah 101,61 BBTUPD, menurun sebesar 0,48% dari 102,10 BBTUPD di tahun 2008. Penurunan ini terutama disebabkan dihentikannya penjualan gas ke kilang Metanol di Pulau Bunyu yang dimiliki oleh PT Pertamina (Persero) dan dikelola oleh Perseroan sejak bulan Maret 2009, belum terealisasinya penjualan gas Singa dan Keramasan ke Jawa, serta dijualnya seluruh saham Perseroan di anak perusahaan yang memegang hak partisipasi di Blok Kakap.

The Company's average sale of natural gas in 2009 amounted to 101.61 BBTUPD, a declined of 0.48% from 102.10 BBTUPD in 2008. The decline was primarily due to the cessation of gas sales to the Methanol Plant on Bunyu Island owned by PT Pertamina (Persero) and managed by the Company since March 2009, as yet unrealized gas sales from Singa and Keramasan to Java, and the divestment of all of the Company's shares in the subsidiary company that holds a participating interest in the Kakap Block.

Penurunan produksi minyak mentah dari Blok Rimau mengakibatkan menurunnya volume gas terasosiasi yang diproses menjadi *Liquefied Petroleum Gas* (LPG) di Kilang LPG milik Perseroan, oleh karenanya volume penjualan LPG ke PT Pertamina (Persero) di tahun 2009 juga menurun menjadi 45,24 ton per hari dari 45,34 ton per hari di tahun 2008.

The decline of crude oil production in the Rimau Block resulted in the decline of the volume of associated gas that is processed into Liquefied Petroleum Gas (LPG) at the Company's LPG Plant, as of a result of which the LPG sales volume to PT Pertamina (Persero) in 2009 also decline to 45.24 tonnes per day from 45.34 tonnes per day in 2008.

Sesuai dengan komitmen Perseroan untuk senantiasa mendukung kebutuhan gas Nasional, hampir seluruh produksi gas alam Perseroan disalurkan untuk memenuhi kebutuhan gas yang diperlukan Pemerintah, seperti pabrik pupuk urea milik PT Pupuk Sriwijaja (Persero), dan

In line with the commitment of the Company to support the National gas supply, virtually all of the Company's natural gas productions are distributed to meet the national gas demand, such as that of the urea fertilizer plant of PT Pupuk Sriwijaya (Persero), and the power generating plants of

pembangkit listrik milik PT Perusahaan Listrik Negara (Persero). Seluruh kontrak gas dengan Pemerintah ini merupakan kontrak jangka panjang yang masih berlaku sampai dengan akhir tahun 2009.

Berikut ini kontrak penjualan gas alam dan LPG Perseroan yang masih berlaku pada tahun 2009 dan 2008.

PT Perusahaan Listrik Negara (Persero). All of the gas sales contracts to the government represent long term contracts that were still in force as of year end 2009.

The following are the natural gas and LPG sales contracts that are in effect in 2009 and 2008.

Pembeli Buyer	Tanggal Perjanjian Date of Agreement	Komitmen Commitment	Jangka Waktu Periode
PT Medco E&P Indonesia			
PT Pupuk Sriwidjaja (Persero)	7-Agt-07 7-Aug-07	Komitmen untuk memasok gas rata-rata sebanyak 45 BBTU per hari ("BBTUD") dengan harga rata-rata AS$3,59 per MMBTU. Commitment to supply 45 BBTU per day ("BBTUD") at an average price of US$3.59 per MMBTU.	15 Tahun 15 Years
PT Mitra Energi Buana	24-Jul-06 24-Jul-06	Komitmen untuk memasok dan menjual gas 2,5 BBTUD dan harga gas sebesar AS$2,65 per MMBTU sampai dengan AS$3,59/MMBTU. Commitment to supply and sell 2.5 BBTUD gas at an agreed price ranging from US$2.65/MMBTU to US$3.59/ MMBTU.	7 tahun atau sampai pada saat seluruh jumlah yang disepakati telah dipasok, yang mana lebih dulu 7 years or until such quantity has been fully supplied, whichever occurs first
PT Perusahaan Listrik Negara (Persero)	20-Jan-06 dan dirubah dengan perjanjian 2-Des-08 20-Jan-06 and amended with agreement dated 2-Dec-08	Komitmen untuk memasok gas sebesar 22,3 BBTUD dengan estimasi nilai kontrak AS$320,93 juta (naik sebesar AS$103,83 juta dari kontrak awal). Commitment to supply gas involving 15.7 BBTUD with an estimated total value of US$320.93 million (increased by US$103.83 million from the original contract).	7 Tahun 7 Years
PT Meta Epsi Pejebe Power Generation (MEPPO-GEN)	20-Jan-06 20-Jan-06	Komitmen untuk memasok gas sebesar 14,5 BBTUD selama masa kontrak, dengan harga AS$2,3 per MMBTU. Commitment to supply gas involving 14.5 BBTUD during contract term, at agreed price of US$2.3 per MMBTU.	6 tahun atau sampai jumlah yang disepakati telah terpenuhi 6 years or when such quantity has been fully supplied
PT Pertamina (Persero)	16-Jan-04 Perjanjian dirubah beberapa kali dan terakhir pada 1-Jan-2010 16-Jan-04 the agreement has been amended several times the latest on 1-Jan-2010	Komitmen untuk mengirim dan menjual LPG sesuai dengan kondisi yang ditetapkan di dalam perjanjian. Commitment to deliver and sell LPG pursuant to the conditions set forth in the agreement.	5 tahun atau sampai seluruh jumlah yang di sepakati telah dipasok, yang mana lebih dahulu 5 years or until such quantity has been fully supplied, whichever occurs first
PT Perusahaan Listrik Negara (Persero)-PLTG Indralaya	30-Des-02 dan dirubah dengan perjanjian 12-Des-04 30-Dec-02 and amended with agreement dated 12-Dec-04	Komitmen untuk memasok dan menjual gas 10 BBTUD, kemudian diamandemen tanggal 12 Desember 2004 sebesar 19 BBTUD dengan harga gas AS$2,685 per MMBTU. Commitment to supply and sell 10 BBTUD of gas, and later amended with an agreement dated December 12, 2004, of 19 BBTUD at a gas price of US$2.685 per MMBTU.	9 tahun atau sampai seluruh jumlah yang di sepakati telah dipasok 9 years or until such quantity has been fully supplied

Pembeli Buyer	Tanggal Perjanjian Date of Agreement	Komitmen Commitment	Jangka Waktu Periode
PT Perusahaan Listrik Negara (Persero)	30-Des-03 dan dirubah dengan perjanjian 12-Des-09 30-Dec-03 and amended with agreement dated 12-Dec-09	Komitmen untuk memasok dan menjual gas 2,9 BBTUD dan harga gas sebesar AS$2,55 per MMBTU. Commitment to supply and sell 2.9 BBTUD gas at a gas price of US$2.55 per MMBTU.	10 tahun atau sampai seluruh jumlah yang sepakati telah dipasok 10 years or until such quantity has been fully supplied
PT Perusahaan Listrik Negara (Persero)	30 -Des-02 dan dirubah dengan perjanjian 10-Jun-2010 30-Dec-02 and amended with agreement dated 10-Jun-2010	Komitmen untuk memasok dan menjual gas total 9.651 BBTU dan harga gas sebesar Rp12.000/MMBTU pada tahun pertama dan sebesar AS$1,88/MMBTU sampai AS$2,1/ MMBTU dari tahun kedua dan sampai kontrak selesai tahun 2012, serta harga sebesar AS$2,74/ MMBTU untuk kelebihan pasokan gas harian mulai 21 November 2005. Commitment to supply and sell 9,651 BBTU gas at a gas price of Rp12,000/ MMBTU in the first year and in the range of US$1.88/MMBTU to US$2.1/MMBTU from second year onward up to 2012, and a price of US$2.74/MMBTU for gas in excess of agreed daily delivery to PLN starting November 21, 2005.	10 tahun atau sampai seluruh jumlah yang sepakati telah dipasok 10 years or until such quantity has been fully supplied
PT Medco Methanol Bunyu	27-Mei-08 27-May-08	Komitmen untuk memasok gas 13,65 TBTU ke Kilang Metanol di pulau Bunyu dengan nilai kontrak kurang lebih AS$37,53 juta. Pada tanggal 11 Maret 2009, disepakati untuk menghentikan perjanjian lebih awal. Commitment to supply 13.65 TBTU gas to Methanol plant at Bunyu island with estimated contract value of US$37.53 million. On March 11, 2009, it was agreed to execute an early termination of the agreement.	2 Tahun 2 Years
Perusahaan Daerah Kota Tarakan	22-Jan-09 22-Jan-09	Komitmen untuk memasok gas sebesar 1-3 BBTUD dengan harga gas sebesar AS$3 per MMBTU dengan eskalasi kenaikan harga 2,5% pertahun. Commitment to supply 1-3 BBTUD of gas at a price of US$3 per MMBTU, escalating by 2.5% per year.	10 Tahun 10 Years
Perusahaan Daerah Mura Energi	4-Agt-09 4-Aug-09	Komitmen untuk memasok gas sebesar 2,5 BBTUPD yang berasal dari Lapangan Temelat dengan estimasi nilai kontrak AS$8,073 juta. Commitment to supply 2.5 BBTUPD produced from Temelat Field with contract value estimated US$8.073 million.	10 tahun sejak April 2011 10 years starting from April 2011
Perusahaan Daerah Pertambangan dan Energi	4-Agt-09 4-Aug-09	Komitmen untuk memasok gas sebesar maksimum 0,5 BBTUPD yang berasal dari Blok South Sumatra Extention. Commitment to supply máximum 0.5 BBTUPD produced from South Sumatra Extention Block.	September 2009 sampai dengan November 2013 September 2009 up to November 2013
PT Perusahaan Gas Negara (Persero) Tbk.	4-Des-09 4-Dec-09	Komitmen untuk memasok gas alam yang berasal dari dari Lapangan Keramasan, Blok South & Central Sumatra (SC&S) sebesar 14 ribu BBTU dan nilai maksimum sejumlah AS$60,7 juta. Commitment to supply natural gas from Keramasan Field in South & Central Sumatra (SC&S) with the total gas volume of 14 thousands BBTU and total maximum US$60.7 million.	Desember 2009 sampai dengan November 2011 December 2009 up to November 2011

Pembeli Buyer	Tanggal Perjanjian Date of Agreement	Komitmen Commitment	Jangka Waktu Periode
PT Medco E&P Lematang			
PT Perusahaan Listrik Negara (Persero)	21-Mar-07 dirubah pada tanggal 10 September 2009 21-Mar-07 amended on September 10, 2009	Komitmen untuk memasok gas sebesar 68,6 BBTUD dengan estimasi nilai kontrak AS$443 juta. Commitment to supply gas of 68.6 BBTUD with an estimated total value of US$443 million.	Sampai berakhirnya kontrak PSC atau sampai jumlah yang disepakati telah terpenuhi Until PSC contract expires or such quantity has been fully supplied
PT Perusahaan Gas Negara (Persero) Tbk.	4-Des-09 4-Dec-09	Komitmen untuk memasok gas alam yang berasal dari dari Lapangan Singa di Blok Lematang sebesar 53 ribu BBTU dan nilai maksimum sejumlah AS$287,11 juta. Commitment to supply natural gas from Singa Field in Lematang Block with the total gas volume of 53 thousands BBTU and total maximum US$287.11 million.	3 tahun 2 bulan sejak bulan Maret 2010 3 years and 2 month starting March, 2010
PT Medco E&P Malaka			
PT Pupuk Iskandar Muda (Persero)	10-Des-07 dirubah pada tanggal 2 Desember 2008 10-Dec-07 amended on December 2, 2008	Komitmen untuk memasok 110 BBTUD dengan harga AS$6,50 + 0,35x (Bulk Urea Prilled Price – 425/34) per MMBTU ditambah 60% keuntungan diluar harga dasar gas apabila harga pupuk di pasar internasional di atas AS$360 per ton. Commitment to supply 110 BBTUD of gas at a selling price of US$6.50 + 0.35x (Bulk Urea Prilled Price – 425/34) per MMBTU and 60% additional profit on top of the gas floor price when the fertilizer price on the international market exceeds US$360 per ton.	7,5 Tahun 7.5 Years
PT Perusahaan Listrik Negara (Persero)	9-Apr-08 9-Apr-08	Komitmen untuk memasok gas sebesar 14,3 BBTUD dengan estimasi nilai kontrak AS$565,99 juta. Commitment to supply gas of 14.3 BBTUD with an estimated total value of US$565.99 million.	17 Tahun 17 Years
PT Medco E&P Tomori			
PT Donggi Senoro LNG	22-Jan-09 22-Jan-09	Komitmen untuk memasok gas sebesar 227 BBTUD dengan harga gas dihitung berdasarkan rumus tertentu dalam AS$/ MMBTU yang dikaitkan dengan nilai Harga Minyak Mentah Gabungan Jepang (JCC). Commitment to supply 227 BBTUD of gas with the price calculated based on certain an agreed formula expressed in US$/ MMBTU and referred to the value of the Japan Crude Cocktail (JCC).	15 tahun dimulai sejak tanggal operasi Kilang LNG 15 years starting from the date of commercial operations of the LNG Plant
PT Medco E&P Simenggaris			
PT Pertamina Gas & PT Medco Gas Indonesia	28-Agt-09 28-Aug-09	Komitmen untuk memasok gas maksimum sebesar 20 BBTUPD yang berasal dari Lapangan South Sembakung. Commitment to supply maximum 20 BBTUPD of gas produced from South Sembakung field.	11 Tahun sejak kuartal empat tahun 2011 11 years starting form the fourth quarter of 2011

Realisasi Harga Rata-Rata Minyak Mentah dan Gas Alam
Realize Average Crude Oil and Natural Gas Price

(Dalam AS$/barel) (In US$/barrel)

Keterangan	31 Desember December 31		%	Descriptions
	2009	2008		
Harga rata-rata minyak West Texas Intermediate (Spot FOB)	61.95	99.67	37.72	West Texas Intermediate (Spot FOB) average oil price
Harga rata-rata minyak Indonesian Crude Price	64.14	99.90	35.76	Indonesian Crude Price average oil price
Harga rata-rata minyak terealisasi	63.98	98.81	34.83	Average realize oil price
Harga rata-rata gas terealisasi	2.97	2.77	0.2	Average realize gas price

Perseroan menggunakan referensi Indonesian Crude Price (ICP)-Sweet Light Crude (SLC) yang diatur oleh Departemen Energi dan Sumber Daya Mineral dalam menentukan harga penjualan minyak dari aset Indonesia. Harga ICP-SLC sangat dipengaruhi oleh harga minyak dunia. Menurun tajamnya harga minyak dunia mulai pertengahan triwulan terakhir 2008 dimana harga minyak West Texas Intermediate (WTI) sempat menembus angka AS$41,02/barel di penghujung bulan Desember 2008, meskipun mulai membaik pada triwulan ketiga 2009 dan berada pada kisaran diatas AS$71,06/barel. Akibatnya harga rata-rata ICP-SLC pada akhir tahun 2009 menurun secara berarti menjadi AS$64,14 dibandingkan AS$99,90/barel pada akhir tahun 2008. Akibatnya, realisasi harga rata-rata penjualan minyak Perseroan menurun menjadi rata-rata AS$63,98/barel di tahun 2009 dibandingkan dan AS$98,81/barel pada tahun 2008.

The Company uses Indonesian Crude Price (ICP)- Sweet Light Crude (SLC) set by the Department of Energy and Mining Resources as a reference in determining the price of oil sales in Indonesia. The ICP-SLC price is subjected to global oil price. The sharp decline of global crude oil price beginning from the middle of the last quarter of 2008 in which the price of West Texas Intermediate (WTI) crude fell below US$41.02/barrel at the end of December 2008, although it eventually recovered in the third quarter of 2009, ranging above US$71.06/barrel. This resulted in the significant declined of the average ICP-SLC price at year end 2009 to US$64.14/barrel from US$99.90/barrel at year end 2008. As a result, the realized average selling price of the Company's crude oil declined to US$63.98/barrel in 2009 from US$98.81/barrel in 2008.

Sedangkan harga rata-rata gas Perseroan yang terealisasi pada tahun 2009 meningkat sebesar 6,70% menjadi AS$2,97/MMBTU dibandingkan dengan AS$2,77/MMBTU pada tahun 2008, oleh karena kenaikan harga gas pada beberapa kontrak penjualan.

Meanwhile the average realized selling price for the Company's natural gas in 2009 increased by 6.70% to US$2.97/MMBTU compared to US$2.77/MMBTU in 2008, due to an increase in the gas price in several sales contracts.

Penjualan Minyak dan Gas Bersih
MedcoEnergi mengakui pendapatan dari penjualan minyak mentah dan gas alam berdasarkan pengiriman ke pelanggan.

Net Sales of Oil and Gas
MedcoEnergi recognizes revenues from the sale of crude oil and natural gas based upon shipment to offtakers.

(Dalam jutaan AS$) (In million US$)

Keterangan	31 Desember December 31		Description
	2009	2008	
Penjualan dan pendapatan - bersih	407.71	650.58	Sales and revenues - net

Penjualan minyak mentah dan gas alam MedcoEnergi yang berasal dari operasi di Indonesia untuk tahun yang berakhir 31 Desember 2009 adalah AS$407,71 juta, menurun sebesar AS$242,87 juta atau 37,33% dari AS$650,58 juta di tahun 2008. Sebagaimana dijelaskan diatas, penurunan ini terutama disebabkan oleh rendahnya harga rata-rata minyak mentah yang terealisasi di tahun 2009, dibandingkan harga rata-rata minyak mentah yang terealisasi di tahun 2008, serta penurunan volume penjualan minyak mentah dan gas alam Perseroan di tahun 2009, dibandingkan di tahun 2008.

Sales of crude oil and natural gas of MedcoEnergi that were derived from its operations in Indonesia for the year ending December 31, 2009 amounted to US$47.71 million, a decline of US$242.87 million or 37.33% from US$650.58 million in 2008. As refered to above, the decline was primarily due to the lower average selling price realized in 2009, compared to that of 2008, as well as the lower volume of sales of crude oil and natural gas by the Company in 2009, compared to that of 2008.

Menambah dan Mengganti Cadangan

MedcoEnergi memiliki komitmen untuk senantiasa mendukung Pemerintah dalam memenuhi pertumbuhan kebutuhan minyak dan gas di Indonesia. Perseroan senantiasa berusaha untuk menambah dan mengganti cadangan minyak dan gasnya dari waktu ke waktu dengan melakukan eksplorasi di blok dan lapangan yang ada serta mengembangkan blok atau lapangan yang telah memiliki penemuan minyak atau gas. Disamping itu, MedcoEnergi juga berusaha menambah dan meningkatkan cadangannya dengan melakukan akuisisi blok minyak dan gas baru yang berpotensi maupun yang sudah berproduksi.

Dalam mengembangkan dan memproduksi cadangannya, MedcoEnergi berpotensi akan menghadapi beberapa risiko, termasuk persetujuan BPMIGAS, pemasangan atau penambahan infrastruktur seperti jalur pipa dan fasilitas produksi, harga minyak dan gas, biaya operasi dan pengembangan, serta ketersediaan modal.

MedcoEnergi melakukan estimasi atas sisa cadangan di akhir tahun sesuai dengan Prinsip-Prinsip Teknik Rekayasa dan Evaluasi yang Diakui Secara Umum yang disetujui oleh Asosiasi Ahli Teknik Perminyakan (SPE) Internasional. Bagaimanapun juga, estimasi kuantitas cadangan memiliki tingkat ketidakpastian yang melekat.

Dalam melakukan estimasi besarnya jumlah cadangan hidrokarbon, MedcoEnergi menggunakan interpretasi volume dan nilai. Besarnya jumlah cadangan kemudian dikaitkan dengan rencana pengembangan dan penerapan proyek.

MedcoEnergi mengelola cadangan hidrokarbonnya berdasarkan Petroleum Resource Management System (PRMS) pedoman Sistem Pengelolaan Cadangan Minyak dan Gas yang disusun oleh Society of Petrolem Engineers (SPE), American Association of Petroleum Geologists (AAPG), World Petroleum Council (WPC) dan Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE). Untuk penyajian dalam Laporan Keuangan, MedcoEnergi mengklasifikasikan cadangannya menjadi tiga kategori: Cadangan Kontinjen, Cadangan Terbukti dan Terduga (2P), serta Cadangan Terbukti (1P).

Setiap penemuan hidrokarbon akan dikategorikan sebagai Cadangan Kontinjen apabila jumlah cadangan yang diestimasi pada tanggal tertentu berpotensi dapat diambil, namun cadangan tersebut belum siap untuk dikembangkan secara komersial oleh karena tidak adanya kepastian atau kontinjensi dari proyek yang diaplikasikan. Pada saat keberadaan proyek sudah jelas dan jumlah hidrokarbon yang diperlukan dapat diambil secara komersial dengan mengaplikasikan pengembangan proyek sesuai kebutuhan sejak waktu tertentu sampai dengan kondisi yang ditentukan, Perseroan akan mengkategorisasikan sumber daya tersebut menjadi Cadangan setelah beberapa kriteria terpenuhi, sebagai berikut:

(1) Cadangan hidrokarbon harus ditemukan;
(2) Jumlah cadangan hidrokarbon dapat diambil;
(3) Terdapat kepastian proyek dan cadangan yang dapat dikembangkan secara komersial;dan
(4) Cadangan hidrokarbon yang tersisa sejak tanggal evaluasi berdasarkan pengembangan proyek dapat diaplikasikan.

Addition and Replacement of Reserves

MedcoEnergi has a commitment to continuously support the Government in meeting the growing demand of oil and gas in Indonesia. The Company always makes every effort to add and replace reserves persistently by conducting exploration activities at the existing blocks and fields, and at the same time develop the blocks and fields which encompass the oil and gas discoveries. Subsequently, MedcoEnergi also pursues any acquisition of the new potential or producing oil and gas block to add and increase reserves.

In developing and producing its resources, MedcoEnergi is confronted with potential risks; including approval of BPMIGAS, installation of new or additional infrastructure such as pipeline and production facilities, oil and gas prices, operating and development costs, as well as availability of capital.

MedcoEnergi estimates the remaining reserves at the end of year in accordance with Generally Accepted Engineering and Evaluation Principles approved by International Society of Petroleum Engineers (SPE). However, the estimation of reserves quantities inherents degree of uncertainty.

In estimating the quantities of hydrocarbon resources, MedcoEnergi uses interpretation of volumes and values. The quantities of resources are associated with development and implementation of projects.

MedcoEnergi manages its hydrocarbon resources based on guidelines of Petroleum Resources Management System (PRMS) initiated by SPE, American Association of Petroleum Geologists (AAPG), World Petroleum Council (WPC) and Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE). For presentation in the Financial Statements, MedcoEnergi classifies its resources into three categories: Contingent Resources, Proved and Probable (2P) Reserves and Proved (1P) Reserves.

Any discovery of hydrocarbons will be categorized as Contingent Resources when the quantities of resources are estimated, as of a given date, to be potentially recoverable, but those resources are not ready for commercial development yet due to uncertainty or contingencies of the applied project(s). When the certainty of project(s) become available and the quantities of hydrocarbon anticipated is commercially recoverable by application of development project(s) to known acumulations from a given date forward under defined conditions, the Company will categorize the resources as Reserves, when certain criteria have been satisfied as follows:

1) The hydrocarbon resources must be discovered;
2) The recoverable quantities of hydrocarbon resources;
3) The certainty of project(s) are available and the hydrocarbon resources can be commercially developed; and
4) The remaining hydrocarbon resources as of the evaluation date based on the development of project(s) can be applied.

Saldo awal dari perhitungan cadangan MedcoEnergi untuk blok yang dioperasikan langsung dihitung oleh tenaga ahli teknik perminyakan Perseroan yang berasal dari internal berdasarkan Sertifikasi Cadangan dari penilai independen Gaffney, Cline & Associates (GCA), konsultan penilai independen cadangan minyak dan gas yang diakui oleh perusahaan minyak dan gas Internasional, per tanggal 31 Desember 2009. Sementara untuk blok yang kecil dan tidak dioperasikan oleh Perseroan, estimasi cadangannya dilakukan oleh tenaga ahli teknik perminyakan intern Perseroan yang memiliki kualifikasi untuk menghitung cadangan migas.

Jumlah cadangan 1P dan 2P tersebut menunjukkan jumlah cadangan tersisa dari blok-blok tersebut setelah dikurangi produksi dan penjualan/pengalihan blok-blok tersebut pada tahun 2009, serta tambahan cadangan sebagai hasil dari keberhasilan pemboran eksplorasi dan pengembangan.

The beginning balance of MedcoEnergi's reserves for its direct operating blocks were estimated by the Company's internal petroleum engineers based on Reserves Certification of independent evaluator, Gaffney, Cline & Associates (GCA), an oil and gas reserves independent evaluator consultant recognized by International oil and gas companies, as of December 31, 2009. Meanwhile, all other reserves from non-operated or small operated blocks are estimated by the Company's in-house petroleum engineers who are qualified to estimate oil and gas reserves.

The total 1P and 2P reserves reflected the remaining reserves of the blocks after taking into account the production and sales/transfer of the blocks during the year 2009, as well as additional reserves resulted from the success of exploration and development drillings.

Tabel Cadangan Minyak dan Gas
Table of Oil and Gas Reserves

No	Tahap Phase	Aset Assets	Terbukti Proved (MBOE)		Terbukti & Terduga Proved & Probable (MBOE)	
			31 Desember December 31			
			2009	2008	2009	2008
1	Produksi | Production	Rimau	49.616	45,225	59,003	88,606
2	Produksi | Production	Kampar/S.S. Extension	33,032	21,501	45,241	40,910
3.a	Produksi | Production	Lematang (Harimau Field)	-	-	-	-
3.b	Produksi | Production	Lematang (Singa Field)	11,055	5,116	13,086	13,705
4	Produksi | Production	Tarakan	6,102	3,822	7,558	5,613
5	Produksi | Production	Sembakung	2,708	3,697	3,107	6,031
6.a	Produksi | Production	Senoro Toili (Tiaka Field)	1,363	1,758	3,385	3,780
6.b	Pengembangan | Development	Senoro-Toili (Senoro Gas Field)	112,079	-	118,909	-
7	Produksi | Production	Bawean	11,842	13,581	14,738	14,971
	Produksi | Production	Langsa*	-	1,540	-	2,928
	Produksi | Production	Kakap*	-	4,899	-	6,505
	Jumlah | Total		227,798	101,139	265,027	183,049

* Dijual pada tahun 2009 / Sold in 2009

No.	Tahap Phase	Aset Assets	Cadangan Kontinjen (MBOE) per 31 Desember Contingent Reserves (MBOE) per December 31	
			2009	2008
1	Pengembangan | Development	Blok A	22,067	22,067
2	Eksplorasi | Exploration	Bangkanai	3,638	3,638
3	Pengembangan | Development	Simenggaris	10,535	10,535
4	Pengembangan | Development	Senoro-Toili (Senoro Gas Field)	55,583	167,662

Taksiran cadangan terbukti (1P) serta terbukti dan terduga (2P) minyak mentah dan gas alam Perseroan per tanggal 31 Desember 2009, setelah dikurangi produksi minyak mentah dan gas alam pada tahun 2009, adalah sebesar 227.798 MBOE dan 265.027 MBOE. Taksiran cadangan 1P dan 2P per 31 Desember 2009 meningkat sebesar 125,23% dan 44,78%, dari 101.139 MBOE dan 183.049 MBOE pada tanggal yang sama tahun 2008. Peningkatan ini berasal dari lapangan gas Senoro karena peningkatan klasifikasi cadangan dari cadangan kontinjen menjadi cadangan terbukti dan terduga (2P).

Estimates on the proved (1P) and proved and probable (2P) reserves of the Company's crude oil and natural gas as of December 31, 2009, after accounting for the production of crude oil and natural gas in 2009, amounted to 227,798 MBOE and 265,027 MBOE. Estimates on 1P and 2P reserves as of December 31, 2009 increased by 125.23% and 44.78% to 101,139 MBOE and 183,049 MBOE, respectively, from those of December 31, 2008. The increase was derived from the Senoro gas field due to an increase in the classification of gas reserves from contingent reserves to proved and probable reserves (2P).

Sedangkan jumlah cadangan kontinjensi pada tanggal 31 Desember 2009 dari Blok A PSC, Bangkanai PSC dan Simenggaris PSC adalah masing-masing 22.067 MBOE, 3.638 MBOE dan 10.535 MBOE, sama dengan cadangan kontinjensi pada tanggal yang sama tahun 2008.

Meanwhile, the amounts of contingent reserves as of 31 December 2009 in Block A PSC, Bangkanai PSC and Simenggaris PSC were 22,067 MBOE, 3,638 MBOE and 10,535 MBOE, respectively, similar to contingent reserves of December 31, 2008.

Kegiatan Eksplorasi & Pengembangan

MedcoEnergi berusaha untuk terus menambah dan meningkatkan cadangan dan produksinya dengan melakukan eksplorasi di blok dan lapangan yang ada serta mengembangkan blok atau lapangan yang telah memiliki penemuan minyak atau gas.

Exploration & Development Activities

MedcoEnergi strives to add and increase its reserves persistently by conducting exploration activities at the existing blocks and fields, and at the same time develop the blocks and fields which encompass the oil and gas discoveries.

Realisasi Kegiatan Pemboran 2009 dan Rencana Pemboran 2010
Realization of 2009 Drilling Activities and 2010 Drilling Plan

No.	Nama Blok Name of Blocks	Sumur Pengembangan Development Wells				Sumur Eksplorasi Exploration Wells			
		2010	2009		2008	2010	2009		2008
		Rencana Plan	Aktual Actual	Rencana Plan	Aktual Actual	Rencana Plan	Aktual Actual	Rencana Plan	Aktual Actual
	Langsa*	-	-	-	-	-	-	-	-
1	Kampar-S&CS	6	7	9	13	4	3	-	3
2	Lematang	-	2	2	-	-	-	-	-
3	Rimau	9	11	17	33	2	1	1	1
	Kakap*	-	-	-	-	-	-	-	-
4	Bawean	-	-	-	-	-	-	-	-
5	Tarakan	2	-	-	3	-	-	-	1
6	Sembakung	-	-	-	3	-	-	-	-
7	Senoro-Toili	1	1	1	-	1	1	1	-
8	Blok A	-	-	-	-	-	-	-	-
9	Merangin	-	-	-	-	-	-	-	1
10	Bengara-I	-	-	-	-	1	1	1	-
11	Simenggaris	1	-	-	-	-	-	-	-
12	Bangkanai	-	-	-	-	-	-	-	-
13	Nunukan	-	-	-	-	1	-	-	-
	Lapangan Jeruk	-	-	-	-	-	-	-	-
	Jumlah | Total	19	21	29	52	9	6	3	6

* Dijual pada tahun 2009 / Sold in 2009

Kegiatan Eksplorasi

Dalam melakukan kegiatan eksplorasi, Perseroan melakukan penyelidikan dan penjajakan atas daerah yang diperkirakan mengandung mineral berharga. Suatu survei geologi, survei geofisik, atau pemboran juga dilakukan di daerah yang sedang dalam tahap eksplorasi untuk menemukan deposit dan mengetahui luas wilayahnya.

Pada tahun 2009, MedcoEnergi melakukan pemboran enam sumur eksplorasi dari tiga sumur yang rencananya dibor. Perseroan melakukan kegiatan pemboran eksplorasi sebanyak tiga sumur di Blok SCS PSC, satu sumur di Blok Rimau PSC, satu sumur di Blok Bengara-I PSC dan satu sumur di Blok Senoro Toili PSC JOB.

Exploration Activities

In carrying out exploration activity, the Company conducts study and approach on the area to evaluate the contents of resources. A geological survey, geophysical survey, or drilling are conducted on the area to find the sediment and identify the coverage areas.

In 2009, MedcoEnergi undertook the drilling of six exploration wells from the three wells that were planned for drilling. The Company undertook exploration drilling of three wells at the SCS PSC Block, one well at the Rimau PSC Block, one well at the Bengara-I PSC Block, and another well at the Senoro-Toili PSC JOB Block.

Dari kegiatan pemboran dan pengujian di sumur Temelat-1 dan Meta, Blok SCS PSC, Perseroan berhasil menemukan kandungan minyak pada lapisan formasi Baturaja. Sedangkan dari kegiatan pemboran dan pengujian di sumur South Sebuku-1, Blok Bengara-1 PSC, Perseroan berhasil menemukan tiga zona gas di formasi Tabul dan Meliat. Disamping itu, Perseroan juga berhasil menemukan kandungan minyak dan gas di Mantawa Reef berumur Miosen Atas dalam kegiatan pemboran dan pengujian di sumur Cendanapura-1, Blok Senoro Toili PSC JOB. Kegiatan pemboran dan pengujian ini telah meningkatkan cadangan minyak dan gas Perseroan sebesar 17,65 MBOE di tahun 2009. Disamping itu juga Rasio Keberhasilan Eksplorasi Perseroan di tahun 2009 menjadi 66,67% dari 12,50% di tahun 2008.

From the drilling and testing of the Temalat-1 and Meta wells, SCS PSC Block, the Company discovered oil reserves on the Baturaja formation. Whereas, from the drilling and testing of the South Sebuku-1 well at the Bengara-1 PSC Block, the Company found three gas zones at the Tabul and Meliat formations. In addition, the Company also found oil and gas reserves at the Mentawa Reef of the Upper Miocen age during drilling and testing of Cendanapura-1 well at the Senoro Toili PSC JOB Block. Drilling and testing activities had increased the Company's oil and gas reserves by 17.65 MBOE in 2009. In addition, the Company's Exploration Succes Ratio in 2009 increased to 66.67% from 12.50% in 2008.

Kegiatan Pengembangan

Untuk mempertahankan tingkat produksi minyak mentah dan gas alam, Perseroan senantiasa berupaya untuk terus mengembangkan potensi dari blok maupun lapangan yang sudah berproduksi tersebut dengan melakukan kegiatan pemboran dan pemasaran cadangan gas alam dari blok atau lapangan tersebut.

Development Activities

To sustain the level of crude oil and natural gas production, the Company constantly strives to develop the potential of exsiting production blocks or fields by undertaking drilling activities and natural gas reserves marketing from those production blocks or fields.

Sepanjang tahun 2009, MedcoEnergi melakukan pemboran 21 sumur pengembangan dari 29 sumur yang rencananya akan dibor. Pemboran sumur pengembangan dilakukan di Blok Rimau PSC sebanyak 11 sumur, Blok SCS PSC sebanyak tujuh sumur, Blok Lematang PSC sebanyak dua sumur dan Blok Senoro Toili PSC JOB sebanyak satu sumur.

Throughout 2009, MedcoEnergi undertook the drilling of 21 development wells from the 29 wells that were planned for drilling. The drilling of development wells took place in 11 wells at the Rimau PSC Block, seven wells at the SCS PSC Block, two wells at the Lematang PSC Block, and one well at the Senoro Toili PSC JOB Block.

Disamping itu, dalam upaya meningkatkan cadangan 1P serta produksi gas alamnya, Perseroan juga telah memperoleh lima PJBG dan empat amandemen PJBG lainnya sepanjang tahun 2009. PJBG yang ditandatangani pada tahun 2009 adalah penjualan gas alam yang berasal dari cadangan di Blok SCS PSC, Blok Lematang PSC dan Blok Simenggaris JOB.

In addition, in the efforts to increase 1P reserves and the production of natural gas, the Company has also obtained five GSAs and four other amended GSAs throughout 2009. The GSAs signed in 2009 were for natural gas sales from reserves at SCS PSC Block, Lematang PSC Block dan Simenggaris JOB Block.

Sepanjang tahun 2009, Perseroan juga telah melanjutkan kegiatan penyelesaian tiga Proyek Pengembangan Utama E&P Migas yang bertujuan untuk memonetisasi serta meningkatkan cadangan gas 1P dari aset-aset produksi dan aset pengembangan yang telah mendapatkan kontrak penjualan gas, dan satu Proyek Pengembangan Utama dalam rangka meningkatkan produksi minyak dari Blok Rimau PSC.

During 2009. the Company continued to carry out execution of three Oil and Gas E&P Key Development Projects with the objective to monetize and increase the 1P gas reserves from its producing and development assets which have obtained gas contract, and one Key Development Project to increase the oil production from Rimau PSC Block.

Proyek Pengembangan Utama

Diperolehnya kontrak penjualan gas alam melalui penandatanganan Perjanjian Jual Beli Gas (PJBG) dengan PT PLN dan PT Pupuk Iskandar Muda untuk masing-masing lapangan Singa di Blok Lematang PSC dan Blok A PSC pada tahun 2007, serta diperolehnya kesepakatan dengan PT Pertamina (Persero) dan Mitsubishi Corporation di tahun 2007 untuk mengembangkan gas alam dari lapangan Senoro di Blok Senoro-Toili PSC JOB menjadi Liqueified Natural Gas (LNG), memungkinkan Perseroan untuk memulai pengembangan gas alam dari ketiga blok tersebut. Oleh karenanya, sejak awal tahun 2008, MedcoEnergi mendeklarasikan pengembangan cadangan gas dari lapangan Singa di Blok Lematang PSC, lapangan Senoro di Blok Senoro-Toili PSC JOB dan lapangan Alur Siwah, Alur Rambong di Blok A PSC sebagai Proyek Pengembangan Utama. Untuk pengembangan gas alam dari lapangan Senoro di Blok Senoro-Toili PSC JOB, Perseroan dan PT Pertamina (Persero) telah menandatangani PJBG dengan PT Donggi Senoro LNG di awal tahun 2009.

Key Development Project

The signing of natural gas sales contract through the Gas Sales and Purchase Agreement (GSA) between the Company and PT PLN and PT Pupuk Iskandar Muda for the Singa field at Lematang PSC Block and Block A PSC, respectively, in 2007, and the agreement with PT Pertamina (Persero) and Mitsubishi Corporation in 2007 to develop natural gas from Senoro field at the Senoro Toili PSC JOB Block into Liquified Natural Gas (LNG), enabled the Company to initiate the development of natural gas from the three blocks. As such, since early 2008, MedcoEnergi has declared the development of gas reserves from the Singa field at the Lematang PSC Block, the Senoro field at the Senoro Toili PSC JOB Block and the Alur Siwah and Alur Rambong at Block A PSC as Key Development Projects. For the development of natural gas from the Senoro field at the Senoro Toili PSC JOB Block, the Company and PT Pertamina (Persero) signed a GSA with PT Donggi Senoro LNG in early 2009.

Perseroan juga menyertakan penerapan Peningkatan Perolehan Minyak (EOR) di Blok Rimau PSC sebagai Proyek Pengembangan Utama dengan tujuan untuk meningkatkan jumlah produksi minyak dari *reservoir* yang ada.

Pembahasan rinci dari masing-masing Proyek Pengembangan Utama disajikan pada halaman 68, 69, 74, 75, 102 dan 113.

The Company also included the implementation of Enhanced Oil Recovery (EOR) at Rimau PSC Block with the objective to increase oil production volume from existing reservoir.

Detail discussion on each Key Development Project are stated on page 68, 69, 74, 75, 102 and 113.

Beban Pokok Penjualan dan Biaya Langsung Kegiatan Eksplorasi dan Produksi Minyak dan Gas

Beban atau biaya yang timbul mengoperasikan kegiatan usaha minyak dan gas terdiri dari biaya produksi dan *lifting*, beban eksplorasi serta biaya depresiasi, deplesi dan amortisasi.

Cost of Goods Sold and Direct Costs of Oil and Gas Exploration and Production

The costs incurred in the oil and gas activities consist of production and lifting cost, exploration cost, and costs of crude oil purchases and depreciation, depletion and amortization.

(Dalam jutaan AS$) (In million US$)

Keterangan	31 Desember December 31		%	Descriptions
	2009	2008		
Biaya Produksi dan Penjualan	155.39	150.96	2.9	Production and Lifting Cost
Beban Eksplorasi	17.01	41.76	-59.3	Exploration Cost
Biaya Depresiasi, Deplesi dan Amortisasi	52.96	74.36	-28.8	Depreciation, Depletion and Amortization Cost
Jumlah	225.37	267.08	-15.6	Total

Pada tahun 2009, jumlah beban pokok penjualan dan biaya langsung untuk kegiatan usaha E&P migas di Indonesia menurun sebesar AS$41,71 juta atau sama dengan 15,6% menjadi AS$225,37 juta, dari AS$267,08 juta di tahun 2008. Penurunan ini terutama disebabkan terutama oleh menurunnya kegiatan eksplorasi di tahun 2009 dibandingkan dengan tahun 2008 dan akibat dari penurunan depresiasi karena revaluasi cadangan migas.

In 2009, the amount of cost of goods sold and direct costs of oil and gas E&P in Indonesia declined by US$41.71 million, or 15.6%, to US$225.37 million, from US$267.08 million in 2008. The decline was mainly due to lesser exploration activities in 2009 compared to those of 2008 and due to the lower depreciation rate from the revaluation of oil and gas reserves.

(1) Biaya Produksi dan Penjualan

Biaya produksi dan penjualan dalam kegiatan usaha minyak dan gas terdiri dari biaya *overhead* operasi lapangan, biaya operasi dan pemeliharaan, biaya penggunaan jalur pipa, serta biaya pendukung operasi lainnya. Biaya-biaya tersebut sangat dipengaruhi oleh tingkat produksi dan harga minyak global.

Pada tahun 2009, jumlah biaya produksi dan penjualan untuk kegiatan usaha minyak dan gas Perseroan di Indonesia meningkat sebesar AS$4,44 juta atau sama dengan 2,9% menjadi AS$155,39 juta dari AS$150,96 juta di tahun 2008. Peningkatan ini terutama disebabkan oleh meningkatnya kegiatan workover di South Central Sumatra dan simulasi *reservoir* di Rimau.

(1) Production and Lifting Costs

Production and lifting costs consist primarily of salaries, wages and employees' benefits, materials and supplies and contract charges. These costs are mainly affected by the level of production, field operations overhead, operations and maintenance costs, operations support and pipeline fees.

In 2009, the amount of production and lifting costs in the Company's oil and gas activities in Indonesia increased by US$4.44 million, or 2.9%, to US$155.39 million from US$150.96 million in 2008. The increase was primarily due to the increase of workover activities in South Central Sumatra and the reservoir simulation at Rimau.

(2) Beban Eksplorasi

Beban eksplorasi termasuk biaya sumur kering, biaya geologi serta geofisika, biaya seismik, beban *overhead* eksplorasi, dan penyisihan sumur ditutup sementara. Beban eksplorasi bervariasi tergantung pada aktivitas eksplorasi dan tingkat keberhasilannya masing-masing. Perseroan menggunakan "successful efforts method" untuk pencatatan akuntansi biaya eksplorasi migas. Sejalan dengan itu, biaya yang terkait dengan akuisisi kepemilikan aset migas, biaya pemboran dan peralatan sumur eksplorasi yang menemukan atau menghasilkan cadangan terbukti, dan biaya pemboran dan peralatan sumur pengembangan, termasuk biaya pemboran sumur uji *exploratory type stratigraphic*,

(2) Exploration Costs

Exploration costs include dry hole cost, geological and geophysical cost, seismic costs, exploration overheads, and provision for suspended wells. Exploration costs vary with the level of exploration activities and the success rate of such activities. The Company uses the "successful efforts method" of accounting for oil and gas exploration expenses. Accordingly, costs related to acquisition of interests in oil and gas properties, the costs of drilling and equipping exploratory wells that locate or result in proved reserves, and the costs of drilling and equipping development wells, including the costs of drilling exploratory-type stratigraphic test wells, are initially capitalized and

semuanya dicatatkan sebagai bagian dari sumur yang belum terselesaikan, peralatan dan fasilitas sampai saat mana eksplorasi tersebut dinyatakan tidak berhasil. Biaya eksplorasi atas sumur kering dibebankan pada tahun dimana kegiatan eksplorasi tersebut dinyatakan tidak berhasil.

Jumlah beban eksplorasi di tahun 2009 menurun sebesar AS$24,75 juta atau sama dengan 63% menjadi AS$17,01 juta, dari AS$41,76 juta di tahun 2008. Penurunan ini terutama disebabkan ditundanya beberapa kegiatan eksplorasi di tahun 2009, akan tetapi Perseroan harus tetap membukukan beban sumur kering sejumlah AS$9,75 juta pada tahun 2009.

(3) Biaya Depresiasi, Deplesi dan Amortisasi

Depresiasi, deplesi dan amortisasi aset migas kecuali lahan yang tidak dioperasikan serta sumur yang belum terselesaikan, peralatan dan fasilitas, dihitung berdasarkan metode unit produksi, yaitu produksi kotor dibagi dengan cadangan terbukti kotor yang telah dikembangkan. Depresiasi atas fasilitas dan peralatan pendukung dihitung berdasarkan metode garis lurus selama periode empat hingga 20 tahun, untuk mencerminkan manfaat ekonomis dari aset-aset tersebut.

Pada tahun 2009, biaya depresiasi, deplesi dan amortisasi menurun sebesar AS$21,40 juta atau sama dengan 28,77% menjadi AS$52,96 juta, dari AS$74,36 juta di tahun 2008. Penurunan ini disebabkan oleh kenaikan taksiran cadangan migas sebagai dasar perhitungan depresiasi.

recorded as part of uncompleted wells, equipment and facilities until the exploration is determined to be unsuccessful. Exploration expenses for dry holes are expensed in the year in which the exploration effort is determined to be unsuccessful.

Total exploration costs decreased by US$24.75 million, or 63%, to US$17.01 million, from US$41.76 million in 2008. The decline was primarily due to to the postponement of several exploration activities in 2009, albeit the Company had to post the cost of dry well amounting US$9.75 million in 2009.

(3) Depreciation, Depletion and Amortization Costs

Depreciation, depletion and amortization of oil and gas properties, except un-operated acreages and uncompleted wells, equipment and facilities, are calculated based on the unit-of-production method, using the gross production divided by gross proved developed reserves. Depreciation of supporting facilities and equipment is calculated using the straight-line method over a period of four to 20 years, to reflect the economic benefits of these assets.

In 2009, depreciation, depletion and amortization costs declined by US$21.40 million, or 28.77%, to US$52.96 million, from US$74.36 million in 2008. The decline was due to the increase of estimated oil and gas reserves as the basis for depreciation calculation.

Profitabilitas Kegiatan Usaha Minyak dan Gas
Profitability of Oil and Gas Activities

Keterangan	31 Desember December 31		%	Descriptions
	2009	2008		
Marjin Laba Kotor	45%	57%	-21.1	Gross Profit Margin
Tingkat Pengembalian Pembelian Barang Modal	66%	145%	-54.5	Return on Capital Employed

Pada tahun 2009, dengan penjualan dan pendapatan bersih kegiatan usaha minyak dan gas di Indonesia sebesar AS$407,71 juta dan jumlah beban pokok penjualan dan biaya langsung untuk kegiatan usaha minyak dan gas di Indonesia sebesar AS$225,37 juta, Marjin Laba Kotor Perseroan menurun sebesar 12% menjadi 45% dibandingkan dengan Marjin Laba Kotor tahun 2008 sebesar 57%. Penurunan ini disebabkan terutama oleh penurunan harga dan *lifting* minyak.

Sedangkan Tingkat Pengembalian Modal Kerja Bersih di tahun 2009 mengalami penurunan sebesar 79% menjadi 66% dibandingkan dengan Tingkat Pengembalian Pembelian Barang Modal tahun 2008 sebesar 145%. Penurunan ini disebabkan oleh penurunan harga dan *lifting* minyak dan disertai kenaikan aktiva dan kewajiban.

In 2009, with total net sales from oil and gas activities in Indonesia amounting to US$407.71 million, and cost of goods sold and direct costs for oil and gas activities in Indonesia amounting to US$225.37 million, the Gross Profit Margin of the Company declined by 12% to 45% compared to a Gross Profit Margin of 57% in 2008. The decline was primarily due to lower oil price as well as oil lifting.

Meanwhile the Return on Capital Employed in 2009 declined by 79% to 66% compared to the Return on Capital Employed of 145% in 2008. The decline was due to lower oil price as well as oil lifting, accompanied by an increase in both assets and liabilities.

Kegiatan Masing-Masing Aset di Indonesia

Berikut ini rincian dari kegiatan eksplorasi dan produksi dari seluruh aset-aset Perseroan yang tersebut di seluruh pelosok Indonesia, dari bagian barat (Sumatra) hingga di bagian timur (Papua).

Activities of Each Asset in Indonesia

The following details describe the exploration and production activities of all of the Company's assets throughout Indonesia from West (Sumatra) to East (Papua).

Langsa Block	
Jenis kontrak Type of contract	TAC
Luas wilayah (km2) Areas	77
Masa akhir kontrak Contract expiry	2017
Pemegang hak partisipasi Participating interest	Medco E&P Langsa Ltd - 70% (operator); Modec Production (Langsa) Pte. Ltd - 30%
Operator	Medco E&P Langsa Ltd
Status	Produksi | Production

Latar Belakang

Perseroan dan mitranya, Mitsui Oil Exploration Co. Ltd. (Moeco), melalui Medco Moeco Langsa Limited (MML), mengambilalih 70% hak partisipasi atas Blok Langsa TAC dari Modec Production (Langsa) Ltd. pada akhir tahun 2003 dan menjadi operator dari blok tersebut sejak awal tahun 2004. Pada awal bulan November 2007, Moeco mengalihkan seluruh sahamnya di MML kepada Perseroan melalui penandatanganan Perjanjian Share Transfer, Release and Indemnification. Sejak itu, Perseroan memegang penuh 70% hak partisipasi dan bertanggung jawab sebagai operator penuh atas blok ini.

Pada pertengahan bulan September 2009, Perseroan melepaskan seluruh hak partisipasinya di Blok Langsa TAC melalui penjualan 100% saham MML dengan menandatangani Perjanjian Jual Beli Saham kepada Pyramid International Holding Inc., penjualan saham ini berlaku efektif tanggal 5 November 2009.

Produksi dan *Lifting*

Pada tahun 2009, Perseroan hanya membukukan produksi minyak dari Blok Langsa TAC sampai bulan September, yaitu sebesar 253 MBOE, lebih rendah dibandingkan produksi tahun 2008 sebesar 385 MBOE. Sedangkan rata-rata penjualan minyak yang dibukukan pada tahun 2009 ini adalah sejumlah 648 BOPD, lebih rendah dari penjualan rata-rata di tahun 2008 yaitu sejumlah 1.040 BOPD.

Background

The Company and its partners, Mitsui Oil Exploration Co. Ltd. (Moeco), through Medco Moeco Langsa Limited (MML), acquired 70% participating interest in the Langsa TAC Block from Modec Production (Langsa) Ltd. at the end of 2003 and became an operator of the block since early 2004. In early November 2007, Moeco transferred all of its shares in MML to the Company with the signing of a Share Transfer, Realease and Indemnification Agreement. Since then, the Company has held all of the 70% participating interest and takes full responsibility as the sole operator of the block.

In mid September 2009, the Company divested all of its participating interest in the Langsa TAC Block through the sale of 100% shares of MML with the signing of a Share Sale and Purchase Agreement with Pyramid International Holding Inc., which became effective on November 5, 2009.

Production and Lifting

In 2009, the Company produced oil from the Langsa TAC Block only up to September, amounting to 253 MBOE, lower than the production for the whole of 2008 of 385 MBOE. Whereas the average sale of oil in 2009 amounted to 648 BOPD, lower than the average sale of 2008 of 1,040 BOPD.

South Central Sumatra Block	
Jenis kontrak Type of contract	PSC
Luas wilayah (km2) Areas	5,493
Masa akhir kontrak Contract expiry	2013
Pemegang hak partisipasi Participating interest	PT Medco E&P Indonesia - 100%
Operator	PT Medco E&P Indonesia
Status	Produksi | Production

Latar Belakang

Blok SCS PSC diambilalih oleh MedcoEnergi dari PT Stanvac Indonesia pada tanggal 22 Desember 1995.

Produksi dan *Lifting*

Pada tahun 2009, produksi minyak dan gas dari Blok SCS PSC adalah sebesar 8.692 MBOE, meningkat sebesar 2.694 MBOE, atau 10,60%, dibandingkan dengan 7.859 MBOE di tahun 2008. Sedangkan penjualan minyak dan gas dari Blok SCS PSC di tahun 2009 adalah masing-masing sebesar 8.459 BOPD dan 92,69 BBTUPD, menurun 5% dan meningkat 24% atau sebesar 488 BOPD dan 17,9 BBTUPD, dari 8.947 BOPD dan 74,80 BBTUPD di tahun 2008. Pembeli minyak mentah Perseroan dari Blok SCS PSC di tahun 2009 adalah Petro-Diamond Singapore (Pte) Ltd dengan harga rata-rata AS$63,77/barel. Sedangkan pembeli gas alam dari Blok SCS PSC di tahun 2009 adalah sebagai berikut :

Background

The SCS PSC Block was acquired by MedcoEnergi from PT Stanvac Indonesia on December 22, 1995.

Production and Lifting

In 2009, production of oil and gas from the SCS PSC Block amounted to 8,692 MBOE, an increase of 2,694 MBOE, or 10.60%, compared to 7,859 MBOE in 2008. Whereas the sales of oil and gas from the SCS PSC Block in 2009 were 8,459 BOPD and 92.69 BBTUPD, respectively. Oil sales decreased by 488 BOPD, or 5%, while gas sales increased by 17.9 BBTUPD, or 24%, from 8,947 BOPD and 74.80 BBTUPD, respectively, in 2008. The offtaker of the Company's crude oil from the SCS PSC Block in 2009 was Petro-Diamond Singapore (Pte) Ltd at an average price of US$63.77/barrel. Whereas offtakers of natural gas from the SCS PSC Block in 2009 were as follows:

Pembeli Buyer	Harga (AS$/mmbtu) Price (US$/mmbtu)
Pertamina (PUSRI)	3.08
PLN Indralaya	2.69
PLN Borang	2.55
Gunung Megang	2.30
Keramasan	4.17
Mitra Energi Buana	2.93

Sementara itu di tahun 2008, pembeli minyak mentah Perseroan dari Blok SCS adalah Mitsui dan Itochu dengan harga rata-rata AS$99,31/barel, sedangkan pembeli gas alam adalah sebagai berikut:

Meanwhile in 2008, the offtakers of the Company's crude oil entitlement from the SCS Block were Mitsui and Itochu at an average price US$99.31/barrel, whereas the offtakers for natural gas were as follows:

Pembeli Buyer	Harga (AS$/mmbtu) Price (US$/mmbtu)
Pertamina (PUSRI)	3.00
PLN Indralaya	2.69
PLN Borang	2.55
Gunung Megang	2.30
Mitra Energi Buana	2.79

Optimalisasi Produksi dan Peningkatan Cadangan

Untuk mengoptimalkan produksi dari Blok SCS PSC, pada tahun 2009, Perseroan telah melakukan pemboran tujuh sumur pengembangan dan tiga sumur eksplorasi. Dari tiga sumur eksplorasi, perusahaan menemukan cadangan migas di sumur North Temelat dan Meta. Dan untuk mempertahankan produksi migas telah dilakukan 34 sumur *workover* dan 111 *well service*.

Disamping itu, dalam upaya meningkatkan produksi gas alamnya, Perseroan senantiasa memasarkan cadangan gas alamnya yang belum terjual dari Blok SCS PSC dan pada tahun 2009 telah berhasil mendapatkan tiga kontrak penjualan gas melalui penandatanganan PJBG dengan Perusahaan Daerah Mura Energi, Perusahaan Daerah Pertambangan dan Energi serta PT Perusahaan Gas Negara (Persero) Tbk.

Pada tahun 2009 telah dilakukan penandatanganan dua Amandemen PJBG Keramasan dan Borang dengan PT PLN (Persero) untuk penjualan gas ke Jawa Barat dan PLTG Borang.

Pengurangan Pembakaran Gas Terasosiasi

Dalam rangka mengurangi pembakaran gas terasosiasi, Perseroan telah melakukan pemanfaatan gas terasosiasi melalui penjualan untuk pembangkitan listrik oleh PLN di Sumsel, keperluan rumah tangga dan transportasi (2010) serta berencana untuk melakukan *extension* penjualan gas untuk keperluan kelistrikan ke perusahaan daerah di tahun 2011.

Cadangan Akhir Tahun 2009

Pada akhir tahun 2009, cadangan 1P dan 2P dari Blok South Central Sumatra PSC adalah masing-masing sebesar 33.032 MBOE dan 45.241 MBOE, meningkat dari 21.501 MBOE dan 40.910 MBOE.

Rencana ke Depan

Untuk meningkatkan produksi migas di tahun 2010, perusahaan akan melakukan pemboran lima sumur pengembangan di Gunung Kembang (1), Soka (2) dan Meta (2), melanjutkan pengembangan Fariz phase-3 dan Meta-1 Put On Production dan optimisasi produksi melalui 21 sumur workover.

Untuk meningkatkan penjualan gas, perusahaan akan melakukan pemboran satu sumur pengembangan di Temelat dan menjual gas ke Jawa untuk mengurangi gas yang tidak dapat diserap pembeli saat ini dari Keramasan, Borang dan lainnya.

Berkenaan dengan pencarian potensi penemuan cadangan baru, perusahaan akan melakukan pemboran empat sumur eksplorasi (Lagan Deep, Kikim 3, Siga dan Nola) serta intensifikasi studi geologi dan geofisika.

Production Optimalization and Reserves Augmentation

To optimize production from SCS PSC Block in 2009, the Company's drilled seven development wells and three exploration wells. From the three exploration wells, the Company found oil and gas reserves at the North Temelat and Meta wells. And to sustain the level of oil and gas production, the Company undertook workover in 34 wells and carried out 111 well services.

In addition, in the efforts to increase production of national gas, the Company continuously markets its unsold gas reserves from the SCS PSC Block and in 2009 succeeded in securing three gas sales contracts with the signing of SGAs with Perusahaan Daerah Mura Energi, Perusahaan Daerah Pertambangan dan Energi, and PT Perusahaan Gas Negara (Persero) Tbk.

In 2009, two SGA Amendments pertaining to Keramasan and Borang were signed with PT PLN (Persero) for gas sales to West Java and the PLTG Borang power plant.

Reducing Associated Gas Flare

In order to reduce the flaring of associated gas, the Company utilized associated gas for sale to the power generating plant of PLN in South Sumatra, for household and transportation needs (2010) and planned to extend its gas sales for power generation to regional companies in 2011.

Reserves at Year End 2009

As at year end 2009, 1P and 2P reserves from the SCS PSC Block were 33,032 MBOE and 45,241 MBOE, respectively, increasing from 21,501 MBOE and 40,910 MBOE.

Future Plans

To increase oil and gas production in 2010, the Company will drill five development wells at Gunung Kembang (1), Soka (2) and Meta (2), and proceed with the phase-3 development of Fariz, Put On Production at Meta-1, and optimize production through 21 well workovers.

To increase gas sales, the Company will drill a development well at Temelat and distribute gas to Java to reduce gas that could not be absorbed by current offtakers from Keramasan, Borang and others.

With respect to the search for potential new reserves discoveries, the Company will drill four exploration wells (Lagan Deep, Kikim 3, Siga and Nola) while intensifying geological and geophysical studies.

Proyek Pengembangan Utama **Key Development Projects**

Lematang Block	
Jenis kontrak Type of contract	PSC
Luas wilayah (km2) Areas	409
Masa akhir kontrak Contract expiry	2017
Pemegang hak partisipasi Participating interest	PT Medco E&P Lematang – 51.1176%; Lematang E&P Ltd - 23%; Lundin Lematang BV - 25.88%
Operator	PT Medco E&P Lematang
Status	Produksi & Pengembangan | Production & Development

Latar Belakang

Perseroan mengambil alih masing-masing 60% dan 10% hak partisipasi Blok Lematang PSC pada bulan Oktober 2002 dan Februari 2003, masing-masing melalui pengambilalihan 100% saham milik Petroleum Development Associates (Asia) LLC ("PDA Labuan") dari Petroleum Development Associates (Asia) BVI ("PDA (Asia) BVI"), serta pengambilalihan 10% hak partisipasi yang dipegang oleh Novus Lematang Company. Blok Lematang PSC terletak di propinsi Sumatra Selatan.

Di awal tahun 2008, Perseroan mendeklarasikan Proyek Pengembangan Gas Singa sebagai salah satu Proyek Pengembangan Utama Perseroan.

Produksi dan *Lifting*

Pada tahun 2009, produksi minyak dan gas dari Blok Lematang PSC, melalui lapangan Harimau, adalah sebesar 6 MBOE, meningkat 20% atau sebesar 1 MBOE dibandingkan produksi minyak dan gas di tahun 2008 sebesar 5 MBOE. Sedangkan penjualan minyak dan gas dari Blok Lematang PSC di tahun 2009 adalah sebesar 8 BOPD, menurun 62,5% atau sebesar 5 BOPD, dari 13 BOPD di tahun 2008. Pembeli minyak mentah Perseroan dari Blok Lematang PSC di tahun 2009 dan 2008 adalah Pertamina Kilang Plaju dengan harga rata-rata AS$63,76/barel.

Perkembangan Terkini Proyek Pengembangan Utama Gas Singa

Pada tahun 2009, Perseroan melakukan kegiatan pemboran sumur Singa-3 dan Singa-4 serta melanjutkan pembangunan fasilitas produksi.

Dalam upaya memastikan produksi gas alam dari lapangan Singa dapat diambil oleh pembelinya pada tahun 2010, Perseroan melakukan negosiasi pemasaran dan hasilnya pada tanggal 4 Desember 2009 telah ditandatangani PJBG dengan PT PGN (Persero) dengan Total Contract Quantity 53,27 TBTU dan estimasi total kontrak sebesar AS$287 juta serta melakukan Amandemen PJBG dengan PT PLN (Persero). PJBG dengan PT PGN dan Amandemen PJBG dengan PT PLN merupakan bentuk perubahan dari PJBG semula dengan PT PLN yang ditandatangani pada tanggal 21 Maret 2007.

Cadangan Akhir Tahun 2009

Pada tahun 2009, blok ini memiliki cadangan 1P sebesar 11.055 MBOE dan cadangan 2P sebesar 13.086 MBOE, berdasarkan taksiran cadangan Perseroan per 31 Desember 2009 yang disertifikasi dengan laporan GCA per tanggal 15 Maret 2010.

Rencana Ke Depan

Gas pertama telah dialirkan pada tanggal 16 April dan produksi selanjutnya akan dinaikkan secara bertahap pada tahun 2010. Perseroan akan menyelesaikan pemboran sumur Singa-4 dan pemboran kembali Singa-1 serta menyelesaikan komisioning Proyek Pengembangan Utama Gas Singa.

Background

The company acquired participating interests in the Lematang PSC Block of 60% and 10% in October 2002 and February 2003, respectively, through the acquisition of 100% shares of Petroleum Development Associates (Asia) LLC ("PDA Labuan") from Petroleum Development Associates (Asia) BVI ("PDA (Asia) BVI"), and the acquisition of 10% participating interest that was held by Novus Lematang Company. The Lematang PSC Block is located in the province of South Sumatra.

In early 2008, the Company declared the Singa Gas Development Project as one of the Company's key development projects.

Production and Lifting

In 2009, the production of oil and gas from the Lematang PSC Block, through the Harimau field, amounted to 6 MBOE, an increase of 1 MBOE, or 20%, compared to oil and gas production of 5 MBOE in 2008. Meanwhile, the lifting of oil and gas from the Lematang PSC Block in 2009 amounted to 8 BOPD, a decline of 5 BOPD, or 62.5%, from 13 BOPD in 2008. The offtaker for the Company's crude oil from the Lematang PSC Block in 2009 and 2008 was Pertamina Kilang Plaju at an average price of US$63.76/barrel.

Update on Singa Gas Key Development Project

In 2009, the Company drilled Singa-3 and Singa-4 wells and continued the construction of production facilities.

To ensure that the gas produce from Singa field could be absorbed by the offtaker on year 2010, the Company conducted marketing negotiation and resulted the signed GSA with PT PGN (Persero) on December 4, 2009 for a Total Contact Quantity of 53.27 TBTU and estimated total value of US$287 million, and secured a GSA Amendment with PT PLN (Persero). The GSA with PT PGN and GSA Amendment with PT PLN represent of amendment on the previous GSA with PT PLN signed on March 21, 2007.

Reserves at Year End 2009

As at year end 2009, this block had 1P and 2P reserves of 11,055 MBOE and 13,086 MBOE, respectively, based on the MedcoEnergi's reserves estimation as of December 31, 2009 which certified by GCA report dated March 15, 2010.

Future Plans

The first gas has been flowed on April 16 and continue to be ramping up in 2010. The Company will continue drilling Singa-4 and re-entry of Singa-1 wells, as well as finalizing the Singa Gas Key Development Project commissioning.

Proyek Pengembangan Utama | **Key Development Projects**

Rimau Block	
Jenis kontrak Type of contract	PSC
Luas wilayah (km2) Areas	1,103
Masa akhir kontrak Contract expiry	2023
Pemegang hak partisipasi Participating interest	PT Medco E&P Rimau - 95%; Perusahaan Daerah Pertambangan & Energi Sumsel (PDPDE) - 5%
Operator	PT Medco E&P Rimau
Status	Produksi | Production

Latar Belakang

Blok Rimau PSC diambilalih oleh MedcoEnergi pada 22 Desember 1995 dari PT Stanvac Indonesia. Pada bulan April 2003, MedcoEnergi berhasil mendapatkan perpanjangan kontrak PSC Blok Rimau dari Pemerintah yang berlaku sampai dengan April 2023. Sesuai dengan kebijakan Pemerintah Indonesia, efektif tanggal 1 Juli 2003, Perseroan mengalihkan 5% hak partisipasi kepada pemerintah lokal Sumatra Selatan melalui Perusahaan Daerah Pertambangan dan Energi Sumatra Selatan. Sejak itu, hak partisipasi Perseroan di PSC Rimau menjadi 95%. Blok Rimau PSC terletak di Sumatra Selatan.

Produksi dan *Lifting*

Pada tahun 2009, produksi minyak dari Blok Rimau PSC adalah sebesar 7.363 MBOE, menurun sebesar 496 MBOE, atau 6,3%, dari 7.859 MBOE pada tahun 2008. Sedangkan penjualan minyak dari Blok Rimau PSC di tahun 2009 adalah sebesar 20.016 BOPD, menurun 12% atau sebesar 2.739 BOPD, dari 22.755 BOPD di tahun 2008. Seluruh minyak mentah yang menjadi bagian bersih Perseroan di tahun 2009, dijual kepada Petro-Diamond Singapore (Pte). Ltd. dengan harga rata-rata AS$64,04/barel.

Perkembangan Terkini Proyek Pengembangan Minyak Rimau

Untuk menahan laju penurunan produksi, pada tahun 2009, Perseroan melakukan pemboran 11 sumur pengembangan dan satu sumur eksplorasi, melakukan kerja ulang (*workover*) 45 sumur dan melakukan perawatan sumur (*well service*) di 135 sumur. Perusahaan juga melakukan revitalisasi lapangan Old Rimau dan reaktivasi sumur Rumbi-1 serta memperpanjang pasokan gas untuk Kaji LPG Plant.

Disamping itu, dalam rangka meningkatkan cadangan dari Blok Rimau PSC, Perseroan juga berupaya untuk melakukan Program *Enhance Oil Recovery* (EOR). Dalam menerapkan Program EOR ini, Perseroan melakukan persiapan Proyek Pilot EOR sebelum dilaksanakan program EOR secara penuh. Program EOR ini juga merupakan salah satu dari Proyek Pengembangan Utama Perseroan.

Pengurangan Pembakaran Gas Terasosiasi

Dalam rangka mengurangi pembakaran gas terasosiasi, Perseroan telah menyalurkan sebanyak 4.123 MMCF gas terasosiasi dari produksi minyak di lapangan Kaji ke kilang LPG milik Perseroan yang lokasinya berdekatan dengan lapangan tersebut. Penyaluran gas terasosiasi di tahun 2009 menurun sebesar 1.477 MMCF, atau 26%, dari 5.600 MMCF di tahun 2008.

Dari pemrosesan gas terasosiasi ini, Perseroan telah menjual sebesar 45,2 MTD LPG kepada PT Pertamina (Persero), dengan harga rata-rata AS$448/ton di tahun 2009. Sedangkan harga rata-rata di tahun 2008 adalah sebesar AS$714/ton. Dengan demikian penjualan LPG Perseroan kepada PT Pertamina (Persero) menurun sebesar 0,1 MTD, atau 0,2%,dari 45,3 MTD di tahun 2008.

Background

The Rimau PSC Block was acquired by MedcoEnergi from PT Stanvac Indonesia on December 22, 1995. In April 2003, MedcoEnergi obtained a contract extension of the Rimau PSC Block from the Government until April 2023. Pursuant to the policy of the Government of Indonesia, effective on July 1, 2003, the Company transferred 5% of its participating interest to provincial government of South Sumatra through Regional Mining and Energy Company of South Sumatra. Since then, the participating interest of the Company in Rimau PSC Block has become 95%. The Rimau PSC Block is located in South Sumatra.

Production and Lifting

In 2009, the production of oil and gas from the Rimau PSC Block amounted to 7,363 MBOE, a decrease of 496 MBOE, or 6.3%, from 7,859 MBOE in 2008. Meanwhile, the lifting of oil and gas from the Rimau PSC Block in 2009 amounted to 20,016 BOPD, a decrease of 2,739 BOPD, or 12%, from 22,755 BOPD in 2008. All of the crude oil that represents the net entitlement to the Company in 2009 was sold to Petro-Diamond Singapore (Pte). Ltd. at an average price of US$64.04/barrel.

Update on Rimau Oil Development Project

To arrest the pace of production decline, in 2009 the Company drilled 11 development wells and one exploration well, undertook 45 workover wells and 135 well services. The Company also revitalized the Old Rimau field and reactivated the Rumbi-1 well and extended the gas supply to the Kaji LPG Plant.

In addition, to increase the reserves from Rimau PSC Block, the Company also undertook an Enhance Oil Recovery (EOR) program. In this EOR program the Company undertook preparation for the Pilot Project EOR prior to the full EOR program execution. The EOR program is also one of the Key Development Project of the Company.

Reducing Associated Gas Flare

In order to reduce the flaring of associated gas, the Company has distributed a total of 4,123 MMCF of associated gas from its producing oil field at Kaji to the Company's LPG Plant that is located adjacent to the field. The distribution of associated gas in 2009 decreased by 1,477 MMCF, or 26%, from 5,600 MMCF in 2008.

From the processing of this associated gas, the Company has been able to sell 45.2 MTD of LPG to PT Pertamina (Persero), at an average price of US$448/ton in 2009. Whereas the average price in 2008 was US$714/ton. As a result the Company's LPG sales to PT Pertamina (Persero) decreased by 0.1 MTD, or 0.2%, from 45.3 MTD in 2008.

Cadangan Akhir Tahun

Pada akhir tahun 2009, cadangan 1P dan 2P dari Blok Rimau PSC adalah masing-masing sebesar 49.616 MBOE dan 59.003 MBOE, sedangkan akhir tahun 2008 adalah 45.225 MBOE dan 88.606 MBOE.

Rencana Ke Depan

Untuk mempertahankan laju penurunan produksi migas di tahun 2010, Perusahaan akan melakukan pemboran sembilan sumur pengembangan minyak dan optimisasi produksi melalui *workover* 25 sumur dan perawatan sumur (well service) 103 sumur, melakukan reaktivasi sumur-sumur ex-Dutch di Iliran High, mengembangkan lapangan Rumbi dan Rimbabat.

Perseroan juga akan melanjutkan EOR Pilot Project dengan membangun fasilitas produksi *EOR Pilot Project* dan *Chemical Blending Injection Facilities*. Direncanakan untuk memulai *full scale EOR project* tahun 2011.

Kegiatan lainnya mencakup pencarian potensi penambahan cadangan melalui pemboran dua sumur eksplorasi di Karamba dan Langkap Basement serta melakukan intensifikasi studi geologi dan geofisika.

Reserves at Year End 2009

As at year end 2009, 1P and 2P reserves of the Rimau PSC Block amounted to 49,616 MBOE and 59,003 MBOE, respectively, whereas at year end 2008 they were 45,225 MBOE and 88,606 MBOE.

Future Plans

To sustain the pace of oil and gas production in 2010, the Company will drill nine development wells and optimize production through 25 well wokovers and 103 well services reactivate the ex-Dutch wells at Iliran High, develop the Rumbi and Rimbabat fields.

The Company will also proceed with the EOR Pilot Project by constructing the production facilities for the EOR Pilot Project and Chemical Blending Injection. Full scale EOR project will commence in 2011.

Other efforts will include finding the potential to increase reserves through the drilling of two exploration wells at Karambah and Langkap Basement, as well as intensifying geological and geophysical studies.

Kakap Block

Jenis kontrak Type of contract	PSC
Luas wilayah (km2) Areas	2,006
Masa akhir kontrak Contract expiry	2028
Pemegang hak partisipasi Participating interest	Star Energy (Kakap) Ltd. – 31.25%; Premier Oil Kakap BV – 18.75%; SPC Kakap Ltd. - 15%; Novus UK (Kakap) Ltd. (Medco) – 13.50%; PT Pertamina - 10%; Santos UK (Kakap 2) Ltd. – 6.25%; Novus Nominees Pty. Ltd. – 2.75%; Novus Petroleum Canada (Kakap) Ltd. (Medco) – 2.50%
Operator	Star Energy (Kakap) Ltd.
Status	Produksi | Production

Latar Belakang

Perseroan mulai memegang 16% hak partisipasi di Blok Kakap PSC sejak tahun 2004 setelah selesainya pengambilalihan 100% saham Novus Petroleum Limited oleh Perseroan. Pada awal bulan Juni 2009, Perseroan mengeksekusi haknya untuk membeli kembali 9% hak partisipasi di Blok Kakap PSC dari Santos International Holding Pty Ltd (Santos) melalui pembelian seluruh saham anak perusahaan Santos yang memegang hak partisipasi di Blok Kakap PSC. Pada saat yang sama, Perseroan menjual keseluruhan hak partisipasinya sebesar 25% kepada Star Energy Holdings Pte Ltd ("Star Energy") melalui penandatanganan Perjanjian Jual Beli Saham seluruh anak perusahaan yang memegang hak partisipasi di blok tersebut. Penjualan 100% saham-saham Perseroan di seluruh anak perusahaan tersebut efektif sejak pertengahan bulan Juli 2009.

Produksi dan *Lifting*

Pada tahun 2009, Perseroan hanya membukukan produksi minyak dan gas dari Blok Kakap PSC sampai dengan pertengahan bulan Juli 2009, yaitu

Background

The Company began to hold 16% participating interest in the Kakap PSC Block in 2004 with the completion of the 100% shares acquisition of Novus Petroleum Limited by the Company. In early June 2009, the Company exercised its option to buy back 9% participating interest in the Kakap PSC Block from Santos International Holding Pty Ltd (Santos) through the acquisition of all of the shares of the subsidiary company of Santos which help the participating interest in the Kakap PSC Block. At the same time, the Company divested 25% of its participating interest to Star Energy Holdings Pte Ltd ("Star Energy") through the signing of Shares Sale and Purchase Agreement of all subsidiaries that held participating interest in the block. The sale of 100% shares of the Company in those subsidiary companies became effective since mid July 2009.

Production and Lifting

In 2009, the Company booked oil and gas production from the Kakap PSC Block only up to mid July 2009, amounting to 264 MBOE; whereas for the

sebesar 264 MBOE, sedangkan pada tahun 2008 Perseroan membukukan produksi minyak dan gas dari Blok Kakap PSC sebesar 1.113 MBOE. Penjualan minyak dan gas dari Blok Kakap PSC di tahun 2009 adalah sebesar 181 BOPD dan 2,77 BBTUPD, sedangkan pada tahun 2008 adalah sebesar 983 BOPD dan 8,00 BBTUPD.

whole of 2008 the Company booked oil and gas production from the Kakap PSC Block amounting to 1,113 MBOE. The lifting of oil and gas from the Kakap PSC Block in 2009 amounted to 181 BOPD and 2.77 BBTUPD, respectively, whereas in 2008 the amounts were 983 BOPD and 8.00 BBTUPD.

Bawean Block	
Jenis kontrak Type of contract	PSC
Luas wilayah (km2) Areas	3,025
Masa akhir kontrak Contract expiry	2011
Pemegang hak partisipasi Participating interest	Camar Resources Canada Inc. - 35% (operator); Camar Bawean Petroleum Ltd (CBPL)* - 65%; CBPL merupakan afiliasi Perseroan
Operator	Camar Resources Canada Inc.
Status	Produksi | Production

Latar Belakang

Perseroan mengambilalih 70% hak partisipasi di Blok Bawean PSC sejak tanggal 26 November 2004 melalui perusahaan yang ditunjuk (nominee), yaitu Camar Resources Canada Inc. (CRC). Selanjutnya, pada bulan Juni 2006, CRC mengalihkan 65% hak partisipasi atas Blok Bawean PSC kepada Camar Bawean Petroleum Limited (CBPL).

Produksi dan *Lifting*

Pada tahun 2009, produksi minyak dari Blok Bawean PSC adalah sebesar 233 MBOE, meningkat sebesar 104 MBOE, atau 81%, dari 129 MBOE di tahun 2008. Sedangkan penjualan minyak dari Blok Bawean PSC di tahun 2009 adalah sebesar 527 BOPD, meningkat sebesar 47 BOPD, atau 10%, dari 480 BOPD di tahun 2008. Seluruh minyak mentah yang menjadi bagian bersih Perseroan di tahun 2009, dijual kepada Trafigura dengan harga rata-rata AS$68,80/barel.

Optimalisasi Produksi dan Peningkatan Cadangan

Untuk mengoptimalkan produksi dari Blok Baewan PSC, pada tahun 2009, Perseroan telah melakukan kegiatan *gas lift spacing* sumur Camar-1.

Cadangan Akhir Tahun

Di tahun 2009 blok ini memiliki cadangan 1P sebesar 11,842 MBOE dan cadangan 2P sebesar 14.738 MBOE.

Rencana Ke Depan

PSC dari Blok Bawean akan berakhir pada tahun 2011. Untuk itu, di tahun 2010, Perseroan akan melanjutkan upayanya untuk mendapatkan perpanjangan dari PSC ini.

Sementara menunggu perpanjangan PSC, Perseroan akan melanjutkan eksploitasi dari sisa cadangan yang didapatkan kembali di lapangan Camar di tahun 2010 ini. Perseroan juga akan melakukan eksplorasi atas prospek eksplorasi yang substansial yang telah teridentifikasi di wilayah Camar. Apabila perpanjangan PSC diperoleh, Perusahaan akan melakukan persiapan untuk *seismic acquisition* di Camar & Tuban area (1.000km) dan mempersiapkan *trajectory pathway* di MPA-1 Platform ke sumur Bunku-2.

Background

The Company acquired 70% participating interest in the Bawean PSC Block on November 26, 2004 through a nominee company, Camar Resources Canada Inc. (CRC). Subsequently, in June 2006 CRC transferred 65% of its participating interest in the Bawean PSC Block to Camar Bawean Petroleum Limited (CBPL).

Production and Lifting

In 2009, the production of oil and gas from the Bawean PSC Block amounted to 233 MBOE, an increase of 104 MBOE, or 81%, from 129 MBOE in 2008. Meanwhile, the lifting of oil from the Bawean PSC Block in 2009 amounted to 527 BOPD, an increase of 47 BOPD, or 10%, from 480 BOPD in 2008. All of the crude oil that represents the net entitilement to the Company in 2009 was sold to Trafigura at an average price of US$68.80/barrel.

Production Optimalization and Reserves Augmentation

To optimize production at the Bawean PSC Block in 2009, the Company undertook a gas lift spacing activity at the Camar-1 well.

Reserves at Year End 2009

In 2009, this block had 1P reserves of 11,842 MBOE and 2P reserves of 14,738 MBOE.

Future Plans

The PSC of the Bawean Block will expired in 2011. Therefore, in 2010, the Company will pursue its efforts to obtain an extension of this PSC.

In the meantime, the Company will proceed with the exploitation of available reserves in the Camar field throughout 2010. The Company will also undertake exploration of substantial prospects that are already identified in the Camar area. Upon the granting of the PSC extension, the Company will undertake preparation for seismic acquisition in the Camar and Tuban areas (1,000km) and prepared for trajectory pathway on the MPA-1 Platform to the Bunku-2 well.

Tarakan Block	
Jenis kontrak Type of contract	PSC
Luas wilayah (km2) Areas	187
Masa akhir kontrak Contract expiry	2022
Pemegang hak partisipasi Participating interest	PT Medco E&P Tarakan - 100%
Operator	PT Medco E&P Tarakan
Status	Produksi | Production

Latar Belakang

MedcoEnergi mengambilalih Blok Tarakan PSC pada tahun 1992 dari Tesoro. Pada tahun 2002, Perseroan telah mendapatkan perpanjangan PSC dari Blok Tarakan yang berlaku sampai dengan Tahun 2022.

Produksi dan *Lifting*

Pada tahun 2009, produksi minyak dan gas dari Blok Tarakan PSC adalah sebesar 1.133 MBOE, meningkat 75,55% atau sebesar 856 MBOE dibandingkan produksi minyak dan gas di tahun 2008 sebesar 1.989 MBOE. Sedangkan penjualan minyak dan gas dari Blok Tarakan PSC di tahun 2009 adalah sebesar 1.906 BOPD dan 6,15 BBTUPD, menurun dari 2.250 BOPD dan 19,30 BBTUD di tahun 2008. Seluruh minyak mentah yang menjadi bagian bersih Perseroan di tahun 2009 dan 2008, dijual kepada Pertamina UP V Kilang Balikpapan dengan harga rata-rata AS$68,46/barel. Sedangkan gas alam Perseroan di tahun 2009 disalurkan kepada PLN Tarakan dengan harga rata-rata AS$2,74/MMBTU, sementara di tahun 2008 disalurkan kepada PLN Tarakan dan Medco Methanol Bunyu dengan harga rata-rata AS$2,74/MMBTU.

Optimalisasi Produksi dan Peningkatan Cadangan

Untuk mengoptimalkan produksi dari Blok Tarakan PSC, pada tahun 2009, Perseroan telah melakukan kegiatan kerja ulang (*workover*) lima sumur dan melaksanakan *Net Oil Pumping Facility Project*.

Disamping itu, dalam upaya meningkatkan produksi gas alamnya, Perseroan senantiasa memasarkan cadangan gas alamnya yang belum terjual dari Blok Tarakan PSC dan pada tahun 2009 telah berhasil mendapatkan satu kontrak penjualan gas melalui penandatanganan PJBG dengan Perusda Tarakan dengan harga AS$3,00/MMBTU eskalasi 2,5% per tahun.

Cadangan Akhir Tahun

Pada akhir tahun 2009, cadangan 1P dan 2P dari Blok Tarakan PSC adalah masing-masing sebesar 6.102 MBOE dan 7.558 MBOE meningkat dari 3.822 MBOE dan 5.613 MBOE.

Rencana Ke Depan

Untuk mengoptimalkan produksi dari Blok Tarakan PSC, pada tahun 2010, Perseroan akan melakukan pemboran dua sumur pengembangan di Mangatal dan Mamburungan dan kegiatan kerja ulang (workover) dua sumur dan membangun jalur pipa di Mangatal dan Mamburungan.

Background

MedcoEnergi acquired the Tarakan PSC Block from Tesoro in 1992. In 2002, the Company obtained a PSC extension on the Tarakan Block until 2022.

Production and Lifting

In 2009, the production of oil and gas from the Tarakan PSC Block amounted to 1.133 MBOE, an increase of 856 MBOE, or 75,55%, from 1,989 MBOE in 2008. Meanwhile, the lifting of oil and gas from the Tarakan PSC Block in 2009 amounted to 1,906 BOPD and 6.15 BBTUPD, a decrease from 2,250 BOPD and 19.30 BBTUPD, respectively, in 2008. All of the crude oil that represents the net entitilement to the Company in 2009 and 2008 was sold to Pertamina UP V Kilang Balikpapan at an average price of US$68.46/barrel. Whereas the Company's natural gas in 2009 was distributed to PLN Tarakan at an average price of US$2.74/MMBTU, while in 2008 was distributed to PLN Tarakan and Medco Methanol Bunyu at an average price of US$2.74/MMBTU.

Production Optimalization and Reserves Augmentation

To optimize production at the Tarakan PSC Block in 2009, the Company undertook a workover in five wells and carried out a Net Oil Pumping Facility Project.

In addition, to increase the production of natural gas, the Company continues to market its unsold natural gas reserves from the Tarakan PSC Block and in 2009 succeeded in securing a gas sales contract from the Tarakan Regional Company at a price of US$3.00/MMBTU with a 2.5% annual escalation.

Reserves at Year End 2009

As at year end 2009, the 1P and 2P reserves of the Tarakan PSC Block amounted to 6,102 MBOE and 7,558 MBOE, respectively, increasing from 3,822 MBOE and 5,613 MBOE.

Future Plans

To optimize production from the Tarakan PSC Block in 2010, the Company will drill two development wells at Mangatal and Mamburungan, undertake workovers on two wells, and construct a pipeline at Mangatal and Mamburungan.

Sembakung Block	
Jenis kontrak Type of contract	TAC
Luas wilayah (km2) Areas	23
Masa akhir kontrak Contract expiry	2013
Pemegang hak partisipasi Participating interest	PT Medco E&P Sembakung - 100%
Operator	PT Medco E&P Sembakung
Status	Produksi | Production

Latar Belakang

Perseroan mengakuisisi 100% kepemilikan di Blok Sembakung TAC pada akhir September 2005. Blok Sembakung TAC berlokasi di dekat Blok Tarakan.

Produksi dan *Lifting*

Pada tahun 2009, produksi minyak dari Blok Sembakung TAC adalah sebesar 703 MBOE, menurun 13,5% atau sebesar 110 MBOE dibandingkan produksi minyak di tahun 2008 sebesar 813 MBOE. Sedangkan penjualan minyak dari Blok Sembakung TAC di tahun 2009 adalah sebesar 1.910 BOPD, menurun 0,2% atau sebesar 5 BOPD, dari 1.905 BOPD di tahun 2008. Seluruh minyak mentah yang menjadi bagian bersih Perseroan di tahun 2009, dijual kepada Pertamina UP V Kilang Balikpapan dengan harga rata-rata AS$65,48/barel.

Optimalisasi Produksi dan Peningkatan Cadangan

Untuk mengoptimalkan produksi dari Blok Sembakung TAC pada tahun 2009, Perseroan telah melakukan kegiatan optimasi produksi melalui kerja ulang sumur (*workover*) dan perawatan sumur (*well service*).

Pengurangan Pembakaran Gas Terasosiasi

Dalam rangka mengurangi pembakaran gas terasosiasi, Perseroan telah melakukan pemanfaatan gas terasosiasi sebagai bahan bakar pembangkit listrik untuk keperluan operasi migas.

Cadangan Akhir Tahun

Di tahun 2009, blok ini memiliki cadangan 1P sebesar 2.708 MBOE dan cadangan 2P sebesar 3.107 MBOE.

Rencana Ke Depan

Untuk mengoptimalkan produksi dari Blok Sembakung TAC, pada tahun 2010, Perseroan akan melakukan kegiatan optimasi produksi melalui kerja ulang sumur (*workover*) dan perawatan sumur (*well service*).

Background

The Company acquired 100% participating interest in the Sembakung TAC Block by end of September 2005. The Sembakung Block is located near the Tarakan Block.

Production and Lifting

In 2009, the production of oil from the Sembakung TAC Block amounted to 703 MBOE, a decrease of 110 MBOE, or 13.5%, from 813 MBOE in 2008. Meanwhile, the lifting of oil and gas from the Sembakung TAC Block in 2009 amounted to 1,910 BOPD, a decrease of 5 BOPD, or 0.2%, from 1,905 BOPD in 2008. All of the crude oil that represents the net entitilement to the Company in 2009 was sold to Pertamina UP V Kilang Balikpapan at an average price of US$65.48/barrel.

Production Optimalization and Reserves Augmentation

To optimize production at the Sembakung TAC Block in 2009, the Company undertook a workover and well servicing.

Reducing Associated Gas Flare

In order to reduce the flaring of associated gas, the Company has utilized its associated gas as fuel to generate electricity for its oil and gas operations.

Reserves at Year End 2009

As at year end 2009, this block had 1P reserves of 2,708 MBOE and 2P reserves of 3,107 MBOE.

Future Plans

To optimize production from the Sembakung TAC Block in 2010, the Company will undertake production optimization through workover and well servicing.

Proyek Pengembangan Utama | **Key Development Projects**

Senoro-Toili Block	
Jenis kontrak Type of contract	PSC JOB
Luas wilayah (km2) Areas	451
Masa akhir kontrak Contract expiry	2027
Pemegang hak partisipasi Participating interest	PT Medco E&P Tomori Sulawesi - 50%; PT Pertamina Hulu Energi Tomori Sulawesi - 50%,
Operator	JOB Pertamina - Medco E&P Tomori Sulawesi
Status	Produksi | Production

Latar Belakang
Perseroan mengambilalih 50% hak partisipasi Blok Senoro-Toili PSC JOB melalui pengambilalihan 100% saham Atlantic Richfield Corporation (ARCO) pada tahun 2000. Perseroan mengoperasikan Blok Senoro-Toili PSC JOB bersama-sama dengan anak perusahaan PT Pertamina Persero, PT Pertamina Hulu Energi Tomori Sulawesi. Blok Senoro-Toili PSC JOB terdiri dari dua wilayah, Senoro (di darat) meliputi 188 kilometer persegi dan Toili (lepas pantai) mencakup luas 263 kilometer persegi.

Di awal tahun 2008, Perseroan mendeklarasikan Proyek Pengembangan Gas Senoro sebagai salah satu Proyek Pengembangan Utama Perseroan.

Produksi dan *Lifting*
Pada tahun 2009, produksi minyak dari Blok Senoro-Toili PSC JOB adalah sebesar 395 MBOE, menurun 17,5% atau sebesar 84 MBOE dibandingkan produksi minyak di tahun 2008 sebesar 479 MBOE. Sedangkan penjualan minyak dari Blok Senoro-Toili PSC JOB di tahun 2009 adalah sebesar 1.083 BOPD, menurun 32% atau sebesar 503 BOPD, dari 1.586 BOPD di tahun 2008. Seluruh minyak mentah yang menjadi bagian bersih Perseroan di tahun 2009, di jual kepada Petro-Diamond Company Limited dan kilang minyak domestik (Pertamina) dengan harga rata-rata AS$55,50/barel, sedangkan pada tahun 2008 dijual kepada Petro-Diamond Company Limited dan kilang minyak domestik (Pertamina) dengan harga rata-rata AS$92,86/barel.

Pengurangan Pembakaran Gas Terasosiasi
Dalam rangka mengurangi pembakaran gas terasosiasi, Perseroan telah melakukan pemanfaatan gas terasosiasi untuk *gas lift* dan pembangkit listrik untuk keperluan operasi migas.

Perkembangan Terkini Proyek Pengembangan Gas Senoro
Pada tanggal 22 Januari 2009, Perseroan menandatangani PJBG dengan PT Donggi Senoro LNG (DSLNG) untuk memasok gas sebesar 250 MMSCFD selama 15 tahun dengan harga yang dikaitkan ke Japan Crude Cocktail (JCC). Selain itu, Perseroan juga berupaya meningkatkan cadangan gasnya dengan melakukan pemboran sumur Senoro-6 dan Cendanapura-1. Hasil dari pemboran tersebut menyebabkan cadangan gas Perseroan meningkat pada akhir tahun 2009.

Cadangan Akhir Tahun 2009
Di akhir tahun 2009, Blok Senoro-Toili (Tiaka Field) memiliki cadangan 1P sebesar 1.363 MBOE dan cadangan 2P sebesar 3.385 MBOE. Sedangkan Senoro gas field memiliki cadangan 1P sebesar 112.079 MBOE dan cadangan 2P sebesar 118.909 MBOE.

Rencana Ke Depan
Di tahun 2010, Perseroan berencana untuk melakukan delineasi sumur Cendanapura-2, kegiatan seismik Senoro dan pemboran kembali sumur pengembangan Tiaka-7 serta melanjutkan Proyek Pengembangan Gas Senoro.

Background
The Company acquired 50% participating interest in the Senoro-Toili PSC JOB Block through the acquisition of 100% shares of Atlantic Richfield Corporation (ARCO) in 2000. The Company operates the Senoro-Toili PSC JOB Block together with the subsidiary company of PT Pertamina (Persero), PT Pertamina Hulu Energi Tomori Sulawesi. The Senoro-toili PSC JOB Block is comprised of two areas, Senoro (onshore) covering an area of 188 square kilometer and Toili (offshore) covering 263 square kilometer of area.

In early 2008, the Company declared the Senoro Gas Development Project as one of the Company's Key Development Projects.

Production and Lifting
In 2009, the production of oil from the Senoro-Toili PSC JOB Block amounted to 395 MBOE, a decrease of 84 MBOE, or 17.5%, from 479 MBOE in 2008. Meanwhile, the lifting of oil from the Senoro-toili PSC JOB Block in 2009 amounted to 1,083 BOPD, a decrease of 503 BOPD, or 32%, from 1,586 BOPD in 2008. All of the crude oil that represents the net entitlement to the Company in 2009 was sold to Petro-Diamond Company Limited and domestic refienery (Pertamina) at an average price of US$55.50/barrel, whereas in 2008 the oil was sold to the same companies at an average price of US$92.86/barrel.

Reducing Associated Gas Flare
In order to reduce the flaring of associated gas, the Company has utilized its associated gas as fuel to generate electricity for its oil and gas operations.

Update on Senoro Gas Development Project
In January 22, 2009, the Company signed GSA with PT Donggi Senoro LNG (DSLNG) to supply 250 MMSCFD of gas for 15 years with the price being tied to Japan Crude Cocktail (JCC). Moreover, the Company also put an effort to increase its gas reserves by conducted drilling at Senoro-6 and Cendanapura-1 wells. The drilling resulted an increase of the Company's gas reserves by the end of year 2009.

Reserves at Year End 2009
As at year end 2009, the Senoro-Toili Block (Tiaka Field) had 1P reserves of 1,363 MBOE and 2P reserves of 3,385 MBOE. Whereas the Senoro gas field had 1P reserves of 112,079 MBOE and 2P reserves of 118,909 MBOE.

Future Plans
In 2010, the Company plans to carry out a delineation of the Cendanapura-2 well, seismic activity of Senoro and re-entry of development well at Tiaka-7, while proceeding with the Senoro Gas Development Project.

Proyek Pengembangan Utama **Key Development Projects**

Block A	
Jenis kontrak Type of contract	PSC
Luas wilayah (km2) Areas	3,910
Masa akhir kontrak Contract expiry	2011
Pemegang hak partisipasi Participating interest	PT Medco E&P Malaka - 41.67%; Premier Oil Sumatra (North) BV - 41.66%; Japex Block A Ltd - 16.67%
Operator	PT Medco E&P Malaka
Status	Pengembangan | Development

Latar Belakang

Pada tanggal 23 Januari 2007, Perseroan melalui anak perusahaan yang dimiliki penuh, Medco Far East Limited/PT Medco E&P Malaka, dan mitra kerjanya, Premier Oil Sumatra (North) BV., telah menandatangani Perjanjian Jual Beli Saham dengan ConocoPhillips untuk mengambilalih 100% saham ConocoPhillips (Aceh) Ltd. yang dimiliki oleh ConocoPhillips.

Di awal tahun 2008, Perseroan mendeklarasikan Proyek Pengembangan Gas Blok A sebagai salah satu Proyek Pengembangan Utama Perseroan.

Perkembangan Terkini Proyek Pengembangan Gas Blok A

Perseroan melanjutkan negosiasi persyaratan perpanjangan PSC dengan BPMIGAS. Secara bersamaan, Perseroan juga merampungkan *Front End Engineering and Design* (FEED), mempersiapkan dokumen tender EPC serta proses sosialisasi akuisisi lahan.

Cadangan Akhir Tahun 2009

Pada tahun 2009, Perseroan mengakui cadangan kontinjen (contingent resource) dari blok ini sebesar 22.067 MBOE.

Rencana Ke Depan

PSC dari Blok A akan berakhir pada tahun 2011. Untuk itu, di tahun 2010, Perseroan tengah melanjutkan upayanya untuk mendapatkan perpanjangan dari PSC ini.

Apabila Perseroan memperoleh perpanjangan PSC, Perseroan akan melanjutkan persiapan pengembangan Block A Gas Development Project, antara lain proses akuisisi tanah, persiapan pelaksanaan kontrak EPC dan persiapan kontrak pemboran sumur-sumur pengembangan.

Background

On January 23, 2007, the Company through a wholly owned subsidiary, Medco Far East Limited/PT Medco E&P Malaka, and its working partner, Premier Oil Sumatra (North) BV., signed a Share Sale and Purchase Agreement with Conoco Phillips to acquire 100% shares of ConocoPhillips (Aceh) Ltd. that were held by ConocoPhillips.

In early 2008, the Company declared the Block A Gas Development Project as one of the Company's Key Development Projects.

Update on Block A Gas Development Project

The Company continued negotiating the terms of the PSC extention with BPMIGAS. In parallel the Company finalized Front End Engineering and Design (FEED), prepared EPC tender document and sozialisation process of land acquisition.

Reserves at Year End 2009

As at year end 2009, the company recognized contingent resource amounting to 22,067 MMBOE from this block.

Future Plans

The PSC of Block A will end in 2011. As such, in 2010, the Company is currently pursuing an extension of this PSC.

Upon the extension of the PSC, the Company will proceed with preparation of Gas Development Project in Block A, as such land acquisition process, preparation of EPC contract execution and contract preparation of development wells drilling.

Merangin Block	
Jenis kontrak Type of contract	PSC
Luas wilayah (km2) Areas	2,102
Masa akhir kontrak Contract expiry	2033
Pemegang hak partisipasi Participating interest	PT Medco E&P Merangin - 80% ; Moeco Merangin Co. Ltd. - 20%
Operator	PT Medco E&P Merangin
Status	Eksplorasi | Exploration

Latar Belakang

Perseroan mendapatkan 100% hak partisipasi atas Blok Merangin-1 PSC melalui proses pelelangan terbuka yang diadakan oleh BPMIGAS pada pertengahan 2003. Pengumuman pemenang lelang dilakukan pada bulan Agustus, dan pada bulan Oktober Perjanjian PSC tersebut ditandatangani oleh Perseroan dan BPMIGAS. Blok Merangin-I PSC adalah ladang migas yang berlokasi di sebelah barat laut ladang Kaji Semoga, ladang Perseroan yang paling produktif. Pada bulan Juli 2005, Perseroan menandatangani Perjanjian Farm-in dengan PTTEP Merangin Company Ltd. dan Moeco Merangin Co. Ltd. dan kepemilikan Perseroan berkurang menjadi 41%. Pada tahun 2009, PTTEP melepas 40% hak partisipasinya di Blok Merangin-I kepada Perseroan, sehingga pada akhir tahun 2009 hak partisipasi Perseroan di blok ini menjadi 80%.

Perkembangan Kegiatan Eksplorasi

Pada tahun 2009, Perseroan melakukan kegiatan penutupan sumur eksplorasi Tunas-1 dan Nuansa-1 serta menyerahkan proposal penyerahan sebagian blok tahap dua kepada Pemerintah (second relinquishment proposal).

Rencana Ke Depan

Di tahun 2010, Perseroan berencana untuk melakukan pemboran satu sumur eksplorasi di kuartal ketiga, melakukan studi geofisika, *gravity & magnetic data acquisition, 2D seismic reprocessing* dan c*ommon reflection surface processing*.

Background

The Company acquired 100% participating interest in the Merangin-1 PSC Block through an open tender process presided by BPMIGAS in mid 2003. The winning bid was announce in August, and by October the PSC Agreement was signed by the Company and BPMIGAS. The Merangin-1 PSC Block represents oil and gas fields that are located North West of Kaji Semoga, the Company's most productive fields. In July 2005, the Company signed a Farm-in Agreement with PTTEP Merangin Company Ltd. and Moeco merangin Co. Ltd. in which the participating interest of the Company decreased to 41%. In 2009, PTTEP relinquished ots 40% participating interest in the Merangin-1 PSC Block to the Company, increasing the Company's participating interest in the block to 80%.

Update on Exploration Activities

In 2009, the Company plugged and abandoned the exploration wells of Tunas-1 and Nuansa-1 and submitted the second phase proposal for the relinquishment of part of the Block to the Government.

Future Plans

In 2010, the Company plans to drill an exploration well in the third quarter, undertake geophysical studies, as well as gravity and magnetic data acquisition, 2D seismic reprocessing and common reflection surface processing.

Bengara Block

Jenis kontrak Type of contract	PSC
Luas wilayah (km2) Areas	2,311
Masa akhir kontrak Contract expiry	2029
Pemegang hak partisipasi Participating interest	PT Medco E&P Bengara - 58.33%; Salamander Energy (Bengara) Ltd. - 41.67%,
Operator	PT Medco E&P Bengara
Status	Eksplorasi | Exploration

Latar Belakang

Pada bulan Desember 2001, Perseroan membeli 95% saham PT Petroner Bengara Energi yang mempunyai 100% kepemilikan di Bengara (PSC Bengara). Blok Bengara terletak di daratan Pulau Tarakan, Kalimantan Timur. PSC Bengara berjangka waktu selama 30 tahun sampai dengan tahun 2029, dengan wilayah seluas 2.311 kilometer persegi.

Perkembangan Kegiatan Eksplorasi

Pada tahun 2009, Perseroan melakukan kegiatan persiapan pemboran sumur South Sebuku-2 dan telah mendapatkan persetujuan perpanjangan untuk persiapan *Plan of Development*.

Rencana Ke Depan

Di tahun 2010, Perseroan berencana untuk melakukan pemboran sumur delineasi South Sebuku-2 di kuartal ketiga dan melakukan studi geologi dan geofisika.

Background

In December 2001, the Company acquired 95% shares of PT Petroner Bengara Energi that held 100% interest in the Bengara PSC Block. The Block is located in onshore Tarakan Island, East Kalimantan. The Bengara PSC extends for 30 years up to 2029, with a total area of 2,311 square kilometer.

Update on Exploration Activities

In 2009, the Company undertook preparation for the drilling of the South Sebuku-2 well and received approval of extension for the preparation of the Development Plan.

Future Plans

In 2010, the Company plans to drill a delineation well of South Sebuku-2 in the third quarter, and undertake geological and geophysical studies.

Simenggaris Block

Jenis kontrak Type of contract	PSC JOB
Luas wilayah (km2) Areas	547
Masa akhir kontrak Contract expiry	2028
Pemegang hak partisipasi Participating interest	PT Medco E&P Simenggaris – 41.5%; PT Pertamina Hulu Energi Simenggaris – 37.5%; Salamander Energy (Simenggaris) Ltd. – 21.0%
Operator	PT Medco E&P Simenggaris
Status	Pengembangan | Development

Latar Belakang

Pada bulan Januari 2000, Perseroan membeli 75% saham Medco Simenggaris Pty Ltd, yang mempunyai 62,5% kepemilikan di Blok Simenggaris yang terletak di Kalimantan Timur, berdekatan dengan kegiatan Perseroan di Pulau Tarakan. Medco Simenggaris Pty. Ltd. dan Pertamina telah bekerjasama untuk pengelolaan Blok Simenggaris berdasarkan Perjanjian Blok Simenggaris. Pada bulan November 2001, Perseroan telah menjual 15% saham Medco Simenggaris Pty. Ltd. ke perusahaan minyak Falcon Pte. Ltd., mengurangi saham di Medco Simenggaris Pty Ltd menjadi 60%.

Background

In January 2000, the Company acquired 75% shares of Medco Simenggaris Pty Ltd, which held 62.5% participating interest in the Simenggaris Block located in East Kalimantan, nearby the Company's activities in Tarakan Island. Medco Simenggaris Pty. Ltd. and Pertamina collaborated on the management of the Simenggaris Block based on the Simenggaris Block Agreement. In November 2001, the Company divested 15% shares of Medco Simenggaris Pty. Ltd. to the oil company Falcon Pte. Ltd., decreasing its shares in Medco Simenggaris Pty. Ltd. to 60%.

Medco Simenggaris Pty Ltd memperoleh kontrak JOB Simenggaris pada tahun 1998 selama 30 tahun sampai dengan tahun 2028. Pada bulan Juni 2007, Perseroan menjual 21% hak partisipasi ke Salamander Energy (Simenggaris) Ltd. Setelah penjualan ini, hak partisipasi efektif Perseroan menjadi 41,5% di blok ini.

Perkembangan Kegiatan Eksplorasi
Pada tahun 2009, Perseroan melakukan kegiatan persiapan lokasi untuk sumur South Sembakung-4, 5 & 6, dan telah berhasil menandatangani PJBG dengan consortium PT Pertagas – PT Medco Gas Indonesia. Perseroan juga telah mendapat persetujuan dari pemerintah untuk penyerahan sebagian wilayah tahap ketiga (third relinquishment).

Cadangan Akhir Tahun 2009
Pada akhir 2009, Blok ini memiliki cadangan kontinjen (contingent reserve) sebesar 10.535 MBOE.

Rencana Ke Depan
Di tahun 2010, Perseroan berencana untuk melakukan pemboran sumur pengembangan South Sembakung 2, 4, 5 & 6 dan membuka tender awal untuk pembangunan sebuah kilang gas. Juga perseroan berencana melakukan 2D *seismic acquisition* sepanjang 640 kilometer. Selain itu, penawaran Partisipasi Indonesia kepada perusahaan daerah merupakan target yang harus diselesaikan.

Medco Simenggaris Pty Ltd. obtained Simenggaris JOB contract in 1998 for a period of 30 years until 2028. In June 2007, the Company divested 21% of its participating interest to Salamander Energy (Simenggaris) Ltd, upon which the participating interest of the Company in the block effectively became 41.5%.

Update on Exploration Activities
In 2009, the Company prepared the location for the South Sembakung-4, 5 & 6 wells, and signed GSA with the consortium of PT Pertagas – PT Medco Gas Indonesia. The Company also received approval from the Government for the third-stage partial relinquishement of the area.

Reserves at Year End 2009
As at year end 2009, this Block had contingent reserves of 10,535 MBOE.

Future Plans
In 2010, the Company plans to drill the development wells of South Sembakung-2, 4, 5 & 6 and invite preliminary bids for the development of a gas plant. The Company also plans to make a 640-kilometer 2D seismic acquisition. In addition, the offer for Indonesia Participation to regional companies represents a target to be achieved.

Bangkanai Block	
Jenis kontrak Type of contract	PSC
Luas wilayah (km2) Areas	4,536
Masa akhir kontrak Contract expiry	2033
Pemegang hak partisipasi Participating interest	Elnusa Bangkanai Energy Ltd. – 50.01%; Mitra Energi Bangkanai Ltd. – 34.99%; Bangkanai Petroleum (L) Berhad (BPLD)* - 15%; BPLD merupakan afiliasi Medco
Operator	Elnusa Bangkanai Energy Ltd.
Status	Eksplorasi | Exploration

Latar Belakang
Perseroan mengakuisisi 15% hak partisipasi di blok ini dari Mitra Energi Bangkanai pada tahun 2006.

Perkembangan Kegiatan Eksplorasi
Pada tahun 2009, Perseroan melakukan kegiatan studi pengkajian wilayah kerja Bangkanai.

Rencana Ke Depan
Di tahun 2010, Perseroan berencana untuk melakukan divestasi sebagian *working interest* dan meneruskan studi pengkajian dan pengembangan wilayah kerja.

Cadangan Akhir Tahun
Pada akhir 2009, Blok ini memiliki cadangan kontinjen (contingent reserve) sebesar 3.638 MBOE.

Background
The Company acquired 15% participating interest in the Bangkanai PSC Block from Mitra Energi Bangkanai in 2006.

Update on Exploration Activities
In 2009, the Company undertook a feasibility study of the working area in Bangkanai.

Future Plans
In 2010, the Company plans to divest part of its working interest and proceed with its feasibility study and development of the working areas.

Reserves at Year End 2009
As at year end 2009, this Block had contingent reserves of 3,638 MBOE.

Nunukan Block

Jenis kontrak Type of contract	PSC
Luas wilayah (km2) Areas	3,196
Masa akhir kontrak Contract expiry	2034
Pemegang hak partisipasi Participating interest	PT Medco E&P Nunukan - 40%; Anadarko Indonesia Nunukan Co. - 60%
Operator	Anadarko Indonesia Nunukan Co
Status	Eksplorasi | Exploration

Latar Belakang

Pada tanggal 12 Desember 2004, PT Medco E&P Nunukan, anak perusahaan Perseroan, telah melakukan perjanjian Kontrak Bagi Hasil dengan BPMIGAS untuk pengembangan Blok Nunukan di Kalimantan Timur. Kontrak ini berjangka waktu 30 (tiga puluh) tahun sampai 2034. Perseroan memegang 51% hak partisipasi di blok Nunukan melalui anak perusahaan yang dimiliki penuh, PT Medco E&P Nunukan dan Anadarko Indonesia Nunukan Co. memiliki 49% hak partisipasi. Saat ini, Perseroan memegang 40% hak partisipasi di Blok ini dan 60% dimiliki Anadarko yang juga sebagai operator.

Perkembangan Kegiatan Eksplorasi

Pada tahun 2009, Perseroan melakukan kegiatan tender rig untuk pemboran sumur Badik 1 serta studi lokasi pemborannya.

Rencana Ke Depan

Di tahun 2010, Perseroan berencana untuk melakukan pemboran sumur eksplorasi Badik 1 dan 3D *seismic design*.

Background

On December 12, 2004, PT Medco E&P Nunukan, a subsidiary of the Company, signed a Production Sharing Contract with BPMIGAS in the development the Nunukan Block in East Kalimantan. The contract covers a period of 30 years until 2034. The Company held 51% participating interest in the Nunukan Block through a wholly owned subsidiary, PT Medco E&P Nunukan, while Anadarko Indonesia Nunukan Co. held the other 49% participating interest. Currently, the Company holds 40% participating interst in the Block, whereas 60% participating interest is held by Anadarko as a co-operator in the Block.

Update on Exploration Activities

In 2009, the Company invited bids for the drilling of the Badik-1 well, including the study for the drilling location.

Future Plans

In 2010, the Company plans to drill the exploration well of Badik-1 and undertake a 3D seismic design.

Yapen Block

Jenis kontrak Type of contract	PSC
Luas wilayah (km2) Areas	9,500
Masa akhir kontrak Contract expiry	2029
Pemegang hak partisipasi Participating interest	Continental GeoPetro (Yapen) Ltd - 85%; PT Medco E&P Yapen – 15%
Operator	Continental GeoPetro (Yapen) Ltd
Status	Eksplorasi | Exploration

Latar Belakang

Pada bulan November 2002, Perseroan mengambilalih 90% hak partisipasi atas Blok Yapen PSC di lepas pantai Barat Laut Papua, dengan jangka waktu 30 tahun. Sejalan dengan waktu, Perseroan secara bertahap melakukan divestasi hak partisipasinya kepada pihak-pihak lain, sehingga pada akhir tahun 2009 hak partisipasi Perseroan pada Blok ini adalah sebesar 15% yang kini dipegang oleh anak perusahaan Perseroan, PT Medco E&P Yapen. Luas wilayah Blok Yapen adalah 9.500 kilometer persegi.

Background

In November 2002, the Company acquired 90% participating interest in the Yapen PSC Block, located offshore in North West of Papua, for the period of 30 years. Overtime, the Company gradually divested its participating interest to other parties, in effect holding a 15% participating interest in the Block as at year end 2009, through the Company's subsidiary, PT Medco E&P Yapen. The Yapen Block has an area of 9,500 square kilometer.

Status Terakhir

Perseroan berniat untuk menarik diri dari kepesertaannya di blok ini. Oleh karena itu, pada tahun 2009 Perseroan telah menyerahkan seluruh wilayah kerja ke BPMIGAS.

Latest Status

The Company intends to withdraw altogether from this Block. As such, in 2009 the Company submitted the relinquishment plan of all working areas to BPMIGAS.

Rencana Ke Depan

Di tahun 2010, Perseroan berencana untuk menyelesaikan penyerahan wilayah kerja serta mendapatkan surat persetujuan dari BPMIGAS.

Future Plans

In 2010, the Company plans to complete the relinquishment of the working areas and receive the letter of approval from BPMIGAS.

Jeruk Well

Jenis kontrak Type of contract	Partisipasi Ekonomi
Luas wilayah (km2) Areas	2,007
Masa akhir kontrak Contract expiry	2027
Pemegang hak partisipasi Participating interest	Santos - 45%; Medco Straits Services Pte Ltd - 25 %; Singapore Petroleum Company - 21.8%; Cue Energy Resources - 8.2%
Operator	Santos
Status	Eksplorasi | Exploration

Latar Belakang

Pada awal tahun 2006, Perseroan mengakusisi 25% partisipasi ekonomi dari Singapore Petroleum Sampang (SPC) dan Cue Sampang Pty. Ltd. (Cue), serta membayarkan biaya pemboran dan modal kerja sebelumnya yang telah dikeluarkan SPC dan Cue hingga akhir Desember 2006. Lapangan Jeruk berlokasi di dalam PSC Blok Sampang dan dioperasikan oleh Santos.

Background

In early in 2006, the Company acquired 25% of economic participation from Singapore Petroleum Sampang (SPC) and Cue Sampang Pty. Ltd. (Cue), and covered the drilling cost and working capital that were previously expended by SPC and Cue up to year end 2006. The Jeruk field is located within the Sampang PSC Block and operated by Santos.

Perkembangan Kegiatan Eksplorasi

Pada tahun 2009, Perseroan melakukan evaluasi eksplorasi dan studi keekonomian lapangan.

Update on Exploration Activities

In 2009, the Company undertook an exploration evaluation and a study on site feasibility.

Rencana Ke Depan

Di tahun 2010, Perseroan berencana melanjutkan evaluasi eksplorasi dan keekonomian lapangan.

Future Plans

In 2010, the Company plans to proceed with its evaluation and feasibility studies.

E&P Minyak dan Gas Internasional
Oil and Gas E&P International

Kegiatan MedcoEnergi di E&P Migas Internasional mencakup eksplorasi, pengembangan dan produksi minyak mentah dan gas alam, serta menyediakan jasa pengelolaan dan pengoperasian lapangan migas yang berproduksi.

MedcoEnergi memegang hak partisipasi atas blok-blok migas melalui anak perusahaan yang 100% sahamnya dimiliki secara tidak langsung oleh Perseroan. Seluruh saham anak perusahaan tersebut dipegang oleh Medco Energi Global Pte. Ltd. (Medco Global), anak perusahaan yang seluruh sahamnya dimiliki MedcoEnergi Korporat yang didirikan berdasarkan hukum Republik Singapura. Medco Global bertindak sebagai perusahaan sub-holding atas seluruh perusahaan migas MedcoEnergi di luar negeri. Sebagai perusahaan *sub-holding*, Medco Global bertanggung jawab untuk mengelola dan mengoperasikan kegiatan eksplorasi, pengembangan serta produksi blok-blok migas Perseroan di luar negeri, baik yang hak partisipasinya dipegang sendiri maupun bersama dengan mitra strategis. Medco Global juga memiliki tanggung jawab untuk mengawasi operasi aset migas MedcoEnergi di luar negeri yang tidak dioperasikan oleh Perseroan.

Lease dan Kontrak Hak Partisipasi Migas

Anak perusahaan MedcoEnergi yang bergerak dalam bidang E&P migas di luar negeri beroperasi berdasarkan peraturan perundang-undangan yang berlaku di negara setempat. Oleh karenanya, persyaratan dari *lease* dan/atau kontrak atas hak partisipasi pada suatu aset yang dipegang beragam dari satu negara ke negara lainnya.

Berikut ini *lease* dan kontrak yang dipegang oleh MedcoEnergi:

1. **Perjanjian *Leasing***
   Lease merupakan kontrak, pengaturan bagi hasil, kerjasama patungan atau perjanjian yang dikeluarkan atau disetujui oleh Pemerintah Amerika Serikat berdasarkan Undang-Undang Sewa Mineral yang mengizinkan kegiatan eksplorasi, ekstraksi atau pemindahan migas.

   MedcoEnergi memiliki beberapa Perjanjian *Leasing* yang diatur oleh Badan Pengelola Mineral AS. Perseroan sebagai pemegang Perjanjian *Leasing* wajib membayar royalti dari izin tersebut setiap tahun dalam bentuk tunai sesuai dengan jumlah produksi migas di tahun tersebut.

2. **Perjanjian/Kontrak Bagi Hasil**
   Sebagian besar negara-negara produsen migas menerapkan Perjanjian/Kontrak Bagi Hasil (PSC/A) untuk setiap blok yang diberikan kepada perusahaan kontraktor minyak dan gas yang berminat melakukan eksplorasi, pengembangan dan produksi minyak dan gas di masing-masing negara. PSC/A biasanya dilakukan dengan pemerintah atau perusahaan minyak nasional dari negara yang bersangkutan.

   Berdasarkan PSC/A, kontraktor wajib untuk menyediakan seluruh pendanaan dan menanggung risiko kegiatan eksplorasi, pengembangan dan produksi. Sebagai gantinya, kontraktor berhak untuk mendapatkan bagian dari hasil produksi yang besarnya terdiri dari bagian tetap dan tidak tetap yang dicadangkan untuk pengembalian biaya yang

MedcoEnergi's International Oil and Gas E&P business activities cover exploration, development and production of crude oil and natural gas, as well as providing management and operation of oil and gas producing field services.

MedcoEnergi holds participating interests of oil and gas blocks through its indirect wholly owned subsidiaries. All the shares of those subsidiaries are held by Medco Energi Global Pte Ltd, (Medco Global), a wholly owned subsidiary of MedcoEnergi Corporate established under the law of the Republic of Singapore. Medco Global acts as a sub-holding company of MedcoEnergi's international oil and gas companies. As a sub-holding company, Medco Global is responsible to manage and operate the exploration, development and production activities at the Company's international oil and gas blocks, where the participating interests are held solely or jointly with strategic partners. It also holds responsibility to supervise the operation of MedcoEnergi's non-operated international oil and gas blocks.

International Oil and Gas Leases and Contracts

MedcoEnergi's International oil and gas E&P subsidiaries are operated under the laws and regulations applicable at the relevant countries. Therefore, the conditions governing the leases and contracts of participating interests on each asset, vary from one country to another.

The followings are leases or contracts that are held by MedcoEnergi:

1. **Lease Agreements**
   Lease means any contract, profit-sharing arrangement, joint venture or other agreements issued or approved by the Government of the United States of America under the Mineral Leasing Law that authorizes the exploration for, extraction of, or removal of oil and gas.

   MedcoEnergi holds several Lease Agreements that are governed by US Mineral Management Services. The Company as holder of the Lease Agreements shall pay royalties of the license in cash annually in accordance with the amount of oil and gas produced during the year.

2. **Production Sharing Contract/Agreements**
   Most oil and gas producing countries apply the Production Sharing Contact/Agreement (PSC/A) for any block awarded to oil and gas contractors that are interested to explore, develop and produce oil and gas resources in the respected countries. PSC/A is usually entered with either a government entity or the national oil company of the respective countries.

   Pursuant to the PSC/As, the contractor is required to provide all financing and bear the risk of exploration, development and production activities. As a trade off, the contractor is entitled for a production share which consisted of a fixed portion and a variable portion that are reserved for the cost of recovery expended by the contractor. Whereas,

dikeluarkan oleh kontraktor. Sedangkan sisa dari produksi tersebut dibagi dengan pemerintah berdasarkan prosentase tertentu dari volume produksi atau pendapatan.

Di beberapa negara, pemerintah atau perusahaan minyak nasionalnya akan ikut berpartisipasi dalam pembagian biaya pengembangan dan produksi.

Hingga akhir tahun 2009, MedcoEnergi memiliki dua PSC yang ditandatangani dengan Cambodia National Petroleum Agency, dua PSA yang ditandatangani dengan Yemen General Corporation for Oil & Gas, satu EPSA yang ditandatangani dengan the National Oil Corporation of the Great Socialist People's Libyan Arab Jamahiriya dan satu *Concession Permit* yang ditandatangani dengan Pemerintah Republik Tunisia. Kesepakatan bagi hasil dari kontrak-kontrak tersebut berbeda antara satu dengan lainnya.

3. Perjanjian Penyedia Jasa Eksplorasi dan Produksi

Perjanjian Penyedia Jasa Eksplorasi dan Produksi (SEPA) merupakan perjanjian yang dilakukan dengan perusahaan minyak nasional dari negara tertentu untuk menyediakan jasa sebagai kontraktor pihak ketiga untuk melakukan operasi atas nama perusahaan minyak nasional tersebut. Sebagai operator kontrak, perusahaan pemegang SEPA bertanggungjawab untuk menahan penurunan produksi, meningkatkan produksi serta melakukan eksploitasi atas cadangan minyak lapangan yang berproduksi sesuai ketentuan SEPA.

Pemegang SEPA berhak atas imbalan produksi dan memperoleh pemulihan atas seluruh biaya yang dikeluarkan untuk kegiatan-kegiatan tersebut.

MedcoEnergi memegang SEPA (jenis kontrak pertama) dari Petroleum Development Oman (PDO), perusahaan minyak Oman, untuk mengoperasikan Lapangan Karim, sekumpulan lapangan minyak produksi di darat yang mulai berproduksi sejak tahun 1987 melalui 115 sumur.

the remaining portion of the production is shared among the contractor and the government based on certain percentages of production volume or revenue.

In several countries, the government or national oil company will participate in sharing the costs of development and production.

As at year-end 2009, MedcoEnergi holds two PSCs entered into with the Cambodia National Petroleum Agency, two PSAs entered into with the Yemen General Corporation for Oil & Gas, one EPSA entered into with the National Oil Corporation of the Great Socialist People's Libyan Arab Jamahiriya and a Concession Permit entered into with the Government of the Republic of Tunisia. The production sharing arrangements of those contracts are vary from one to another.

3. Service Exploration and Production Agreement

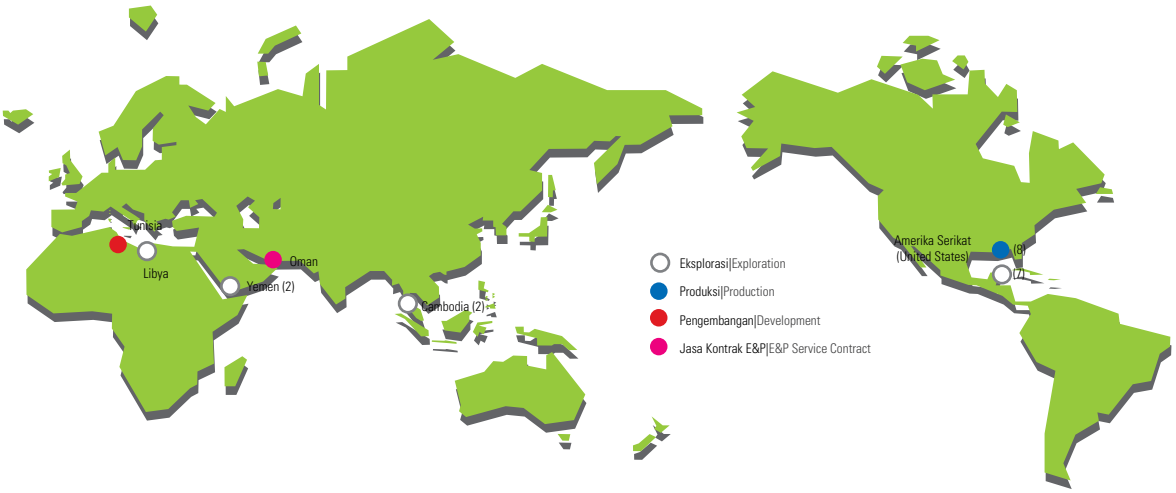
Service Exploration and Production Agreement (SEPA) is an agreement entered into with the national oil company of certain countries to provide services as a third party contractor to operate on behalf of that national oil company. As the contract operator, the Company has the responsibilities to arrest declining production, increase production and exploitation of the oil reserves potential of mature fields as determined under the SEPA engagement rules.

The SEPA holder is entitled to earn a fee from production and fully recover all the costs borne for those activities.

MedcoEnergi holds a SEPA (the first of its kind) from Petroleum Development of Oman (PDO), the Omani national oil company, to operate the Karim Fields, a group of onshore oil producing fields which started production in 1987 from over 115 wells.

Wilayah Operasi Minyak dan Gas Internasional

International Oil and Gas Operating Areas



Pada tahun 2009, MedcoEnergi mengoperasikan delapan blok produksi di AS dan sebuah blok produksi di Oman berdasarkan Perjanjian Jasa Pengelolaan, enam blok eksplorasi di AS, dua blok eksplorasi di Yaman dan dua blok eksplorasi lainnya di Kamboja. Disamping itu, MedcoEnergi juga memegang hak partisipasi atas satu blok produksi dan satu blok eksplorasi di AS, sebuah blok eksplorasi di Libia dan sebuah blok pengembangan di Tunisia, yang dioperasikan oleh mitranya.

Berikut daftar blok dan kontrak yang yang dimiliki MedcoEnergi di luar negeri.

In 2009, MedcoEnergi operated eight producing blocks in the USA and a producing block in Oman under a Service Management Agreement; six exploration blocks in the USA, two exploration blocks in Yemen and another two exploration blocks in Cambodia. In addition, MedcoEnergi also holds participating interests in one producing and one exploration blocks in the USA, one exploration block in Libya and one development block in Tunisia, all of which are operated by its partners.

The followings are the blocks and contracts held by MedcoEnergi abroad.

Daftar Blok Minyak dan Gas serta Kontrak Internasional
Lists of International Oil and Gas Blocks and Contracts

No.	Nama Blok Name of Blocks	Jangka Waktu Kontrak Contract Term	Hak Partisipasi Participating Interest	Mitra Partner		Luas (Km^2) Area (Km^2)	Operator	Keterangan Descriptions
				Nama Name	Hak Partisipasi Participating Interest			
Amerika Serikat - Produksi United States of America - Production								
1	Block 317/318 East Cameron	Lease Agreement Held by Production	75%	Leed Petroleum LLC	25%	40.50	MedcoEnergi US LLC	Produksi Production
2	Block 316 East Cameron		100%	-	-	20.23		
3	Block 64/65 Main Pass	Lease Agreement Held by Production	75%	Leed Petroleum LLC	25%	28.40	MedcoEnergi US LLC	Produksi Production
4	Block 57 Main Pass	Lease Agreement Held by Production	7.03%	• Samson Offshore • Reef Global Energy I, L.P. • Bright & Company I, Ltd. • Palace Exploration Company • Fidelity Exploration & Production Co. • Leed Petroleum LLC	25.00% 4.69% 4.69% 23.44% 32.81% 2.34%	10.10	Fidelity E&P Co.	Produksi Production
5	Mustang Island Block 758	Lease Agreement Held by Production	66.25%	• Rampant Lion Energy LLC • Challenger Minerals	11.25% 22.50%	23.30	MedcoEnergi US LLC	Produksi Production
6	Block 437 Brazos	Lease Agreement 2010	100%	-	-	23.30	MedcoEnergi US LLC	Produksi Production
7	Block 451 Brazos	Lease Agreement 2011	100%	-	-	5,760	MedcoEnergi US LLC	Produksi Production
8	West Delta Block 52	Lease Agreement Held by Production	53.84%	Red Willow Offshore LLC	-	0.5	Red Willow Offshore LLC	Produksi Production
Amerika Serikat - Eksplorasi United States of America - Exploration								
1	Block 435 Brazos	Lease Agreement 2011	100%	-	-	23.30	MedcoEnergi US LLC	Eksplorasi Exploration
2	Block 492 Brazos	Lease Agreement 2011	100%	-	-	23.30	MedcoEnergi US LLC	Eksplorasi Exploration
3	Block 514 Brazos	Lease Agreement 2011	100%	-	-	23.30	MedcoEnergi US LLC	Eksplorasi Exploration
4	Vada Martin	Lease Agreement Held by Production	33.33%	Liberty Resources, Inc.	66.67%	N/A	-	Eksplorasi Exploration
5	Vada MIRE	Lease Agreement Held by Production	33.33%	-	66.67%	N/A	-	Eksplorasi Exploration
6	Walker Ranch-Cibola	Lease Agreement Held by Production	12.00%	• Cibola Energy Ltd • Lykes Ranch Prospect LLC	78.00% 10.00%	10.61	Cibola Energy Ltd	Eksplorasi Exploration
7	West Cameron 557	Lease Agreement 2013	100%	-	-	20.23	MedcoEnergi US LLC	Eksplorasi Exploration

No.	Nama Blok Name of Blocks	Jangka Waktu Kontrak Contract Term	Hak Partisipasi Participating Interest	Mitra Partner		Luas (Km^2) Area (Km^2)	Operator	Keterangan Descriptions
				Nama Name	Hak Partisipasi Participating Interest			
Republik Yaman – Eksplorasi Republic of Yemen – Exploration								
1	Block 82	PSA 2027 3 tahun | years - eksplorasi | exploration 20 tahun | years - eksploitasi | exploitation	38.25%	• Kuwait Energy Co. • Indian Oil Corporation Ltd • Oil India Ltd • Yemen General Corporation for Oil & Gas	21.25% 12.75% 12,75% 15.00%	1,853	Medco Yemen Holding Ltd	Eksplorasi Exploration
2	Block 83	PSA 2027 3 tahun | years - eksplorasi | exploration 20 tahun | years - eksploitasi | exploitation	38.25%	• Kuwait Energy Co. • Indian Oil Corporation Ltd • Oil India Ltd • Yemen General Corporation for Oil & Gas	21.25% 12.75% 12,75% 15.00%	346	Medco Yemen Holding Ltd	Eksplorasi Exploration
Kerajaan Kamboja - Eksplorasi Kingdom of Cambodia - Exploration								
1	Block E	PSC 2031 3 tahun | years - eksplorasi | exploration 25 tahun | years - eksploitasi | exploitation	41.25%	• Lundin BV • Kuwait Energy Company • JHL Ltd	34.00% 20.625% 4.125%	5,000	Medco International Petroleum Ltd	Eksplorasi Exploration
2	Block 12	PSC 2032 3 tahun | years - eksplorasi | exploration 25 tahun | years - eksploitasi | exploitation	52.50%	• CNPA • JHL Ltd	40.00% 7.50%	3,000	Medco Cambodia Tonle Sap Ltd	Eksplorasi Exploration
Rakyat Sosialis Arab Jamahiriyah Libia Yang Dimuliakan - Eksplorasi Great Socialist People's Libyan Arab Jamahiriya - Exploration								
1	Area 47	EPSA 2030 5 tahun | years - eksplorasi | exploration	50%	Verenex Energy Area 47 Ltd	50%	6,182	Medco International Ventures Ltd	Eksplorasi Exploration
Republik Tunisia - Pengembangan Republic of Tunisia - Development								
1	Anaguid Block	Concession Permit 2022 2 tahun | years - eksplorasi | exploration	40%	Pioneer Natural Resources Anaguid Ltd	60%	5,716	Pioneer Natural Resources Anaguid Ltd	Eksplorasi Exploration

Pembelian Barang Modal

Capital Expenditures

(Dalam jutaan AS$) (In million US$)

Keterangan	31 Desember December 31		%	Description
	2009	2008		
Pembelian barang modal	60.9	122.3	-61.4	Capital expenditures

Pada tahun 2009, Perseroan melakukan pembelian barang modal sebesar AS$60,9 juta, menurun 61,4% dibandingkan AS$122,3 juta juta pada tahun 2008. Penurunan ini disebabkan menurunnya aktivitas eksplorasi di Libia dan juga ketatnya likuiditas perusahaan akibat efek krisis ekonomi di tahun 2009. Pembelian barang modal tersebut dipergunakan sebagai komitmen untuk membiayai kegiatan eksplorasi dan pengembangan sehubungan dengan kontrak migas internasional.

In 2009, the Company spent capital expenditures amounting of US$60.9 million, a decline by 61.4% from US$122.3 million in 2008. The Declining is caused by less exploration activities in Libya as well as the Company's tight liquidity policy due to the economic crisis impact in 2009.The capital expenditures were used as a commitment for exploration and development expenditures relating to international oil and gas contracts.

Produksi dan Penjualan Minyak Mentah dan Gas Alam

Produksi minyak dan gas dari operasi internasional Perseroan dihasilkan dari 10 blok produksi di AS yaitu East Cameron 317, 318 dan 316; Main Pass 64 dan 65; Mustang Island 758; Brazos 437 dan 451; serta West Delta 52.

Crude Oil and Natural Gas Production and Sales

In 2008, the oil and gas production from MedcoEnergi's international operation was generated from 10 producing blocks in the USA: East Cameron 317, 318 and 316; Main Pass 64 and 65; Mustang Island 758; Brazos 437 and 451; and West Delta 52.

Produksi dan Penjualan Minyak Mentah dan Gas Alam
Production and Sales of Oil and Gas

No	Tahap Phase	Aset Assets	31 Desember December 31						%
			2009			2008			
			Minyak Oil (MBO)	Gas (MMCF)	MBOE	Minyak Oil (MBO)	Gas (MMCF)	MBOE	
1	Produksi Production	East Cameron 317	-	52.423	8.737	-	602	103	-91.5
2	Produksi Production	East Cameron 318							
3	Produksi Production	East Cameron 316	-	303.093	50.516	-	-	-	-505.2
4	Produksi Production	Main Pass 64	87.795	42.599	94.895	108	151	134	-29.2
5	Produksi Production	Main Pass 65							
6	Produksi Production	Mustang Island Block 758	0.254	119.291	20.136	-	250	43	-53.2
7	Produksi Production	Brazos Block 451	1.269	510.304	86.320	-	1,094	187	-53.8
8	Produksi Production	Brazos Block Ridge Amberjack (437)	-	-	-	-	-	-	-
9	Produksi Production	West Delta Block 52	1.213	93.401	16.780	-	222	38	-55.8
10	Produksi Production	MIRE	-	-	-	-	-	-	-
	Jumlah Total		90.531	1,121.111	277.383	108	2,319	505	-45.1

Di tahun 2009, operasi minyak dan gas Internasional memberikan kontribusi sebesar 277,383 MBOE terhadap jumlah produksi minyak dan gas Perseroan, sebesar 227,617 MBOE atau 45,1% dari 505 MBOE pada tahun 2008. Menurunnya produksi minyak dan gas dari blok-blok di AS secara signifikan terutama disebabkan belum dapat dimulainya kembali aliran minyak dan gas dari lapangan East Cameron sampai dengan akhir bulan November 2009, akibat rusaknya jalur pipa Sea Robin sejak triwulan terakhir 2008. Disamping itu, Perseroan juga mengalami penurunan produksi dari blok Main Pass akibat kendala ketersediaan *gas lift*.

Perseroan menjual minyak mentah dan gasnya kepada pihak ketiga berdasarkan kesepakatan harga jual beli jangka pendek yang terjadi pada saat pengiriman. Kesepakatan penjualan ini didasarkan pada jumlah produksi harian dan ditetapkan untuk periode satu tahun, kecuali ada pembatalan oleh salah satu pihak dengan pemberitahuan 30 hari sebelumnya.

Dalam upaya meningkatkan produksi lapangan-lapangan Karim Cluster di Kesultanan Oman, MedcoEnergi berhasil melanjutkan peningkatkan produksi minyak menjadi 3,3 MBO pada tahun 2009, meningkat sebesar 0,6 MBO atau 23,8% dibandingkan 2,7 MBO di tahun 2008. Akan tetapi, oleh karena sifat dari kontraknya, dimana MedcoEnergi hanya merupakan penyedia jasa eksplorasi dan produksi, maka MedcoEnergi tidak dapat mencatat produksi dari Karim Cluster tersebut sebagai bagian dari produksi Perseroan.

In 2009, the International oil and gas operation contributed 277.383 MBOE to the Company's total oil and gas production, a decline by 227.617 or 45.1% from 505 MBOE in 2008. A significant decline of oil and gas production in the USA blocks was mainly caused by the delay in gas distribution of East Cameron until November 2009, due to prolong time to repair the damage in Sea Robin pipeline since end of third quarter 2008. Additionally, the Company's also suffered loss of production from Main Pass block due to its lack of gas lift supply.

The Company sells its oil and gas production under fee-based, short-term crude and gas marketing arrangements with third party at spot market prices determined daily at the point of delivery. Marketing arrangements are for estimated daily volumes and are typically for one year in duration unless terminated by either party with 30 days written notice.

In the efforts to enhance production of the Karim Field Clusters in the Sultanate of Oman, MedcoEnergi managed to continuously improve the oil production to 3.3 MBO in 2009, an increased by 0.6 MBO or 23.8% compared to 2.7 MBO during 2008. However, due to the nature of the contract, whereas MedcoEnergi is only providing exploration and production services, thus the production from Karim Field Clusters can not be booked as the Company's production.

Harga Minyak dan Gas

Oil and Gas Price

(AS$/barel) (US$/barrel)

Keterangan	31 Desember December 31		%	Descriptions
	2009	2008		
Harga rata-rata minyak West Texas Intermediate (Spot FOB)	61.95	99.67	-37.84	Average West Texas Intermediate oil price (Spot FOB)
Harga rata-rata minyak terealisasi	57.70	96.80	-40.39	Average realized oil price

(AS$/mmbtu) (US$/mmbtu)

Keterangan	31 Desember December 31		%	Descriptions
	2009	2008		
Harga rata-rata gas Henry Hub	3.94	8.89	-55.68	Average Henry Hub gas price
Harga rata-rata gas terealisasi	3.72	9.25	-59.78	Average realized gas price

Oleh karena produksi minyak dan gas saat ini hanya berasal dari AS, maka acuan harga penjualan minyak mentah yang digunakan Perseroan adalah indeks harga minyak mentah West Texas Intermediate (WTI), sedangkan untuk penjualan gas alam, digunakan indeks harga gas alam Henry Hub. Pada tahun 2009, harga rata-rata minyak mentah dan gas alam yang terealisasi masing-masing adalah AS$57,70 per barel dan AS$3,72 per juta British thermal units (MMBTU), dibandingkan dengan AS$ 96,80 per barel dan AS$9,25 per MMBTU pada tahun 2008.

Due to the fact that production of oil and gas currently only originates from the US, the Company uses the West Texas Intermediate (WTI) crude oil price index and Henry Hub natural gas price index as references. In 2009, the average realized crude oil price and natural gas price were US$57.70 per barrel and US$3.72 per million British thermal units (MMBTU), respectively, compared to US$96.80 per barrel and US$9.25 per MMBTU in 2008.

(AS$/barel) (US$/barrel)

Keterangan	31 Desember December 31		%	Descriptions
	2009	2008		
Harga rata-rata minyak Oman	62.56	95.16	-34.32	Average Oman oil price
Harga rata-rata minyak terealisasi	57.40	96.30	-40.39	Average realized oil price

Berdasarkan kontrak penyediaan jasa eksplorasi dan produksi minyak mentah di lapangan Karim Clusters, jumlah pembayaran atas jasa yang diberikan dihitung berdasarkan jumlah produksi dan harga jual minyak mentah. Untuk menentukan harga jual minyak dari lapangan Karim Clusters, telah disepakati untuk menggunakan harga acuan Dubai Merchantile Exchange Oman Crude (DME-OQD).

Pursuant to the exploration and production services contract of Karim Fields Clusters, the total amount paid as services provided is calculated based on the total numbers of production and the sales price of crude oil. To determine the sales price of oil from Karim fields Clusters, the price reference used is Dubai Merchantile Exchange Oman Crude (DME-OQD).

Penjualan Minyak dan Gas Bersih

Net Oil and Gas Sales

(dalam juta AS$) (in milion US$)

Keterangan	31 Desember December 31		%	Descriptions
	2009	2008		
Penjualan minyak dan gas - bersih	10.19	31.98	-68.14	Sales and revenues - net
Pendapatan dari kontrak lain	74.48	84.51	-11.87	Revenue from other contract
Jumlah penjualan dan pendapatan – bersih	84.67	117.42	-27.89	Total net sales and revenue

MedcoEnergi mencatat penjualan minyak dan gas bersih dari operasi Internasional dan pendapatan dari kontrak di Oman masing-masing sebesar AS$10,19 juta dan AS$74,48 juta atas secara keseluruhan sejumlah AS$84,67 juta pada tahun 2009. Hasil tersebut menunjukkan penurunan

MedcoEnergi recorded net oil and gas sales from International operation and revenue from its contract in Oman amounting US$10.19 million and US$74.48 million, respectively, or in the total amount of US$84.67 million in 2009. Those results showed a decrease of net oil and gas sales from

penjualan minyak dan gas bersih dari operasi Internasional dan pendapatan dari kontrak di Oman masing-masing sebesar 68,14% dan 11,87% atau secara keseluruhan sejumlah 27,89% dibandingkan AS$31,98 juta dan AS$84,51 juta atas secara keseluruhan sejumlah AS$116,49 juta tahun lalu. Sebagaimana dijelaskan diatas, penurunan ini disebabkan oleh menurun tajamnya harga rata-rata minyak mentah dan gas alam yang terealisasi di tahun 2009, dibandingkan harga rata-rata minyak mentah dan gas alam yang terealisasi di tahun 2008, serta rendahnya volume penjualan minyak mentah dan gas alam Perseroan di tahun 2009, dibandingkan di tahun 2008.

International operation and revenue from its contract in Oman by 68.14% and 11.87%, respectively, or in the total amount of 27.89%, compared to US$31.98 million and US$84.51 million, or in the total amount of US$116.49 million last year. As described earlier, the decrease was driven by the sharp declining of average realized oil and gas price in 2009, compared to the average realized oil and gas price in 2008, in addition to the low oil and gas sales in 2009, compared to 2008.

Menambah dan Mengganti Cadangan

MedcoEnergi memiliki komitmen untuk senantiasa mendukung pemerintah dinegara operasinya berada dalam memenuhi pertumbuhan kebutuhan minyak dan gas negara tersebut. Perseroan senantiasa berusaha untuk menambah dan mengganti cadangan minyak dan gasnya dari waktu ke waktu dengan melakukan eksplorasi di blok dan lapangan yang ada serta mengembangkan blok atau lapangan yang telah memiliki penemuan minyak atau gas.

Dalam mengembangkan dan memproduksi cadangannya, MedcoEnergi berpotensi menghadapi beberapa risiko, termasuk persetujuan dari pemerintah masing-masing negara, pemasangan atau penambahan infrastruktur seperti jalur pipa dan fasilitas produksi, harga minyak dan gas, biaya operasi dan pengembangan, serta ketersediaan modal.

MedcoEnergi melakukan estimasi atas sisa cadangan di akhir tahun sesuai dengan Prinsip-Prinsip Teknik Rekayasa dan Evaluasi yang Diakui Secara Umum yang disetujui oleh Asosiasi Ahli Teknik Perminyakan (SPE) Internasional. Bagaimanapun juga, estimasi kuantitas cadangan memiliki tingkat ketidakpastian yang melekat.

Dalam melakukan estimasi besarnya jumlah cadangan hidrokarbon, MedcoEnergi menggunakan interpretasi volume dan nilai. Besarnya jumlah cadangan kemudian dikaitkan dengan rencana pengembangan dan penerapan proyek.

MedcoEnergi mengelola cadangan hidrokarbonnya berdasarkan pedoman Sistem Pengelolaan Cadangan Minyak dan Gas yang disusun oleh SPE, American Association of Petroleum Geologists (AAPG), World Petroleum Council (WPC) dan Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE). Untuk penyajian dalam Laporan Keuangan, MedcoEnergi mengklasifikasikan cadangannya menjadi tiga kategori: Cadangan Kontinjen, Cadangan Terbukti dan Terduga (2P), serta Cadangan Terbukti (1P).

Setiap penemuan hidrokarbon akan dikategorikan sebagai Cadangan Kontinjen apabila jumlah cadangan yang diestimasi pada tanggal tertentu berpotensi dapat diambil, namun cadangan tersebut belum siap untuk dikembangkan secara komersial oleh karena tidak adanya kepastian atau kontinjensi dari proyek yang diaplikasikan. Pada saat keberadaan proyek sudah jelas dan jumlah hidrokarbon yang diperlukan dapat diambil secara komersial dengan mengaplikasikan pengembangan proyek sesuai kebutuhan sejak waktu tertentu sampai dengan kondisi yang ditentukan,

Add and Replace Reserves

MedcoEnergi has a commitment to continuously support the government of the country where it is operated in meeting the growing demand of oil and gas in that country. The Company always makes every effort to add and replace reserves persistently by conducting exploration activities at the existing blocks and fields, and at the same time develop the blocks and fields which encompass the oil and gas discoveries.

In developing and producing its resources, MedcoEnergi will potentially confront with some risk, including approval of the governments of respective nations, installation of new or additional infrastructure such as pipeline and production facilities, oil and gas prices, operating and development costs, as well as availability of capital.

MedcoEnergi estimates the remaining reserves at the end of year in accordance with Generally Accepted Engineering and Evaluation Principles approved by International Society of Petroleum Engineers (SPE). However, the estimation of reserves quantities inherent degree of uncertainty.

In estimating the quantities of hydrocarbon resources, MedcoEnergi uses interpretation of volumes and values. The quantities of resources are associated with development and implementation of projects.

MedcoEnergi manages its hydrocarbon resources based on guidelines of Petroleum Resources Management System (PRMS) initiated by SPE, American Association of Petroleum Geologists (AAPG), World Petroleum Council (WPC) and Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE). For presentation in the Financial Statements, MedcoEnergi classifies its resources into three categories: Contingent Resources, Proved and Probable (2P) Reserves and Proved (1P) Reserves.

Any discovery of hydrocarbons will be categorized as Contingent Resources when the quantities of resources are estimated, as of a given date, to be potentially recoverable, but those resources are not ready for commercial development yet due to uncertainty or contingencies of the applied project(s). When the certainty of project(s) become available and the quantities of hydrocarbon anticipated is commercially recoverable by application of development project(s) to known accumulations from a given date forward under defined conditions, the Company will categorize the

Perseroan akan mengkategorisasikan sumber daya tersebut menjadi Cadangan setelah beberapa kriteria terpenuhi, sebagai berikut:

1. Cadangan hidrokarbon harus ditemukan;
2. Jumlah cadangan hidrokarbon dapat diambil;
3. Terdapat kepastian atas proyek dan cadangan hidrokarbon yang ada secara komersial dapat dikembangkan; dan
4. Cadangan hidrokarbon yang tersisa sejak tanggal evaluasi berdasarkan pengembangan proyek dapat diaplikasikan.

resources as Reserves, when certain criteria have been satisfied as follow. However, prior to defining the resources as Reserves, the Company will ensure to satisfy the following criteria:

1. The hydrocarbon resourcess must be discovered;
2. The quantities of hydrocarbon resources are recoverable;
3. The certainty of project(s) are available and the hydrocarbon resources can be commercially developed; and
4. The remaining hydrocarbon resources as of the evaluation date based on the development of project(s) can be applied.

Cadangan utama MedcoEnergi untuk blok migas Internasional berasal dari aset di AS. Saldo akhir dari perhitungan cadangan MedcoEnergi atas blok produksi di AS untuk tahun yang berakhir 31 Desember 2009, setelah dikurangi produksi dan penjualan/pengalihan blok tersebut pada tahun 2009, serta tambahan atau koreksi atas perhitungan cadangan, telah diaudit oleh Netherland, Sewell & Associates, Inc., konsultan ahli perminyakan independen yang terdaftar di Negara Bagian Texas. Estimasi cadangan untuk blok yang kecil atau tidak dioperasikan oleh Perseroan, dilakukan oleh tenaga ahli teknik perminyakan intern Perseroan yang memiliki kualifikasi untuk menghitung cadangan migas. Sementara, untuk estimasi cadangan kontinjen yang berasal dari Area 47 di Libia dilakukan oleh penilai cadangan independen, DeGolyer and MacNaughton's (D&M) hingga tanggal 30 September 2008, dan sampai saat ini belum diperbaharui.

The major reserves of MedcoEnergi's International oil and gas blocks are derived from its US assets. The ending balance of MedcoEnergi's reserves at producing assets in US, after taking into account the production and sales/transfer of the block during the year 2009, as well as additional or revision of reserves calculation for the year ended December 31, 2009, have been audited by Netherland, Sewell & Associates, Inc., an independent worldwide petroleum consultant, registered at State of Texas. All other reserves from small operated or non-operated blocks are estimated by in-house qualified petroleum engineers. Meanwhile, the estimated contingent reserves of Area 47 in Libya were evaluated by an independent reserves evaluator, DeGolyer and MacNaughton's (D&M) as of September 30, 2008, and up to this moment has not been renewed.

Berikut ini perkiraan jumlah saldo akhir cadangan 1P, 2P dan kontinjen MedcoEnergi untuk tahun yang berakhir 31 Desember 2009 dan 2008:

The following are the estimated total ending balance of MedcoEnergi's 1P, 2P and contingent reserves for the period ended December 31, 2009 and 2008:

Cadangan Terbukti
Proved Reserves

No	Tahap Phase	Aset Assets	31 Desember December 31					
			2009			2008		
			Minyak Oil (MBO)	Gas (MMCF)	MBOE	Minyak Oil (MBO)	Gas (MMCF)	MBOE
1	Produksi Production	East Cameron 316/317/318	-	14,742,373	2,457,062	-	1,970.330	328.388
2	Produksi Production	Main Pass 64/65	2,177.913	4,760.647	2,971.354	1,773.200	2,457.543	2,182.791
3	Produksi Production	Mustang Island Block 758	3.198	3,069.345	514.756	3.848	2,540.108	427.199
4	Produksi Production	Brazos Block 451/Brazos Block Ridge Amberjack (437)	33.150	9,656.659	1,642.593	40.780	15,723.271	2,661.325
5	Produksi Production	West Delta Block 52	8.826	610.815	110.629	5.639	385.915	69.958
6	Produksi Production	MIRE	-	-	-	6.379	359.265	66.257
	Jumlah Total		**2,223.087**	**32,839.839**	**7,696.394**	**1,829.846**	**23,436.432**	**5,735.918**

Cadangan Kontinjen
Contingent Resources

No	Tahap Phase	Aset Assets	31 Desember December 31	
			2009	2008
			MBOE	MBOE
1	Eksplorasi Exploration	Libya	175,850	175,850

Estimasi cadangan 1P dari blok migas internasional Perseroan di AS, hingga akhir tahun 2009 meningkat sebesar 40,04% menjadi 7.837 MBOE, dibandingkan 5.596 MBOE pada akhir tahun 2008. Peningkatan ini disebabkan adanya penambahan cadangan dari Blok EC 316. Sedangkan estimasi cadangan 2P dari blok internasional Perseroan di AS hingga akhir tahun 2009 meningkat sebesar 44,05 % menjadi 12.228 MBOE dibandingkan 8.489 MBOE pada akhir tahun 2008. Peningkatan ini sebagian besar disebabkan adanya penambahan cadangan 2P dari blok EC 316.

Keberhasilan kegiatan pemboran enam sumur sejak tahun 2008 di Area 47, Libia, menghasilkan beberapa temuan migas. Berdasarkan estimasi D&M hingga tanggal 30 September 2009, estimasi terbaik dari cadangan kontinjen kotor dari Area 47 bagian Perseroan adalah sebesar 175.850 MBOE.

The estimated 1P reserves of MedcoEnergi's international oil and gas blocks in the USA, as of year-end 2009 increased by 40,04% to 7,837 MBOE compared to 5,596 MBOE at year-end 2008. The increase was caused by additional 1P reserves from Block EC 316. Meanwhile, the estimated 2P reserves of the Company's international blocks in the USA as at year-end 2009 increased by 44.05 % to 12,228 MBOE compared to 8,489 MBOE at year-end 2008. The increase was mainly come from additional 2P reserves of EC 316 block.

The success of drilling activities on six wells since 2008 in the Area 47, Libya, resulted in oil and gas discoveries. Based on an estimation of D&M as of September 30, 2009, the best estimate for gross contingent resources in Area 47 accruing to the Company was 175,850 MBOE.

Kegiatan Eksplorasi & Pengembangan

Perseroan berusaha untuk terus menambah dan meningkatkan cadangan dan produksinya dengan melakukan eksplorasi di blok dan lapangan yang ada serta mengembangkan blok atau lapangan yang telah memiliki penemuan minyak atau gas. Disamping itu, Perseroan juga melakukan pengambilalihan blok yang sudah memiliki cadangan terbukti sehingga dapat segera menambah produksinya.

Dalam melakukan kegiatan eksplorasi, Perseroan melakukan penyelidikan dan penjajakan atas daerah yang diperkirakan mengandung mineral berharga. Suatu survey geologi, survei geofisik, atau pemboran dilakukan di daerah tersebut untuk menemukan deposit dan mengetahui luas wilayahnya.

Exploration & Development Activities

The Company strives to add and increase its reserves and production persistently by conducting exploration activities at the existing blocks and fields, and at the same time develop the blocks and fields which encompass the oil and gas discoveries. In addition, the Company also acquires blocks which encompass proved reserves so that could add its production immediately.

In carrying out exploration activity, the Company conducts study and approach on the area to evaluate the contents of resources. A geological survey, geophysical survey, or drilling are conducted on the area to find the sediment and identify the coverage areas.

Realisasi Kegiatan Pemboran 2009 dan Rencana Pemboran 2010
Realization of 2009 Drilling Activities and 2010 Drilling Plan

No.	Nama Blok Name of Blocks	Sumur Pengembangan Development Wells				Sumur Eksplorasi Exploration Wells			
		2010	2009		2008	2010	2009		2008
		Rencana Plan	Aktual Actual	Rencana Plan	Aktual Actual	Rencana Plan	Aktual Actual	Rencana Plan	Aktual Actual
1	USA	4	-	4	3	-	-	5	-
2	Oman	22	24	23	30	-	-	-	-
3	Libya	-	-	-	-	6	3	6	12
4	Tunisia	-	-	-	-	1	-	-	-
	Jumlah Total	**26**	**24**	**27**	**33**	**7**	**3**	**11**	**12**

Kegiatan Eksplorasi

Sepanjang tahun 2009, MedcoEnergi melakukan pemboran sumur eksplorasi sebanyak tiga sumur dari 11 sumur yang semula direncanakan. Pemboran tiga sumur eksplorasi ini dilakukan di Area 47, Libia, dan menghasilkan tambahan temuan minyak.

Perseroan telah menyelesaikan evaluasi studi atas blok E Cambodia di kuartal kedua tahun 2009.

Kegiatan Pengembangan

Sepanjang tahun 2009, Perseroan telah membor 24 sumur pengembangan dari 27 sumur yang semula direncanakan. Seluruh pemboran sumur pengembangan dilakukan di Oman, sehingga memungkinkan Perseroan untuk meningkatkan produksi dari lapangan Karim.

Proyek Pengembangan Utama

Di awal tahun 2008, Perseroan mendeklarasikan pengembangan temuan minyak di Area 47 yang terletak di Rakyat Sosialis Arab Jamahiriyah Libia Yang Dimuliakan sebagai salah satu Proyek Pengembangan Utama. Untuk memastikan pengembangan proyek dilaksanakan sesuai rencana, Perseroan melanjutkan pemantauan yang melekat pengembangan temuan minyak di Area 47 ini di tahun 2009. Pembahasan rinci dari pengembangan proyek ini dapat dibaca pada halaman 108.

Pengambilalihan Hak Partisipasi Blok Minyak dan Gas

Harga minyak mentah dan gas alam yang tinggi pada awal tahun 2008, memberikan peluang kepada MedcoEnergi untuk meningkatkan cadangan dan produksi minyak mentah dan gas alam di AS melalui pengambilalihan Blok 316 di wilayah East Cameron yang memiliki cadangan gas terbukti dan telah memberikan kontribusi terhadap produksi gas Perseroan di tahun 2009.

Biaya Eksplorasi dan Produksi Minyak dan Gas

Biaya-biaya yang timbul dalam kegiatan migas terdiri dari biaya produksi dan lifting, beban eksplorasi, biaya pembelian minyak mentah serta depresiasi, deplesi dan amortisasi.

Exploration Activities

During 2009, MedcoEnergi drilled three exploration wells out of the initial plan to drill 11 wells. All the three exploration wells drilled were located in Area 47, Libya, and resulted in additional oil discoveries.

The Company has completed Cambodia Block E Evaluation study in second quarter 2009.

Development Activities

During 2009, the Company drilled 24 development wells out of the 27 wells originally planned. All the drillings of development wells were conducted in Oman, which enabled the Company to increase the production of the Karim fields.

Key Development Project

In early 2008, the Company declared the development of oil discovery in Area 47 at Great Socialist People's Libyan Arab Jamahiriya as one of its Key Development Projects. To ensure that the development of project is executed as planned, the Company continued to closely monitor the development of oil discovery in Area 47 in 2009. The detail discussion on the development of project can be read on page 108.

Acquisition of Participating Interests in Oil and Gas Blocks

The high price of crude oil and natural gas in the beginning year 2008 provided MedcoEnergi with the opportunity to increase its reserves and production in the USA through the acquisition of Block 316 in East Cameron area. The block encompasses proved reserves and has contributed to the Company's gas production in 2009.

Exploration and Production Costs of Oil and Gas

The costs incurred in the oil and gas activities consist of production and lifting cost, exploration cost, and costs of crude oil purchases and depreciation, depletion and amortization.

Dalam jutaan AS$ / In million US$

Keterangan	31 Desember / December 31		%	Description
	2009	2008		
Biaya produksi dan penjualan	8.16	10.75	-24.10	Production and lifting costs
Beban eksplorasi	7.31	24.58	-70.27	Exploration costs
Biaya kontrak lainnya	60.01	66.38	-9.60	Cost of other contracts
Biaya depresiasi, deplesi dan amortisasi	7.24	12.77	-43.30	Depreciation, depletion and amortization costs
Jumlah biaya produksi dan penjualan	82.73	114.49	-27.74	Total production and lifting costs

Biaya Produksi dan Penjualan

Biaya produksi dan penjualan terutama terdiri dari gaji, upah dan tunjangan karyawan, material dan perlengkapan serta biaya kontrak. Biaya-biaya tersebut terutama dipengaruhi oleh tingkat produksi, beban overhead operasi lapangan, biaya operasi dan perawatan, serta biaya jaringan pipa dan penunjang operasi.

Jumlah biaya produksi dan penjualan di tahun 2009 adalah sebesar AS$8,16 juta, menurun 24,10% dari AS$10,75 juta di tahun 2008. Penurunan ini disebabkan oleh penurunan produksi dari blok Main Pass dan East Cameron sebagai blok utama penghasil minyak dan gas Perseroan di Amerika Serikat.

Production and Lifting Costs

Production and lifting costs consist primarily of salaries, wages and employees' benefits, materials and supplies and contract charges. These costs are mainly affected by the level of production, field operations overhead, operations and maintenance costs, operations support and pipeline fees.

Total production and lifting costs in 2009 was US$8.16 million, decreased by 24.10% from US$10.75 million in 2008. The decrease was due to lower production from Main Pass and East Cameron blocks, as the Company's main oil and gas producers in the United States of America.

Beban Eksplorasi

Beban eksplorasi termasuk biaya sumur kering, biaya geologi serta geofisika, biaya seismik, beban overhead eksplorasi, dan penyisihan sumur ditutup sementara. Beban eksplorasi bervariasi tergantung pada aktivitas eksplorasi dan tingkat keberhasilannya masing-masing. Perseroan menggunakan "successful efforts method" untuk pencatatan akuntansi biaya eksplorasi migas. Sejalan dengan itu, biaya yang terkait dengan akuisisi kepemilikan aset migas, biaya pemboran dan peralatan sumur eksplorasi yang menemukan atau menghasilkan cadangan terbukti, dan biaya pemboran dan peralatan sumur pengembangan, termasuk biaya pemboran sumur uji stratigraphic exploratory type, semuanya dicatatkan sebagai bagian dari sumur yang belum terselesaikan, peralatan dan fasilitas sampai saat mana eksplorasi tersebut dinyatakan tidak berhasil. Biaya eksplorasi atas sumur kering dibebankan pada tahun dimana kegiatan eksplorasi tersebut dinyatakan tidak berhasil.

Jumlah beban eksplorasi menurun sebesar AS$17,27 juta atau 70,27% menjadi AS$7,31 juta di tahun 2009, dari AS$24,58 juta di tahun 2008. Penurunan ini terutama disebabkan oleh penurunan aktivitas eksplorasi di Libia, Tunisia dan Kamboja.

Biaya Depresiasi, Deplesi dan Amortisasi

Depresiasi, deplesi dan amortisasi aset migas kecuali lahan yang tidak dioperasikan serta sumur yang belum terselesaikan, peralatan dan fasilitas, dihitung berdasarkan metode unit produksi, yaitu produksi kotor dibagi dengan cadangan terbukti kotor yang telah dikembangkan. Depresiasi atas fasilitas dan peralatan pendukung dihitung berdasarkan metode garis lurus selama periode empat hingga 20 tahun, untuk mencerminkan manfaat ekonomis dari aset-aset tersebut.

Biaya depresiasi, deplesi dan amortisasi menurun sebesar AS$5,53 juta atau 43,30% menjadi AS$7,24 juta di tahun 2009, dari AS$12,77 juta di tahun 2008, terutama disebabkan oleh penurunan produksi dari blok-blok di Amerika Serikat.

Exploration Expenses

Exploration costs include dry hole cost, geological and geophysical cost, seismic costs, exploration overheads, and provision for suspended wells. Exploration costs vary with the level of exploration activities and the success rate of such activities. The Company uses the "successful efforts method" of accounting for oil and gas exploration expenses. Accordingly, costs related to acquisition of interests in oil and gas properties, the costs of drilling and equipping exploratory wells that locate or result in proved reserves, and the costs of drilling and equipping development wells, including the costs of drilling exploratory-type stratigraphic test wells, are initially capitalized and recorded as part of uncompleted wells, equipment and facilities until the exploration is determined to be unsuccessful. Exploration expenses for dry holes are expensed in the year in which the exploration effort is determined to be unsuccessful.

Total exploration expenses decreased by US$17.27 million or 70.27% to US$7.31 million in 2009, from US$24.58 million in 2008. The decrease was mainly due to decline of exploration activites in Libya, Tunisia and Cambodia.

Depreciation, Depletion and Amortization

Costs of depreciation, depletion and amortization of oil and gas properties, except un-operated acreages and uncompleted wells, equipment and facilities, are calculated based on the unit-of-production method, using the gross production divided by gross proved developed reserves. Depreciation of supporting facilities and equipment is calculated using the straight-line method over a period of four to 20 years, to reflect the economic benefits of these assets.

The declining of depreciation, depletion and amortization costs by US$5.53 million or 43.30% to US$7.24 million in 2009, from US$12.77 million in 2008, were mainly due to decline production from producing blocks in the United States of America.

Profitabilitas

Profitability

Keterangan	31 Desember December 31		%	Descriptions
	2009	2008		
Laba Kotor	2.5	2.5	0	Gross Profit
Marjin Laba Kotor	34%	39%	-12	Gross Profit Margin
Tingkat Pengembalian Rata-Rata Modal Terpakai	7%	38%	-95	Return on Average Capital Employeed

Pada tahun 2009, dengan laba kotor dari kegiatan usaha minyak dan gas di luar negeri sebesar AS$2,5 juta, maka Marjin Laba Kotor Perseroan meningkat sebesar 1% menjadi 3% dibandingkan dengan Marjin Laba Kotor tahun 2008 sebesar 2%. Peningkatan ini menunjukkan marjin laba perusahaan cukup stabil walaupun terjadi penurunan produksi karena diimbangi dengan penurunan biaya produksi dan eksplorasi Perseroan.

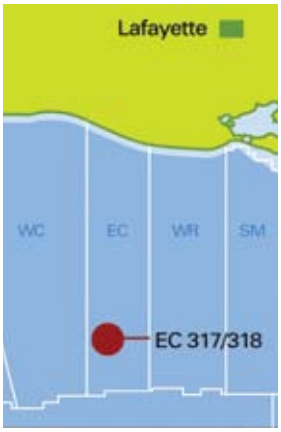
Sedangkan Tingkat Pengembalian Pembelian Barang Modal di tahun 2009 mengalami penurunan sebesar 125% menjadi -18% dibandingkan dengan Tingkat Pengembalian Pembelian Barang Modal tahun 2008 sebesar -8%. Penurunan ini disebabkan karena kebutuhan pembelian barang modal yang belum dapat dipenuhi dari pendapatan Perseroan.

In 2009, the total gross profit of the Company's International oil and gas activities amounting US$2.5 million has provided the Company with the Gross Profit Margin of 3%, increase by 1% compared 2% in 2008. The Increase showed that the Company's gross profit margin has less impact from declining in production as offsetting by the lower cost of productions and explorations.

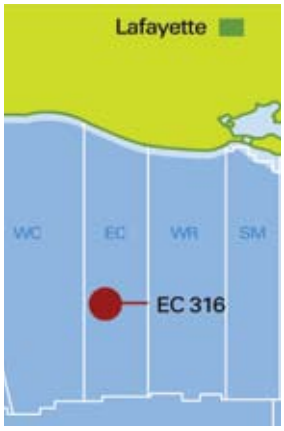
Meanwhile, Return on Capital Expenditure Employed in 2009 decrease by 125% to -18% compared to the Return on Capital Expenditure Employed in 2008 of -8%. This Decrease showed the Company's required capital expenditures remains difficult to fulfill with its operating revenues.

Kegiatan Masing-Masing Aset Internasional

Activities of Each International Asset



Blok 317 dan 318, Wilayah East Cameron, lepas pantai Negara Bagian Lousiana, Gulf Mexico Blocks 317 and 318, East cameron Area, Offshore State of Louisiana, Gulf of Mexico	
Negara Country	AS | USA
Jenis kontrak Type of contract	Konsesi | Concession
Luas wilayah (km2) Areas	40.5
Masa akhir kontrak Contract expiry	Held by Production
Pemegang hak partisipasi Participating interest	Medco Energi US LLC - 75%; Leed Petroleum LLC - 25%
Operator	Medco Energi US LLC
Status	Produksi | Production



Blok 316, Wilayah East Cameron, lepas pantai Negara Bagian Lousiana, Gulf Mexico Block 316, East cameron Area, Offshore State of Louisiana, Gulf of Mexico	
Negara Country	AS | USA
Jenis kontrak Type of contract	Konsesi | Concession
Luas wilayah (km2) Areas	20.23
Masa akhir kontrak Contract expiry	Held by Production
Pemegang hak partisipasi Participating interest	Medco Energi US LLC – 100%
Operator	Medco Energi US LLC
Status	Produksi | Production

Perseroan memegang Perjanjian Leasing Blok 317 dan 318 di wilayah East Cameron sejak mengambilalih 100% saham Novus Petroleum Ltd. tahun 2004. Blok-blok ini merupakan penghasil gas alam yang disalurkan ke industri terdekat. MedcoEnergi mengambil alih Perjanjian Leasing atas blok produksi di wilayah East Cameron, yaitu Blok 316.

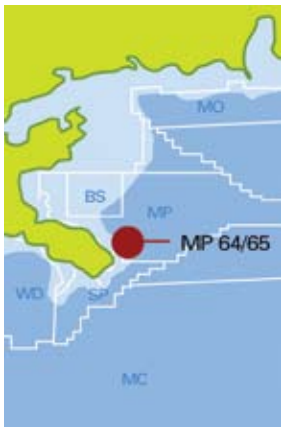
The Company holds Lease Agreements over Blocks 317 and 318 in the East Cameron territories since the 100% acquisition of Novus Petroleum Ltd. in 2004. The blocks produce natural gas that is supplied to nearby industries. MedcoEnergi acquired another Leasing Agreement of a producing block in East Cameron 316.

Pada tanggal 1 dan 13 September 2008, badai Ike dan Gustav menghantam Louisiana. Badai tersebut merusak fasilitas produksi dan jalur pipa yang di gunakan Perseroan untuk produksi gas alamnya dari Blok 317 dan 318 di wilayah East Cameron. Akibatnya, produksi gas alam dari blok tersebut harus dihentikan untuk waktu yang tidak dapat di tentukan sehingga jalannya produksi baik minyak maupun gas menjadi terhambat. Di akhir tahun 2009, cadangan 1P dan 2P dari Blok 316, 317 dan 318 adalah 2.457 MBOE dan 3.056 MBOE.

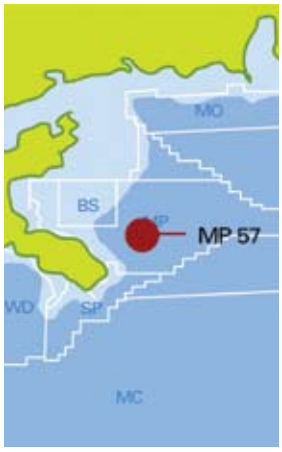
On September 1 and 13, 2008, the hurricanes Ike and Gustav struck Southern Louisiana. The hurricanes damaged the platform and pipeline facilities used by the Company for the natural gas production from Blocks 317 and 318 in East Cameron. Consequently, the Company's natural gas production from the blocks was suspended for an undetermined period of time. At the end of 2009, 1P and 2P reserves of the Blocks 316, 317 and 318 are 2,457 MBOE and 3,056 MBOE.

Di tahun 2010, MedcoEnergi berencana untuk meningkatkan cadangan dan produksi gas alamnya dengan mengambil keuntungan dari tingginya permintaan gas alam di AS dan indeks harga gas alam Henry Hub.

In 2010, MedcoEnergi plans to take advantage of the high demand of natural gas in the USA and Henry Hub's natural gas price index.



Blok 64 dan 65, Wilayah Main Pass, lepas pantai Negara Bagian Louisiana, Gulf Mexico Blocks 64 and 65, Main Pass Area, Offshore State of Louisiana, Gulf of Mexico	
Negara Country	AS | USA
Jenis kontrak Type of contract	Konsesi | Concession
Luas wilayah (km2) Areas	28.4
Masa akhir kontrak Contract expiry	Held by Production
Pemegang hak partisipasi Participating interest	• Medco Energi US LLC - 75%, • Leed Petroleum LLC - 25%
Operator	Medco Energi US LLC
Status	Produksi | Production



Blok 57, Wilayah Main Pass, lepas pantai Negara Bagian Louisiana, Gulf Mexico Block 57, Main Pass Area, Offshore State of Louisiana, Gulf of Mexico	
Negara Country	AS | USA
Jenis kontrak Type of contract	Konsesi | Concession
Luas wilayah (km2) Areas	10.1
Masa akhir kontrak Contract expiry	Held by Production
Pemegang hak partisipasi Participating interest	Samson Offshore - 25.00%; Reef Global Energy I, L,P, - 4.69%; Bright & Company I, Ltd, - 4.69%; Palace Exploration Company - 23.44%; Fidelity Exploration & Production Co, - 32.81%; Leed Petroleum LLC - 2.34%; Medco Energi US LLC - 7.03%
Operator	Fidelity Exploration & Production Co
Status	Produksi | Production

Perseroan memegang Perjanjian Leasing dari Blok 64 dan 65 di wilayah Main Pass sejak mengambilalih 100% saham Novus Petroleum Ltd. tahun 2004. Sementara, penyertaan hak partisipasi sebesar 7% atas Perjanjian Leasing di Blok 57 dilakukan pada bulan Maret 2008. Blok-blok ini merupakan penghasil minyak mentah dan gas alam yang disalurkan ke industri terdekat.

Meskipun badai Ike dan Gustav tidak merusak fasilitas produksi MedcoEnergi di wilayah Main Pass, akan tetapi, badai merusak fasilitas jalur pipa yang digunakan Perseroan untuk menyalurkan produksi minyak dan gas dari Blok 64 dan 65 di wilayah Main Pass. Akibatnya, produksi gas Perseroan menurun menjadi 43 MMCF di tahun 2009 dari 151 MMCF di tahun 2008. Demikian juga produksi minyaknya turun menjadi 88 MBO di tahun 2009 dibandingkan dengan 108 MBO di tahun 2008.

Keberhasilan dalam pemboran sumur pengembangan di Blok 64 dan 65 telah menambah cadangan 1P dan 2P masing-masing sebesar 700 MBOE dan 783 MBOE. Dengan demikian, estimasi cadangan 1P dan 2P pada akhir tahun 2009 dari Blok 64 dan 65 di wilayah Main Pass adalah masing-masing sebesar 2,971 MBOE dan 4,714 MBOE, setelah memperhitungkan produksi minyak dan gas masing-masing sebesar 88 MBO dan 43 MMCF atau dalam setara minyak sejumlah 95 MBOE.

The Company holds Lease Agreements over Blocks 64 and 65 at the Main Pass area since the 100% acquisition of Novus Petroleum Ltd. in 2004. Meanwhile, 7% participating interests of Lease Agreement over Block 57 was entered into in March 2008. The blocks produce crude oil and natural gas which are supplied to nearby industries.

Although the hurricanes Ike and Gustav did not damage MedcoEnergi's platform in the Main Pass area, however, the hurricanes damaged pipeline facilities used by the Company to flow the oil and gas production from Blocks 64 and 65 at the Main Pass area. Therefore, the Company's gas production declined to 43 MMCF in 2009 from 151 MMCF in 2008 and the oil production also decreased to 88 MBO in 2009 compared to 108 MBO in 2008.

The success of development wells drilling in Blocks 64 and 65 added 1P and 2P reserves of 700 MBOE and 783 MBOE, respectively. Thus, the estimated 1P and 2P reserves of Blocks 64 and 65 in the Main Pass area after taking into account respective production of oil and gas of 2.971 MBO and 4.714 MMCF, or a total oil equivalent of 88 MBOE, were 43 MBOE and 95 MBOE, respectively, at year-end 2009.

Di tahun 2010, Perseroan berharap perbaikan dari fasilitas jalur pipa dapat diselesaikan pada semester pertama 2010 sehingga produksi minyak dan gas dari Blok 64 dan 65 dapat kembali ke kapasitas awal.

In 2010, the Company expects that repairs to the pipeline facilities could be completed by the first semester of 2010 so that the oil and gas production from Blocks 64 and 65 could return to their initial capacity.

Blok 758, Wilayah Mustang Island, Lepas Pantai Negara Bagian Texas, Gulf of Mexico Block 758, Mustang Island Area, Offshore State of Texas, Gulf of Mexico	
Negara Country	AS | USA
Jenis kontrak Type of contract	Konsesi | Concession
Luas wilayah (km2) Areas	23.3
Masa akhir kontrak Contract expiry	Held by Production
Pemegang hak partisipasi Participating interest	Rampant Lion Energy LLC – 11.25%; Medco Energi US LLC – 66.25%; Challenger Minerals – 22.50%
Operator	Medco Energi US LLC
Status	Produksi (mulai November 2007) | Production (start in Nov. 2007)

Perseroan mengambil alih 43,75% hak partisipasi dalam Perjanjian Leasing atas Blok 758 di wilayah Mustang Island dari Rampant Lion Energy LLC dan dijadikan sebagai operator blok pada tahun 2006. Pada tahun 2008, Perseroan mengambil tambahan hak partisipasi dari Rampant sebesar 22,5%. Blok ini memproduksi gas alam dan memulai produksinya pada bulan November 2007.

The Company acquired 43.75% participating interests in the Lease Agreement over Block 758 at the Mustang Island area from Rampant Lion Energy LLC (Rampant) and became the operator of the block in 2006. In 2008, the Company acquired additional participating interests of 22.5% from Rampant. The block produces natural gas starting from November 2007.

Sama halnya dengan dampak terhadap Blok 64 dan 65 di wilayah Main Pass, badai Ike dan Gustav hanya merusak fasilitas jalur pipa yang digunakan Perseroan untuk menyalurkan produksi gas alamnya dari Blok 758 di wilayah Mustang Island. Dengan demikian, produksi gas alam dari blok ini tidak dapat disalurkan mulai bulan September hingga akhir tahun 2008. Di tahun berikutnya, Blok 758 memberikan kontribusi produksi gas sebesar 119 MMCF, dibandingkan produksi sebesar 250 MMCF di tahun 2008.

Similar to the impact on Blocks 64 and 65 in the Main Pass area, hurricanes Ike and Gustav only damaged the pipeline facilities used by the Company to deliver its natural gas production from Block 758 in the Mustang Island area. Thus, the Company's natural gas production from the block could not be delivered from September through the rest of the year 2008. In the following year, operations of Block 758 in contributed to a gas production of 119 MMCF, compared to 250 MMCF for two months of production in 2008.

Sisa cadangan 1P dan 2P dari Blok 758 adalah masing-masing sebesar 515 MBOE dan 717 MBOE pada akhir tahun 2009, setelah memperhitungkan produksi gas sebesar 119 MMCF atau setara dengan 20 MBOE di tahun 2009.

The remaining 1P and 2P reserves of Blocks 758 were 515 MBOE and 717 MBOE, respectively, at year-end 2009, after taking into account 2009 gas production of 119 MMCF or equivalent to 20 MBOE.

Di tahun 2010, Perseroan merencanakan untuk melakukan pemboran empat sumur pengembangan (development well) di daerah Main Pass.

In 2010, the Company plans to drill foue development wells at Main Pass area.

Blok 437, Wilayah Brazos, Lepas Pantai Negara Bagian Texas, Gulf Mexico Blok 437, Brazos Area, Offshore State of Texas, Gulf of Mexico	
Negara Country	AS | USA
Jenis kontrak Type of contract	Konsesi | Concession
Luas wilayah (km2) Areas	23.3
Masa akhir kontrak Contract expiry	2010
Pemegang hak partisipasi Participating interest	Medco Energi US LLC – 100%
Operator	Medco Energi US LLC
Status	Produksi (mulai November 2007) | Production (start in Nov. 2007)

Blok 451, Wilayah Brazos, Lepas Pantai Negara Bagian Texas, Gulf Mexico Blok 451, Brazos Area, Offshore State of Texas, Gulf of Mexico	
Negara Country	AS | USA
Jenis kontrak Type of contract	Konsesi | Concession
Luas wilayah (km2) Areas	5,760
Masa akhir kontrak Contract expiry	2011
Pemegang hak partisipasi Participating interest	Medco Energi US LLC – 100%
Operator	Medco Energi US LLC
Status	Produksi (mulai November 2007) | Production (start in Nov. 2007)

Blok 435, Wilayah Brazos, Lepas Pantai Negara Bagian Texas, Gulf Mexico Blok 435, Brazos Area, Offshore State of Texas, Gulf of Mexico	
Negara Country	AS | USA
Jenis kontrak Type of contract	Konsesi | Concession
Luas wilayah (km2) Areas	23.3
Masa akhir kontrak Contract expiry	2011
Pemegang hak partisipasi Participating interest	Medco Energi US LLC – 100%
Operator	Medco Energi US LLC
Status	Eksplorasi (potensi pengembangan) | Exploration (potential development)

Blok 492, Wilayah Brazos, Lepas Pantai Negara Bagian Texas, Gulf Mexico Blok 492, Brazos Area, Offshore State of Texas, Gulf of Mexico	
Negara Country	AS | USA
Jenis kontrak Type of contract	Konsesi | Concession
Luas wilayah (km2) Areas	23.3
Masa akhir kontrak Contract expiry	2011
Pemegang hak partisipasi Participating interest	Medco Energi US LLC – 100%
Operator	Medco Energi US LLC
Status	Eksplorasi (potensi pengembangan) | Exploration (potential development)

Blok 514, Wilayah Brazos, Lepas Pantai Negara Bagian Texas, Gulf Mexico Blok 514, Brazos Area, Offshore State of Texas, Gulf of Mexico	
Negara Country	AS | USA
Jenis kontrak Type of contract	Konsesi | Concession
Luas wilayah (km2) Areas	23.3
Masa akhir kontrak Contract expiry	2011
Pemegang hak partisipasi Participating interest	Medco Energi US LLC – 100%
Operator	Medco Energi US LLC
Status	Eksplorasi (potensi pengembangan) | Exploration (potential development)

Perseroan mengambil alih 100% hak partisipasi dalam Perjanjian Leasing atas Blok 437 di wilayah Brazos dari Centaurus Gulf of Mexico LLC pada tahun 2006. Selanjutnya, Perseroan memperoleh Blok 435, 492 dan 514 setelah memenangkan tender yang diselenggarakan oleh Mineral Management Services dari US Department of Interior pada tahun 2006. Pada tahun 2007, Perseroan mengambil alih Perjanjian Leasing atas Blok 451 dari Apache Petroleum Company. Kegiatan produksi di Blok 437 dan 451 dimulai tahun 2007.

The Company acquired 100% participating interests in Lease Agreement over Block 437 at the Brazos area from Centaurus Gulf of Mexico LLC in 2006. Subsequently, the Company acquired Blocks 435, 492 and 514 after winning a leasing tender held by Mineral Management Services of the US Department of Interior in 2006. In 2007, the Company acquired Lease Agreement of Block 451 from Apache Petroleum Company. The production activities of Blocks 437 and 451 started in 2007.

Beroperasi penuh di tahun 2009, Blok 437 dan 451 telah memberikan kontribusi terhadap volume produksi gas alam Perseroan sebanyak 510 MMCF dibandingkan 1.094 MMCF saat dimulainya produksi bulan Oktober 2008.

The full operation of Blocks 437 and 451 in 2009, contributed to the Company's natural gas production volume of 510 MMCF compared to 1,094 MMCF when the initial production began in October 2008.

Jumlah cadangan 1P dan 2P yang tersisa dari Blok 437 and 451 di wilayah Brazos pada akhir tahun 2009 adalah masing-masing sebesar 1,643 MBOE dan 2,878 MBOE, setelah memperhitungkan produksi gas sebesar 510 MMCF atau setara dengan 86 MBOE.

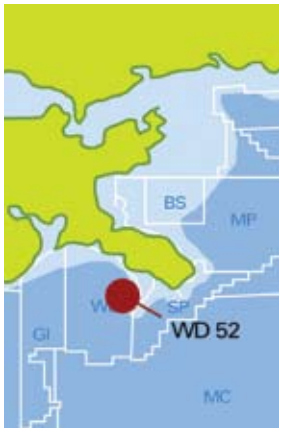
The remaining 1P and 2P reserves of Blocks 437 and 451 in the Brazos area were 1.643 MBOE and 2.878 MBOE, respectively, at year-end 2009, after taking into account the 2009 production of 510 MMCF or equivalent to 86 MBOE.

Disamping itu, untuk memastikan bahwa blok-blok lain di wilayah Brazos memiliki sumber daya yang berpotensi untuk dilakukan eksplorasi, Perseroan telah melakukan evaluasi di Blok 435, 492 dan 514.

Additionally, to ensure that the other blocks in the Brazos area have potential resources to be explored, the Company conducted evaluation of Blocks 435, 492 and 514.

Di tahun 2010, Perseroan berencana untuk mempertahankan tingkat produksi dari Blok 437 dan 451 di wilayah Brazos sama dengan yang dicapai di tahun 2009 agar dapat menggantikan hilangnya produksi dari wilayah East Cameron.

In 2010, the Company plans to maintain the same rate of production from Block 437 and 451 in Brazos equal to what was achieved in 2009, enabling the Company to compensate for lost production in the East Cameron area.



Blok 52, Wilayah West Delta, Lepas Pantai Negara Bagian Louisiana, Gulf Mexico Block 52, West Delta Area, Offshore State of Louisiana, Gulf of Mexico	
Negara Country	AS | USA
Jenis kontrak Type of contract	Konsesi | Concession
Luas wilayah (km2) Areas	0.5
Masa akhir kontrak Contract expiry	Held by Production
Pemegang hak partisipasi Participating interest	Medco Energi US LLC - 53.84%; Red Willow Offshore LLC – 46.15%
Operator	Red Willow Offshore LLC
Status	Produksi (mulai 2007) | Production (start 2007)

Perseroan mengambil alih 52,84% hak partisipasi atas Perjanjian Leasing Blok 52 di wilayah West Delta dari Red Willow Offshore LLC pada bulan Maret 2007. Blok ini mulai berproduksi pada bulan Juli 2007.

Beroperasi penuh di tahun 2009, Blok 52 memberikan kontribusi terhadap volume produksi gas alam Perseroan sebanyak 93 MMCF dibandingkan dengan 222 MMCF di tahun 2008.

Jumlah cadangan 1P dan 2P yang tersisa dari Blok 52 di wilayah West Delta pada akhir tahun 2009 adalah masing-masing sebesar 111 MBOE, setelah memperhitungkan produksi gas sebesar 93 MMCF atau setara dengan 17 MBOE.

Di tahun 2010, Perseroan berencana untuk mempertahankan tingkat produksi dari Blok 52 di wilayah West Delta sama dengan yang dicapai di tahun 2009 agar dapat menggantikan hilangnya produksi dari wilayah East Cameron.

The Company acquired 52.84% participating interests in Lease Agreement over Block 52 in the West Delta area from Red Willow Offshore LLC in March 2007. The block started production in July 2007.

The hurricanes Ike and Gustav also did not affect the Company's operation in Block 52, West Delta area. The full operation of Block 52 in 2009 contributed 93 MMCF to the Company's natural gas production volume compared to 222 MMCF in 2008.

The remaining 1P and 2P reserves of Block 52 in West Delta area were 111 MBOE, respectively, at year-end 2009, after taking into account the 2009 production of 93 MMCF or equivalent to 17 MBOE.

In 2010, the Company plans to maintain the same rate of production from Block 52 in West Delta area as achieved in 2009 to enable the Company to compensate for the lost of production from the East Cameron area.

Walker Ranch – Cibola, Daratan, Negara Bagian Texas Walker Ranch – Cibola, Onshore, State of Texas	
Negara Country	AS | USA
Jenis kontrak Type of contract	Konsesi | Concession
Luas wilayah (km2) Areas	10.61
Masa akhir kontrak Contract expiry	Held by Production
Pemegang hak partisipasi Participating interest	Medco Energi US LLC – 12.00%; Cibola Energy Ltd – 78.00%; Lykes Ranch Prospect LLC – 10.00%
Operator	Cibola Energy Ltd
Status	Eksplorasi | Exploration

Perseroan mengambil alih 52% hak partisipasi dalam Perjanjian Leasing Blok Walker Ranch dari Trek Resources Inc. pada bulan Juni 2008. Blok ini masih dalam tahap eksplorasi dan memiliki sumber daya gas prospektif yang sudah diinventarisasi.

Pada tahun 2010, Perseroan merencanakan untuk melakukan kegiatan seismik di wilayah ini.

The Company acquired 52% participating interests in Lease Agreement of Walker Ranch Block from Trek Resources Inc. in June 2008. This block is still under exploration phase and has prospective gas resources in inventory.

In 2010, the Company plans to run seismic activity in this area.

Blok 557, Wilayah West Cameron, Lepas Pantai Negara Bagian Louisiana, Gulf Mexico Block 557, West Cameron Area, Offshore State of Louisiana, Gulf of Mexico	
Negara Country	AS | USA
Jenis kontrak Type of contract	Konsesi | Concession
Luas wilayah (km2) Areas	20.23
Masa akhir kontrak Contract expiry	2013
Pemegang hak partisipasi Participating interest	Medco Energi US LLC – 100%
Operator	Medco Energi US LLC
Status	Eksplorasi | Exploration

Perseroan mengambil alih 100% hak partisipasi dalam Perjanjian Leasing Blok 557 di West Cameron Area dari Energy Resources Technology GOM Inc. (ERT) pada bulan April 2008. Blok ini masih dalam tahap eksplorasi dan memiliki sumber daya gas prospektif yang sudah diinventarisasi.

Pada tahun 2010, Perseroan belum merencanakan kegiatan yang berarti di wilayah ini.

The Company acquired 100% participating interests in Lease Agreement of Blok 557 Block in West Cameron Area from Energy Resources Technology GOM Inc. (ERT) in April 2008. This block is still under exploration phase and has prospective gas resources in inventory.

In 2010, the Company has not plan to conduct any significant activity in this area.

Wilayah Vada Mire, Daratan, Negara Bagian Texas Vada Mire Area, Onshore, State of Texas	
Negara Country	AS | USA
Jenis kontrak Type of contract	Konsesi | Concession
Luas wilayah (km2) Areas	N.A.
Masa akhir kontrak Contract expiry	2013
Pemegang hak partisipasi Participating interest	Medco Energi US LLC – 33.33%; Liberty Resources, Inc. - 66.67%
Operator	Liberty Resources, Inc
Status	Eksplorasi | Exploration

Pada tanggal 1 Mei 2008, Medco Energi US LLC membeli hak partisipasi sebesar 33,33% atas Blok Bosco Selatan, bagian dari Mire Lease di wilayah selatan Bosco Acadia, Lousiana, dari Liberty Resources Inc dengan nilai perolehan yang akan dibayarkan di masa yang akan datang. Blok ini masih dalam tahap eksplorasi dan memiliki sumber daya gas prospektif yang sudah diinventaris.

On May 1, 2008, the Company acquired 33.33% participating interests in Lease Agreement over Vada MIRE in South Bosco Block, Bosco Acadia, Lousiana from Liberty Resources Inc with gains that will be paid in the future. This block is still under exploration phase and has prospective gas resources in inventory.

Wilayah Vada Martin, Daratan, Negara Bagian Louisiana Vada Martin Area, Onhore, State of Louisiana	
Negara Country	AS | USA
Jenis kontrak Type of contract	Konsesi | Concession
Luas wilayah (km2) Areas	N.A.
Masa akhir kontrak Contract expiry	2013
Pemegang hak partisipasi Participating interest	Medco Energi US LLC – 33.33%; Liberty Resources, Inc. - 66.67%
Operator	Liberty Resources, Inc
Status	Eksplorasi | Exploration

Pada tanggal 1 Mei 2008, Medco Energi US LLC membeli hak partisipasi sebesar 33.33% atas Blok Bayou Choctaw, bagian dari kontrak lease Martin di lapangan N.W. Bayou Choctaw di wilayah Iberville, Lousiana dari Liberty Resources Inc dengan nilai perolehan yang akan dibayarkan di masa yang akan datang. Blok ini masih dalam tahap eksplorasi dan memiliki sumber daya gas prospektif yang sudah diinventaris

Pada tahun 2010, Perseroan belum merencanakan kegiatan yang berarti di wilayah ini.

On May 1, 2008, Medco Energi US LLC acquired 33.33% participating interests in Lease Agreement over Bayou Choctaw Block part of lease contract of Martin in N.W. Bayou Choctaw in Iberville, Lousiana from Liberty Resources Inc with gains that will be paid in the future. This block is still under exploration phase and has prospective gas resources in inventory.

In 2010, the Company has not plan to conduct any significant activity in this area.

Lapangan Karim, Kesultanan Oman – Perjanjian Kontrak Jasa E&P Karim Fields, Sultanate of Oman – Service E&P Agreement	
Negara Country	Oman
Jenis kontrak Type of contract	Participation & Economic Sharing Agreement
Luas wilayah (km2) Areas	N.A.
Masa akhir kontrak Contract expiry	2016
Kontraktor Contractor	Medco Oman LLC – 51%; Oman Oil Company SAOC – 25%; Kuwait Energy – 15%, Omani Partners – 9%
Operator	N.A.
Status	Produksi | Production

Pada bulan Januari 2006, MedcoEnergi memenangkan tender Kontrak Jasa E&P (yang pertama kalinya di Oman) berjangka waktu sepuluh tahun. Dimana Petroleum Development Oman (PDO) menyerahkan wilayah lapangan daratnya, Lapangan Karim, kepada pihak ketiga untuk dioperasikan atas nama PDO, dengan tujuan memperkecil penurunan, meningkatkan produksi, serta mengeksploitasi potensi lapangan.

Produksi minyak dimulai tahun 1987, memberi peluang bagi MedcoEnergi untuk menerapkan keterampilan dan pengalamannya dalam hal rehabilitasi lapangan. MedcoEnergi mengambil alih tanggung jawab penuh atas 115 sumur yang menghasilkan 11.750 BOPD pada bulan Agustus 2006.

MedcoEnergi memperoleh *fee* atas produksi, dengan biaya yang tergantikan. Manfaat lainnya adalah peluang bagi pekerja Indonesia memperoleh pengalaman internasional dan menciptakan *talent pool* yang dapat ditugaskan pada wilayah internasional lainnya. Kontrak ini tidak memerlukan komitmen modal kerja yang besar karena biaya yang tergantikan, dan mampu mendanai diri sendiri.

In January 2006, MedcoEnergi won a tender for a ten year duration Service E&P Agreement (the first of its kind in Oman) whereby Petroleum Development Oman, PDO, outsourced an onshore field area, Karim Fields, for a third party contract operator to operate on its behalf with the objective of arresting decline, increasing production and exploiting the potential of the fields.

Oil production started in 1987, giving MedcoEnergi the opportunity to apply its skill and experience in field re-habilitation. MedcoEnergi took full field responsibility over 115 wells, producing 11,750 BOPD in August 2006.

MedcoEnergi earns a fee from production, and is cost reimbursed. The benefit to MedcoEnergi is that it provides an opportunity for existing Indonesian employees to get international experience and it creates a pool of experienced talent for use in other international areas. The contract being fully cost recoverable does not require heavy working capital commitment and is self-funding.

Hingga akhir tahun 2009, MedcoEnergi telah membor 71 sumur. MedcoEnergi menyewa dua anjungan pemboran yang mulai beroperasi pada bulan Juni dan September, serta sebuah hoist yang mulai beroperasi pada bulan Oktober 2006 untuk menunjang produksi.

As at year-end 2009, MedcoEnergi had drilled 71 wells. MedcoEnergi contracted two drilling rigs which commenced activities in June and September, and a hoist equipment which commenced activity in October 2006, for maintaining production operations.

Blok 82, Republik Yaman Block 82, Republic of Yemen	
Negara Country	Yemen
Jenis kontrak Type of contract	PSA
Luas wilayah (km2) Areas	1,853
Masa akhir kontrak Contract expiry	2027
Pemegang hak partisipasi Participating interest	Medco Yemen Holding Ltd - 38.25%; Kuwait Energy Co. - 21.25%; Indian Oil Corporation Ltd - 12.75%; Oil India Ltd - 12.75%; Yemen General Corporation for Oil & Gas - 15%
Operator	Medco Yemen Holding Ltd
Status	Eksplorasi | Exploration

Blok 83, Republik Yaman Block 83, Republic of Yemen	
Negara Country	Yemen
Jenis kontrak Type of contract	PSA
Luas wilayah (km2) Areas	1,853
Masa akhir kontrak Contract expiry	2027
Pemegang hak partisipasi Participating interest	Medco Yemen Holding Ltd - 38.25%; Kuwait Energy Co. - 21.25%; Indian Oil Corporation Ltd - 12.75%; Oil India Ltd - 12.75%; Yemen General Corporation for Oil & Gas - 15%
Operator	Medco Yemen Holding Ltd
Status	Eksplorasi | Exploration

Perseroan memenangkan Tender Internasional untuk Blok 82 dan 83 yang diselenggarakan Kementerian Minyak dan Mineral Republik Yaman melalui Otoritas Eksplorasi dan Produksi Perminyakan pada bulan Desember 2006. MedcoEnergi dan mitranya, Kuwait Energy Co., Indian Oil Corporation Ltd., Oil India Ltd. dan Yemen General Corporation for Oil & Gas, menandatangani Perjanjian Bagi Hasil (PSA) di tahun 2007.

Pada tahun 2008, MedcoEnergi menunda rencana penembakan seismik 3D seluas 198 kilometer persegi di Blok 82 dan 203 kilometer persegi di Blok 83, karena persetujuan atas PSA belum didapatkan dari Parlemen.

Setelah mendapatkan persetujuan atas PSA dari Parlemen pada awal tahun 2009, MedcoEnergi berencana melakukan penembakan 198 kilometer persegi program seismik 3D di Blok 82 pada tahun 2010.

The Company awarded Blocks 82 and 83 after winning the International Bid held by the Ministry of Oil and Minerals of the Republic of Yemen through the Petroleum Exploration and Production Authority in December 2006. MedcoEnergi and partners, Kuwait Energy Co., Indian Oil Corporation Ltd., Oil India Ltd. and Yemen General Corporation for Oil & Gas, signed Petroleum Sharing Agreement (PSA) in 2007.

In 2008, the Company deferred the plan to shoot 198 square kilometers of 3D seismic in Block 82 and 203 square kolometers of 3D seismic in Block 83 due to approval from Parliament on the PSA has not been obtained yet.

After obtaining the approval on the PSA from the Parlaiment in early 2009, MedcoEnergi plans to shoot 3D seismic program in 2010.

Block E, Lepas Pantai Republik Kamboja Block E, Offshore of the Republic of Cambodia	
Negara Country	Kamboja
Jenis kontrak Type of contract	PSC
Luas wilayah (km2) Areas	5,000
Masa akhir kontrak Contract expiry	2031
Pemegang hak partisipasi Participating interest	Medco International Petroleum Ltd - 41.25%; Lundin BV - 34%; Kuwait Energy Company - 20.625%; JHL Ltd - 4.125%
Operator	Medco International Petroleum Ltd
Status	Eksplorasi | Exploration

MedcoEnergi dan mitranya, JHL Petroleum Limited (JHL), telah memperoleh *Petroleum Agreement* dan *Participation Deed* dari Kerajaan Kamboja yang diwakili oleh Cambodia National Petroleum Authority (CNPA) untuk mengeksplorasi Blok E, yang terletak di lepas pantai Kamboja. MedcoEnergi dan JHL pada awalnya memegang hak partisipasi dengan rasio 90:10, dan MedcoEnergi telah ditunjuk sebagai operator atas blok tersebut. Perseroan melepaskan 21,25% hak partisipasi di Blok E, Kamboja, ke Lundin Cambodia BV, perusahaan afiliasi Lundin Petroleum AB, efektif tanggal 2 Juli 2007. Setelah pelepasan ini, MedcoEnergi mempertahankan 41,25% hak partisipasi.

Pada Juni 2009, MedcoEnergi telah melakukan penembakan seismik 3D seluas 250 kilometer persegi.

MedcoEnergi and its joint venture partner, JHL Petroleum Limited (JHL), were awarded a Petroleum Agreement and Participation Deed by the Kingdom of Cambodia, through the Cambodian National Petroleum Authority (CNPA) for the exploration of Block E, in offshore Cambodia in October 2006. MedcoEnergi and JHL initially shared working interests in the ratio of 90:10, and MedcoEnergi was appointed as the Operator. MedcoEnergi divested 21.25% participating interests in the block to Lundin Cambodia BV, an affiliated company of Lundin Petroleum AB effective July 2, 2007. After the divestment, MedcoEnergi retains working interests of 41.25%.

In 2009, the Company has conducted 250 square kilometers of 3D seismic.

Blok 12, Kamboja Block 12, Cambodia	
Negara Country	Kamboja
Jenis kontrak Type of contract	PSC
Luas wilayah (km2) Areas	3,000
Masa akhir kontrak Contract expiry	2032
Pemegang hak partisipasi Participating interest	Medco Cambodia Tonle Sap Ltd - 52.5%; CNPA - 40%; JHL Ltd - 7.5%
Operator	Medco Cambodia Tonle Sap Ltd
Status	Eksplorasi | Exploration

Pada bulan September 2007, MedcoEnergi bersama dengan mitra kerjanya, JHL Limited, menandatangani Perjanjian Perminyakan dengan Pemerintah Kerajaan Kamboja untuk melaksanakan kegiatan eksplorasi dan eksploitasi di Blok 12 di Kamboja, dimana MedcoEnergi bertindak sebagai operator.

Pada tahun 2008, Perseroan telah menyelesaikan perhitungan hasil seismik 2D di Blok 12. Selanjutnya pada tahun 2009, Perseroan melakukan penembakan seismik 3D seluas 500 kilometer persegi.

In September 2007, MedcoEnergi together with its partner, JHL Limited, signed a Petroleum Agreement with the Royal Government of Cambodia to carry out exploration and exploitation activities for Block 12 in Cambodia where MedcoEnergi acts as the operator.

In 2008, the Company completed the proprietary calculation of 2D seismic in Block 12. Meanshile in 2009, the Company's has conducted 500 square kilometers of 3D seismic.

Area 47, Masyarakat Sosialis Akbar Arab Jamahiriyah Libia Area 47, the Great Socialist People's Libyan Arab Jamahiriya	
Negara Country	Libya
Jenis kontrak Type of contract	PSC
Luas wilayah (km2) Areas	6,182
Masa akhir kontrak Contract expiry	2030
Pemegang hak partisipasi Participating interest	Medco International Ventures Ltd - 50%; Verenex Energy Area 47 Ltd - 50%
Operator	Verenex Energy Area 47 Ltd
Status	Eksplorasi | Exploration

Perseroan dan mitranya, Verenex Energy Inc, (Verenex) telah memperoleh hak untuk melakukan eksplorasi di Area 47 yang terletak di cekungan Ghadames, sebelah barat laut Libia pada bulan Januari 2005, dan menandatangani Perjanjian Eksplorasi dan Produksi Bagi Hasil dengan Perusahaan Minyak Nasional Rakyat Sosialis Akbar Arab Jamahiriyah Libia pada bulan Maret 2005. Verenex telah ditunjuk sebagai Operator dari Area 47.

Di awal tahun 2008, Perseroan mendeklarasikan Proyek Pengembangan Minyak Libia sebagai salah satu Proyek Pengembangan Utama Perseroan.

Sampai akhir 2009, total jumlah sumur yang telah dibor sebanyak 21 sumur, 17 sumur eksplorasi dan empat sumur kajian. Dari 21 sumur yang dibor, didapatkan 14 sumur temuan (*discovery*) dan empat sumur menunggu hasil tes; ini menunjukkan tingkat keberhasilan eksplorasi lebih dari 80% sukses rasio.

Sejak tahun 2005, telah dilakukan pengambilan data 1.700 km persegi seismik 3D dan 4.000 km seismik 2D untuk mendukung analisa "prospect dan lead" yang ada sehingga sukses rasio program eksplorasi jauh lebih baik. Hasil sertifikasi dari D&M, tanggal 30 September 2008, menunjukkan Area 47 mengandung 307 MMBbls dan 269 BCF atau total gas dan minyak sebesar 352 MMBOE.

Tanggal 21 Desember 2009, Libyan Investment Authority (LIA) mengakuisisi kepemilikan Verenex Energy Inc. di Area 47 EPSA, sehingga LIA mendapatkan proporsi 50:50 dengan MedcoEnergi dalam blok eksplorasi Area 47 ini. LIA adalah sebuah pengelola dana yang berdaulat penuh didirikan oleh pemerintah Libia pada tahun 2008 untuk mengelola kelebihan pendapatan minyak Libia, dan memiliki aset lebih dari AS$65 miliar.

Pada tahun 2009, Perseroan telah menyelesaikan pemboran tiga sumur dan menguji dua sumur eksplorasi dengan hasil yang memuaskan.

Pada 1 April 2010, Perseroan melalui Medco International Ventures Limited, anak perusahaan telah mendapatkan kepercayaan sebagai operator selama masa eksplorasi menggantikan Verenex Energy Area 47 Libya Limited (VEAL). Perseroan juga mendapatkan perpanjangan satu tahun masa eksplorasi per 1 April 2010 dengan program kerja 2010 berupa penyelesaian pemboran dua sumur kajian, tiga sumur eksplorasi dan pengujian 3 sumur yang telah dibor sebelumnya.

The Company and its partner, Verenex Energy Inc. (Verenex), were awarded the rights to explore Area 47 in the Ghadames basin, in northwestern Libya in January 2005 and signed an Exploration and Production Sharing Agreement with the National Oil Company of the Great Socialist People's Libyan Arab Jamahiriya in March 2005. Verenex was appointed as the Operator of Area 47.

In early 2008, the Company declared the Libyan Oil Development Project as one of the Company's Key Development Projects.

As at year end 2009, total number of wells drilled include 21 wells, which consist of 17 exploration wells and four appraisal wells. From 21 wells drilled, the Company found 14 discovery wells while 4 wells expecting test results; this result shows over 80% exploration success ratio.

Since 2005, 1,700 km per square of 3D seismic and 4,000 km of 2D seismic has been conducted to support the analysis on existing "prospect and lead" in order to achieve better exploration program success ratio. The D&M certification dated September 30, 2008 shows that Area 47's reserves consisting of 307 MMBbls and 269 BCF or total oil and gas equivalent of 352 MMBOE.

In December 21, 2009, Libyan Investment Authority (LIA) acquired Verenex Energy Inc. in Area 47 EPSA, resulting in LIA has 50:50 working interest with MedcoEnergi in the Area 47 exploration block. LIA is an investment company which fully authorized and established by the Libyan government in 2008 to manage Libya's excess oil revenues, with current assets of more than US$65 billion.

In 2009, the Company drilled three wells and tested two exploration wells resulted in statisfactory condition.

In April 1, 2010, the Company through Medco International Ventures Limited, a subsidiary company, that was appointed as the operator for the exploration phase replacing Verenex Energy Area 47 Libya limited (VEAL). The Company has also been awarded a contract extension since April 1, 2010 with its 2010 working program of finalizing two appraisal wells, three exploration wells and testing three wells previously drilled.

Blok Anaguid, Republik Tunisia Anaguid Block, Republic of Tunisia	
Negara Country	Tunisia
Jenis kontrak Type of contract	Konsesi
Luas wilayah (km2) Areas	5,716
Masa akhir kontrak Contract expiry	2022
Pemegang hak partisipasi Participating interest	Medco Tunisia Anaguid Ltd - 40%; Pioneer Natural Resources Anaguid Ltd - 60%
Operator	Pioneer Natural Resources Anaguid Ltd
Status	Eksplorasi | Exploration

Perseroan mengakuisisi 40% hak partisipasi melalui Perjanjian Convention, Permit and Joint Operating yang berkaitan dengan Blok Anaguid di Tunisia dari Anadarko Tunisia Anaguid Company, efektif pada tanggal 12 Juni 2007. Pioneer Natural Resources Anaguid Ltd. adalah operator dari blok ini.

Di tahun 2009, Perseroan telah menyelesaikan evaluasi teknis atas hasil seismik 3D seluas 900 kilometer persegi yang dilakukan pada tahun 2008 dan juga menyampaikan rencana pengembangan eksploitasi dari sumur Dura. Sementara, satu sumur tambahan akan dilakukan pemboran pada tahun 2010.

Rencana ke Depan

MedcoEnergi akan menerapkan sistem dan pengendalian serta terus mencari nilai untuk merealisasi peluang-peluang baru di industry minyak dan gas luar negeri.

Libia dan Tunisia. MedcoEnergi akan terus menjajaki dan merampungkan rencana pengembangan pertamanya di Blok 47 di Libia. MedcoEnergi juga berencana menilai lebih lanjut potensi Blok Anaguid di Tunisia dengan membor satu prospek. Beberapa tonggak keberhasilan perlu diraih di tahun 2010, termasuk diantaranya persetujuan Program Kerja dan Anggaran untuk tahun 2010, memperoleh pernyataan Komersial serta mendapatkan perpanjangan periode eksplorasi dan dimulainya kembali pemboran di Area 47.

Kamboja dan Yaman. MedcoEnergi berencana melakukan farm out dari blok di Kamboja dengan biaya minimum dan melakukan seismik tambahan 3D atau 2D serta melaksanakan kegiatan-kegiatan eksplorasi lainnya untuk blok di Yaman.

Oman. MedcoEnergi berencana melakukan pemboran 51 sumur tambahan selama lima tahun kedepan. tudi lebih lanjut akan dilakukan dengan aplikasi teknik penemuan kembali yang lebih canggih. MedcoEnergi akan melanjutkan program pemboran dan memprakarsai studi penemuan kembali sekunder untuk memenuhi target produksi.

Amerika Serikat. MedcoEnergi selalu bekerja menurut strategi perencanaan berlapis, dimulai dengan Lapisan Satu menggambarkan aset-aset yang ada, yang dimaksudkan untuk mengoptimalkan produksi

The Company acquired a 40% equity participating interests in the Convention, Permit and Joint Operating Agreement relating to the Anaguid Block in Tunisia from Anadarko Tunisia Anaguid Company effective on June 12, 2007. The block is operated by Pioneer Natural Resources Anaguid Ltd.

In 2009, the Company completed the processing and interpretation of seismic data from additional 900 square kilometers of 3D seismic and delivered the exploitation plan for the Dura well. Meanwhile, one additional well exploration drilling will be conducted in 2010.

Forward Plans

MedcoEnergi will implement Company wide systems and controls and continue to seek value realising opportunities in international oil & gas industry.

Libya and Tunisia. MedcoEnergi will continue to explore as well as finalise the first development plan of Block 47 in Libya. MedcoEnergi also plans to further appraise the Anaguid Block potential in Tunisia by drilling one prospect. In 2010, certain milestones are to be achieved by the joint venture including approval of the Work Program and Budget for 2010, obtaining declaration of Commerciality, obtaining exploration period extension and the recommencement of a drilling program in Area 47.

Cambodia and Yemen. MedcoEnergi plans to farm out with minimum costs from Cambodia's blokcs and acquire either new or additional 3D or 2D seismic as well as undertake other exploration activities in Yemen Blocks.

Oman. MedcoEnergi plans to drill 51 additional wells during five years. Further study work will be conducted on the application of enhanced recovery techniques. MedcoEnergi will continue the drilling programs and initiate secondary recovery studies to meet production targets.

USA. MedcoEnergi has always worked on a layered planning strategy, starting with Layer One which represents existing assets from which it intends to optimize production and where possible to develop incremental

dan mengembangkan peningkatan tambahan produksi jika memungkinkan. Lapisan Dua menggambarkan peningkatan kecil tambahan aset tunggal untuk mendukung produksi, mencegah penurunan produksi, dan meningkatkannya jika memungkinkan. Lapisan Tiga menggambarkan identifikasi peluang-peluang proyek yang lebih besar dimana MedcoEnergi United States (MEUS) menambah cadangan dan produksi potensial melalui rehabilitasi dan pengembangan kembali wilayah lapangan yang lebih tua. Lapisan Empat menggambarkan akuisisi perangkat aset yang lebih substansial, yang secara efektif akan menata kembali MEUS dan memberi landasan pertumbuhan yang lebih cepat. Lapisan Lima menggambarkan peluang-peluang yang melampaui sumber daya keuangan MEUS, sehingga memerlukan partisipasi dengan para mitra kerja strategis di mana MEUS menawarkan kemampuan dan pengalamannya sebagai operator.

Penekanan operasional pada tahun 2009 akan tetap pada pelaksanaan Lapisan Satu, Dua, dan Tiga. Sementara itu Manajemen akan terus mencari dan mengevaluasi peluang-peluang Lapisan Empat dan Lima. Penekanan Manajemen adalah pada produksi dengan biaya efektif bukan produksi dengan biaya berapa pun.

production gains. Layer Two represents small incremental single asset gains to bolster production, and offset decline where possible. Layer Three represents identification of larger project opportunities in which MedcoEnergi United States (MEUS) adds reserves and production potential through older field area rehabilitation and redevelopment. Layer Four represents acquisition of a more substantial set of assets which would effectively resize the MEUS Company and provide a faster growth platform. Layer Five represents opportunities beyond the financial resources of MEUS, requiring participation with strategic partners where MEUS brings to bear its capabilities and experience as operator.

Operational emphasis in 2009 will be maintained in executing Layers One, Two and Three. Meanwhile management will continue to seek and evaluate Layers Four and Five opportunities. The management emphasis will be on cost effective production not production at any cost.

Ketenagalistrikan
Power Generation

MedcoEnergi menerobos usaha pembangkit listrik pada tahun 2004 dengan kegiatan usaha penyedia tenaga listrik dan jasa penunjang ketenagalistrikan.

MedcoEnergi's first penetration into the power generation business came in 2004 with activities as power producer and power project support services provider.

Photograph by Professional Photographer

Kegiatan usaha ketenagalistrikan MedcoEnergi meliputi usaha penyedia tenaga listrik dan usaha penyedia jasa penunjang tenaga listrik. MedcoEnergi menerobos usaha pembangkit listrik pada tahun 2004 dengan mengoperasikan pembangkit listrik bertenaga gas pertamanya di Panaran I, Pulau Batam.

Saat ini, MedcoEnergi telah menjadi pengembang dan operator terkemuka dari Penyedia Tenaga Listrik Swasta (IPP) skala kecil hingga menengah di Indonesia, serta penyedia jasa penunjang tenaga listrik dalam bidang Pengelolaan dan Pemeliharaan pembangkit listrik (O&M), penyedia jasa Teknik Rekayasa, Pembelian Peralatan dan Konstruksi (EPC) dan Pengembangan dan Pengelolaan Proyek pembangkit listrik.

Seluruh kegiatan usaha ketenagalistrikan MedcoEnergi dilaksanakan melalui anak perusahaan, baik yang dimiliki sendiri maupun bersama-sama dengan mitranya atau PT PLN (Persero) dan anak perusahaannya. Seluruh saham dari anak perusahaan Perseroan yang bergerak dalam bidang ketenagalistrikan dipegang dan dikelola oleh PT Medco Power Indonesia, perusahaan sub-holding untuk bidang usaha ketenaga listrikan.

Bidang usaha ini dioperasikan oleh sistem manajemen yang efektif dan efisien, dengan struktur organisasi yang kecil, sehingga Manajemen dapat memelihara komunikasi yang intensif dan dapat merespon dengan cepat setiap kondisi yang mungkin terjadi untuk menjaga pasokan listrik yang jauh dari gangguan. Pembangkit listrik MedcoEnergi juga didukung oleh karyawan professional yang terampil dengan pengalaman kerja berkisar antara 5-20 tahun diberbagai bidang, termasuk pembangkit ketenagalistrikan, pengelolaan dan pemeliharaan pembangkit dan pengembangan proyek dan manajemen.

Selaras dengan komitmen MedcoEnergi untuk memberikan solusi terhadap keterbatasan pasokan listrik yang dibutuhkan negeri ini, serta secara bersamaan melestarikan lingkungan, Perseroan telah merancang pertumbuhan usaha dalam penyediaan tenaga listrik yang fokus dalam menghasilkan tenaga listrik dari sumber daya yang hijau dan terbarukan. Saat ini, Perseroan sedang menjalankan pengembangan usaha dalam penyediaan tenaga listrik yang menggunakan sumber daya panas bumi, di mana Indonesia memiliki cadangan yang berlimpah.

MedcoEnergi's power business activities cover power producer and power project support services provider. Its first penetration into the power generation business came in 2004 with the operation of Panaran I, the Company's first gas fired power plant on Batam Island.

Today, MedcoEnergi has become the leading developer and operator of small-to-medium size Independent Power Producer (IPP) in Indonesia and the power project services provider with business activities including Operating and Maintenance (O&M) power plant services, as well as project Engineering, Procurement and Construction (EPC) and power plant Project Development and Management.

All of MedcoEnergi's power business activities are carried out through its subsidiaries, solely or jointly with its partners or PT PLN (Persero) and its subsidiaries. All the shares of the Company's power business subsidiaries are held and managed through PT Medco Power Indonesia, the sub-holding company of all MedcoEnergi's power businesses.

This business is operated by an effective and efficient management system, with a lean organizational structure, allowing Management to maintain intensive communications and to quickly respond to prevailing conditions, in order to maintain an uninterrupted supply of electricity. MedcoEnergi's power plants are also supported by highly skilled and professional employees with 5-to-20 years experience in various related fields, including electrical power generation, plant operation and maintenance, and project development and management

In line with MedcoEnergi's commitment to provide solutions for the Nation power supply shortage needs, while also preserving the environment, the Company has designed its power producer business growth plan to focus in generating electricity from green and renewable resources. The Company is currently working on executing its power producer business expansion by utilizing geothermal resources, of which Indonesia has in abundance.

Kepemilikan Aset dan Operasi
Assets Ownership and Operation

Sampai dengan akhir tahun 2009, MedcoEnergi dan mitranya memiliki dan mengoperasikan dua pembangkit listrik dengan dua sistim bahan bakar yang masing-masing menggunakan tenaga gas dengan kapasitas 2x27,75 MW dan 2X27,75 + 8 MW, sebagai tambahan MedcoEnergi juga memiliki sebuah pembangkit listrik tenaga gas *truck mounted* dengan kapasitas 20 MW di Pulau Batam. Disamping itu, MedcoEnergi juga tetap memegang partisipasi ekuitasnya sebesar 5% di IPP Sengkang.

Sebagai penyedia jasa pendukung ketenagalistrikan, MedcoEnergi dan mitra lainnya dalam konsorsium meneruskan kegiatan Pengoperasian dan Pemeliharaan pembangkit listrik tenaga uap batubara dengan kapasitas 2x660 MW milik PLN di Tanjung Jati, Jawa Tengah. Disamping itu, MedcoEnergi, sebagai penyedia jasa EPC dan Pengelolaan Proyek ketenagalistrikan, telah menyelesaikan proyek pengembangan pembangkit listrik tenaga gas yang dimiliki oleh PLN di Sicanang, Sumatra Utara.

Proyek Pengembangan Utama

Pada awal tahun 2008, Perseroan mendeklarasikan pengembangan usaha penyediaan tenaga listrik yang menggunakan sumber daya panas bumi sebagai salah satu dari Proyek Pengembangan Utama.

Sepanjang tahun 2009, MedcoEnergi melanjutkan pengerjaan salah satu Proyek Pengembangan Utamanya, pengembangan 3x110 MW Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi di Sarulla, propinsi Sumatra Utara. Berdasarkan proyek ini, MedcoEnergi dan mitranya dalam konsorsium akan mengembangkan lapangan panas bumi di Sarulla dan pada saat yang bersamaan akan membangun pembangkit listrik dengan tenaga panas bumi. Pembahasan rinci dari kegiatan proyek ini dapat dibaca pada halaman 118.

As at year end 2009, MedcoEnergi and its partners own and operate two gas-fired power plants with capacity of 2x27.75 MW and 2x27.75 + 8 MW, respectively. In addition, MedcoEnergi has a truck-mounted gas-fired power plant with a capacity of 20 MW on Batam Island. Furthermore, MedcoEnergi has retained its holding of 5% equity interests in Sengkang IPP.

As a power support services provider, MedcoEnergi and its other partners in a consortium continued to undertake the Operation and Maintenance of PLN's coal-fired power plant with a capacity 2x660 MW in Tanjung Jati, Central Java. In addition, as the power EPC and Project Management services provider, MedcoEnergi has completed the gas-fired power plant development project owned by PLN at Sicanang, North Sumatra.

Key Development Project

In early 2008, the Company declared the business expansion to power producer utilizing geothermal resources as one of the Company's Key Development Projects.

During the year 2009, MedcoEnergi continued to work on one of its Key Development Projects, the development of 3x110MW Sarulla Geothermal Power Plant in Sarulla, North Sumatra province. Under this project, MedcoEnergi and its partners in a consortium will develop the potential geothermal fields at Sarulla and at the same time construct the geothermal steam-power plant. The detail discussion on the activities of the project can be read on page 118.

Berikut daftar dari kepemilikan aset dan operasi dari bidang usaha ketenagalistrikan MedcoEnergi:

The followings are the list of assets and operations of MedcoEnergi's power generation businesses:

No	Nama Pembangkit Listrik dan Operator Name of Power Plant and Operator	Operator	Kapasitas Capacity MW	Jangka Waktu (Tahun) Time Period (Year)	Pemegang Saham Shareholders Nama Name	%
Penyedia Tenaga Listrik Swasta						**Independent Power Producer**
1	Pembangkit Listrik Tenaga Gas Panaran I, Pulau Batam Gas-fired Power Plant Panaran I, Batam Island	PT Mitra Energi Batam	2X27.75	12	• PT Medco Power Indonesia • PT Medco Energi Menamas • PT PLN Batam • PT Yayasan Pensiunan Karyawan PLN	10 54 30 6
2	Pembangkit Listrik Tenaga Gas dan Pendingin Panaran II, Pulau Batam Gas-fired Power Plant and Chiller Panaran II, Batam Island	PT Dalle Energy Batam	2X27 & 7.5	12	• PT Medco Power Indonesia • PT Cenergy Power • PT PLN Batam • PT Dalle Energy	55 20 20 5
3	Pembangkit Listrik Tenaga Gas TM 2500, Pulau Batam Gas-fired Power Plant Tm 2500, Batam Island	PT Dalle Energy Batam	19		• PT Medco Power Indonesia • PT Cenergy Power • PT PLN Batam • PT Dalle Energy	55 20 20 5
4	Pembangkit Listrik Tenaga Gas dan combine cycle Sengkang Gas-fired Power Plant and combine cycle Sengkang	PT Energi Sengkang	195	26	• Energy World Corporation • PT Medco Power Indonesia	95 5
Jasa Pengelolaan dan Pengoperasian						**Operation and Maintenance Services**
1	Pembangkit Listrik Tenaga Uap, Tanjung Jati B, Jawa Tengah Coal-fired Power Plant, Tanjung Jati B, Central Java	PT TJB Services	2X660	24	• Medco Gajendra Power Services • AF-Consult Ltd.	80.10 19.90
Jasa EPC Pembangkit Listrik						**Power EPC Services**
1	Pembangkit Listrik Tenaga Gas, Sicanang, Sumatra Utara Gas-fired Power Plant, Sicanang, North Sumatra	PLN	120	N/A		

Pembelian Barang Modal

Capital Expenditures

Keterangan	31 Desember December 31		%	Description
	2009	2008		
Pembelian barang modal	58.1	2.1	2,666	Capital expenditures

Pada tahun 2009, Perseroan mengeluarkan pembelian barang modal sebesar AS$58,1 juta, meningkat sebesar AS$56,0 juta, atau 2.666%, dari AS$2,1 juta pada tahun 2008, oleh karena adanya tambahan pembelian barang modal untuk pembangunan pembangkit listrik *combined cycle* di Panaran II.

In 2009, the Company's total capital expenditures amounted to US$58.1 million, an increase of US$56.0 million, or 2,666%, from US$2.1 million in 2008, due to additional capital expenditures spent for the construction of the combined cycle power plant at Panaran II.

Pasokan Tenaga Listrik

Electric Power Supply

No.	Nama Pembangkit Name of Power Plant	Pasokan Tenaga Listrik Electric Power Supply			Faktor Kapasitas Capacity Factor			Hari Operasi Operating Days		
		2009	2008	%	2009	2008	%	2009	2008	%
Penyedia Tenaga Listrik Swasta Independent Power Producer										
1	Panaran I	341	406	-16	70	83	-16	277	336	-18
2	Panaran II	468	438	7	87	81	7	354	347	2
3	TM 2500	61	56	9	36	34	6	191	210	-9
	Jumlah	870	900							
Penyedia Jasa Pengoperasian dan Pemeliharaan Operation and Maintenance Service										
1	Tanjung Jati B	8,720	8,530	2	94	91	3	364	365	0

Pada tahun 2009, MedcoEnergi memasok sejumlah 870 GWh tenaga listrik kepada PT PLN Batam dari tiga pembangkit listrik tenaga gas di Pulau Batam, menurun sebesar 30 GWh, atau 3,3%, dari 900 GWh di tahun 2008. Penurunan pasokan tenaga listrik sepanjang 2009 terutama disebabkan oleh masalah yang timbul pada rotor Generator Gas Turbin (GTG) 1 di Panaran I di bulan Juli yang baru dapat ditanggulangi pada bulan November 2009. Akibat dari kerusakan tersebut, Faktor Kapasitas dan angka Hari Operasi dari Pembangkit Listrik Panaran I di tahun 2009 menurun masing-masing menjadi 70% dan 217 hari, dibandingkan di tahun 2008 sebesar 83% dan 336 hari.

In 2009, MedcoEnergi supplied a total of 870 GWh electric powers from its three gas-fired power plants on Batam Island, a decrease of 30 GWh, or 3.3%, from 900 GWh in 2008. The decline in electric power supply during 2009 was due to a problem encountered in the rotor of the Gas Turbine Generator (GTG) 1 at Panaran I in July, which was resolved in November 2009. As a result, the Capacity Factor and number of Operating Days of the Panaran I Power Plant in 2009 decreased to 70% and 217 days, respectively, compared to 83% and 336 days in 2008.

Sedangkan dalam kegiatan penyedia jasa Pengoperasian dan Pemeliharaan Pembangkit Listrik Tanjung Jati B, dengan angka Hari Operasi 364 hari di tahun 2009, Perseroan dapat meningkatkan pasokan tenaga listrik menjadi 8.720 GWh dengan Faktor Kapasitas 91%. Pasokan tenaga listrik Perseroan di tahun 2009 sedikit meningkat dibandingkan pasokan tenaga listrik di tahun 2008 sebesar 8.538 GWh dengan Faktor Kapasitas dan Hari Operasi masing-masing 94% dan 365 hari. Peningkatan pasokan tenaga listrik dan Faktor Kapasitas ini terutama disebabkan oleh pengoperasian yang lebih efisien dan berkurangnya *down time*.

Meanwhile, in the Operation and Maintenance services of Tanjung Jati B Power Plant, with 364 Operating Days, the Company managed to increase the electric power supply to 8,720 GWh and Capacity Factor to 91%. The Company's electric power supply in 2009 was slightly increased 8,538 GWh in 2008 with a Capacity Factor of 94% and 365 Operating Days. The increase of electric power supply and Capacity Factor was mainly due to more efficient operations with less down time.

Penjualan dan Pendapatan Operasi Lain

Sales and Other Operating Revenues

(Dalam jutaan AS$)

(In million US$)

Keterangan	31 Desember December 31		%	Description
	2009	2008		
Penjualan tenaga listrik	66.1	81.2	-18.5	Electric power sales

MedcoEnergi mengakui pendapatan dari penjualan tenaga listrik pada saat pasokan tenaga listrik diserahkan kepada pelanggan.

MedcoEnergi recognized the revenues from the sale of electricity upon the delivery such electricity to the customer.

Penjualan di bidang ketenagalistrikan MedcoEnergi berasal dari penjualan tenaga listrik yang dihasilkan pembangkit listrik Perseroan, Panaran I dan II, penyediaan jasa O&M untuk pembangkit listrik Tanjung Jati B milik PLN, dan penyediaan jasa EPC kepada PLN dan konsumer lainnya.

Pada tahun 2009, jumlah penjualan dan pendapatan bersih MedcoEnergi dari bidang usaha tenaga listrik adalah AS$66,1 juta, menurun sebesar AS$15,81 juta, atau 18,5%, dari sejumlah AS$81,2 juta di tahun 2008.

Pengoperasioan IPP di tahun 2009 memberikan kontribusi sebesar AS$50 juta terhadap jumlah keseluruhan penjualan tenaga listrik di tahun 2009, sedangkan penyediaan jasa O&M dan EPC memberikan kontribusi sebesar AS$16,1 juta. Dibandingkan dengan tahun 2008, kontribusi pengoperasian IPP meningkat sebesar AS$4,9 juta, atau 10%, dari AS$45,1 juta, sedangkan penyediaan jasa O&M dan EPC menurun sebesar AS$20 juta atau 55% dari AS$36,1 juta.

MedcoEnergi's sales from its power generation business was derived from the sales of electricity generated from the Company's power plants, Panaran I and II, O&M services provided to PLN's Tanjung Jati B power plant, and EPC services provided to PLN and other customers.

In 2009, MedcoEnergi's total sales and other operating revenues from power business amounted to US$66.1 million, a decrease of US$15.1 million, or 18.5%, from US$81.2 million in 2008.

The IPP operation in 2009 contributed US$50 million to the total electricity sales, while the operation of O&M and EPC services contributed US$16.1 million. Compared to 2008, IPP operations' revenue contribution in 2009 decreased by US$4.9 million, or 10%, from US$45.1 million; whereas contribution from O&M and EPC services decreased by US$20 million, or 20%, from US$36.1 million.

Beban Pokok Penjualan Tenaga Listrik

Cost of Electric Power

(Dalam AS$) (In US$)

Keterangan	31 Desember December 31		%	Descriptions
	2009	2008		
Beban pokok penjualan tenaga listrik	44.6	60.7	26.5	Cost of electric power sales
Depresiasi, deplesi dan amortisasi	3.7	3.2	15.6	Depreciation, depletion and amortization
Jumlah	48.3	63.9	24.4	Total

Jumlah beban pokok penjualan dan biaya langsung lainnya dari bidang usaha Ketenagalistrikan terdiri dari beban pokok penjualan tenaga listrik, serta depresiasi, deplesi dan amortisasi.

Beban penjualan tenaga listrik di MedcoEnergi mencakup biaya-biaya seperti biaya pemeliharaan dan gaji selain biaya pembelian gas sehubungan dengan pembangkit listrik Batam. Sedangkan depresiasi dihitung dengan menggunakan metode garis lurus berdasarkan taksiran masa manfaat ekonomis dari setiap aset.

Di tahun 2009, MedcoEnergi mengeluarkan beban pokok penjualan tenaga listrik sebesar AS$44,6 juta, menurun sebesar AS$16,1 juta, atau 26,5%, dibandingkan AS$60,7 juta di tahun 2008. Penurunan ini terutama disebabkan rendahnya pasokan listrik dari pembangkit listrik Perseroan di Batam akibat kerusakan yang terjadi pada rotor Generator Gas Turbin (GTG) 1 di Panaran I.

Sementara itu, depresiasi dan amortisasi Perseroan dalam pengoperasian bidang usaha ketenagalistrikan menurun sebesar 15,6% menjadi AS$3,7 di tahun 2009, dari AS$3,2 juta pada tahun 2008. Penurunan pada depresiasi dan amortisasi disebabkan oleh faktor konvertor suku bunga.

The total costs of sales and other direct costs from the Power Generation business unit consist of the cost of electricity sales and depreciation, depletion and amortization expenses.

MedcoEnergi's cost of electricity sales represents comprises of expenses, such as maintenance expense and salaries expense as well as gas purchases related to the Batam Power Plant. Meanwhile, depreciation is calculated using the straight-line method based on the estimated useful lives of the assets.

In 2009, MedcoEnergi incurred a total cost of electricity sales amounting to US$44.6 million, a decrease of US$16.1 million, or 26.5%, from US$60.7 million in 2008. The decrease was primarily due to lower electricity supplied from the Company's power plants in Batam as a result of problem encountered in the rotor of the Gas Turbine Generator (GTG) 1.

Meanwhile, the Company's depreciation and amortization expenses decreased by 15.6%, from US$3.2 million in 2008 to US$3.7 million in 2009. The decline in the depreciation and amortization expense was caused by convertor factor of interest rate.

Kegiatan di setiap Aset/Operasi

Berikut ini rincian dari kegiatan Ketenagalistrikan dari seluruh aset Perseroan di Indonesia.

Activities at each Asset/Operation

The following details describe the Power Generation activities of all the Company's assets in Indonesia.

Penyedia Tenaga Listrik Swasta
Independent Power Producer

Panaran I	
Lokasi | Location	Batam
Kapasitas Terpasang | Design Capacity	2x27.75 MW (GTG 1 & 2)
Bahan Bakar | Fired Fuel	Natural Gas
Operasi untuk Komersil Commercial Operations	30 Oktober 2004 October 30, 2004
Kontrak | Contract Held	12 tahun PPA dengan PT PLN (Persero) 12-year Power Purchase Agreement (PPA) with PT PLN (Persero)
Tarif | Tariff	Rp190/KWh
Tanggungjawab Kepastian Sumber Gas Responsibility of Gas Secured	PT PLN (Persero) dari PT Perusahaan Gas Negara Tbk (PGN) PT PLN (Persero) from PT Perusahaan Gas Negara Tbk (PGN)
Status	Operasi | Operating
Operator	PT Mitra Energi Batam
Pemegang Saham Shareholding	PT Medco Power Indonesia
	PT Medco Energi Menamas
	PLN Batam
	PT Yayasan Pensiunan Kepegawaian PLN

Operasi

Pada tahun 2009, pembangkit ini memproduksi listrik sejumlah 341 GWh dengan Faktor Kapasitas sebesar 70.1% yang mana turun dari 410 GWh dengan Faktor Kapasitas sebesar 83.3% pada tahun 2008. Penurunan ini disebabkan oleh masalah yang timbul pada rotor Generator Gas Turbin (GTG) 1 di bulan Juli 2009, dan baru dapat ditanggulangi di bulan November 2009. Dengan demikian, jumlah keseluruhan hari kerja pembangkit sepanjang tahun menurun menjadi 277 hari, 59 hari lebih rendah dibandingkan hari kerja di tahun 2008, yaitu 336 hari.

Operation

For the year 2009, the plant generated a total of 341 GWh with a Capacity Factor of 70.1%, a decrease from 410 GWh and a Capacity Factor of 83.3% in 2008. The decrease in electricity generation was due to a problem encountered in the rotor of the Gas Turbine Generator (GTG) 1 in July 2009, which was resolved in November 2009. As a result, the total operating days of the plant during the year decreased to 277 days, 59 days lower than the operating days of 2008 at 336 days.

Keselamatan Kerja

Pembangkit juga mampu mempertahankan catatan hari tanpa kecelakaan kerja di tahun 2009.

Safety

The plant also managed to maintain a record of zero Lost Time Incident (LTI) in 2009.

Prospek dan Rencana Kedepan

Oleh karena krisis global yang terjadi akhir-akhir ini, dan menurunnya permintaan pertumbuhan tenaga listrik di Pulau Batam, maka rencana untuk memasang pendingin dan *combined cycle* di tahun 2009 tertunda. Akan tetapi Perseroan berkeyakinan bahwa permintaan akan tenaga listrik di Pulau Batam akan membaik dan terus meningkat, oleh karenanya MedcoEnergi dan mitranya akan menyelesaikan perjanjian dengan PLN Batam.

Prospect and Future Plans

Due to the recent global crisis, electricity demand growth on Batam Island has decreased, leading to the postponement to install chiller and combined cycle in 2009. However, the Company believes that electricity demand on Batam Island will recover and continue to grow, thus MedcoEnergi and its partners will continue to finalize the agreement with PLN Batam.

Panaran II	
Lokasi | Location	Batam
Kapasitas Terpasang | Design Capacity	2x27 MW (GTG 3 & 4) & 7.5 MW chiller
Bahan Bakar | Fired Fuel	Natural Gas
Operasi untuk Komersil Commercial Operations	25 Januari 2005 January 25, 2005
Kontrak | Contract Held	12 tahun PPA dengan PT PLN (Persero) 12-year Power Purchase Agreement (PPA) with PT PLN (Persero)
Tarif | Tariff	Rp199/KWh
Tanggungjawab Kepastian Sumber Gas Responsibility of Gas Secured	PT PLN (Persero) dari PT Perusahaan Gas Negara Tbk (PGN) PT PLN (Persero) from PT Perusahaan Gas Negara Tbk (PGN)
Status	Operasi | Operating
Operator	PT Dalle Energi Batam
Pemegang Saham Shareholding	PT Medco Power Indonesia
	PT Cenergy Power
	PT PLN Batam
	PT Dalle Energy

Operasi

Jumlah keseluruhan tenaga listrik yang di produksi dari Panaran II di tahun 2009 adalah 468 GWh dengan Faktor Kapasitas 87%, meningkat dari produksi tahun 2008 yang sebesar 438 GWh dengan Faktor Kapasitas 81%. Dengan demikian, jumlah keseluruhan jam kerja pada tahun 2009 adalah 354 hari, tujuh hari lebih tinggi dari 347 hari di tahun 2008.

Operation

The total amount of electricity generated by Panaran II in 2009 was 468 GWh with a Capacity Factor of 87%, increasing from 438 GWh and a Capacity Factor of 81%. As a result, the total working hours in 2009 was 354 days, seven days more than 347 days in 2008.

Keselamatan Kerja

Perseroan juga dapat mempertahankan catatan hari tanpa kecelakaan kerja di sepanjang tahun 2009.

Safety

The Company managed to maintain a zero record of Lost Time Incident (LTI) throughout 2009.

Prospek dan Rencana Kedepan

Pada pertengahan tahun 2008, Perseroan menandatangani sebuah perjanjian untuk menambah perlengkapan combined cycle untuk meningkatkan kapasitas sebesar 20,6 MW pada kapasitas yang ada. Sampai dengan akhir tahun 2009, kemajuan proyek ini telah mencapai 100% dan direncanakan untuk memulai Waktu Operasi Komersil (COD) pada 25 Maret 2010. PPA yang ada saat ini telah diamandemen menjadi 15 tahun untuk mengakomodir fasilitas.

Prospect and Future Plans

In mid 2008, the Company signed an agreement to add a combined cycle equipment to provide additional capacity of 20.6 MW. As at year end 2009, the project had progressed to 100% and was planned for Commercial Operation Date (COD) by March 25, 2010. The existing Power Purchase Agreement (PPA) has been amended to a 15-year contract to accommodate the additional facility.

TM 2500	
Lokasi | Location	Batam
Kapasitas Terpasang | Design Capacity	19 MW truck mounted
Bahan Bakar | Fired Fuel	Natural Gas
Operasi untuk Komersil Commercial Operations	2007
Kontrak | Contract Held	15 tahun PPA dengan PT PLN (Persero) 15-year Power Purchase Agreement (PPA) with PT PLN (Persero)
Tarif | Tariff	Rp211/KWh
Tanggungjawab Kepastian Sumber Gas Responsibility of Gas Secured	PT PLN (Persero) dari PT Perusahaan Gas Negara Tbk (PGN) PT PLN (Persero) from PT Perusahaan Gas Negara Tbk (PGN)
Status	Operasi | Operating
Operator	PT Dalle Energi Batam
Pemegang Saham Shareholding	PT Medco Power Indonesia
	PT Cenergy Power
	PT PLN Batam
	PT Dalle Energy

Pada tahun 2009, unit ini menghasilkan daya sebesar 61 GWh Faktor Kapasitas sebesar 36%, meningkat dari 56 GWh dan Kapasitas sebesar 34% pada tahun 2008.

In 2009, TM2500 generated electricity of 61 GWh with a Capacity Factor of 36%, increasing from 56 GWh and a Capacity Factor of 34% in 2008.

Proyek Pengembangan Utama **Key Development Projects**

Sarulla	
Lokasi | Location	Tapanuli utara
Kapasitas Terpasang | Design Capacity	3X110 MW
Bahan Bakar | Fired Fuel	Geothermal
Operasi untuk Komersil Commercial Operations	2013 - 2015
Kontrak | Contract Held	30 tahun PPA dengan PT PLN (Persero) 30-year Power Purchase Agreement (PPA) with PT PLN (Persero)
Tarif | Tariff	TBA
Tanggungjawab Kepastian Sumber Gas Responsibility of Gas Secured	PT PLN (Persero) dari PT Perusahaan Gas Negara Tbk (PGN) PT PLN (Persero) from PT Perusahaan Gas Negara Tbk (PGN)
Status	Dalam tahap negosiasi mengenai tarif | Under negotiation of tariff
Operator	Sarulla Operations Limited
Pemegang Saham Shareholding	MedcoEnergi, Itochu, Ormat, Kyushu

Pada tahun 2007, MedcoEnergi dan mitranya dalam konsorsium, Itochu dan Ormat, telah mendapatkan sebuah proyek dari PLN untuk mengembangkan sebuah Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi dengan kapasitas 330 MW. Akta Penugasan proyek ini disetujui oleh Menteri Energi Sumber Daya Mineral per Agustus 2008 dan Perseroan telah memulai pengembangannya sejak saat itu. Pengembangan proyek terdiri dari tiga tahap, dengan rencana COD untuk unit pertama sebesar 110 MW di tahun 2013, untuk unit kedua sebesar 110 MW di tahun 2014, dan unit ketiga juga sebesar 110 MW pada pertengahan tahun 2015.

Di awal tahun 2008, Perseroan mendeklarasikan Proyek Pengembangan Panas Bumi Sarulla sebagai salah satu Proyek Pengembangan Utama Perseroan.

Sepanjang tahun 2008, Perseroan telah melakukan survei dan pemetaan topografi wilayah kerja proyek, pengujian kondisi tanah untuk lokasi pembangkit listrik, perencanaan awal untuk konstruksi pembangkit listrik, studi potensi *reservoir* panas bumi, pengukuran temperatur dan tekanan sumur SIL 1-1, SIL 2-1, SIL 3-1 dan pemboran kerja ulang sumur SIL 1-2, SIL 1-3.

Selama tahun 2009 banyak aktivitas perusahaan yang dilakukan untuk proyek Sarulla, khususnya yang berhubungan dengan AMDAL dan proses sosialisasi pengambilalihan tanah. Revisi AMDAL yang terbaru sudah di setujui oleh Gubernur Sumatra Utara pada bulan Agustus tahun 2009. Dokumen AMDAL telah di presentasikan kepada penyandang dana. Aktifitas pengambilalihan tanah lebih difoukuskan kepada kawasan pemboran saluran pipa. Proses sosialisasi telah dimulai pada akhir tahun 2009.

Negosiasi tarif dengan PLN sedang berjalan dan ditargetkan untuk selesai pada pertengahan tahun 2010, secara bersamaan, melanjutkan negosiasi pendanaan dengan penyandang dana. Perseroan juga mengupayakan finalisasi kontrak-kontrak EPC, O&M dan pemboran.

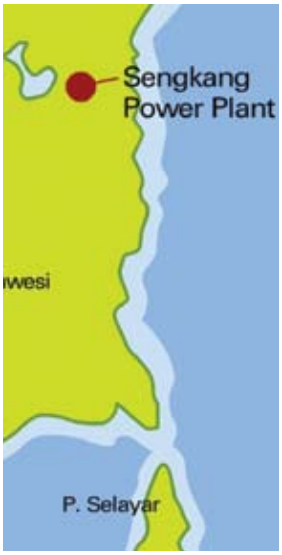
In 2007, MedcoEnergi and its partners in the consortium of Itochu and Ormat, had been awarded a contract to develop the 330 MW Sarulla Geothermal Power project by PLN. The Deed of Assignment of the project was approved by Ministry of Energy and Mineral Resources in August 2008 and the Company has carried out the development of the project ever since. The project development will consist of three stages, with a planned COD of the first 110 MW unit in 2013, the second 110 MW unit in 2014, and the third 110 MW unit in mid 2015.

In early 2008, the Company declared the Sarulla Geothermal Development Project as one of the Company's Key Development Projects.

Throughout 2008, the Company conducted surveys and topographic mappings of the project working area, technical soil testing for future power plant location, initial engineering for construction of power plant, study on the geothermal reservoir potential, pressure and temperature measurement to wells SIL 1-1, SIL 2-1, SIL 3-1, and workover drilling to wells SIL 1-2 and SIL 1-3.

During 2009 numerous activities related to the Sarulla Project have been performed especially those which were related to AMDAL and socialization process for land acquisition. The revised AMDAL document was officially approved by the Governor of North Sumatra in August 2009. The AMDAL document as well as the Governor approval on the AMDAL has been presented to lenders. The land acquisition was focused on obtaining land for pipeline drilling. The socialization of the project commenced at the end of 2009.

Tariff negotiation with PLN is targeted to be concluded by mid 2010, in parallel, the Company continue the financing negotiation process with the lenders. The Company also tries to finalize the EPC, O&M and drilling contracts.



Sengkang	
Lokasi | Location	Sengkang, South Sulawesi
Kapasitas Terpasang | Design Capacity	135 MW (combine cycle) & 60 MW (simple cycle)
Bahan Bakar | Fired Fuel	Natural Gas
Operasi untuk Komersil Commercial Operations	Combine Cycle Oktober 1998 & Simple Cycle November 2008 Combine Cycle Oct 1998 & Simple Cycle November 2008
Kontrak | Contract Held	25 tahun PPA dengan PT PLN (Persero) 25-year Power Purchase Agreement (PPA) with PT PLN (Persero)
Tarif | Tariff	Rp485/KWh
Tanggungjawab Kepastian Sumber Gas Responsibility of Gas Secured	PT PLN (Persero) dari PT Perusahaan Gas Negara Tbk (PGN) PT PLN (Persero) from PT Perusahaan Gas Negara Tbk (PGN)
Status	Operasi | Operating
Operator	Combine cycle – PT Alstom Indonesia Simple cycle – Sengkang
Pemegang Saham Shareholding	Energy World Corporation
	PT Medco Power Indonesia

MedcoEnergi memiliki 5% saham di PT Energi Sengkang, sebuah unit generator combined cycle yang memiliki dua turbin gas dengan generator yang memiliki kapasitas 195 MW yang berada di Sulawesi Selatan. Pada tahun 2008, PT Energi Sengkang berhasil menambahkan kapasitas sebesar 60 MW dengan jenis pembangkit simple cycle.

MedcoEnergi holds 5% shares in PT Energi Sengkang, a combined cycle power generator unit with a total capacity of 195 MW, located in South Sulawesi. In 2008, PT Energi Sengkang successfully added capacity of 60 MW by installing a simple cycle plant.

Jasa Operasi dan Pemeliharaan
Operation and Maintenance Services

Tanjung Jati B	
Lokasi | Location	Jepara, Jawa Tengah | Jepara, Central Java
Kapasitas Terpasang | Design Capacity	2X660MW
Bahan Bakar | Fired Fuel	Batu Bara | Coal
Operasi untuk Komersil Commercial Operations	November 2006
Kontrak | Contract Held	23 tahun Operations and Maintenance (O&M) Services Agreement dengan PT PLN (Persero) 23-year Operations and Maintenance (O&M) Services Agreement with PT PLN (Persero)
Tanggungjawab Kepastian Sumber Gas Responsibility of Gas Secured	PT PLN (Persero)
Status	Operasi | Operating
Operator	PT TJB Power Services
Pemegang Saham Shareholding	MGPS (80.1%), AF-Consult (19/9%)

Operasi

Pada tahun 2009, tenaga listrik yang diproduksi oleh Pembangkit Listrik Tanjung Jati B mencapai 8.720 GWh, dengan Faktor Ketersediaan sebesar 94%, dibandingkan dengan produksi tenaga listrik sebesar 8.538 GWh dengan Faktor Ketersediaan sebesar 91% pada tahun 2008.

Operation

During 2009, the electricity generated by the Tanjung Jati B Power Plant amounted to 8,720 GWh with an Availability Factor of 94%, compared to 8,538 GWh and an Availability Factor of 91% in 2008.

Keselamatan Kerja

Jumlah total kecelakaan kerja yang terjadi selama tahun 2009 ialah 1.932.741 manhours.

Safety

The total Manhours without Lost Time Incident during the year 2009 was 1,932,741

Prospek dan Rencana Kedepan

Pada tahun 2009, PT Medco Power Indonesia ikut serta dalam tender untuk mengoperasikan dua unit tambahan yang sedang dalam tahap pembangunan. Unit baru akan masuk sistim pada bulan Oktober 2011 dan awal 2012. Tender Operator untuk dua unit yang baru ini sedang berjalan dan sampai saat ini belum ada pengumuman prefered bidder dari PLN.

Prospect and Future Plans

In 2009, PT Medco Power Indonesia participated in tender to operate two additional units that are under construction. The new units are slated to enter the system in October 2011 and early 2012. The tender for the Operator of these two new units is still in progress and PLN has not announced the preferred bidder.

Jasa Teknik Rekayasa, Pembelian Peralatan dan Pembangunan, dan Pengelolaan Proyek Pembangkit Listrik

Menindaklanjuti kegiatan di tahun 2008, sepanjang tahun 2009 Perseroan melanjutkan kegiatan sebagai EPC dan sub-kontraktor Pengelola Proyek untuk membangun dan mengelola sebuah Pembangkit Listrik *Simple Cycle* berkekuatan 120 MW di Sicanang, Sumatra Utara yang dimiliki PLN. Pada bulan Desember 2009, Perseroan telah menyelesaikan pembangunan konstruksi pembangkit listrik tersebut.

Rencana Ke Depan

Untuk tahun 2010, Pembangkit Listrik *Simple Cycle* 120MW di Sicanang, Sumatra Utara dijadwalkan pada bulan Maret 2010 sudah beroperasi.

Memandang ke Depan

Perseroan akan melanjutkan upaya untuk melakukan sinergi antara bidang usaha ketenagalistrikan dengan bidang usaha migas di Indonesia untuk menciptakan nilai tambah yang tinggi bagi pemangku kepentingan dan secara bersamaan memberikan dukungan ke Pemerintah untuk memenuhi bertumbuhnya permintaan listrik di Indonesia.

Disamping itu, Perseroan juga akan melanjutkan program peningkatan efektifitas aset dengan melakukan divestasi saham minoritas perusahaan sub-holding ketenagalistrikan, Medco Power, dan telah menerima penawaran yang menarik dari investor yang berpotensi. MedcoEnergi berharap divestasi tersebut dapat segera dilaksanakan dan meningkatkan kemampuan untuk berkembang dan membagi risiko bidang usaha ketenagalistrikan dengan mitra baru.

Power Plant Engineering, Procurement and Construction, and Project Management Services

Following the activities in 2008, in 2009, the Company continued its activities as the EPC and Project Management sub-contractor in the construction of a 120MW Simple Cycle Power Plant at Sicanang, North Sumatra, owned by PLN. In December 2009, the Company completed the construction of the power plant.

Future Plans

The 120MW Simple Cycle Power Plant at Sicanang, North Sumatra, is scheduled for operation in March 2010.

Looking Ahead

The Company will continue to synergize the power business with the oil and gas business to create value for stakeholders and at the same time support the Government in meeting the growing demands for electricity in Indonesia.

In addition, the Company will continue with its assets optimization program by divesting minority shares of its power sub-holding company, Medco Power, and has received an attractive offer from potential investors. MedcoEnergi expects that the divestment could be materialized and will enhance the growth capability and risk sharing of MedcoEnergis's power business with new partners.

Industri Hilir
Downstream

Untuk mendukung strategi Pemerintah dalam menyediakan kebutuhan energi yang ramah lingkungan, Strategi Korporasi yang diperbaharui telah dirancang untuk membangun posisi yang kuat di industri bahan bakar terbaharukan dalam kurun waktu 5-8 tahun ke depan dengan melakukan konfigurasi ulang dan fokus pada kegiatan usaha industri hilir yang memberdayakan ekonomi pertanian di Indonesia.

In support of the Government's strategy in providing environmentally friendly energy , the Company's new Corporate Strategy has been designed to develop a strong position in renewable fuels over the next 5-8 year period by reconfiguring and refocusing downstream's businesses, leveraging off Indonesia's vast agricultural economy.

Photograph by Professional Photographer

Kegiatan usaha industri hilir MedcoEnergi saat ini meliputi usaha pemrosesan gas dari gas terasosiasi untuk produksi Liquified Petroleum Gas (LPG), penyimpanan dan distribusi bahan bakar High Speed Diesel (HSD), serta produksi bio-etanol tingkat industri.

MedcoEnergi's current downstream activities cover the processing of associated gas to produce Liquified Petroleum Gas (LPG), the storage and fuel distribution of High Speed Diesel (HSD), and the production of industrial grade bio-ethanol.

MedcoEnergi pertama kali memasuki sektor industri hilir pada tahun 1997, dengan tujuan untuk mengintegrasikan kegiatan usaha baik di sektor hulu maupun sektor hilir industri migas. Salah satu inisiatif awal Perseroan adalah pengoperasian kilang metanol milik PT Pertamina (Persero) di Pulau Bunyu, Kalimantan Timur yang memanfaatkan cadangan gas alam Perseroan dari Lapangan Gas Tarakan yang terletak di Kalimantan Timur. Integrasi kegiatan usaha Perseroan berlanjut dengan pembangunan kilang LPG di tahun 2003 yang pengoperasiannya dimulai pada tahun 2004. Kilang LPG tesebut juga memanfaatkan gas terasosiasi dari produksi minyak lapangan Kaji, Sumatra Selatan.

MedcoEnergi first entered into the downstream business in 1997, with the objective of integrate its business activities both upstream and downstream oil and gas industry. One of its early initiatives was to operate PT Pertamina (Persero)'s methanol plant in Bunyu Island, East Kalimantan which utilized the Company's gas reserves from the Tarakan Gas Field in East Kalimantan. The integration MedcoEnergi's business activities continued with the construction of an LPG plant in 2003 that commenced operation in 2004. The LPG plant also utilizes associated gas that is produced from the oil fields of Kaji, South Sumatra.

Dengan memanfaatkan keberadaan Peraturan Pemerintah Republik Indonesia Nomor 36 Tahun 2004 tentang Kegiatan Usaha Hilir Minyak dan Gas Bumi, serta nama MedcoEnergi yang sudah dikenal baik di sektor hulu maupun hilir industri migas, MedcoEnergi mulai mengembangkan usaha hilir dengan memasuki kegiatan usaha penyimpanan dan distribusi bahan bakar minyak. Untuk itu, pada tahun 2007 Perseroan mengambilalih dan mulai mengoperasikan Fasilitas Penyimpanan Bahan Bakar yang terletak di Kalibaru, Tanjung Priok, Jakarta Utara dan memulai kegiatan usaha distribusinya.

Capitalizing on the Government of Indonesia Regulation No. 36 of 2004 regarding Downstream Oil and Gas Business Activities, and leveraging the MedcoEnergi brand in upstream and downstream oil and gas industry, MedcoEnergi began expanding its downstream business activities by entering into fuel storage and distribution. Thus, in 2007, the Company acquired and began operating a Fuel Storage Facility in Kalibaru, Tanjung Priok, North Jakarta and started the distribution business.

Disamping itu, dalam memonetisasi cadangan gas yang berasal dari lapangan Senoro di Blok Senoro Toili PSC JOB, Perseroan dan mitranya di Blok tersebut, PT Pertamina (Persero) (Pertamina), berupaya menciptakan pasar sendiri dengan merencanakan pembangunan kilang LNG dengan konsep usaha hilir, dan menggandeng Mitsubishi Corporation (Mitsubishi), melalui sebuah tender yang ketat, untuk menjadi mitra utamanya di akhir tahun 2007. Pada tahun 2008, Perseroan bersama-sama dengan Pertamina dan Mitsubishi mendirikan perusahaan patungan yang akan membangun kilang LNG dengan kapasitas 200.000 Ton per hari, terletak di Kabupaten Banggai, Propinsi Sulawesi Tengah.

Moreover, to monetize its gas reserves from Senoro field in Senoro Toili PSC JOB Block, the Company and its partner in the Block, PT Pertamina (Persero) (Pertamina), put an effort to create market on our own by planning to develop an LNG plant with downstream concept. Thus, the Company and Pertamina invited Mitsubishi Corporation, through a competitive tender, to become a major partner at the end of year 2007. In 2008, the Company, Pertamina and Mitsubishi established a joint venture company which will build an LNG plant with capacity of 200,000 Metric Tons per day, located a Banggai Region, Central Sulawesi Province.

Dengan diberlakukannya Instruksi Presiden Republik Indonesia Nomor 1 Tahun 2006 tentang Penyediaan dan Pemanfaatan Bahan Bakar Nabati (*Bio-fuel*) Sebagai Bahan Bakar Alternatif, pada akhir tahun 2006 MedcoEnergi mulai menjajaki pengembangan Bahan Bakar Nabati dengan membangun Pabrik Bio-etanol yang menggunakan singkong sebagai bahan baku di Lampung Utara. Pembangunan Pabrik telah selesai dilaksanakan pada akhir tahun 2008 dan sepanjang tahun 2009 dipersiapkan untuk mulai berproduksi penuh di tahun 2010. Untuk sementara waktu, pabrik etanol milik MedcoEnergi dibangun untuk memproduksi bio-etanol dengan tingkat mutu industri dalam rangka melangkah menuju bahan bakar nabati.

The enactment of the President of the Republic Indonesia Decree Number 1 of 2006 regarding Provision and Utilization of Bio-fuel as Alternative Fuel, has brought MedcoEnergi to start exploring the development of Bio-fuel by constructing a Bio-ethanol Plant that will use cassava as main feedstock in late 2006 in North Lampung. The construction was completed in late 2008, and throughout 2009, preparations were made to start with full production by 2010. In the meantime, MedcoEnergi ethanol plant was constructed to produce at industrial grade bio-ethanol as a stepping stone towards a biofuel grade ethanol.

Komitmen MedcoEnergi untuk mendukung strategi Pemerintah dalam penyediaan kebutuhan energi yang ramah lingkungan semakin kuat setelah diterbitkannya Undang-Undang Republik Indonesia No. 30 Tahun 2007 tentang Energi. Untuk itu, MedcoEnergi telah memperbaharui Strategi Korporasi-nya di tahun 2008, dimana salah satunya adalah rencana untuk membangun posisi yang kuat di industri bahan bakar yang dapat diperbaharui dalam kurun waktu 5-8 tahun kedepan dengan melakukan konfigurasi ulang dan memfokuskan kegiatan usaha industri hilir yang memberdayakan ekonomi pertanian di Indonesia. Oleh karenanya, mulai pertengahan tahun 2009 Perseroan melakukan studi untuk mengembangkan budi daya pertanian yang dapat digunakan sebagai bahan baku untuk bahan bakar yang dapat diperbaharui di Merauke, Papua, yang disebut program "Prakarsa Merauke."

The commitment of MedcoEnergi to support the Government's strategy in providing environmentally friendly energy has become even stronger with the enactment of the Republic of Indonesia Law No. 30 of 2007 on Energy. The Company renewed its Corporate Strategy in 2008, which include the plan to develop a strong position in renewable fuels over the next 5-8 year period by reconfiguring and refocusing downstream's businesses, leveraging off Indonesia's vast agricultural economy. As a result, in mid 2009 the Company began a study to develop agricultural cultivation means that can be used to produce the feedstock for renewable fuels in Merauke, Papua, through a program called the "Merauke Initiatives."

Seluruh kegiatan industri hilir MedcoEnergi dilaksanakan melalui berbagai anak perusahaan Perseroan yang dimiliki seluruhnya melalui perusahaan

All of MedcoEnergi's downstream businesses are carried out through subsidiary companies that are wholly owned by a sub-holding company,

Kepemilikan Aset
Assets Ownership

sub-holding, PT Medco Downstream Indonesia (Medco Downstream). Medco Downstream memiliki akuntabilitas dan tanggung jawab untuk mengelola, mengoperasikan dan mengawasi seluruh bidang usaha industri hilir MedcoEnergi.

Sementara itu, kepemilikan 20% saham di perusahaan patungan yang akan membangun Kilang LNG, PT Donggi Senoro LNG, di pegang oleh anak perusahaan Perseroan lainnya, PT Medco LNG Indoneia. Perseroan memonitor langsung pengembangan Kilang LNG ini.

Sampai dengan akhir tahun 2009, MedcoEnergi memiliki sebuah kilang Liquified Petroleum Gas, sebuah fasilitas penyimpanan bahan bakar dan sebuah pabrik bio-etanol. Berikut adalah daftar aset yang dimiliki dan dikelola oleh kegiatan usaha industri hilir MedcoEnergi.

PT Medco Downstream Indonesia (Medco Downstream). Medco Downstream is accountable and responsible for managing, operating and supervising all of MedcoEnergi's downstream businesses.

Meanwhile, the 20% shares ownership of a joint venture company which will construct the LNG Plant, PT Donggi Senoro LNG, is held by the Company's other wholly owned subsidiary, PT Medco LNG Indonesia. The Company directly monitors the development of the LNG Plant.

As at year end 2009, MedcoEnergi owns an LPG Plant, a fuel storage facility and a bio-ethanol plant. The following table lists the assets owned and operated by MedcoEnergi's downstream businesses.

Daftar Aset Industri Hilir
List of Downstream Assets

No.	Jenis Aset Type of Assets	Tahun Operasi Operating Year	Kepemilikan Ownership	Kapasitas Produksi Production Capacity	Lokasi Location	Operator
1	Kilang LPG LPG Plant	2004	100%	LPG: 200 MT/hari/day Condensate: 400 BOPD Lean Gas: 12 MMSCFD	Sumatra Selatan South Sumatra	PT Medco LPG Kaji
2	Fasilitas Penyimpanan Bahan Bakar Fuel Storage Facility	2007	100%	Tangki/Tank: 5 buah/tanks Kapasitas/Capacity: 22.700 KL	Jakarta Utara North Jakarta	PT Medco Sarana Kalibaru
3	Pabrik Bio-ethanol Bio-ethanol Plant	2008	100%	180 KL/hari/day	Lampung	PT Medco Ethanol Lampung

Proyek Pengembangan Utama
Di awal tahun 2008, Perseroan mendeklarasikan rencana pengembangan Kilang LNG dan pembangunan Pabrik Bio-etanol Proyek Pengembangan Utama Perseroan. Di tahun 2009, Perseroan melanjutkan pemantauan terhadap komisioning dari Pabrik Bio-etanol dan rencana pengembangan Kilang LNG. Pembahasan rinci dari kedua Proyek Pengembangan Utama ini dapat dibaca pada halaman 129 dan 131.

Key Development Project
In early 2008, the Company declared the development plan of the LNG Plant and the construction of Bio-ethanol Plant as the Company's Key Development Projects. In 2009, the Company continued to closely monitor the commissioning of Bio-ethanol Plant and the development plan of the LNG Plant. The detail discussions on those Key Development Projects can be read on page 129 and 131.

Pembelian Barang Modal
(Dalam jutaan AS$)

Capital Expenditures
(In million US$)

Keterangan	31 Desember December 31		%	Description
	2009	2008		
Pembelian barang modal*	2.6	4.1	-36.6	Capital expenditures*

* Tidak termasuk pembelian barang modal untuk Proyek Pengembangan Kilang LNG, karena penyertaan Perseroan dalam bentuk investasi saham
* Exclude from capital expenditure in LNG Plant Project Development due to the investment of the Company in form of investment in share of stock

Pada tahun 2009, Perseroan mengeluarkan pembelian barang modal sebesar AS$1,9 juta, menurun sebesar AS$2,2 juta atau 54% dibandingkan AS$4,1 juta pada tahun 2008. Pembelian barang modal tersebut dipergunakan untuk membangun tempat penampungan limbah tambahan serta meningkatkan kemampuan fasilitas produksi dari pabrik bio-etanol di Lampung agar pabrik dapat beroperasi dengan kapasitas penuh di tahun 2010.

In 2009, the Company spent US$1.9 million on capital expenditure, a decrease of US$2.2 million or 54% from US$4.1 million in 2008. The capital expenditures were mainly utilized for constructing an additional waste treatment center and improving production facility of the bio-ethanol plant to enable the plant to operate at full capacity by 2010.

Produksi, Pembelian dan Penjualan

Production, Purchasing and Sales

No	Keterangan Description	31 Desember December 31		%
		2009	2008	
1	**Kilang LPG:**			
	• Pemrosesan/Processed gas (MMSCF)	2,458	2,619	-6.1
	• LPG (MT)	16,424	16,682	-1,6
	• Condensate (Barrel)	76,146	61,644	-23,8
	• Lean Gas (MMSCF)	1,237	2,105	41,21
2	**Distribusi HSD:**			
	• Pembelian/Purchase (KL)	95,464	181,316	-52,6
	• Penjualan/Sale (KL)	92,024	196,780	-53.2
3	**Pabrik Bio-ethanol:**			
	• Pemrosesan singkong/ Cassava Processing (Ton)	56,081	3,599	
	• Produksi/Production (KL)	8,698	-	
	• Penjualan/Sale (KL)	4,665	-	
4	**Kilang Methanol *:**			
	• Produksi/Production (Ton)	10,443	129,569	
	• Penjualan/Sale (Ton)	17,644	123,348	

* Penghentian operasional sejak awal Februari 2009 dan telah menandatangani Terminasi Perjanjian Kerja Sama dengan PT Pertamina (Persero) pada akhir bulan Desember 2009.
Discontinued the operation since early February 2009 and has signed the Termination of Joint Operating Agreement with PT Pertamina (Persero) at the end of December 2009.

Pada tahun 2009, kilang LPG Perseroan telah memproses 2.458 MMSCF gas ikutan yang menghasilkan 16.424 MT LPG dan 76.146 barel kondensat minyak serta 1.237 MMSCF gas kering. Dibandingkan dengan tahun 2008, terjadi penurunan dalam pemrosesan gas ikutan sebesar 161 MMSCF dari 2.619 MMSCF, sehingga produksi LPG dan gas kering menurun sebesar masing-masing 258 MT dan 868 MMSCF, sedangkan kondensat mengalami kenaikan sebesar 14.502 barrel. Produksi MLK di tahun 2008 adalah sebesar 16.682 MT LPG, 61.644 barel kondensat dan 2.105 MMSCF gas kering. Seluruh produksi tersebut diserahkan kembali kepada PT Medco E&P Indonesia.

In 2009, the Company's LPG plant processed a total of 2,458 MMSCF of associated gas, which produced 16,424 MT of LPG, 76,146 barrels of condensate and 1,237 MMSCF of lean gas. Compared to 2008, the associated gas processed declined by 161 MMSCF from 2,619 MMSCF, thereby reducing the production of LPG and lean gas by 258 MT and 868 MMSCF, respectively, whereas production of oil condensate increased by 14,502 barrels. Total production of MLK in 2008 amounted to 16,682 MT of LPG, 61,644 barrels of condensate and 2,105 MMSCF of lean gas. All of these productions were returned to PT Medco E&P Indonesia.

Sedangkan volume pembelian dan penjualan HSD di tahun 2009 menurun menjadi masing-masing 95.464 KL dan 92.024 KL, dibandingkan 181.316 KL dan 196.780 KL di tahun 2008. Penurunan pembelian dan penjualan HSD ini terutama disebabkan harga jual HSD yang tidak menguntungkan akibat jatuhnya harga minyak mentah dunia pada triwulan terakhir tahun 2008.

Meanwhile, the purchase and sale volumes of HSD in 2009 declined to 95,464 KL and 92,024 KL, respectively, compared to 181,316 KL and 196,780 KL in 2008. The decline in both the purchase and sale volumes of HSD was mainly due to the unfavorable price of HSD due to the falling crude oil price in the last quarter of 2008.

Sepanjang tahun 2009, Perseroan melakukan pengujian produksi etanol dengan menggunakan 53.278 ton singkong yang menghasilkan 8.698 KL etanol dengan dua jenis produk yaitu EGRA-Export Grade Rectified Alcohol (6.907 KL) dan produk sampingan Teknikal Alkohol (1.791 KL). Untuk produk EGRA telah dijual ke pasar domestik sebanyak 2.147 KL dan diekspor ke Korea Selatan sebanyak 2.500 KL melalui Pelabuhan Panjang, Bandar Lampung.

Throughout 2009, the Company undertook a production test of ethanol by using 53,278 tons of cassava that produced 8,698 KL of ethanol in two product categories, namely EGRA-Export Grade Rectified Alcohol (6,907 KL) and the side product of Technical Alcohol (1,791 KL). A total of 2,147 KL of the EGRA product were sold domestically, while 2,500 KL were exported to South Korea from the Panjang Port, Bandar Lampung.

Oleh karena keterbatasan pasokan gas ke kilang metanol, Perseroan hanya mampu memproduksi 10.443 ton metanol pada bulan Januari 2009. Keterbatasan pasokan gas serta harga jual metanol yang tidak menarik, menyebabkan MedcoEnergi memutuskan untuk tidak melanjutkan pengoperasian kilang. Oleh karenanya, Perseroan menghentikan pengoperasian kilang metanol pada awal Februari 2009 dan mengembalikan pengoperasian kilang kepada PT Pertamina (Persero) efektif sejak 18 Desember 2009. Penandatanganan Penghentian Perjanjian Kerjasama Operasi dilakukan pada tanggal 29 Desember 2009.

Due to the limited gas supply to the methanol plant, the Company only managed to produce 10,443 tons of methanol in January 2009. The limited gas supply and the unfavorable methanol selling price, prompted MedcoEnergi to decide on the discontinuation of its methanol plant operations. As a result, the Company ceased operations of the plant in early February and returned the operations of the plant to PT Pertamina (Persero) effective on December 18, 2009. The signing of the Discontinuation of the Joint Operating Agreement took place on December 29, 2009.

Referensi dan Realisasi Harga

References & Realized Price

Keterangan	31 Desember December 31		%	Descriptions
	2009	2008		
Harga rata-rata pemrosesan gas ikutan (AS$/MSCF)	2.1	2.1	-	Average price of associated gas processing (US$/MSCF)
Harga jual rata-rata HSD yang terealisasi (Rp/L)	5.059,4	8.273,1	-61,1	Average realized price of HSD (Rp/L)
Harga jual rata-rata Etanol yang terealisasi (AS$/KL)	484	NA	-	Average realized price of Ethanol (US$/KL)

Harga rata-rata pemrosesan gas ikutan di kilang LPG Perseroan ditentukan berdasarkan besarnya jasa pemrosesan gas ikutan tersebut yang ditentukan berdasarkan Kontrak antara MLK dengan anak perusahaan Perseroan lainnya, PT Medco E&P Indonesia, berdasarkan perjanjian BOO (Build Operate and Own).

The average price of processing associated gas in the Company's LPG plant is based on the amount of cost for the processing of the associated gas, which is determined by contract between MLK and another subsidiary of the Company, PT Medco E&P Indonesia, based on the BOO (Build Operate and Own) agreement.

Harga HSD sangat tergantung dengan harga minyak mentah. Perubahan harga minyak mentah yang tidak menentu di tahun 2009 menyebabkan tidak menentunya harga HSD di tahun 2009. Dalam menentukan harga HSD, Perseroan menggunakan patokan harga dari Mean of Platts Singapore atau MOPS sebagai referensi, serta mempertimbangkan biaya transportasi dan biaya-biaya lainnya secara kompetitif. Harga rata-rata HSD yang terealisasi di tahun 2009 menurun sebesar Rp3.213,7/L, atau 61,1%, menjadi Rp5.059,4/L dibandingkan Rp8.273,1/L di tahun 2008.

The price of HSD is highly dependent upon the price of crude oil. The volatility of crude oil price in 2009, resulted in an equally volatile HSD price in 2009. In determining the price of HSD, the Company follows the benchmark price of Mean of Platts Singapore or MOPS as reference, and considers the cost of transportation and other expenses competitively. The average realized price of HSD in 2009 declined by Rp3,213.7/L, or 61.1% to Rp5,059.4/L, compared to Rp8,273.1/L in 2008.

Perseroan menggunakan ICIS Pricing dan F.O. Licht sebagai referensi dalam menentukan harga jual etanol, serta mempertimbangkan biaya bahan baku singkong, dan biaya-biaya produksi lainnya. Harga rata-rata yang terealisasi untuk penjualan etanol Perseroan di tahun 2009 adalah AS$484/KL FOB Pelabuhan Panjang, Bandar Lampung.

The Company uses the ICIS Pricing and F.O Licht as references to determine the selling price of ethanol, and considers the cost of raw materials (cassava), and other production expenses. The average realized price of ethanol in 2009 was US$484/KL FOB Panjang Port, Bandar Lampung.

Penjualan dan Pendapatan Industri Hilir

Sales and Revenues in Downstream

(Dalam jutaan AS$) (In million US$)

Keterangan	31 Desember December 31		%	Description
	2009	2008		
Penjualan bersih kimia dan produk petroleum lainnya	47.8	215.9	-77.9	Net sales of chemical and other petroleum products

Pada tahun 2009, MedcoEnergi membukukan pendapatan dari kegiatan usaha Industri Hilir yang dicatatkan sebagai penjualan bersih kimia dan produk petroleum lainnya sebesar AS$47.8 juta, menurun sebesar AS$164,1 juta, atau 76%, dari AS$215,9 juta di tahun 2008.

In 2009, MedcoEnergi booked revenues from Downstream businesses that were recorded as net sales of chemical and other petroleum products amounting to US$47.8 million, a decline of US$164.1 million, or 76%, from US$215.9 million in 2008.

Rendahnya volume penjualan dan harga HSD, serta penghentian operasi kilang metanol sejak awal tahun 2009 merupakan penyebab utama dari menurunnya penjualan bersih kimia dan produk petroleum lainnya pada tahun 2009, dibandingkan dengan tahun 2008.

Kegiatan pemrosesan gas ikutan di kilang LPG, memberikan kontribusi sebesar AS$4,3 juta terhadap pendapatan Perseroan dari kegiatan usaha Industri Hilir di tahun 2009, sementara dari penjualan HSD dan metanol memberikan kontribusi terhadap pendapatan Perseroan masing-masing sebesar AS$45,4 juta dan AS$2,1 juta. Penjualan etanol belum memberikan kontribusi terhadap pendapatan Perseroan.

The low sales volume and price of HSD, combined with the cessation of operations of the methanol plant since early 2009 were the main factors behind the decline in the net sales of chemicals and other petroleum products in 2009, compared to that of 2008.

The processing of associated gas at the LPG plant contributed US$4.3 million towards the Company's revenues that were generated from Downstream businesses in 2009, while sales of HSD and methanol contributed US$45.4 million and US$2.1 million, respectively, to the Company's revenues. Ethanol sales was not included in the Company's revenues.

Beban Pokok Penjualan Kimia dan Produk Petroleum Lainnya

Costs of Sales of Chemicals and Other Petroleum Products

(Dalam jutaan AS$) (in million US$)

Keterangan	31 Desember December 31		%	Descriptions
	2009	2008		
Beban pokok penjualan kimia dan produk petroleum lainnya	46.0	209.1	-78	Cost of sales of chemicals and other petroleum products
Biaya depresiasi, deplesi dan amortisasi	2.6	3.8	-31.6	Depreciation, depletion and amortization expenses
Jumlah	48.6	212.9	-77.2	Total

Beban dari penjualan kimia dan produk petroleum lainnya terdiri dari beban pembelian dan penjualan HSD, pasokan gas ke kilang metanol, sewa kilang metanol, pengoperasian kilang metanol dan LPG, gaji dan tunjangan lain untuk karyawan, kontrak pekerja, penggunaan bahan bakar, material yang digunakan, dan lain-lain. Jumlah keseluruhan beban di tahun 2009 adalah sebesar AS$46,0 juta, menurun sebesar AS$163,1 juta, atau 78%, dibandingkan AS$209,1 juta di tahun 2008.

Penurunan beban penjualan kimia dan produk petroleum lainnya disebabkan oleh rendahnya volume dan harga penjualan HSD; serta berkurangnya beban untuk pasokan gas, biaya sewa dan beban operasi kilang metanol akibat dihentikannya operasi sejak awal tahun 2009.

Beban depresiasi, deplesi dan amortisasi dihitung dengan menggunakan metode garis lurus berdasarkan taksiran masa manfaat ekonomis dari bangunan selama 20 tahun, mesin dan peralatan selama delapan tahun, kendaraan selama lima tahun, peralatan kantor selama tiga tahun dan *leasehold improvement* selama tiga hingga delapan tahun.

Pada tahun 2009, MedcoEnergi membukukan biaya depresiasi dalam kegiatan usaha industri hilir senilai AS$2,6 juta, menurun sebesar AS$1,2 juta, atau 31,5%, dari AS$3,8 juta di tahun 2008. Penurunan ini terutama disebabkan oleh penjualan aktiva tetap salah satu anak perusahaan.

The cost of sales of chemicals and other petroleum products consists of HSD purchase and sale expenses, gas feed to the methanol plant, lease of methanol plant, operating cos t of the methanol and LPG plants, salaries and allowances to employees, labor contracts, fuel consumption, materials used and other expenses. The total cost in 2009 was US$46.0 million, a decrease of US$163.1 million, or 78%, compared to US$209.1 million in 2008.

The decrease in the cost of sales of chemicals and other petroleum products was due to lower sales volume and price of HSD, and less costs spent on gas feed, leasing fees and operating expenses of the methanol plant due to its shutdown since early 2009.

Depreciation, depletion and amortization expenses are calculated using the straight-line method based on the estimated useful lives of buildings for 20 years, machinery and equipment for eight years, motor vehicles for five years, office equipment for three years and leasehold improvement for three to eight years.

In 2009, MedcoEnergi booked a depreciation expense in its downstream business operations amounting to US$2.6 million, a decrease of US$1.2 million, or 31,5%, from US$3.8 million in 2008. The decrease was mainly due to the sale of fixed assets in one of the Company's subsidiaries.

Profitabilitas

Profitability

Keterangan	31 Desember December 31		%	Description
	2009	2008		
Laba Kotor (dalam juta AS$)	(4.8)	4.8	-9.6	Gross Profit (in million US$)
Marjin Laba Kotor (%)	-9	2	-11	Gross Profit Margin (%)
Tingkat Pengembalian Modal Bersih (%)	-29	19	-48	Return on capital employed (%)

Pada tahun 2009, dengan penjualan bersih kimia dan produk petroleum lainnya sebesar AS$47,8 juta dan jumlah beban dari penjualan kimia dan produk petroleum lainnya sebesar AS$46,0 juta, maka Marjin Laba Kotor Perseroan menurun sebesar 11% menjadi -9% dibandingkan dengan Marjin Laba Kotor tahun 2008 sebesar 2%.

Sedangkan Tingkat Pengembalian Modal Bersih di tahun 2009 mengalami penurunan sebesar 48%, menjadi -29% dibandingkan dengan Tingkat Pengembalian Modal Bersih tahun 2008 sebesar 19%.

In 2009, with net sales of chemicals and other petroleum products of US$47.8 million and the total cost of sales of chemicals and other petroleum products amounting to US$46.0 million, the Company's Gross Profit Margin decreased by 11% to -9% compared to a Gross Profit Margin of 2% in 2008.

Meanwhile, the Return on Capital Employed in 2009 decreased by 48% to -29% compared to a Return on Capital Employed of 19% in 2008.

Kegiatan Setiap Aset/Operasi
Activities at Each Asset/Operation

Kilang LPG | LPG Plant	
Kapasitas Terpasang Design Capacity	LPG: 200 MT per day Condensate: 400 Bbls/d Lean Gas: 12 MMSCF/d
Lokasi Location	Kaji, Sumatra Selatan Kaji, South Sumatra
Status Status	Operasional Operating
Mulai Beroperasi Commencement of operations	2004
Operator Operator	PT Medco LPG Kaji
Kepemilikan Saham Shareholding	100%

Kegiatan 2009

Kegiatan pemrosesan gas ikutan di kilang LPG pada tahun 2009 memberikan kontribusi sebesar AS$4,385 juta terhadap pendapatan Perseroan dari kegiatan usaha Industri Hilir.

Sepanjang tahun 2009, Perseroan hanya menggunakan sebuah Train untuk melakukan pemrosesan gas ikutan sebesar 2.458 MMSCF dengan jumlah hari operasional 365 hari, dan tanpa kecelakaan kerja yang menyebabkan kehilangan waktu operasi (lost time accident). Sampai dengan akhir tahun 2009, total waktu kerja tanpa kecelakaan kerja yang menyebabkan kehilangan waktu operasi telah mencapai 2.200.828 jam kerja.

Pada tahun 2009, Perseroan telah mengajukan pengoperasian kilang LPG sebagai proyek Voluntary Emission Reduction (VER) melalui Voluntary Carbon Standard (VCS) dan berhasil menyelesaikan proses validasi *carbon credit* pada 18 November 2009. Saat ini sedang dilakukan proses verifikasi

2009 Activities

The processing of associated gas at the LPG plant in 2009 contributed a total of US$4.385 million to the Company's revenues from Downstream.

Throughout 2009, the Company used only a single Train to process associated gas amounting to 2,458 MMSCF over 365 days of operations, without any lost time accident. As at year end 2009, the total number of hours without lost time accident had reached 2,200,828 working hours.

In 2009, the Company proposed the operation of the LPG plant for the Voluntary Emission Reduction (VER) project within the Voluntary Carbon Standard (VCS) and succeeded in completing the carbon credit validation on November 18, 2009. To date, a verification process has been carried out on

atas penurunan emisi untuk menghitung *carbon credit* yang dapat diperoleh di periode Maret 2006 sampai September 2009. Proses verifikasi telah sampai pada tahap akhir *tehnical review*. Jika disetujui, akan diterbitkan pernyataan verifikasi yang menyatakan jumlah *carbon credit* yang berhasil diperoleh dari pengoperasian kilang LPG selama periode tersebut.

Untuk memastikan operasi kilang LPG dapat terus berlangsung dengan menggunakan sebuah Train, PT Medco E&P Indonesia telah memberikan surat konfirmasi untuk memasok gas ikutan yang akan diproses sampai dengan tahun 2011.

Untuk saat ini, Train-2 tidak dioperasikan mengingat pasokan gas yang berkurang, namun Perseroan senantiasa menjaga kondisi Train-2 tersebut tetap handal dengan sistem pemeliharaan yang baik agar siap untuk segera direlokasi.

Rencana 2010

Di tahun 2010, Perseroan akan terus berupaya untuk memastikan keberlangsungan operasi dari kilang LPG dengan menggunakan Train-1 dan memproses gas ikutan yang dipasok dari lapangan Kaji milik PT Medco E&P Indonesia secara efisien. Berbagai upaya efisiensi juga dilakukan untuk tetap menjaga marjin keuntungan dari pendapatan pengolahan LPG.

Selain itu, Perseroan juga berupaya keras untuk mencari mitra guna pemanfaatan fasilitas pemrosesan gas ikutan Train-2. Saat ini, secara intensif manajemen MLK telah melakukan pembicaraan dengan beberapa mitra maupun perusahaan Kontrak Kerja Sama (KKS) lainnya.

the emission reduction to calculate the carbon credit that can be obtained for the period of March 2006 to September 2009. This process is in the final stage of technical review. If approved, a verification statement will be issued on the amount of carbon credit that can accrue to the LPG plant operations.

To ensure the continuation of the LPG plant operation by using a single Train, PT Medco E&P Indonesia has provided a confirmation letter to supply associated gas up to the year 2011.

In the meantime, Train-2 is not operated due to lack of gas supply, however the Company keeps Train-2 in ready operating condition through a good maintenance system for possible relocation at any time.

Plans for 2010

In 2010, the Company will continue to ensure the sustainability of the LPG plant operations by using only a Train-1 and to process associated gas that is supplied from the Kaji fields belonging to PT Medco E&P Indonesia efficiently. Several efficiency measures have also been taken to sustain the operating margin of the revenue from LPG production.

In addition, the Company will strive to find partners for engaging the gas processing facilities of Train-2. Currently, the management of MLK is carrying out intensive dialogue with several potential partners or other Production Sharing Contract (PSC).

Fasilitas Penyimpanan & Distribusi Bahan Bakar | Fuels Storage Facility & Distribution	
Kapasitas Terpasang Design Capacity	5 tangki dengan kapasitas penuh 22.700 KL 5 tanks with full capacity of 22,700 KL
Lokasi Location	Kalibaru, Pelabuhan Tanjung Priok, Jakarta Utara Kalibaru, Tanjung Priok Port, North Jakarta
Status Status	Operasional Operating
Mulai Beroperasi Commencement of operations	Mei 2007 May 2007
Operator Operator	PT Medco Sarana Kalibaru
Kepemilikan Saham Shareholding	100%

Kegiatan 2009

Selama tahun 2009, Medco Sarana Kalibaru (MSK) mendistribusikan sejumlah 92.024 KL HSD dan melayani lebih dari 245 pelanggan industri dengan memakai para agen maupun jaringan langsung. Armada distribusi, yang diserahkan ke pihak luar (outsourcing), didukung oleh 23 unit truk dengan kapasitas total sebesar 368 KL.

Di penghujung tahun 2009, MSK juga telah menyelesaikan semua proses yang diperlukan dalam pembangunan Depo Palembang yang diharapkan bisa melayani pelanggan industri di wilayah Sumatra Selatan dan sekitarnya. Depo Palembang memiliki fasilitas kantor, *floating barge, jetty* serta fasilitas pendukung lainnya.

2009 Activities

Throughout 2009, Medco Sarana Kalibaru (MSK) distributed a total of 92,024 KL of HSD and provided services to more than 245 industrial customers using both agents and direct links. The distribution fleet, which is entrusted to a third party (outsourcing), comprises of 23 truck units with a total capacity of 368 KL.

In year-end 2009, MSK had also completed all of the requirements to construct the Palembang Depot that is expected to serve industrial customers in South Sumatra and surrounding areas. The Palembang Depot has an office facility, a floating barge, jetty and other supporting facilities.

Rencana 2010

Tahun 2010, Depo Palembang akan mulai melayani pelanggan industri di wilayah Sumatra Selatan dengan diterbitkannya izin dari Pemerintah. Pengoperasian Depo Palembang diharapkan dapat meningkatkan jumlah pelanggan secara signifikan.

Pada tahun 2010, Perseroan akan mengoperasikan kembali armada kapal tongkang minyak untuk para pelanggan di Merak, Jakarta dan Surabaya. Selain itu, perluasan pemasaran di wilayah Indonesia Bagian Timur juga akan dilakukan.

Plans for 2010

In 2010, the Palembang Depot will serve industrial customers in South Sumatra upon the issuance of permit from the Government. The new Depot is expected to increase the number of industrial customers significantly.

In 2010, the Company will resume the operations of an oil tug boat fleet to serve customers in Merak, Jakarta and Surabaya. In addition, a market expansion to the Eastern Indonesia Region will also be undertaken.

Pabrik Bio Etanol | Bio Ethanol Plant	
Kapasitas Terpasang Design Capacity	180 KL/hari 180 KL per day
Lokasi Location	Lampung Utara, Sumatra North Lampung, Sumatra
Status Status	Operasional Operating
Mulai Beroperasi Commencement of operations	2010
Operator Operator	PT Medco Ethanol Lampung
Kepemilikan Saham Shareholding	100%

Kegiatan 2009

MedcoEnergi memproduksi tetesan pertama Etanol pada tanggal 26 November 2008, dan sepanjang tahun 2009 berhasil mencapai kapasitas 75%. Pencapaian ini didukung dengan peningkatan kinerja fasilitas pengolahan limbah cair (waste water treatment).

Selama tahun 2009, Pasokan singkong diperoleh dari daerah yang tidak jauh dari kilang (sekitar 40km). Pasokan singkong diperoleh melalui kebun kemitraan sebanyak 5.298 ton dan melalui pasar sebanyak 50.783 ton.

Untuk menjamin pasokan singkong Perseroan melakukan berbagai kerjasama pengelolaan lahan dengan berbagai pihak. Sampai pada akhir tahun 2009, lahan yang berhasil digarap bersama Perseroan untuk penanaman singkong adalah seluas 788 Ha. Selama tahun 2009, juga dilakukan berbagai upaya untuk memperkenalkan produk Etanol yang diproduksi Perseroan.

Rencana 2010

Perseroan menetapkan target produksi pada kapasitas 100% pada tahun 2010, dengan kualitas etanol 96% untuk segmen pasar industri.

Melalui anak perusahaannya, Perseroan juga menargetkan untuk menguasai lahan perkebunan singkong seluas 5.000 Ha agar pasokan singkong untuk bahan baku terjamin dan mengurangi ketergantungan terhadap pembelian singkong dari pasar. Untuk peningkatan kualitas singkong dari kebun yang dikelola Perseroan, berbagai kerjasama dengan lembaga penelitian pertanian juga dilakukan.

2009 Activities

MedcoEnergi produced its first drop of ethanol on November 26, 2008, and throughout 2009, achieved 75% of production capacity. This achievement was augmented by an improved waste water treatment facility.

Throughout 2009, the supply of cassava came from an area nearby the ethanol plant (around 40km). A total of 5,298 tons of cassava came from plasma farmers, while 50,783 tons were sourced from the market.

To ensure the supply of cassava feedstock, the Company undertook several cooperation with third parties in the farming of cassavas. As at year end 2009, the land area that has been farmed with the Company totaled 788 Ha. Throughout the year, the Company also promoted the ethanol product that it produced.

Plans for 2010

The Company has set a production target at full 100% capacity for 2010, with an ethanol purity of 96% for the industrial market segment.

Through its subsidiary, the Company has also set a target to control a cassava plantation of 5,000 Ha in order to ensure the supply of feedstock, and reduce its dependability on the purchase of cassava from the market. To enhance the quality of cassava from the Company's own plantation, cooperations have been undertaken with agricultural research institutions.

Kegiatan Lain

Proses Pengembalian Kilang Metanol

Kegiatan 2009

Tindak lanjut dari penghentian kegiatan produksi sementara yang dilakukan sejak 1 Februari 2009, sebagai akibat penurunan pasokan gas dari Blok Tarakan dari rata-rata 15,0 MMSCFD menjadi 13,9 MMSCFD di awal tahun 2009, Perseroan kemudian melakukan penghentian kegiatan produksi Kilang Metanol Bunyu secara permanen. Proses serah terima Kilang telah dilakukan dan dikembalikan kepada PT Pertamina (Persero) efektif pada tanggal 18 Oktober 2009.

Rencana 2010

Dengan pengalaman yang dimilikinya, Perseroan akan mempertahankan kompetensi dalam produksi metanol untuk mencari kemungkinan dan peluang bisnis yang lebih menguntungkan di kemudian hari.

Prakarsa Merauke

Kegiatan 2009

Sepanjang tahun 2009, Perseroan telah melakukan langkah-langkah strategis dalam mengimplementasikan program Prakarsa Merauke. Prakarsa ini pada dasarnya adalah upaya sungguh-sungguh Perseroan untuk memasuki bisnis bahan bakar terbarukan (renewable fuels) dengan memanfaatkan secara berkelanjutan potensi ketersediaan lahan dan kecocokan klimatologis di Kabupaten Merauke, Papua. Selain itu, terkait dengan situasi energi nasional pada saat ini dan mendatang, Prakarsa Merauke tersebut merupakan bukti nyata partisipasi Perseroan dalam upaya meningkatkan ketahanan energi nasional.

Bekerjasama dengan pemerintah Amerika Serikat melalui United States Trade and Development Agency (USTDA), Perseroan mengadakan studi kelayakan untuk industri etanol terpadu berbasis bahan baku sorgum manis. Studi ini secara komprehensif diharapkan akan menghasilkan gambaran kelayakan pengembangan industri etanol dengan memperhatikan faktor-faktor kritikal seperti kesesuaian teknologi, kecocokan bahan baku, ketersediaan pembiayaan, keberlanjutan lingkungan, dan dukungan sosial politik.

Salah satu pencapaian penting dari Prakarsa Merauke di tahun 2009 adalah dimulainya kegiatan pembibitan (*nursery*) dan uji coba berbagai macam varitas tanaman tebu di wilayah Kurik, Merauke. Kegiatan studi di area seluas 50 Ha ini diharapkan akan memberikan basis data yang memadai dan relevan untuk rencana pengembangan industri etanol terpadu secara berkelanjutan.

Selain hal-hal di atas, upaya intensif untuk memperoleh perizinan dalam pembukaan lahan perkebunan sebagai basis penyediaan bahan baku industri etanol juga sedang dijalankan. Diharapkan proses ini dapat berjalan sesuai dengan arahan kebijakan Pemerintahan Pusat dan Kabupaten, khususnya terkait rencana pengembangan wilayah dan tata ruang lingkungan.

Other Activities

Methanol Plant Hand-Over Process

2009 Activities

As a follow-up to the temporary shutdown of production since February 1 2009, as a result of the decrease in gas supply from the Tarakan Block from an average of 15.0 MMSCFD to 13.9 MMSCFD in early 2009, the Company decided to close the operation of the Bunyu Methanol Plant permanently. The hand-over process of the plant to PT Pertamina (Persero) took effect on October 18, 2009.

Plans in 2010

With the experience in hand, the Company will retain its competence in the production of methanol to find possibilities and business opportunities that are more beneficial in the future.

Merauke Initiative

2009 Activities

In 2009, the Company took strategic steps to implement the Merauke Initiative program. The program essentially constitutes the earnest efforts by the Company to enter the business of renewable fuels by capitalizing on the sustainable availability and potential of agricultural lands in the Merauke Regent of Papua, climatologically. In addition to this, with respect to the national energy condition today and in the future, the Merauke Initiative represents concrete proof of the Company's participation in the efforts to enhance national energy security.

In collaboration with the government of the United States of America through the United States Trade and Development Agency (USTDA), the Company has undertaken a feasibility study for an integrated ethanol industry based on sweet sorghum as feedstock. This comprehensive study is expected to shed light on the feasibility of developing an ethanol industry by considering critical factors such as technology adaptability, feedstock compatibility, financing availability, environmental sustainability and social political support.

One of the key achievements of the Merauke Initiative in 2009 was the start of nursery activities and testing of several varieties of sugar cane plants in Kurik, Merauke. The study on this 50 Ha area is expected to yield a database that is adequate and relevant for the plant to develop an integrated ethanol industry on a sustainable basis.

In addition, intensive efforts to obtain permits for the opening of plantation lands as the basis for the supply of feedstock for industrial ethanol have been undertaken. It is expected that all of this efforts will proceed in line with the policies and direction of both the central and provincial governments, especially with respect to land development zoning and environmental planning.

Rencana 2010

Pada tahun 2010, Perseroan berencana untuk memperluas area pembibitan menjadi 100 Ha dan akan mengimplementasikan konsep industri etanol terpadu dalam skala mini. Prakarsa ini selain diharapkan menghasilkan pengetahuan yang sangat bermanfaat bagi pengembangan industri skala besar, juga menjadi sarana riset dalam peningkatan kemampuan teknologi dan aspek-aspek penting lainnya dalam menunjang komitmen Perseroan untuk menjadi pemain utama skala regional dalam bisnis bahan bakar terbarukan.

Perseroan secara intensif akan terus melanjutkan proses perizinan dalam pembukaan lahan perkebunan. Selain itu, pengembangan kompetensi sumber daya manusia, khususnya dalam bidang pertanian dan bisnis bahan bakar terbarukan, juga menjadi perhatian utama Perseroan untuk dijalankan.

Plans for 2010

In 2010, the Company plans to increase the size of its nursery area to 100 Ha and will implement the concept of an integrated ethanol industry on a mini scale. This initiative will not only yield important knowledge for the development of the larger scale industry, but also serve as a valuable research center for the development of technology and other important aspects in supporting the commitments of the Company to become a leading player in the business of renewable fuels on a regional scale.

The Company continues to pursue permits for plantation land development intensively. In addition to that, the development of human resources especially in the areas of agriculture and renewable fuels will also be a priority for the Company to undertake.

Pembangunan Kilang LNG | Contruction of LNG Plant	
Kapasitas Terpasang Design Capacity	2 juta ton per tahun 2 million tons per year
Lokasi Location	Kabupaten Banggai, Sulawesi Tengah Banggai Residence, Central Sulawesi
Status Status	Persiapan untuk konstruksi Preparation for construction
Mulai Beroperasi Commencement of Operations	Direncanakan tahun 2014 Plan in 2014
Operator Operator	PT Donggi-Senoro LNG
Kepemilikan Saham Shareholding	Mitsubishi Corporation - 51% Pertamina Energy Services Pte Ltd - 29% PT Medco LNG Indonesia - 20%

Kegiatan 2009

Pada 22 Januari 2009, MedcoEnergi telah menandatangani PJBG Senoro dengan PT Pertamina Hulu Energi Sulawesi-PT Medco E&P Tomori Sulawesi dan PJBG dengan PT Pertamina EP untuk area Matindok. Perseroan juga telah menyelesaikan negosiasi dengan pembeli LNG yang sudah ditunjuk, melanjutkan proses negosiasi dengan calon-calon pembeli LNG lainnya dan melakukan akuisisi tanah.

Rencana 2010

Perseroan berencana untuk mengembangkan, membangun dan mengoperasikan kilang LNG dengan kapasitas produksi sekitar dua juta ton per tahun, yang terletak di Kabupaten Banggai, Propinsi Sulawesi Tengah, yang akan menggunakan gas dari lapangan Senoro dan empat lapangan di dalam Blok Matindok, yang dioperasikan oleh Pertamina.

2009 Activities

On January 22, 2009, MedcoEnergi has signed Senoro's GSA with PT Pertamina Hulu Energi Sulawesi-PT Medco E&P Tomori Sulawesi and GSA with PT Pertamina EP for Matindok area. The Company also completed negotiation with appointed LNG buyers, continue negotiation process with other prospective LNG buyers and conducted land acquisition.

Plans for 2010

The Company plans to develop, construct and operate an LNG plant with production capacity of approximately two million tons per annum, located in Banggai Regency, Central Sulawesi Province, which utilized gas from Senoro field and four fields in Matindok Block, which is operated solely by Pertamina.

Kegiatan Usaha Lain, Inkubator Usaha Baru

Other Business Activities - New Business Incubator

Apa yang membedakan antara Kegiatan Usaha Lain dan Inkubator Usaha Baru adalah upaya Perseroan dalam menyiapkan proyek-proyek inkubator tersebut dalam jangka waktu investasi yang pendek di antara satu sampai tiga tahun menjadi kegiatan usaha lain.

What differentiates Other Business Activities from New Business Incubator is that the Company nurtures incubator projects with one- to three-year investment time frame in order to grow them into other business activities.

Photograph by Professional Photographer

Kegiatan Usaha Lain MedcoEnergi bergerak di bidang jasa penunjang E&P Migas, sementara Inkubator Usaha Baru MedcoEnergi mencakup antara lain unit usaha Gas Metan Batubara (GMB), distribusi dan penjualan gas, pertambangan batubara dan teknologi eksplorasi. Yang membedakan antara Kegiatan Usaha Lain dan Inkubator Usaha Baru adalah upaya Perseroan dalam menyiapkan proyek-proyek inkubator tersebut dalam jangka waktu investasi yang pendek di antara satu sampai tiga tahun menjadi kegiatan usaha lain. Jika dalam jangka waktu tersebut investasi yang telah dilakukan mendapatkan hasil yang baik maka keputusan strategis dapat dilakukan untuk menentukan bilamana usaha tersebut dapat digabungkan dengan unit usaha utama atau mendirikan unit usaha baru berdasarkankegiatan tersebut.

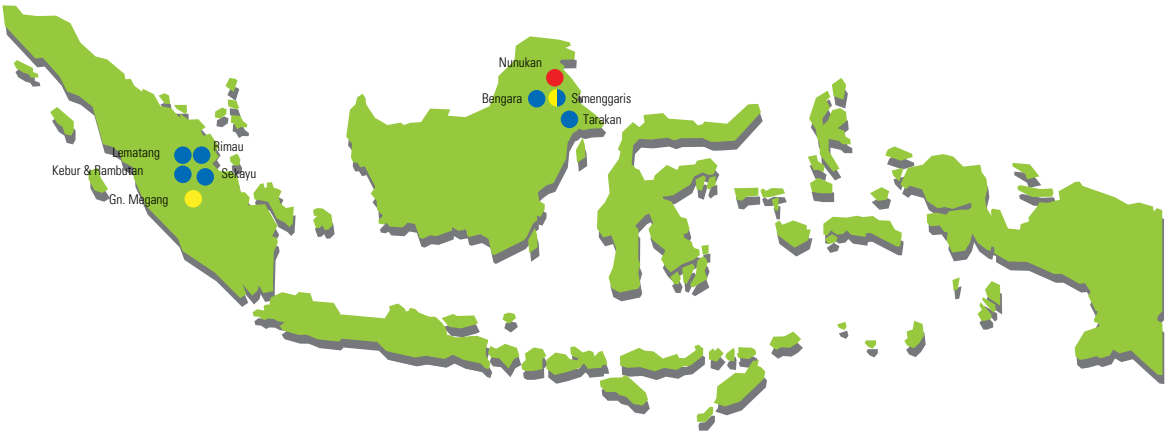
Kegiatan Usaha Lain Perseroan yang bergerak di bidang jasa penunjang E&P Migas dikelola dan dioperasikan melalui PT Exspan Petrogas Intranusa (EPI) dengan lingkup jasa antara lain well service dan electric wireline logging. Sementara Inkubator Usaha Baru MedcoEnergi saat ini masih berada di bawah tanggung jawab PT Medco Energi Internasional Tbk, dimana akuntabilitas untuk pengelolaan dan pengoperasian untuk kegiatan GMB, distribusi dan penjualan gas, pertambangan batubara dan beberapa teknologi eksplorasi seperti Enhance Oil Recovery dan oil finders technology, masing-masing dilaksanakan oleh PT Medco Energi CBM Indonesia (MECI), PT Medco Gas Indonesia (MGI), PT Medco Energi Mining Internasional (MEMI), dan PT Sistim Vibro Indonesia - PT Medco Integrated Resources (SIV/MIR).

MedcoEnergi's Other Business Activities focus on the Oil and Gas E&P supporting services, whereas the New Business Incubator projects now cover Coal Bed Methane (CBM), gas distribution and trading, coal mining and exploration technology. What differentiates Other Business Activities from New Business Incubator is that the Company nurtures incubator projects with one- to three-year investment time frame in order to grow them into business activities. If an investment generates promising returns beyond the one- to three-year timeframe, then a strategic decision could be made whether to assimilate it into one of the Company's main business units, or to create a new business unit altogether.

All of MedcoEnergi's Other Business Activities that focus on the Oil and Gas E&P supporting services are managed and operated by PT Exspan Petrogas Intranusa (EPI), which is engaged in well service and electric wireline logging among other services. The New Business Incubator activities are undertaken by PT Medco Energi Internasional Tbk, whereas those of CBM, gas distribution and trading, coal mining and exploration technologies are carried out by PT Medco Energi CBM Indonesia (MECI), PT Medco Gas Indonesia (MGI), PT Medco Energi Mining Internasional (MEMI), and PT Sistim Vibro Indonesia - PT Medco Integrated Resources (SVI-MIR), respectively.

Aset Inkubator Usaha Baru
New Business Incubator Assets

- CBM
- Gas distribution and trading
- Coal mining



Pembelian Barang Modal

Capital Expenditures

(Dalam jutaan AS$) (In million US$)

Keterangan	31 Desember / December 31		%	Descriptions
	2009	2008		
Pembelian Barang Modal Kegiatan Usaha Lain	4.9	5.2	-5.76	Other Business Activities Capital Expenditures
Pembelian Barang Modal Inkubator Usaha Baru	18.4	4.9	275.51	New Business Incubator Capital Expenditures

Pada tahun 2009, Perseroan melakukan belanja modal untuk Kegiatan Usaha Lain sebesar AS$4,9 juta, menurun 5,76% dibandingkan dengan AS$5,2 juta pada tahun 2008, yang disebabkan oleh dilakukannya divestasi jasa pemboran Apexindo pada tahun 2008. Sementara untuk Inkubator Usaha Baru, Perseroan membukukan belanja modal sebesar AS$18,4 juta, meningkat 275,51% dibandingkan AS$4,9 juta pada tahun 2008, yang disebabkan oleh dilakukannya investasi pada fasilitas *booster compressor* dan jaringan pipa di Gunung Megang, Sumatra Selatan .

In 2009, the Company's capital expenditures amounted to US$4.9 million, a decrease of 5.76% compared to US$5.2 million in 2008, which was mainly due to the divestment of Apexindo in 2008. While New Business Incubator booked capital expenditures amounting to US$18.4 million, an increase of 275.51% from US$4.9 million in 2008, which was mainly due to the investment of booster compressor and pipeline facilities in Gunung Megang, South Sumatra.

Pendapatan Kegiatan Usaha Lain dan Inkubator Usaha Baru

Other Business Activities and New Business Incubator Revenues

(Dalam jutaan AS$) (in million US$)

Keterangan	31 Desember December 31		%	Description
	2009	2008		
Pendapatan Kegiatan Usaha Lain	13.8	14.6	5.4	Other Business Activities Revenues
Pendapatan Inkubator Usaha Baru	1.6	0	-	New Business Incubator Revenues

Pada tahun 2009, MedcoEnergi membukukan pendapatan dari Kegiatan Usaha Lain sebesar AS$13,8 juta, mengalami penurunan 5,4% dari AS$14,6 juta dibandingkan tahun 2008. Penurunan ini disebabkan oleh perubahan skema kontrak *Electric Wireline Logging* dari basis lump-sump menjadi basis call-out sementara Well Services mengalami kenaikan yang signifikan akibat dari pemakaian secara penuh dari keempat rig sesuai rencana dan kontrak drilling completion fluid. Sementara untuk Inkubator Usaha Baru, Perseroan membukukan pendapatan sebesar AS$1,6 juta pada tahun 2009. Peningkatan ini disebabkan oleh sudah beroperasinya fasilitas *booster compressor* di Gunung Megang, Sumatra Selatan.

In 2009, MedcoEnergi's Other Business Activities revenues amounted to US$13.8 million, a decrease of 5.4% from US$14.6 million in 2008. The decline was mainly due to change of contract scheme in Electric Wireline Logging from lump-sum basis to call-out basis while Well Services have significant increase as a result of the full utilization of all four rigs as planned and maximum drilling completion fluid contracts. While New Business Incubator booked revenues amounting to US$1.6 million in 2009. The increase was mainly due to booster compressor facilities in Gunung Megang, Sumatra Selatan has been operated.

Beban Kegiatan Usaha Lain dan Inkubator Usaha Baru

Other Business Activities and New Business Incubator Expenses

(Dalam jutaan AS$) (in million US$)

Keterangan	31 Desember December 31		%	Descriptions
	2009	2008		
Beban Kegiatan Usaha Lain	12.7	10.2	24.0	Other Business Activities Expenses
Beban Inkubator Usaha Baru	5.5	0	-	New Business Incubator Expenses

Pada tahun 2009, MedcoEnergi membukukan beban dari Kegiatan Usaha Lain sebesar AS$12,7 juta, mengalami kenaikan 24,0% dari AS$10,2 juta dibandingkan tahun 2008. Peningkatan ini disebabkan oleh kenaikan harga material drilling fluid, perbaikan dan perawatan, biaya buruh, dan depresiasi asset karena adanya penambahan work over rig. Sementara MedcoEnergi membukukan beban dari Inkubator Usaha Baru sebesar AS$5,5 juta, dibandingkan AS$0 juta dari tahun 2008. Peningkatan ini disebabkan oleh unit bisnis di bawah Inkubator Usaha Baru yang sudah mulai beroperasi.

In 2009, MedcoEnergi's Other Business Activities expenses amounted to US$12.7 million, an increase of 24.0% from US$10.2 million in 2008. The increase was mainly conribute to the increase in the, cost of materials of drilling fluids, repair and maintenance, cost of labor as a higher work over rig utilization and depreciation of assets since additional one work over rig. While, MedcoEnergi's New Business Incubator expenses amounted to US$5.5 million, comparing from US$0 million in 2008. The increase was mainly due to operational of unit businesses under New Business Incubator.

Kegiatan Masing-Masing Usaha

Jasa Penunjang E&P Migas

Kegiatan Jasa Penunjang E&P Migas yang dimiliki MedcoEnergi tersebar diberbagai daerah dengan jenis kontrak yang beragam dan dengan fokus jasa pengerjaan sumur workover/well service hoist. Rincian dari kegiatan-kegiatan Perseroan tersebut dapat dilihat di tabel berikut.

Activities on Each Business

Oil and Gas E&P Supporting Services

MedcoEnergi's Oil and Gas E&P Supporting Services are spread out in several locations with a host of contracts that focus mainly on the workover well/well service hoist. The followings consist of the Company's detail activities.

No	Allokasi Allocations	Jenis Jasa Type of Services	Kontrak Masa Akhir Contract Expiry	Mitra Partner		Keterangan Remarks
				Nama Name	Lokasi Locations	
1	RIG # 35 (350 HP)	Workover/well service hoist	2010	Tanjung	-	Rencana perpanjangan Subject to Extension
2	RIG # 12 (450 HP)	Workover/Well Service Hoist	2012	PT Pertamina EP	Region Java	Rencana perpanjangan Subject to Extension
3	RIG # 08 (350 HP)	Workover/Well Service Hoist	2010	PT Pertamina UBEP	Adera	Rencana perpanjangan Subject to Extension
4	RIG # 09 (350 HP)	Workover/Well Service Hoist	2010	PT MEPI	Sembakung	-
5	RIG # 10 (350 HP)	Workover/Well Service Hoist	Proses Tender Tender process	PT Pertamina UBEP	Limau	Rencana perpanjangan Subject to Extension
6	Mud 1	Drilling Completion & Workover Fluid	2010	TAC Pertamina Bangadua	Bangadua	-
7	Mud 2	Drilling Completion & Workover Fluid	2010	PT Pertamina UBEP	Limau	-
8	Mud 3	Drilling Completion & Workover Fluid	2010	UBEP	Limau	Proses tender Tender process
9	Mud 4	Drilling Completion & Workover Fluid	2009	KALREZ	-	Rencana perpanjangan Subject to Extension
10	Slickline unit 1	Slickline	2010	PT MEPI	Rimau & SSE	-
11	Slickline unit 2	Slickline	2010	PT MEPI	Rimau & SSE	-
12	DD MWD	Measurement While Drilling & Logging While Drilling	2010	PAKARTI	-	-
13	LDW	Measurement While Drilling & Logging While Drilling	2010	QUI HANDIKA	-	-
14	Logging Truck EP 7521	Electric Wireline Logging	2010	PT MEPI	Sembakung	-
15	Logging Truck EP 7522	Electric Wireline Logging	2011	PT MEPI	Sumsel	-
16	Logging Truck EP 7523	Electric Wireline Logging	2011	PT MEPI	Sumsel	-
17	Logging Truck EP 7524	Electric Wireline Logging	2009	Oilserv Divestment	-	-
18	Logging Truck EP 7525	Electric Wireline Logging	2010	KSO	Benakat Barat	-
19	Logging Truck EP 7526	Electric Wireline Logging	2010	UBEP	Adera	-
20	Logging Truck EP 3521	Electric Wireline Logging	2009	UBEP	Sangasanga	-
21	Logging Truck EP 3522	Electric Wireline Logging	2011	PT MEPI	Sumsel	-
22	Skid Unit EP 4521	Electric Wireline Logging	2010	PT MEPI	Sembakung	-
23	Skid Unit EP 8521	Electric Wireline Logging	Backup unit	-	-	-
24	DPC 1	Data Processing Petrophysical & 2D/3D Seismic	2009	-	West Natuna	-
25	DPC 2		2009	Lundin	Rangkas	-

Rencana kedepan Kegiatan Jasa Penunjang E&P Migas menitikberatkan kepada aspek peningkatan manajemen keuangan dan paket jasa yang terintegrasi bagi kenyamanan para klien.

Moving forward, MedcoEnergi's Oil and Gas E&P Supporting Services will focus on improving the financing management and integrated service for clients comfort.

Gas Metan Batubara **Coal Bed Methane**

Gas Metan Batubara | Coal Bed Methane	
Lokasi Location	Simenggaris, Bengara, Tarakan (Kalimantan Timur | East Kalimantan)
Status	Aplikasi Evaluasi Bersama Joint Evaluation Application
Kepemilikan Ownership	-
Target Produksi | Production	-
Operator	-
Mitra Usaha Partners	Simenggaris (Pertamina Hulu Energi dan Salamander), Bengara (Salamander)

Gas Metan Batubara | Coal Bed Methane	
Lokasi Location	Kebur & Rambutan, Lematang, Rimau - Sumatra Selatan | South Sumatra
Status	Aplikasi Evaluasi Bersama Joint Evaluation Application
Kepemilikan Ownership	-
Target Produksi | Production	-
Operator	-
Mitra Usaha Partners	Kebur & Rambutan (Arrow), Lematang (Sugico)

Gas Metan Batubara | Coal Bed Methane	
Lokasi Location	Sekayu, Sumatra Selatan | South Sumatra
Status	Eksplorasi Exploration
Kepemilikan Ownership	MECI (50%), SSE (50%)
Target Produksi | Production	2011
Operator	PT Medco CBM Sekayu
Mitra Usaha Partners	South Sumatra Energy Inc.

Sejalan dengan studi yang telah dilakukan bahwa Indonesia memiliki cadangan GMB sebesar 450 triliun kubik kaki, MedcoEnergi telah mendandatangani kontrak dengan BPMIGAS untuk melakukan kegiatan eksplorasi di Sumatra Selatan (GMB Sekayu) dan telah mengajukan aplikasi Evaluasi Bersama ke Ditjen Migas untuk blok PSC minyak dan gas bumi yang ada. GMB merupakan gas alam yang terjebak di dalam kelim batubara dan kadang membutuhkan air dengan kandungan saline yang tinggi untuk mempompa metan tersebut. Sejalan juga dengan program pemerintah untuk memonetisasi gas, Perseroan telah menunjukan komitmennya untuk memulai kegiatan ini yang mana pada masa mendatang dapat mengamankan sumber daya gas melalui GMB.

Pada tahun 2009, Perseroan melakukan berbagai kegiatan evaluasi bersama dengan berbagai mitra luar negeri untuk memaksimalkan kegiatan GMB di sekitar lokasi E&P migas di MedcoEnergi.

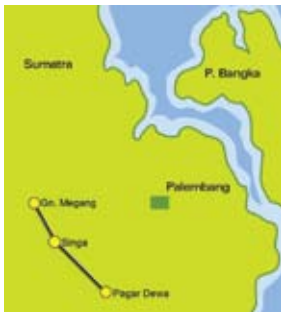
Rencana kedepan, Perseroan akan melanjutkan berbagai evaluasi bersama dengan mitra luar negeri, yang lebih berpengalaman di bidang GMB, dengan mempersiapkan perjanjian kerjasama eksplorasi dengan Arrow, BP, Sugico, Salamander, dan Pertamina Hulu Energi.

In line with a study that has been conducted in Indonesia with its finding of 450 trillion cubic feet of CBM reserves, MedcoEnergi signed several contract agreements with BPMIGAS to conduct exploration activities in South Sumatra (Sekayu CBM) and apply Joint Evaluation to Ditjen Migas for other existing oil and gas PSC blocks. CBM is methane trapped in seams of coal that requires large quantities of high-salinity water to be pumped out. Also in line with the government's plan to monetize gas, the Company has committed itself to start with the exploration activities that could secure future gas resources through CBM.

In 2009, the Company undertook several joint evaluations with foreign partners to maximize CBM activities around MedcoEnergi's E&P assets.

In the future, the Company will continue to undertake several joint evaluations with foreign partners with expertise in the field of CBM, and has prepared joint exploration agreements with Arrow, BP, Sugico, Salamander and Pertamina Hulu Energi.

Distribusi dan Penjualan Gas **Gas Distribution and Trading**



Distribusi dan Penjualan Gas | Gas Distribution and Trading	
Lokasi Location	Gunung Megang, Sumatra Selatan Gunung Megang South Sumatra
Deskripsi Proyek Project Descriptions	*Booster Compressor* dan pipa 17,5km Booster Compressor and 17.5km pipeline
Target	Onstream
Operator	PT Medco Gas Indonesia (99.9%)
Mitra Usaha Partners	PT Mitra Energi Buana (0.1%)

Distribusi dan Penjualan Gas | Gas Distribution and Trading	
Lokasi Location	Simenggaris, Kalimantan Timur Simenggaris, East Kalimantan
Deskripsi Proyek Project Descriptions	Gas trading 25 MMSCFD dan pemipaan sepanjang 70 km Gas trading 25 MMSCFD and 70 km pipeline
Target	2012
Operator	PT Medco Gas Indonesia (30%)
Mitra Usaha Partners	Pertagas (70%)

MedcoEnergi memulai operasi komersial Stasiun Pipa Gas dan Booster Compression pada kuartal keempat tahun 2009. Latar belakang dari dilaksanakannya proyek ini adalah adanya Perjanjian Jual Beli Gas (PJBG) antara MEPI dengan PLN untuk menyalurkan gas sebesar 20 mmscfd gas dari SSE dan 50 mmscfd gas dari Singa ke Pagar Dewa, yang merupakan jalur pipa utama dari Sumatra ke Jawa. Dengan terbatasnya keberadaan jalur pipa dari Gunung Megang ke Pagar Dewa melalui Singa dan dibutuhkannya kompresor untuk meningkatkan tekanan maka proyek ini diprakarsai pada bulan November 2008

Sampai bulan Desember 2009, MGI mendistribusikan rata-rata di atas 20 mmscfd gas dengan tekanan 1,100 psia dari Gunung Megang. Sementara, Perseroan, melalui anak perusahaan yang dimiliki sepenuhnya, MGI dengan konsorsium dengan Pertagas, telah mendapatkan PJBG dari JOB Pertamina Medco EP Simenggaris pada bulan Desember 2009.

Pokok-pokok Perjanjian (HOA) awal dengan PT Pertamina (Persero) akan ditandatangani pada bulan Januari 2010 yang mana isinya adalah rencana pengembangan 70 km pipa dari South Sembakung menuju Kilang Metanol Bunyu di Pulau Bunyu.

MedcoEnergi began commercial operations of a Gas Pipeline and Booster Compression Station in fourth quarter of 2009. The background of this project project was the Gas Sales Agreement (GSA) between MEPI dan PLN to deliver 20 mmscfd gas from SSE and 50 mmscfd gas from Singa to Pagar Dewa through the main pipeline of Sumatra – Jawa. With the limited availability of pipeline from Gunung Megang to Pagar Dewa through Singa, and the need to use a compressor to increase pressure, the project took off in November 2008.

As of December 2009, MGI had distributed an average of 20 mmscfd of gas with 1.100 psia pressure from Gunung Megang. While, the Company, through its wholly owned subsidiary, MGI in consortium with Pertagas, was also awarded a GSA from JOB Pertamina Medco EP Simenggaris on December 2009.

The initial Head of Agreement (HOA) with PT Pertamina (Persero) was signed in January 2010 to develop 70 km pipeline from South Sembakung to Methanol Bunyu Plant in Bunyu Island.

Pertambangan Batubara **Coal Mining**

Pertambangan Batubara | Coal Mining	
Lokasi Location	Nunukan
Status	Operasi Operating
Mulai Operasi Start Operation	2009
Operator	PT Duta Tambang Sumber Alam dan PT Duta Tambang Rekayasa (100%)
Mitra Usaha Partners	-

Sejalan dengan usahanya untuk mengembangkan portofolio bisnis energi non migas dalam bidang pertambangan batubara, MedcoEnergi melakukan akuisisi dua Kuasa Pertambangan (KP) Eksplorasi Batubara di Nunukan, Kalimantan Timur, PT Duta Tambang Sumber Alam (DTSA) dan PT Duta Tambang Rekayasa (DTR), melalui anak perusahaan Perseroan yang dimiliki sepenuhnya, MEMI.

Berdasarkan data geologis DTSA dan DTR, serta keberhasilan para pemilik dan pengelola KP Eksplorasi Batubara lainnya, daerah tersebut terbukti siap memproduksi batubara kalori tinggi (Kcal 7.000+) dengan target 540.000 ton per tahun.

Sepanjang tahun 2009, MEMI melakukan berbagai kegiatan awal seperti AMDAL, studi kelayakan dan beberapa kegiatan eksplorasi di daerah South Extension DTSA and DTR dengan dilakukannya pemboran, topografi dan geophysical well logging.

Kedepannya, Perseroan akan menyelesaikan Rencana Reklamasi dan Rencana Kerja Penutupan Tambang DTR dan dipresentasikan ke Distamben Kab. Nunukan pada Januari 2010. Persiapan untuk Ijin Usaha Pertambangan Operasi dan Produksi kepada Bupati Nunukan juga telah disiapkan untuk dilakukan pada awal 2010.

In line with the efforts to develop non oil and gas energy business portfolio, MedcoEnergi acquired two Mining Rights (KP) for Coal Exploration in Nunukan, East Kalimantan, through the acquisition of PT Duta Tambang Sumber Alam (DTSA) and PT Duta Tambang Rekayasa (DTR), through the Company's wholly owned subsidiary MEMI.

Based on geological data from DTSA and DTR as well as succession rate of other neighboring operators, the area is capable of producing high calorie coal (Kcal 7,000+) with a target of 540,000 tons per year.

During 2009, MEMI has performed several AMDAL activities, feasibility studies and several exploration activities in South Extension DTSA and DTR through drilling, topography and geophysical well logging.

Presently, the Company has finalized Reclamation Plan and Working Plan on the Mine Closing of DTR and present it to Mining and Energy Bureau of Nunukan Regency in January 2010. The following Permit on Mining Operation and Production was proposed to be carry out in early 2010.

Teknologi Eksplorasi

Salah satu kegiatan Inkubator Usaha Baru Perseroan yang sedang digalakan adalah usaha teknologi eksplorasi ramah lingkungan melalui Enhance Oil Recovery (EOR) yang dapat meningkatkan produksi lapangan *high water cut* dengan; meningkatkan tingkat produksi, mengurangi *lower cut*, revitalisasi *tight zone* menjadi *prolific oil*, revitalisasi sumur-sumur *shut-in* dan menggerakan minyak yang tidak *recoverable* kearah sumur terdekat. Usaha ini dilakukan oleh anak perusahaan Perseroan SVI menggunakan metode Vibroseismic Impact Technology (VSIT). Teknologi yang dimiliki SVI merupakan sebuah cara memperkenalkan energi ke cekungan minyak dengan menggunakan getaran seismic tanpa menggunakan bahan kimia. VSIT juga dapat mengurangi friksi statis cekungan internal melalui getaran tersebut menggunakan prinsip hubungan Fisika antara friksi dan getaran.

Disamping itu, Perseroan juga melakukan kegiatan Inkubator Usaha Baru teknologi eksplorasi menggunakan metode High Resolution Electro Magnetics (HREM) yang digunakan untuk mengevaluasi sebuah blok pada sebuah akuisisi baru, pelepasan blok, prioritasi pemboran misalnya dengan cara pemboran horizontal, serta penelaahan sumur-sumur dry holes. Beberapa metode lain yang dimiliki Perseroan melalui MIR adalah Broad Band Geochemistry (BBG) dan Anomalous Transignal Method (ATM).

Kedepannya, SVI-MIR akan senantiasa melakukan pemasaran untuk metode HREM & ATM ke perusahaan minyak dan gas yang sedang melakukan kegiatan seismic dan terus melakukan pembicaraan dengan klien dalam usaha meningkatkan kerjasamanya.

Exploration Technologies

One of the New Business Incubator activities that the Company promotes include the exploration technologies through Enhance Oil Recovery (EOR), an environmentally friendly oil production enhancement technology that can improve high water cut field production by increasing production rate, lowering water cut, re-vitalizing tight zone to be prolific of oil, re-vitalizing shut-in wells and moving un-recoverable oil into the nearest wells. The activity is managed by the Company's subsidiary, SVI, using a Vibroseismic Impact Technology (VSIT) which is a non-chemical way of introducing energy into the reservoir by means of seismic vibrations. It also reduces internal reservoir static friction by means of vibration, which is a proven natural phenomenon of Physics between friction and vibration.

In addition, the Company also managed to carry out a New Business Incubator using a High Resolution Electro Magnetics (HREM), a tool for evaluating newly acquired block, relinquished block, drilling prioritization such as horizontal drilling, as well as re-visit of dry holes. Several other methods that the Company carries out through MIR include Broad Band Geochemistry (BBG) and Anomalous Transignal Method (ATM).

Moving ahead, SVI-MIR will continue to market its HREM & ATM through visits to private oil companies that are conducting seismic acquisition as well as discussing with existing clients on enhacing the relationship.

Analisa Kinerja Keuangan Perseroan

The Company's Financial Performance Analysis

Pembahasan dan analisa kinerja keuangan MedcoEnergi berikut ini harus dibaca bersama-sama dengan laporan keuangan konsolidasi Perseroan serta informasi tertentu mengenai data keuangan dan operasi yang terkonsolidasikan.

The discussion and analysis of MedcoEnergi's performance below should be read together with the Company's consolidated financial statements and the selected consolidated financial and operation data.

Laporan keuangan konsolidasi MedcoEnergi telah disajikan sesuai dengan Prinsip Akuntansi yang Berlaku Umum di Indonesia sebagaimana tercakup pada Pernyataan Standar Akuntansi Keuangan (PSAK) di Indonesia dan Peraturan Badan Pengawas Pasar Modal dan Lembaga Keuangan (Bapepam-LK) No. VIII.G.7 tentang Pedoman Penyajian Laporan Keuangan. Penyajian dari laporan keuangan konsolidasi ini berbeda dalam beberapa hal yang material dibandingkan dengan prinsip-prinsip standar akuntansi AS dan Standar Laporan Keuangan Internasional (IFRS).

MedcoEnergi's consolidated financial statements have been prepared in accordance with Indonesian Generally Accepted Accounting Principles (GAAP) as promulgated in the Indonesian Statements of Financial Accounting Standards (PSAK) and Regulation of the Indonesian Capital Markets and Financial Institutions Supervisory Board (Bapepam-LK) No. III.G.7 regarding Guidelines to the Presentation of Financial Statements. The presentation of this consolidated financial statements differ in certain material respects from the U.S. GAAP and International Financial Reporting Standards (IFRS).

Perseroan telah menentukan Dolar AS sebagai mata uang fungsional berdasarkan pada indikator pendapatan, arus kas, dan biaya sebagaimana diwajibkan oleh PSAK No. 52.

The Company has applied the US Dollar as its functional currency based on its revenues, cash flows and expense indicators as required by PSAK No. 52.

Akun-akun tertentu pada laporan keuangan konsolidasi untuk tahun yang berakhir pada tanggal 31 Desember 2008 telah direklasifikasi agar sesuai dengan penyajian akun-akun pada tahun 2009.

Certain accounts in the previously issued consolidated financial statements for the year ended December 31, 2008 have been reclassified to be consistent with the accounts presentation in 2009.

Laporan keuangan konsolidasi Perseroan untuk tahun yang berakhir pada tanggal-tanggal 31 Desember 2009 dan 2008 telah diaudit oleh Kantor Akuntan Publik ("KAP") Purwantono, Sarwoko & Sandjaja. Mereka telah memberikan opininya bahwa laporan konsolidasi Perseroan telah disajikan secara wajar dan sesuai dengan prinsip akuntansi yang berlaku umum di Indonesia.

The Company's consolidated financial statements for the years ended December 31, 2009 and 2008 have been audited by the Public Accounting Firm of Purwantono, Sarwoko & Sandjaja. They have made opinion that the Company's consolidated financial statements has been presented fairly and in conformity with generally accepted accounting principles in Indonesia.

Hasil konsolidasi keuangan MedcoEnergi di tahun 2009 berasal dari pengoperasian enam segmen usaha. Empat segmen pertama terkait dengan operasi kegiatan usaha Perseroan, yaitu E&P migas, industri hilir, ketenagalistrikan dan kontrak lain dan jasa terkait lainnya. Sementara itu, dua segmen lainnya merupakan kegiatan usaha yang dilakukan oleh Perseroan, sebagai perusahaan *holding*.

MedcoEnergi's consolidated financial results in 2009 were derived from the operations of six business segments. The first four segments are related to the Company's business units operations, which are oil and gas E&P, downstream industries, power generation and other contract and related services. Meanwhile, the other two segments are the business activities performed by the Company, as the holding company.

Pembahasan Laporan Laba Rugi
Discussion of Income Statement

Berikut ini ringkasan dari laporan laba rugi konsolidasi MedcoEnergi dan anak perusahaannya untuk tahun yang berakhir 31 Desember 2009 dan 2008 yang telah diaudit oleh Kantor Akuntan Publik ("KAP") Purwantono, Sarwoko & Sandjaja.

The following table is the summary of MedcoEnergi and its subsidiaries' consolidated income statement for the year ended December 31, 2009 and 2008 have been audited by the Public Accounting Firm of Purwantono, Sarwoko & Sandjaja.

(Dalam jutaan AS$) (In million US$)

Keterangan	31 Desember December 31			Descriptions
	2009	2008	%	
Penjualan dan Pendapatan Usaha Lainnya	667.8	1,283.8	-48.0%	Sales and Other Operating Revenues
Beban Pokok Penjualan dan Biaya Langsung Lainnya	(438.7)	(785.7)	-44.2%	Cost of Sales and Other Direct Costs
Laba Kotor	229.1	498.1	-54.0%	Gross Profit
Beban Usaha	(156.9)	(154.3)	1.7%	Operating Expenses
Laba Usaha	72.2	343.8	-79.0%	Operating Income
Penghasilan (Beban) Lain-lain – bersih	(21.6)	153.5	-114.1%	Other Income (Expenses)
Laba Sebelum Beban Pajak	50.6	497.2	-89.8%	Income Before Tax Expense
Jumlah Beban Pajak	(28.2)	(208.2)	-86.5%	Total Tax Expense
Laba Sebelum Hak Minoritas	22.4	289.0	-92.2%	Income Before Minority Interest
Bagian Minoritas atas Laba Bersih Anak Perusahaan	(3.2)	(8.9)	-64.0%	Minority Interest in Net Income of Consolidated Subsidiary
Laba Bersih	19.2	280.2	-93.1%	Net Income
Laba Per Saham	0.0065	0.0912	-92.9%	Earnings per share
EBITDA	155.2	471.1	-67.1%	EBITDA

Penjualan dan Pendapatan Usaha Lainnya

Sales and Other Operating Revenues

(Dalam jutaan AS$) (In million US$)

Keterangan	31 Desember December 31			Descriptions
	2009	2008	%	
Penjualan minyak dan gas bersih	470.2	841.0	-44.1%	Net oil and gas sales
Pendapatan dari kontrak dan jasa terkait	83.8	145.0	-42.2%	Revenues from other contracts and related services
Penjualan tenaga listrik	66.1	81.9	-19.3%	Electric power sales
Penjualan kimia dan produk petroleum lainnya	47.8	215.9	-77.9%	Net sales of chemical and other petroleum products
Jumlah	667.8	1,283.8	-48.0%	Total

Di tahun 2009, segmen E&P migas tetap terhitung sebagai kontributor utama terhadap konsolidasi penjualan dan pendapatan usaha lainnya MedcoEnergi, dengan porsi 70%. Sedangkan segmen kontrak lain dan jasa terkait, ketenagalistrikan dan industri hilir masing-masing memberikan kontribusi sebesar 13%, 10% dan 7%. Dibandingkan tahun 2008, kontribusi segmen E&P migas terhadap penjualan dan pendapatan usaha lainnya Perseroan adalah sebesar 66%, diikuti dengan kontribusi kontrak lain dan jasa terkait, ketenagalistrikan dan industri hilir, masing-masing sebesar 17%, 11% dan 6%.

Perseroan mengakui pendapatan dan penjualan dari setiap segmen usaha berdasarkan kejadian berikut:

- Pendapatan dari penjualan minyak mentah dan gas diakui berdasarkan pengiriman ke pelanggan. Apabila volume dari minyak yang di-*lifting* kurang/lebih, maka Perseroan harus mengakui piutang/hutang ke Pemerintah;

In 2009, the oil and gas E&P segment remained to be the majority contributor to MedcoEnergi's consolidated sales and other operating revenues, accounting for a total of 70%. While the contributions of other contract and related services, power generation, and downstream industries segments accounted for 13%, 10% and 7%, respectively. Compared to 2008, the oil and gas E&P's contribution to the Company's consolidated sales and other operating revenues accounted for 66%, while contributions from other contract and related services, power generation and downstream industries were 17%, 11% and 6%, respectively.

The Company recognizes revenues and sales of each segment based on the followings occurrence:

- Revenue from sales of crude oil and gas are recognized upon delivery to the customer. For lifting imbalances with the Government, wherein the volume of oil lifted is less/greater than the Group entitlement, a receivable or payable is accrued;

- Pendapatan dari kontrak lainnya dan jasa terkait lainnya diakui pada saat jasa diberikan;
- Pendapatan dari penjualan produk kimia dan produk migas lainnya diakui pada saat barang diserahkan kepada pelanggan;
- Pendapatan dari penjualan tenaga listrik diakui pada saat diserahkan kepada pelanggan;

Di tahun 2009, MedcoEnergi membukukan penjualan dan pendapatan usaha lain sebesar AS$667,8 juta, menurun sebesar AS$616,0 juta, atau 48,0%, dari AS$1,3 milyar di tahun 2008.

Penyebab turunnya penjualan dan pendapatan usaha lain Perseroan di tahun 2009 dibandingkan tahun 2008 adalah:

1. Rendahnya penjualan minyak dan gas bersih yang menurun menjadi AS$470,2 juta dari AS$841,0 juta di tahun 2008 akibat dari menurun drastisnya harga rata-rata minyak dan gas yang terealisasi, serta menurunnya jumlah rata-rata penjualan minyak dan gas di tahun 2009;
2. Menurunnya pendapatan dari kontrak dan jasa terkait menjadi AS$83,8 juta dari AS$145,0 juta di tahun 2008. Pendapatan dari kontrak dan jasa terkait di tahun 2008 termasuk pendapatan anak perusahaan yang mengoperasikan kegiatan usaha penyedia jasa pemboran rig, PT Apexindo Pratama Duta Tbk, selama tiga bulan pertama, yang seluruh sahamnya telah dijual efektif bulan September 2008;
3. Rendahnya penjualan tenaga listrik menjadi AS$66,1 juta dari AS$81,9 juta di tahun 2008 akibat kerusakan rotor Gas Turbine Generator I di Pembangkit Listrik Tenaga Gas Panaran I selama beberapa bulan; serta
4. Menurunnya penjualan kimia dan produk petroleum lainnya menjadi AS$47,7 juta dari AS$215,9 juta pada 2008 akibat rendahnya volume penjualan dan rendahnya harga High Speed Diesel (HSD) serta tidak dibukukannya lagi penjualan metanol oleh karena kegiatan operasi dan produksi kilang methanol telah dihentikan sejak awal bulan Februari 2009 akibat rendahnya pasokan gas. Kilang tersebut telah dikembalikan kepada PT Pertamina (Persero).

Pembahasan dan analisa rinci tentang penjualan dan pendapatan usaha lainnya untuk masing-masing bidang usaha dapat dibaca pada bagian Tinjauan Operasi per Bidang Usaha mulai halaman 47 sampai dengan 134.

- Revenues from other contract and other related services are recognized when the service is rendered;
- Revenues from sales of chemicals and other petroleum products are recognized upon delivery to the customer;
- Revenues from sale of electric power are recognized upon delivery to the customer;

In 2009, MedcoEnergi booked total sales and other operating revenues amounting to US$667.8 million, a declined of US$616.0 million, or 48.0%, from US$1.3 billion in 2008.

The decline in the Company's total sales and other operating revenues in 2009 was due to:

1. A lower net sale of oil and gas, which declined to US$470.2 million compared to US$841.0 million in 2008, caused by a sharp decline of the Company's realized average oil and gas price, as well as in the average volume of sales of oil and gas in 2009;
2. The decline in revenues from other contract and related services to US$83.8 million from US$145.0 million in 2008. The revenues from other contracts and revenues from drilling operations in 2008 included the revenues generated from the Company's drilling rig services subsidiary, PT Apexindo Pratama Duta Tbk, for the first three months, which has been divested effective in September 2008;
3. A lower electric sales which declined to US$66.1 million from US$81.9 million in 2008 due to damage in the rotor of Gas Turbine Generator I at the Panaran I Power Plant for several months; and
4. The decline of net sales of chemical and other petroleum products to US$47.7 million from US$215.9 million in 2008, mainly due to lower sales volume and lower price of High Speed Diesel (HSD); and deletion of methanol sales from the closure and discontinuity of production since early February 2009 due to lack of gas supply. The plant has since been returned to PT Pertamina (Persero).

Details discussion and analysis on sales and other operating revenues of each segment can be read on section regarding Operational Review of Each Business Unit starting on page 47 until 134.

Beban Pokok Penjualan dan Biaya Langsung Lainnya

Cost of Sales and Other Direct Costs

(Dalam jutaan AS$) (In million US$)

Keterangan	31 Desember December 31			Descriptions
	2009	2008	%	
Biaya produksi dan *lifting*	166.0	195.3	15.0	Production and lifting costs
Beban eksplorasi	24.2	62.9	61.6	Exploration costs
Biaya pembelian minyak mentah	14.6	34.5	57.7	Cost of crude oil purchases
Beban pokok penjualan kimia dan produk petroleum lainnya	46.0	209.1	78.0	Cost of sales of chemical and other petroleum products
Biaya kontrak lainnya dan jasa terkait	65.8	100.1	34.3	Cost of other contracts and related services
Beban pokok penjualan tenaga listrik	44.6	60.7	26.5	Cost of electric power sales
Penyusutan, deplesi dan amortisasi	77.5	123.0	37.0	Depreciation, depletion and amortization
Jumlah	438.7	785.7	44.2	Total

Perseroan mengakui adanya suatu beban pada saat pembebanan dilakukan atau terjadinya suatu kegiatan dengan menggunakan metode akrual.

The Company recognized expenses as incurred on an accrual basis.

Penerapan Strategi Pengelolaan Keuangan dan Aset secara konsisten dalam menghadapi tantangan krisis perekonomian memungkinkan Perseroan untuk menekan beban pokok penjualan dan biaya langsung lainnya sebesar AS$347 juta, atau 44,2%, menjadi AS$438,7 juta di tahun 2009 dari AS$785,7 juta di tahun 2008.

A consistent implementation of Financial and Assets Management Strategy in facing the global economic crisis enabled the Company to reduce its total cost of sales and other direct costs by US$347 million, or 44.2%, to US$438.7 million in 2009, from US$785.7 million in 2008.

Upaya Perseroan untuk memprioritaskan alokasi anggaran Belanja Modal (Capex) tahun 2009 pada kegiatan operasi yang ada dan proyek pengembangan utama, serta kegiatan eksplorasi yang memiliki prospek paling menjanjikan memberikan kontribusi terhadap penurunan beban eksplorasi pada segmen E&P migas sebesar AS$38,8 juta atau sama dengan 61,6%, dan beban pokok penjualan kimia dan produk petroleum lainnya pada segmen industri hilir sebesar AS$163,1 juta atau sama dengan 78,0%. Disamping itu, keberhasilan program eksplorasi dan pengembangan pada segmen eksplorasi dan produksi Perseroan yang berdampak pada peningkatan taksiran cadangan terbukti dan terduga memungkinkan Perseroan menurunkan biaya depresiasi, deplesi dan amortisasi sebesar AS$45,5 juta, atau 37%, di tahun 2009.

The Company's effort to prioritize the allocation of 2009 Capital Expenditures (Capex) to existing operation and key development projects, as well as exploration activities which hold excellent prospects contributed to the significant reduction of exploration costs in the oil and gas E&P segment by US$38.8 million or equivalent to 61.6% and cost of sales of chemical and other petroleum services in the downstream segment by US$163.1 million or equivalent to 78.0%. In addition, the success of exploration and development program in the Company's exploration and production of oil and gas segment which impacted on the increase in estimated proved and probable reserves enabled the Company to decrease its depreciation, depletion and amortization costs by US$45.5 million, or 37.0%, in 2009.

Pembahasan dan analisa rinci tentang beban pokok penjualan dan biaya langsung lainnya untuk masing-masing segmen dapat dibaca pada bagian Tinjauan Operasional per Bidang Usaha mulai halaman 47 sampai 134.

Details discussion and analysis on cost of sales and other direct costs of each segment can be read on section regarding Operational Review per Business Unit starting on page 47 up to 134.

Beban Usaha

Operating Expenses

(Dalam jutaan AS$)

(In million US$)

Keterangan	31 Desember December 31			Descriptions
	2009	2008	%	
Umum dan Administrasi	137.6	128.2	7.3%	General and Administrative
Penjualan	19.3	26.1	-26.1%	Selling
Jumlah	156.9	154.4	1.7%	Total

Beban usaha Perseroan terdiri dari beban-beban yang timbul untuk keperluan umum dan administrasi serta beban yang dipergunakan untuk keperluan penjualan.

Beban Usaha meningkat sebesar 1,6% menjadi AS$156,9 juta pada tahun 2009, dari AS$154,4 juta pada tahun 2008. Peningkatan ini terutama disebabkan oleh tingginya biaya Umum dan Administrasi yang timbul karena peningkatan gaji, upah serta tunjangan karyawan yang disesuaikan terhadap kenaikan biaya hidup.

The Company's operating expenses consist of expenses incurred for general and administrative purposes and other expenses used for sales purposes.

Operating expenses increased by 1.6% to US$156.9 million in 2009, from US$154.3 million in 2008. The increase was mainly due to higher expenses incurred for General and Administrative which was caused by the increase in salaries, wages and employees benefits related to cost of living adjustments.

Laba Usaha

Operating Income

(Dalam jutaan AS$)

(In million US$)

Keterangan	31 Desember December 31			Descriptions
	2009	2008	%	
Penjualan dan pendapatan dari operasi lainnya	667.8	1,283.8	-48.0%	Sales and other operating revenues
Beban penjualan dan biaya langsung lainnya	(438.7)	(785.7)	-44.2%	Cost of sales and other direct costs
Laba Kotor	229.1	498.1	-54.0%	Gross Profit
Beban usaha	156.9	154.3	1.7%	Operating expenses
Jumlah	72.2	343.8	79.0%	Total

Meskipun penjualan dan pendapatan dari operasi lainnya yang dibukukan pada tahun 2009 lebih rendah dari pada tahun 2008, namun penurunan yang juga terjadi pada beban penjualan dan biaya langsung lainnya memungkinkan Perseroan untuk membukukan Laba Kotor sebesar AS$229,1 juta, 54,0% lebih rendah dari Laba Kotor di tahun 2008 sebesar AS$498,1 juta. Akan tetapi, dengan meningkatnya kenaikan biaya hidup saat ini dan beban usaha lainnya, maka Perseroan mencatatkan Laba Usaha sebesar AS$72,2 juta, 79,0% lebih rendah dibandingkan AS$343,8 juta di tahun 2008.

Although sales and other operating revenues booked in 2009 were lower than those of 2008, the decline in the cost of sales and other direct costs enabled the Company to book Gross profit amounting to US$229.1 million, 54.0% lower than the Gross Profit in 2008 of US$498.1 million. However, the increase in current cost of living and other costs related to the business caused the Company to book lower Operating Income of US$72.2 million, 79.0% less than the Operating Income in 2008 of US$343.8 million.

Penghasilan (Beban) Lain-Lain Bersih

Other Income (Expenses) - Net

(Dalam jutaan AS$)

(In million US$)

Keterangan	31 Desember December 31			Descriptions
	2009	2008	%	
Keuntungan dari pelepasan anak perusahaan	30.7	260.5	-88.2	Net gains on disposal of subsidiaries
Keuntungan (kerugian) atas investasi jangka pendek - bersih	24.2	(33.9)	171.1	Gains (losses) on short - term investments - net
Keuntungan (kerugian) transaksi derivatif	6.7	(10.0)	167.0	Gains (losses) from derivative transactions
Beban bunga - bersih	(50.1)	(46.2)	8.4	Interest expense - net
Kerugian dari selisih kurs bersih	(15.9)	(8.8)	80.7	Losses on foreign exchange - net
Kerugian atas penurunan nilai aset	(12.7)	(39.2)	-67.6	Loss on impairment of assets
Beban pendanaan - bersih	(10.5)	(17.2)	-39.0	Financing charges - net
Bagian hak atas (rugi) laba dari perusahaan asosiasi (bersih)	(2.6)	9.9	-126.3	Equity in net (loss) income of associated entities - net
Pendapatan dari penghentian perjanjian EJVA Anadarko	-	25.4	-100.0	Income from termination of Anadarko EJVA agreement
Pendapatan dari uplift	-	14.8	-100.0	Uplift income
Lain-lain -bersih	8.7	(1.8)	583.3	Others - net
Jumlah	(21.6)	153.5	-114.1	Total

Pada tahun 2009, Perseroan membukukan beban lain-lain sebesar AS$21,6 juta, dibandingkan membukukan penghasilan lain-lain sebesar AS$153,5 juta di tahun 2008.

Penghasilan lain-lain Perseroan di tahun 2009 adalah sejumlah AS$70,2 juta yang berasal dari keuntungan pelepasan anak perusahaan, keuntungan atas investasi jangka pendek bersih, keuntungan transaksi derivatif, serta keuntungan bersih lain-lain. Sedangkan di tahun 2008, Perseroan berhasil membukukan penghasilan lain-lain sebesar AS$310,5 juta yang berasal dari keuntungan atas investasi pelepasan anak perusahaan, bagian bersih hak atas laba dari perusahaan asosiasi, pendapatan dari penghentian perjanjian EJVA Anadarko, serta pendapatan dari uplift.

Penjualan saham anak perusahaan Perseroan yang memegang hak partisipasi atas blok Kakap PSC dan blok Langsa PSC sebesar AS$62,5 Juta di tahun 2009 memungkinkan Perseroan untuk membukukan AS$30,7 juta keuntungan dari pelepasan anak perusahaan di tahun 2009. Sementara itu penjualan seluruh saham anak perusahaan Perseroan yang memegang hak partisipasi di blok Tuban PSC dan PT Apexindo Pratama Duta Tbk di tahun 2008 sebesar AS$296,6 juta memungkinkan Perseroan untuk membukukan sejumlah keuntungan dari pelepasan anak perusahaan sebesar AS$260,5 juta di tahun 2008.

Akan tetapi, lebih tingginya beban lain-lain bersih akibat meningkatnya beban bunga bersih dan kerugian dari selisih kurs bersih, disamping adanya pembukuan bagian bersih hak atas kerugian dari perusahaan asosiasi, menyebabkan Perseroan membukukan beban lain-lain bersih sebesar AS$91,8 juta di tahun 2009, dibandingkan beban lain bersih di tahun 2008 sebesar AS$157,1 juta.

In 2009, the Company booked other expenses totaling US$21.6 million, compared to earning other income amounting to US$153.5 million in 2008.

The Company's other income in 2009 amounted to US$70.2 million which was derived from the net gains on disposal of subsidiaries, net gains on short-tem investments, gains from derivative transactions, and net others income. While in 2008, the Company earned other income amounting to US$310.5 million from net gains on disposal of subsidiaries, net equity in net income of associated entities, income from the termination of Anadarko EJVA agreement, and uplift income.

The divestment of the Company's shares in subsidiaries that held working interests in the Kakap PSC Block and Langsa PSC Block valued at US$62.5 million in 2009 enabled the Company to book US$30.7 million of net gains on disposal of subsidiaries in 2009. Meanwhile, the divestment of the Company's share in subsidiaries that held working interests in the Tuban PSC Block and PT Apexindo Pratama Duta Tbk in 2008 valued at US$296.6 million, enabled the Company to book total net gains on the disposal of subsidiaries in the amount of US$260.5 million in 2008.

However, higher net loss in other expenses due to the increase in net interest expense and net losses on foreign exchange, in addition to the booking of net equity portion of the net loss of associated entities resulted in the Company to book net other expenses of US$91.8 million in 2009, compared to net other expenses of US$157.1 million in 2008.

Pendapatan Sebelum Beban Bunga, Pajak, Depresiasi dan Amortisasi – EBITDA

Earnings Before Interest, Tax, Depreciation and Amortization expenses – EBITDA

(Dalam jutaan AS$)

In Million US$

Keterangan	31 Desember December 31			Descriptions
	2009	2008	%	
Beban Bunga	50.1	46.2	8.4	Interest Expense
Beban Pajak	(28.2)	(208.2)	-86.5	Tax Expense
Depresiasi, deplesi dan amortisasi	83.1	127.4	-34.8	Depreciation, depletion and amortization
Jumlah	161.4	381.8	-57.7	Total

EBITDA MedcoEnergi di tahun 2009 menurun sebesar 67,1% menjadi AS$155,2 juta, dari AS$471,1 juta di tahun 2008. Penurunan ini disebabkan oleh rendahnya laba usaha Perseroan di tahun 2009, sebagai dampak rendahnya harga dan penjualan minyak dan gas yang terealisasi, serta tingginya beban bunga akibat meningkatnya tingkat bunga di tahun 2009.

MedcoEnergi's EBITDA in 2009 declined by 67.1% to US$155.2 million, from US$471.1 million in 2008. The decrease was mainly due to low operating income in 2009, resulted to low realized price and sales volume of oil and gas, as well as high interests expense due to high interest rates in 2009.

Pajak Penghasilan

Income Tax

(Dalam jutaan AS$)

(In million US$)

Keterangan	31 Desember December 31			Descriptions
	2009	2008	%	
Pajak kini	72.9	170.4	-57.2	Current tax
Pajak tangguhan	(44.7)	37.8	-218.3	Deferred tax
Jumlah Beban Pajak	28.2	208.2	-86.5	Total Tax Expanse

Rendahnya penjualan dan pendapatan lain Perseroan di tahun 2009 menyebabkan rendahnya laba sebelum beban pajak, sehingga beban pajak Perseroan turun secara signifikan sebesar AS$180,0 juta atau sama dengan 86,5% menjadi AS$28,2 juta di tahun 2009, dari AS$208,2 juta di tahun 2008.

Lower sales and other operating income in 2009 compared to previous year resulted in a lower income before tax expense. hence the Company's tax expense significantly decreased by US$180.0 million, or 86.5%,to US$28.2 million in 2009, from US$208.2 million in 2008.

Pajak kini Perseroan di tahun 2009 menurun sebesar AS$97,4 juta atau sama dengan 57,2% menjadi AS$72,9 juta di tahun 2009, dari AS$170,4 juta di tahun 2008. Penurunan ini terutama disebabkan oleh menurunnya penjualan dan pendapatan usaha lainnya di tahun 2009, dibandingkan tahun 2008.

The Company's current tax in 2009 decreased by US$97.4 million or equivalent to 57.2% to US$72.9 million in 2009 from US$170.4 million in 2008. The decrease was mainly due to lower sales and other operating revenue in 2009, compared to the previous year.

Perseroan mencatat manfaat pajak tangguhan sebesar AS$44,7 juta di tahun 2009, dibandingkan dengan beban pajak tangguhan sebesar AS$37,8 juta di tahun 2008. Penerimaan manfaat pajak tangguhan tersebut terutama disebabkan dapat dikreditkannya rugi fiskal sebesar AS$18,9 juta di tahun 2009, sedangkan di tahun 2008 Perseroan harus membebankan rugi fiskal sebesar AS$20,7 juta.

The Company booked deferred tax benefit in 2009 amounted to US$44.7 million, compared to US$37.8 million of deferred tax expense in 2008. The deferred tax benefit received in 2009 was mainly due to the Company's ability to credit a fiscal loss of US$18.9 million in 2009, while in 2008 the Company shall charge fiscal loss of US$20.7 million.

Laba Bersih

Net Income

(Dalam jutaan AS$)

In Million US$

Keterangan	31 Desember December 31			Descriptions
	2009	2008	%	
Laba Bersih	19.2	280.2	-93.1	Net Income
Laba Per Saham (AS$/saham)	0.0065	0.0912	-92.9	Earning per share (US$/share)

Di tahun 2009, setelah dikurangi beban lain-lain bersih, beban pajak, dan bagian minoritas atas laba bersih anak perusahaan, Perseroan mencatat laba bersih sebesar AS$19,2 juta, menurun tajam sebesar AS$261,0 juta atau setara 93,1%, dibandingkan di tahun 2008 sebesar AS$280,2 juta. Laba bersih tahun 2009 sudah termasuk keuntungan dari pelepasan anak perusahaan Perseroan di tahun 2009, anak perusahaan yang memegang hak partisipasi atas blok Kakap PSC dan blok Langsa PSC, sebesar AS$30,7 juta. Sementara laba bersih Perseroan di tahun 2008 sudah termasuk keuntungan dari pelepasan anak perusahaan yang memegang hak partisipasi di blok Tuban PSC dan PT Apexindo Pratama Duta Tbk sebesar AS$260,5 juta.

Dengan jumlah rata-rata tertimbang saham pada tahun 2009 dan 2008 masing-masing sebesar 2.941.996.950 dan 3.069.398.834 lembar, maka laba bersih per saham Perseroan untuk masing-masing tahun tersebut menjadi AS$0,0065 per saham dan AS$0,0912 per saham.

In 2009, after taking into account net other expenses, income tax, and minotrity interests in net income of consolidated subsidiaries, the Company recorded a net income of US$19.2 million, significantly lower by US$261.0 million, or 93.1%, compared to US$280.2 million in 2008. The Company's net income in 2009, including net gains on the disposal of subsidiaries of the Company that held working interests in the Kakap PSC and Langsa PSC blocks, amounted to US$30.7 million in 2009. While the Company's net income in 2008 including net gains on disposal of subsidiaries that held working interests in the Tuban PSC Block and PT Apexindo Pratama Duta Tbk, amounted US$260.5 million.

With a weighted average number of shares in 2009 and 2008 of 2,941,996,950 and 3,069,398,834 shares, respectively, the net income per share for the respective years was US$0.0065 per share and US$0.0912 per share.

Pembahasan Neraca Konsolidasi

Discussion on Consolidated Balance Sheets

Tabel berikut menunjukkan ringkasan Neraca Konsolidasi Perseroan pada tanggal 31 Desember 2009 dan 2008.

The following table shows the Company's Capital Expenditures for the year ended December 31, 2009 and 2008.

(Dalam jutaan AS$)

(In million US$)

Keterangan	31 Desember December 31			Descriptions
	2009	2008	%	
Jumlah Aset Lancar	791.2	862.8	-8.3	Total Current Assets
Jumlah Aset Tidak Lancar	1,249.3	1,117.4	11.8	Total Non-Current Assets
Jumlah Aset	2,040.5	1,980.2	3.0	Total Assets
Jumlah Kewajiban Jangka Pendek	509.2	387.8	31.3	Total Current Liabilities
Jumlah Kewajiban Jangka Panjang	803.7	847.1	-5.1	Total Long Term Liabilities
Jumlah Kewajiban	1,312.9	1,234.9	6.3	Total Liabilities
Goodwill Negatif - Bersih	0.04	0.06	-33.3	Negative Goodwill - Net
Hak Minoritas Atas Aset Bersih Anak Perusahaan	18.9	12.2	56.2	Minority Interest in Net Assets of Subsidiaries
Jumlah Ekuitas - Bersih	708.7	733.2	-3.3	Total Equities - Net
Jumlah Kewajiban Dan Ekuitas	2,040.5	1,980.2	3.0	Total Liabilities And Equities

Jumlah Aset

Total Assets

(Dalam jutaan AS$) (In million US$)

Keterangan	31 Desember December 31			Descriptions
	2009	2008	%	
Jumlah Aset Lancar	791.2	862.8	-8.3	Total Current Assets
Jumlah Aset Tidak Lancar	1,249.3	1,117.4	11.8	Total Non-Current Assets
Jumlah Aset	2,040.5	1,980.2	3.0	Total Assets

Jumlah aset Perseroan pada akhir tahun 2009 menurun sebesar AS$60,3 juta atau 3,0% menjadi AS$2,040.5 juta, dibandingkan dengan AS$1.980,2 juta di akhir tahun 2008. Kenaikan ini terutama disebabkan oleh meningkatnya jumlah aset tidak lancar sebesar 11,8% menjadi AS$1.249,3 juta di tahun 2009, dibandingkan AS$1.117,4 juta di tahun 2008.

The Company's total assets at year-end 2009 increased by US$60.3 million, or 3,0%, to US$2,040.5 million, from US$1,980.2 million at year-end 2008. The increase was mainly due to the increase in total non-current assets by 11.8% to US$1,249.3 million in 2009, from US$1,117.4 million in 2008.

Aset Lancar

Current Assets

(Dalam jutaan AS$) (In million US$)

Keterangan	31 Desember December 31			Descriptions
	2009	2008	%	
Kas dan setara kas	253.0	348.5	-27.4	Cash and cash equivalents
Investasi jangka pendek-bersih	191.6	174.0	10.1	Short-term investments - net
Rekening bank yang dibatasi penggunaannya	3.1	-	0.0	Restricted cash in banks
Piutang usaha	120.3	129.8	-7.3	Trade receivables
Piutang lain-lain	150.6	156.2	-3.6	Other receivables
Persediaan	40.0	32.0	25.0	Inventories
Pajak dibayar dimuka	25.6	13.7	86.9	Prepaid taxes
Beban dibayar dimuka	5.6	7.6	-26.3	Prepaid expenses
Aset lancar lain-lain	1.4	1.0	40.0	Other current assets
Jumlah Aset Lancar	791.2	862.8	-8.3	Total Current Assets

Jumlah aset lancar Perseroan di tahun 2009 menurun sebesar AS$71,6 juta atau setara 8,3% menjadi AS$791,2 juta, dibandingkan AS$862,8 juta di tahun 2008.

Penurunan jumlah aset lancar Perseroan ini terutama disebabkan oleh:

1. Menurunnya jumlah kas dan setara kas yang dibukukan Perseroan di tahun 2009 sebesar 27,4% menjadi AS$253,0 juta, dibandingkan dengan AS$348,5 juta pada tahun 2008. Penurunan jumlah kas dan setara kas di tahun 2009 terutama disebabkan oleh lebih rendahnya kas bersih yang diperoleh dari aktivitas usaha, aktivitas investasi dan aktivitas pendanaan di tahun 2009, yaitu masing-masing sebesar AS$76,6 juta, AS$79,7 juta dan AS$396,3 juta, dibandingkan kas bersih yang digunakan Perseroan untuk aktivitas investasi dan pendanaan di tahun 2009, masing-masing sebesar AS$233,8 juta dan AS$414,2 juta. Akibatnya, pada akhir tahun 2009, Perseroan harus membukukan kas negatif sebesar AS$95,5 juta.

   Seluruh kas dan setara kas Perseroan, baik dalam bentuk mata uang Rupiah maupun Dollar AS, ditempatkan di berbagai institusi perbankan

In 2009, the Company's total current assets decreased by US$71.6 million or equivalent to 8.3% to US$791.2 million, compared to US$862.8 million in 2008.

The decrease of total current assets was mainly due to:

1. The decrease in the total amount of cash and cash equivalent by 27.4% to US$253.0 million in 2009, from US$348.5 million in 2008. This was mainly attributed to lower net cash obtained from operating activities, investment activities and financing activities, amounting to US$76.6 million, US$79.7 million and US$396.3, respectively; compared to net cash used for investment activities and financing activities amounting to US$233.8 million and US$414.2 million, respectively. As a result of which, the Company booked a negative cash of US$95.5 million at the end of year 2009.

   All the Company's cash and cash equivalent in Rupiah and US Dollar currency denominations are placed at various local and international

dan keuangan lainnya, baik lokal maupun internasional. Perseroan mengklasifikasikan setara kas sebagai kas Perseroan yang ditempatkan dalam bentuk deposito berjangka dan efek jangka pendek lainnya dengan jangka waktu tiga bulan atau kurang sejak tanggal penempatan yang tidak digunakan sebagai jaminan atau dibatasi penggunaannya. Jumlah penempatan kas dan setara kas pada masing-masing institusi perbankan dan keuangan lainnya, serta tingkat bunga per tahun dari deposito berjangka untuk masing-masing mata uang dapat dilihat pada Catatan 3 Laporan Keuangan Konsolidasi Perseroan dan anak perusahaannya, halaman 34 sampai halaman 36.

2. Menurunnya piutang usaha Perseroan di tahun 2009 sebesar 7,3% menjadi AS$120,3 juta, dibandingkan dengan AS$129,8 juta di tahun 2008 adalah akibat menurunnya piutang usaha dari pihak ketiga menjadi AS$100,9 juta, termasuk penyisihan piutang ragu-ragu sebesar AS$1,9 juta, di tahun 2009, dibandingkan dengan piutang usaha dari pihak ketiga sebesar AS$123,0 juta, termasuk AS$0,1 juta penyisihan piutang ragu-ragu, di tahun 2008. Penurunan piutang usaha dari pihak ketiga ini disebabkan karena rendahnya volume penjualan HSD dan tidak adanya lagi penjualan metanol di tahun 2009. Berdasarkan hasil penelaahan status dari piutang usaha dari pihak ketiga tersebut pada akhir tahun 2009, Manajemen Perseroan berpendapat bahwa penyisihan piutang ragu-ragu adalah cukup untuk menutupi kerugian yang mungkin timbul dari tidak tertagihnya piutang tersebut.

3. Menurunnya piutang lain-lain Perseroan di tahun 2009 sebesar 3,6% menjadi dan AS$150,6 juta, dibandingkan AS$156,2 juta di tahun 2008 adalah akibat dari tidak adanya *underlifting* minyak mentah di blok Rimau dan juga uang muka yang dibayar oleh anak perusahaan untuk operasional BPMIGAS dan menurunnya piutang kerjasama operasi, sebagai dampak dari telah dijualnya seluruh saham perusahaan yang memegang hak partisipasi di blok Kakap PSC yang berlaku efektif pada bulan September 2009. Disamping itu, penurunan ini juga disebabkan lebih tingginya piutang lain-lain yang menjadi bagian jangka panjang di tahun 2009, yaitu sebesar AS$15,4 juta, dibandingkan sebesar AS$10,8 juta di tahun 2008.

   Di tahun 2009, Perseroan tetap membukukan Piutang dari Sabre Systems International Pte. Ltd. (SSI), anak perusahaan dari PT Mitra Rajasa Tbk (MIRA), sebesar AS$68,2 juta, yang berasal dari penjualan 48,72% saham PT Apexindo Pratama Duta Tbk yang dimiliki oleh Perusahaan yang telah jatuh tempo pada bulan September 2009. Piutang ini dikenakan bunga dengan jumlah tertentu seperti yang telah disepakati dalam Perjanjian Jual Beli (bagian yang belum dibayar yang disajikan sebagai bagian dari piutang bunga). Sampai dengan tanggal penyelesaian laporan tahunan ini, Manajemen Perusahaan masih berdiskusi dengan manajemen SSI terkait penyelesaian piutang ini.

   Pada akhir tahun 2009, Perseroan telah menyisihkan piutang ragu-ragu atas bagian piutang lain-lain yang jatuh tempo dalam satu tahun sebesar AS$6,1 juta. Berdasarkan penelaahan status dari piutang lain-lain pada akhir tahun tersebut, Manajemen Perseroan berpendapat bahwa penyisihan piutang ragu-ragu adalah cukup untuk menutupi kemungkinan kerugian atas tidak tertagihnya akun-akun tersebut.

banks or other financial institutions. The Company classified cash equivalent as time deposits and other short-term securities with a maturity date of three months or less at the time of placement which are not used as collateral or are not restricted in use. The total amount of cash and cash equivalent placed at individual bank or financial institution, as well as the interest rates per annum accruing on the time deposits of each currency denominations can be read on Notes 3 of the Company and Subsidiaries' Consolidated Financial Statements, page 34 until 36.

2. The decline in the Company's trade receivables by 7.3% to US$120.3 million in 2009, from US$129.8 million in 2008, was due to the decrease in the trade receivables from third parties amounting to US$100.9 million, including allowance for doubtful accounts in the amount of US$1.9 million in 2009; compared to trade reveivables from third parties amouting to US$123.0 million, including allowance for doubtful accounts in the amount of US$0.1 million in 2008. The decrease in trade receivables from third parties was caused by lower sales volume of HSD and the fact that there were no sales of methanol in 2009. Based on the review of the status of the trade receivables from third parties at the end of the year 2009, the Company's Management is of the opinion that the allowance for doubtful accounts is adequate to cover possible losses on uncollectible accounts.

3. The decrease of the Company's other receivables by 3.6% to US$150.6 million in 2009, from US$156.2 million in 2008 was due to no underlifting of crude oil in the Rimau block as well as advances made by subsidiaries for BPMIGAS field operational activities, and the decrease in joint venture receivables, as the result of the Company's divestment of the shares of subsidiaries which held participating interests at the Kakap PSC Block effective September 2009. In addition, the decrease was also due to higher amount of other receivables booked as long-term portion in 2009, amounting US$15.4 million, compared to US$10.8 million in 2008.

   In 2009, the Company continued to book the receivable from Sabre Systems International Pte. Ltd. (SSI), a subsidiary of PT Mitra Rajasa Tbk (MIRA), in the amount of US$68.2 million, arising from the sale of the Company's 48.72% ownership interest in PT Apexindo Pratama Duta Tbk, which was due in September 2009. The receivable earned interest at a certain amount as stipulated in the Sale and Purchase Agreement (the unpaid portion of which is presented as part of interest receivable). As of the date of completion of this annual report, the Company's Management is still in discussion with SSI management regarding the settlement of this receivable.

   At the end of year 2009, the Company set aside allowance for doubtfull accounts on the portion of other receivables that were due within one year, amounting to US$6.1 million. Based on the review of other receivables at the end of the year, the Company's Management is of the opinion that the allowance for doubtful accounts is adequate to cover possible losses from uncollectible accounts.

4. Menurunnya beban dibayar dimuka sebesar 26,3% menjadi AS$5,6 juta di tahun 2009, dari AS$7,6 juta di tahun 2008 disebabkan oleh telah jatuh temponya beban uang muka di tahun sebelumnya.

Di tahun 2009, Perseroan membukukan investasi jangka pendek-bersih sebesar AS$191,1 juta, meningkat 10,1% dibandingkan AS$174,0 juta di tahun 2008.

Perseroan melakukan investasi jangka pendek melalui penempatan dana pada surat berharga yang dapat diperdagangkan dalam jenis mata uang Rupiah dan Dollar Amerika Serikat. Berikut jumlah penempatan dana Perseroan pada surat berharga yang diperdagangkan berdasarkan jenis mata uang serta jenis penempatannya di tahun 2009 dan 2008:

4. The decline in prepaid expenses by 26.3% to US$5.6 million in 2009, from US$7.6 million in 2008 was caused by due date of the cost advance in the previous year.

In 2009, the Company posted net short-term investments of US$191.1 million, an increase of 10.1% from US$174.0 million in 2008.

The Company placed short-term investments in the form of marketable securities with currency denominations of Rupiah and United States Dollar. The followings are the Company's investments in marketable securities based on the currencies denomination and type of placements in 2009 and 2008:

(Dalam jutaan AS$) (In million US$)

Keterangan	31 Desember December 31			Descriptions
	2009	2008	%	
Rupiah				**Rupiah**
Manajer Investasi	50.9	48.4	5.2	Managed funds
Reksadana	2.1	1.6	31.3	Mutual fund units
Obligasi	-	1.1	-	Bonds
Sub jumlah	53.0	51.1	3.7	Sub total
Dollar AS				**US Dollar**
Manajer Investasi	138.4	117.7	17.6	Managed funds
Reksadana	0.2	5.2	-96.2	Mutual fund units
Sub jumlah	138.6	122.9	12.8	Sub total
Jumlah Aset Lancar	**191.6**	**174.0**	**10.1**	**Total Current Assets**

Dana yang dikelola manajer investasi terdiri dari saham-saham perusahaan publik, pendapatan tetap/surat hutang, pasar uang dan instrumen keuangan lainnya.

Perseroan mengadakan perjanjian manajemen investasi portofolio dengan PT Kresna Graha Sekurindo Tbk, Kapital Asia Company Ltd, PT Insight Investment Management, PT Andalan Artha Advisindo Sekuritas dan Julius Baer (bertindak sebagai Manajer Investasi), dimana Perseroan menunjuk manajer investasi untuk menginvestasi dan mengelola portofolio Perseroan. Berdasarkan perjanjian tersebut, portofolio investasi terdiri dari kas dan instrumen keuangan, dalam bentuk saham yang diperdagangkan, surat-surat berharga, reksa dana dan efek lainnya.

Oleh karena itu, Manajer Investasi harus melaporkan nilai aset bersih dari portofolio investasi setiap bulan kepada Perseroan. Manajer Investasi berhak atas imbalan manajemen dari Nilai Aset Bersih portofolio investasi. Jumlah aset bersih dari dana Perseroan yang dikelola oleh para Manajer Investasi tersebut masing-masing adalah sebesar AS$189 juta dan AS$167 juta pada tanggal 31 Desember 2009 dan 2008.

Untuk tahun yang berakhir pada tanggal 31 Desember 2009, keuntungan dari investasi jangka pendek yang dibukukan oleh Perseroan dan anak perusahaannya termasuk keuntungan yang belum direalisasi dari investasi surat berharga sebesar AS$15,7 juta, sedangkan di tahun 2008 Perseroan membukukan kerugian sebesar AS$28,1 juta.

Investments in managed funds comprised of shares of publicly-listed companies, fixed income securities, money market and other financial instruments.

The Company entered into portfolio investment management agreements with PT Kresna Graha Sekurindo Tbk, Kapital Asia Company Ltd, PT Insight Investment Management, PT Andalan Artha Advisindo Sekuritas and Julius Baer (acting as "Fund Managers"), whereby the Company appointed these Fund Managers to invest and manage the Company's investment portfolio. Based on such agreements, the investment portfolio will consist of cash and financial instruments, in the form of tradable shares of stocks, commercial papers, mutual fund units and other marketable securities.

Accordingly, the Fund Managers are required to report every month the net asset value of the Company's respective investment portfolios under their management. The Fund Managers are entitled to management fee based on the Net Asset Value of the investment portfolio. The total net asset value of the Company's funds managed by the Fund Managers amounted to US$189 million and US$167 million as of December 31, 2009 and 2008, respectively.

For the year ended December 31, 2009, the gains from short-term investments booked by the Company and its subsidiaries included unrealized gains from marketable securities amounting to US$15.7 million, while in 2008, the Company booked a loss of US$28.1 million.

Aset Tidak Lancar

Non-Current Assets

(Dalam jutaan AS$)

(In million US$)

Keterangan	31 Desember December 31			Descriptions
	2009	2008	%	
Piutang lain-lain - pihak ketiga	15.2	10.1	50.5	Other receivables from third parties
Rekening bank yang dibatasi penggunaannya	33.9	57.3	-40.8	Restricted cash in banks
Aset pajak tangguhan - bersih	92.9	57.5	61.6	Deferred tax assets - net
Investasi saham	9.9	10.5	-5.7	Investments in shares of stock
Investasi pada proyek	22.4	31.7	-29.3	Investments in projects
Aset tetap - setelah dikurangi akumulasi penyusutan	235.9	157.4	49.9	Property, plant and equipment - net of accumulated depreciation
Aset minyak dan gas bumi - setelah dikurangi akumulasi penyusutan, deplesi dan amortisasi	798.5	757.3	5.4	Oil and gas properties - net of accumulated depreciation depletion and amortization
Aset derivatif	2.0	-	0.0	Derivative assets
Aset lain-lain - bersih	38.6	35.6	8.4	Other assets - net
Jumlah Aset Tidak Lancar	1,249.3	1,117.4	11.8	Total Non-current Assets

Pada akhir tahun 2009, jumlah aset tidak lancar Perseroan meningkat sebesar AS$131,9 juta atau 11.8% menjadi AS$1.249,3 million juta, dibandingkan dengan AS$1.117,4 juta di akhir tahun 2008.

At year-end 2009, the Company's total non current assets increased by US$131.9 million, or 11.8%, to US$1,249.3 million, from US$1,117.4 million at year-end 2008.

Jumlah Kewajiban

Total Liabilities

(Dalam jutaan AS$)

(In million US$)

Keterangan	31 Desember December 31			Descriptions
	2009	2008	%	
Jumlah Kewajiban Jangka Pendek	509.2	387.8	31.3	Total Current Liabilities
Jumlah Kewajiban Jangka Panjang	803.7	847.1	-5.1	Total Long-Term Liabilities
Jumlah Kewajiban	1,312.9	1,234.8	6.3	Total Liabilities

Di akhir tahun 2009, jumlah kewajiban Perseroan meningkat sebesar 6,3% menjadi AS$1.312,9 juta dibandingkan AS$1.234,8 juta di akhir tahun 2008. Peningkatan ini terutama disebabkan oleh meningkatnya kewajiban jangka panjang Perseroan yang jatuh tempo dalam satu tahun, yang terdiri dari hutang bank sebesar AS$67,3 juta dan wesel bayar sebesar AS$88,1 juta.

As at year-end 2009, the Company's total liabilities increased by 6.3% to US$1,312.9 million from US$1,234.8 million at year-end 2008. The increase was mainly caused by higher current maturities of long-term debt, comprising of US$67.3 million of bank loans and US$88.1 million of notes payable.

Kewajiban Jangka Pendek **Current Liabilities**

(Dalam jutaan AS$) (In million US$)

Keterangan	31 Desember December 31			Descriptions
	2009	2008	%	
Hutang bank	61.0	50.2	21.5	Short-term bank loans
Hutang usaha	95.4	90.0	6.0	Trade payables
Hutang lain-lain	31.3	29.5	6.1	Other payables
Hutang pajak	27.0	46.1	-41.4	Taxes payable
Beban yang masih harus dibayar dan provisi lain-lain	43.6	44.3	-1.6	Accrued expenses and other provisions
Kewajiban derivative	-	10.0	0.0	Derivative liabilities
Kewajiban jangka panjang yang jatuh tempo dalam satu tahun				Current maturities of long-term debt
- Hutang bank	67.3	9.9	579.8	Bank loans-
- Wesel bayar	88.1	-	0.0	Notes payable-
- Obligasi Rupiah	-	107.8	0.0	Rupiah Bonds-
Uang Muka Dari Pelanggan - Pihak Yang Mempunyai Hubungan Istimewa	95.5	-	0.0	Advances From Customer Related Party
Jumlah Kewajiban Jangka Pendek	509.2	387.8	31.3	Total Current Liablities

Jumlah kewajiban jangka pendek Perseroan meningkat sebesar 31,3% menjadi AS$509,2 juta di akhir tahun 2009 dibandingkan dengan AS$387,8 juta di akhir tahun 2008. Hal ini disebabkan oleh meningkatnya hutang bank jangka pendek dan hutang bank jangka panjang untuk bagian yang jatuh tempo dalam satu tahun sejumlah AS$128,2 juta di akhir tahun 2010. Di samping itu, Perseroan juga membukukan wesel bayar di garansi dalam mata uang Dolar AS sebesar AS$88,1 juta yang akan jatuh tempo pada bulan Mei 2010.

The Company's total current liabilities as at year-end 2009 increased by 31.3% to US$509.2 million from US$387.8 million at year-end 2008. The increase was mainly due to higher short-term bank loans and current maturity of long-term bank loans recorded at year-end 2009 amounting to US$128.2 million that will mature in 2010. In addition, the Company also booked current maturity of notes payable at year-end 2009 amounting to US$88.1 million and maturing in May 2010.

Pada akhir tahun 2009, Perseroan membukukan hutang pajak sebesar AS$27,0 juta, menurun sebesar 41,4%, dibandingkan AS$46.1 juta di akhir tahun 2008. Penurunan ini disebabkan oleh rendahnya pajak penghasilan badan dan pajak pertambahan nilai yang dibebankan ke Anak Perusahaan Perseroan.

At year-end 2009, the Company booked tax payables amounting to US$27.0 million, a decrease of 41.4%, from US$46.1 million at year-end 2008. The decrease was due to lower corporate income tax and value added tax charged to the Company's subsidiraries.

Pada bulan Juli 2009, Perseroan telah menyelesaikan seluruh kewajiban derivatifnya dengan jumlah *notional* sebesar AS$50 juta dan membukukan keuntungan sebesar AS$6,7 juta.

In July 2009, the Company settled its derivative liabilities amounting to notional amount of US$50 million and booked gains in the amount of US$6.7 million.

Kewajiban Jangka Panjang **Non-current Liabilities**

(Dalam jutaan AS$) (In million US$)

Keterangan	31 Desember December 31			Descriptions
	2009	2008	%	
Hutang jangka panjang - setelah dikurangi bagian yang jatuh tempo dalam satu tahun				Long-term debt-net of current maturities
- Hutang bank	368.5	288.4	27.8	Bank loans-
- Obligasi Rupiah	158.7	-	0.0	Rupiah bonds-
- Medium Term notes	41.8	-	0.0	Medium-term notes-
- Wesel bayar	-	88.7	0.0	Notes payable-
- Obligasi yang dapat dikonversi yang digaransi	-	148.1	0.0	Guaranteed convertible bonds-
Kewajiban pajak tangguhan - bersih	72.2	89.6	-19.4	Deferred tax liabilities – net
Kewajiban imbalan kerja	4.1	3.4	21.6	Employee benefits obligation
Kewajiban pembongkaran aset dan restorasi area dan provisi lain	48.3	67.3	-28.2	Asset abandonment and site restoration obligations and other provisions
Uang muka dari pelanggan				Advances from customers
- Pihak yang mempunyai hubungan istimewa	31.0	121.4	-74.5	Related party-
- Pihak ketiga	20.9	15.2	37.5	Third parties-
Hutang lain-lain	58.2	25.0	132.8	Other payables
Jumlah Kewajiban Jangka Panjang	803.7	847.1	-5.1	Total Non-Current Liabilities

Di akhir tahun 2009, Perseroan membukukan kewajiban jangka panjang sebesar AS$803,7 juta, menurun sebesar 5,1% dibandingkan AS$847,1 juta di akhir tahun 2008.

Penurunan ini disebabkan oleh:

1. Menurunnya kewajiban pajak tangguhan bersih di akhir tahun 2009 sebesar 19,4% menjadi AS$72,2 juta, dari AS$89,6 juta di akhir tahun 2008. Hal ini terutama disebabkan oleh dikreditkannya aset pajak tangguhan bersih anak perusahaan yang bergerak di kegiatan usaha E&P migas.
2. Menurunnya kewajiban pembongkaran aset dan restorasi area provisi lain di akhir tahun 2009 sebesar 28,2% menjadi AS$48,3 juta, dari AS$67,3 juta di akhir tahun 2008. Penurunan ini terutama disebabkan oleh adanya pelepasan seluruh saham anak perusahaan yang memiliki Blok Langsa TAC.
3. Menurunnya uang muka dari pelanggan yang merupakan pihak yang mempunyai hubungan istimewa di akhir tahun 2009 sebesar 74,5% menjadi AS$31,0 juta, dibandingkan dengan AS$121,4 juta di akhir tahun 2008. Penurunan ini disebabkan karena adanya bagian dari uang muka tersebut yang akan jatuh tempo di akhir tahun 2010. Penjelasan mengenai sifat hubungan istimewa dapat dibaca pada halaman 147 tentang Sifat dan Transaksi dengan Pihak yang Memiliki Hubungan Istimewa dalam Laporan Tahunan ini.

As at year-end 2009, the Company recorded non-current liabilities in the amount of US$803.7 million, a decline of 5.1% from US$847.1 million at year-end 2008.

The decline was due to:

1. The decrease of net defered tax liabilities at year-end 2009 by 19.4% to US$72.2 millon, from US$89.6 million at year-end 2008. The decline was mainly due to the credited net defered tax assets at the Company's oil and gas E&P subsidiaries.
2. The decrease of asset abandonement and other site restoration obligation at year-end 2009 by 28.2% to US$48.3 million, from US$67.3 million at year-end 2008. The decline was mainly due to the disposal of all shares in the Company's subsidiary which held a participating interest in the Langsa TAC Block.
3. The decrease of advance from a related customer at year-end 2009 by 74.5% to US$31.0 million, from US$121.4 miliion at year-end 2008. The decline was caused by the booking of advance portion that will be due at the end of 2010. Information regarding the nature of related party can be read on page 147, regarding to Nature and Transaction with Related Party on this Annual Report.

Struktur Permodalan dan Ekuitas
Capital Structure and Equity

(Dalam jutaan AS$) (In million US$)

Keterangan	31 Desember December 31			Descriptions
	2009	2008	%	
Modal saham - nilai nominal Rp100 per saham				vcc
Modal dasar - 4.000.000.000 saham				Authorized - 4,000,000,000 shares
Diterbitkan dan disetor penuh - 3.332.451.450 saham				Issued and fully paid - 3,332,451,450 shares
Encore Energy Pte. Ltd	51.3	51.3	0.0	Encore Energy Pte. Ltd
PT Medco Duta	0.2	0.9	-77.8	PT Medco Duta
PT Multifabrindo Gemilang	0.1	0.1	0.0	PT Multifabrindo Gemilang
Masyarakat (masing-masing di bawah 5%)	49.6	48.9	1.4	Masyarakat (masing-masing dibawah 5%)
Sub - Jumlah	101.2	101.2	0.0	Sub - Total
Saham treasuri - 390.454.500 saham	(5.6)	(5.6)	0.0	Treasury stock - 390,454,500 shares
Jumlah Bersih	95.6	95.6	0.0	Net Total
Tambahan modal disetor	108.6	108.6	0.0	Additional paid-in capital
Dampak perubahan transaksi ekuitas anak perusahaan/ perusahaan asosiasi	0.1	0.1	0.0	Effects of changes in equity transactions of subsidiaries/ associated companies
Selisih kurs karena penjabaran laporan keuangan anak perusahaan	1.0	0.5	100	Translation adjustments of subsidiaries' financial statements
Saldo laba				Retained earnings
Ditentukan penggunaannya	6.5	6.5	0.0	Appropriated
Tidak ditentukan penggunaannya	497.0	521.9	-4.8	Unappropriated
Jumlah Ekuitas	708.8	733.2	-3.3	Total Equity

Di akhir tahun 2009 dan 2008, jumlah modal dasar Perseroan dengan 4.000.000.000 lembar saham dan nilai nominal Rp100 per saham tetap sebesar Rp400.000.000.000. Sedangkan jumlah saham Perseroan yang diterbitkan dan disetor penuh yang dicatatkan di PT Bursa Efek Indonesia sebesar 3.332.451.450 saham, sehingga jumlah modal disetor penuh Perseroan di akhir tahun 2009 dan 2008 adalah sebesar Rp333.245.145.000 atau sama dengan AS$101,2 juta. Setelah dikurangi saham treasuri sebanyak 390.454.500 lembar saham atau senilai AS$5,6 juta, maka jumlah bersih nilai saham yang telah disetor Perseroan di akhir tahun 2009 dan 2008 menjadi sebesar AS$95,6 juta.

Saham treasuri Perseroan diperoleh melalui pelaksanaan Program Pembelian Kembali Saham Publik yang dilakukan sesuai dengan Peraturan Bapepam-LK No. XI.B.2 tentang Pembelian kembali saham yang dikeluarkan oleh emiten atau perusahaan publik dan keputusan Rapat Umum Pemegang Saham Luar Biasa Perseroan pada bulan Juni 2000, Juni 2001 dan Mei 2008.

Pelaksanaan program pembelian kembali saham di tahun 2000 dan 2001 menghasilkan pembelian kembali saham sejumlah 223.597.000 lembar saham atau sama dengan 6,7% dari seluruh saham yang telah diterbitkan dan disetor penuh dengan harga rata-rata Rp1.245 per saham. Sedangkan program pembelian kembali saham ditahun 2008 menghasilkan sejumlah 85.561.000 lembar saham atau 2,57% dari saham yang telah diterbitkan dan disetor penuh oleh Perseroan dengan harga rata-rata Rp3.869.

As at year-end 2009 and 2008, the Company's authorized capital of 4,000,000,000 shares with par value of Rp100 per share remained at Rp400,000,000,000. Meanwhile, the Company's number of issued and fully paid listed shares on the Indonesian Stock Exchange amounted to 3,332,451,450 shares. The Company's total paid-in capital as at year-end 2009 and 2008 was, therefore, Rp333,245,145,000 or equivalent to US$101.2 million. After taking into account treasury shares amounting to 390,454,500 shares or equivalent to US$5.6 million, the total net value of the Company's paid-in capital at the end of 2009 and 2008 was US$95.6 million.

The Company's treasury shares were obtained through the Share Buy Back Program carried out in compliance with Bapepam-LK Rule No. XI.B.2 regarding buy-back of shares issued by a public company, as well as on the resolution of the Extraordinary General Meeting of Shareholders held in June 2000, June 2001 and May 2008.

The execution of the share buy-back program of 2000 and 2001 resulted in the buy-back of 223,597,000 shares or equivalent to 6.7% of the total issued and fully paid shares at an average purchased price of Rp1,245 per share. Meanwhile, the execution of the share buy-back program of 2008 resulted in the buy-back of 85.561.000 shares or equivalent to 2.57% of the total issued and fully paid shares at an average purchased price of Rp3,869 per share.

Dengan diterbitkannya Peraturan XI.B.3 tentang Pembelian kembali saham yang dikeluarkan oleh emiten atau perusahaan publik dalam kondisi pasar yang berpotensi krisis, pada tanggal 13 Oktober 2008, Perseroan telah mengumumkan rencana untuk membeli kembali sebanyak 333.245.145 saham atau 10% dari saham yang telah diterbitkan dan disetor penuh untuk jangka waktu tiga bulan sejak disampaikannya keterbukaan informasi ke Bapepam-LK dengan mencadangkan dana sebesar AS$100 juta. Pada akhir periode pembelian kembali saham, sejumlah 81.296.500 saham atau 2,44% dari saham yang telah diterbitkan dan disetor penuh telah dibeli kembali oleh Perseroan dengan harga rata-rata Rp2.180 per saham.

With the issuance of Bapepam-LK Rule No. XI.B.3 regarding the buy-back of shares issued by a public company in a potential market crisis condition, on October 13, 2008, the Company announced its plan to buy-back a total of 333,245,145 shares or equivalent to 10% of its total issued and fully paid shares over a period of three months from the submission of the disclosure of such plan to the Bapepam-LK, by setting aside funds in the amount of US$100 million. At the end of the shares buy-back period, the Company had purchased a total of 81,296,500 shares or 2.44% of the total issued and fully paid share capital, at an average price of Rp2,180 per share.

Dengan demikian, di tahun 2008, Perseroan telah melakukan pembelian kembali saham sejumlah 166.857.500 saham atau 5,01% dari seluruh jumlah saham yang telah diterbitkan dan disetor penuh, dengan nilai sekitar Rp508 miliar atau setara dengan AS$51,8 juta. Saldo saham treasuri pada akhir tahun 2009 dan 2008 adalah sejumlah 390.454.500 saham atau 11,72% dari jumlah saham yang beredar dan disetor penuh. Perseroan mengadopsi metode nilai nominal dalam membukukan transaksi saham treasuri sehingga pada akhir tahun 2009 dan 2008, jumlah nilai saham treasuri adalah sebesar AS$5,6 juta.

All told, in 2008 the Company had bought back a total of 166,857,500 shares or 5.01% of its total issued and fully paid shares at a total cost of approximately Rp508 billion or equivalent to US$51.8 million. As of December 31, 2009 and 2008, the outstanding treasury shares amounted to 390,454,500 shares representing 11.72% of the total issued and fully paid shares. The Company adopted the par value method in recording its treasury stock transactions, which by year-end 2009 and 2008 gave a total value of US$5.6 million.

Jumlah tambahan modal disetor Perseroan pada akhir tahun 2009 dan 2008, terhitung sejak penjualan saham melalui penawaran umum perdana di tahun 1994 dan penerbitan saham baru melalui penawaran umum terbatas I di tahun 1999, serta penjualan kembali saham, setelah dikurangi pembagian saham bonus pada tahun 1998 dan penurunan modal disetor dari saham treasuri yang program pembelian kembali saham dilakukan pada tahun 2000, 2001, dan 2008, adalah AS$108,6 juta.

The Company's paid-in capital at the end of 2009 and 2008, from the time of the initial public offering in 1994 and the rights issue-I in 1999, to the resale of shares, distribution of bonus shares in 1998, and deduction of additional paid-in capital on treasury shares resulting from the execution of shares buy-back program in 2000, 2001 and 2008, was US$108.6 million.

Saldo laba Perseroan di akhir tahun 2009 menurun sebesar 4,7% menjadi AS$503,5 juta, dibandingkan di tahun 2008 sebesar AS$528,4 juta. Penurunan saldo laba ini terjadi pada saldo laba yang tidak ditentukan penggunaannya, sebagai akibat dari pembayaran dividen tunai sebesar AS$44,1 juta untuk tahun buku 2008 pada tahun berjalan dan lebih rendahnya laba bersih yang dibukukan di tahun 2009 dibandingkan di tahun 2008. Untuk memenuhi ketentuan dalam Anggaran Dasar Pasal 25 Ayat 2, pada akhir tahun 2009 dan 2008, Perseroan telah menyisihkan sejumlah 20% dari modal disetor penuh Perseroan senilai Rp66.649.249.000,- atau sama dengan AS$6,5 juta sebagai dana cadangan dan dibukukan sebagai saldo laba yang ditentukan penggunaannya.

The Company's retained earnings as at year-end 2009 decreased by 4.7% to US$503.5 million, from US$528.4 million in 2008. The decline was due to the unappropriated retained earnings as a result of cash dividends amounting to US$44.1 million for financial year 2008 paid for the current year, and the lower net income booked in 2009 compared to that of 2008. To comply with Article 25.2 of the Company's Articles of Association, in 2009 and 2008 the Company set aside 20% of the fully paid-up capital amounting to Rp66,649,249,000 or equivalent to AS$6.5 million as reserves fund that is posted as appropriated retained earnings.

Oleh karena itu, pada akhir tahun 2009, jumlah ekuitas Perseroan menurun sebesar 3,3% menjadi AS$708,7 juta, dibandingkan akhir tahun 2008 sebesar AS$733,2 juta.

As a result, as at year-end 2009, the Company's total equity decreased by 3.3% to US$708.7 million, from US$733.2 million at year-end 2008.

Jumlah Hutang
Total Debts

Jumlah hutang Perseroan di akhir tahun 2009 meningkat sebesar 13,3% menjadi AS$785,3 juta dibandingkan dengan AS$693,1 juta di akhir tahun 2008.

The Company's total debts as at year-end 2009 increased by 13.3% to US$785.3 million from US$693.1 million at year-end 2008.

(Dalam jutaan AS$) (In million US$)

Keterangan	31 Desember December 31			Descriptions
	2009	2008	%	
Hutang bank	61.0	50.2	21.5	Short-term bank loans
Kewajiban jangka panjang yang jatuh tempo dalam satu tahun				Current maturities of long-term debt
- Hutang bank	67.3	9.9	579.8	Bank loans -
- Wesel bayar	88.1	-	0.0	Notes payable -
- Obligasi Rupiah	-	107.8	0.0	Rupiah Bonds -
Hutang jangka panjang - setelah dikurangi bagian yang jatuh tempo dalam satu tahun				Long-term debt-net of current maturities
- Hutang bank	368.5	288.4	27.8	Bank loans -
- Obligasi Rupiah	158.7	-	0.0	Rupiah bonds -
- Medium Term notes	41.8	-	0.0	Medium-term notes -
- Wesel bayar	-	88.7	0.0	Notes payable -
- Obligasi yang dapat dikonversi yang digaransi	-	148.1	0.0	Guaranteed convertible bonds -
Jumlah Hutang	785.4	693.1	13.3	Total Debt

Kenaikan ini disebabkan oleh lebih tingginya hutang bank yang dibukukan pada akhir tahun 2009, yaitu sebesar AS$496,7 juta, atau meningkat 42,6%, dibandingkan jumlah hutang sebesar AS$348,5 juta di akhir tahun 2008. Peningkatan hutang bank di akhir tahun 2009 terutama disebabkan oleh adanya tambahan fasilitas kredit investasi yang dipergunakan untuk kegiatan usaha ketenagalistrikan, fasilitas pendanaan *trust receipts* yang dipergunakan untuk kegiatan usaha industri hilir, pendanaan proyek yang digunakan untuk kegiatan usaha E&P migas di Amerika Serikat, serta pembangunan jalur pipa oleh kegiatan usaha distribusi gas yang berada di bawah naungan Unit Inkubator Usaha Baru. Daftar hutang bank Perseroan dan anak perusahaannya dapat dilihat pada Catatan 20 halaman 61 Laporan Keuangan Konsolidasi.

The increase was due to higher bank loans recorded at the end of 2009 amounting to US$496.7 million, or an increase of 42.6%, from bank loans of US$348.5 million at year-end 2008. The increase in bank loans was mainly caused by the additional investment credit facility used by the power generation business unit, trust receipts used by the downstream business unit, and project financings used to fund the oil and gas E&P operations in the United States of America, as well as pipeline constructions of the gas distribution business unit under the New Business Incubator Unit. The list of the Company's and subsidiaries' bank loans can be found in Notes 20, page 61 of the Consolidated Financial Statements.

Jumlah kewajiban lain Perseroan di akhir tahun 2009 menurun sebesar 16,3% menjadi AS$288,6 juta dari AS$344,5 juta di akhir tahun 2008. Penurunan ini terutama disebabkan adanya pelunasan obligasi konversi dalam mata uang dolar AS sebesar AS$148,1 juta di bulan Mei 2009, serta pelunasan obligasi I Rupiah sebesar AS$107,8 juta di bulan Juli 2009. Namun, mengingat tingginya kebutuhan untuk mendanai modal kerja dan belanja modal di tahun 2009, maka pada tahun 2009 Perseroan telah menerbitkan obligasi Rupiah kedua di bulan Juni 2009 dan Medium Term Notes di bulan Desember 2009 sejumlah masing-masing AS$158,7 juta dan AS$41,8 juta.

The Company's total other liabilities at year-end 2009 decreased by 16.3% to US$288.6 million, from US$344.5 million at year-end 2008. The decline of other liabilities was mainly due to the full redemption of convertible bonds in the US Dollar denomination amounting to US$148.1 million in May 2009 and Rupiah bonds I amounting to US$107.8 million in July 2009. However, to meet the high funding requirements for working capital and capital expenditures in 2009, the Company issued its second Rupiah bonds in June 2009 and Medium Term Notes in December 2009 amounting to US$158.7 million and US$41.8 million, respectively.

Penawaran Obligasi Rupiah Kedua

Sehubungan dengan penerbitan obligasi Rupiah kedua, berikut ini hasil dari penawaran serta penggunaan dana yang didapat dari penerbitan tersebut.

The Offering of Second Rupiah Bonds

Due to the issuance of its second Rupiah bonds, the following table shows the proceed received and used from the issuance.

No	Jenis Penawaran Umum Type of Public Offering	Tanggal Efektif Effective Date	Nilai Realisasi Hasil Penawaran Umum Realization of Proceeds			Rencana Penggunaan Plans of Utilization		Realisasi Penggunaan Realized Utilization			Sisa Dana Hasil Penawaran Umum Balance of Net Proceeds Public Offering
			Jumlah Hasil Total Proceeds	Biaya Costs	Hasil Bersih Net Proceeds	Modal Kerja (30% dari Hasil Bersih) Working Capital (30% From Net Proceeds)	Investasi (70% dari Hasil Bersih) Investment (70% From Net Proceeds)	Modal Kerja Working Capital	Investasi Investment	Jumlah Penggunaan Total of Use	
1	Penawaran Umum Public Offering	8 Juni 2009 June 8, 2009	1,500,000	10,770	1,489,230	446,769	1,042,461	446,769	1,004,430	1,451,199	38,031
	Total		1,500,000	10,770	1,489,230	446,769	1,042,461	446,769	1,004,430	1,451,199	38,031

* Perseroan melakukan pembukuan dalam mata uang Dollar AS. Laporan realisasi penggunaan dana ini menggunakan kurs Rp9.475/Dollar AS

* The Company use US Dollar denomination. The realize utilization report using Rp9,475/US Dollar

Daftar dari kewajiban jangka panjang lain Perseroan dan anak perusahaannya dapat dilihat pada Catatan 21 halaman 69 Laporan Keuangan Konsolidasi.

The list of other liabilities of the Company and its subsidiaries can be found in Notes 21, page 69 of the Consolidated Financial Statements.

Perseroan berkeyakinan bahwa dengan kas yang ada dan adanya tambahan fasilitas hutang bank dan kewajiban lainnya di sepanjang tahun 2009, Perseroan akan dapat melunasi kewajiban keuangannya pada tahun 2010. Disamping itu, dengan rasio hutang terhadap ekuitas yang relatif masih di bawah ketetapan hutang, memungkinkan Perseroan untuk menambah hutang baru yang diperlukan guna mendanai belanja modal, serta proyek-proyek pengembangan utamanya.

The Company is confident that with cash on hand, and additional bank loan facilities and other liabilities obtained during the year 2009, it will be able to service all of its financial obligations in 2010. Additionally, with relatively low debt to equity ratios, relative to debt covenant, the Company has the opportunity to add new debts to finance the required capital expenditures as well as key development projects.

Pembelian Barang Modal
Capital Expenditures

Tabel berikut menunjukkan ringkasan Pembelian Barang Modal Perseroan untuk tahun yang berakhir 31 Desember 2009 dan 2008.

The following table shows the Company's Capital Expenditures for the year ended December 31, 2009 and 2008.

(Dalam jutaan AS$) (In million US$)

Keterangan	31 Desember December 31			Descriptions
	2009	2008	%	
Eksplorasi dan Produksi Minyak dan Gas	198.6	284.3	-30.1	Oil and Gas Exploration and Production
Ketenagalistrikan	58.8	2.1	2700.0	Power Generation
Industri Hilir	2.6	4.1	-36.6	Downstream
Lain-lain (Korporasi dan Unit Inkubator Usaha Baru)	9.3	4.9	89.8	Others (Corporate and New Business Incubator unit)
Jumlah	269.3	295.4	-8.8	Total

Untuk memaksimalkan kegiatan usahanya, MedcoEnergi dan seluruh anak usahanya senantiasa menganggarkan pembelian barang modal yang mencukupi untuk membiayai seluruh investasi modal dalam rangka menjaga pertumbuhan yang berkesinambungan. Akan tetapi, adanya krisis keuangan global yang dimulai sejak akhir tahun 2008 memaksa Perseroan untuk menerapkan Strategi Pengetatan Pengelolaan Keuangan dan Aset, sehingga sejak awal tahun 2009 Perseroan memutuskan untuk menurunkan anggaran pembelian barang modal untuk tahun 2009 dan mengalokasikan untuk keperluan berikut:

- 84% diperuntukkan bagi bidang usaha E&P migas (62% untuk operasi di Indonesia dan 22% untuk operasi internasional), termasuk pembelian barang modal untuk Proyek Pengembangan Utama di Indonesia dan Libia;

To maximize its business activities, MedcoEnergi and all business units ensure that they set aside adequate budget for capital expenditures to finance capital investments in order to sustain growth. However, the global financial crises which began in late 2008 forced the Company to implement Financial Liquidity and Assets Management Strategy. Hence, the Company decided to cut down its 2009 capital expenditures and allocate for the following purposes:

- 84% was allocated to the oil and gas E&P businesses (62% was allocated to Indonesian operations, and 22% allocated to international operations), including Capex for Key Development Projects in Indonesia and Libya;
- 9% was allocated to power generation operation and development of geothermal project in Sarulla;

- 9% dialokasikan untuk operasi ketenagalistrikan dan pengembangan proyek panas bumi di Sarulla;
- 2% dialokasikan untuk melanjutkan kegiatan operasi industri hilir; dan
- 5% untuk kegiatan Perseroan dan kegiatan unit Inkubator Usaha Baru.

Di tahun 2009, Perseroan dan seluruh anak usahanya telah membelanjakan sejumlah AS$268,9 juta untuk pembelian barang modal, sedikit menurun sebesar AS$26,5 juta atau setara 9,0%, dibandingkan AS$295,4 juta di tahun 2008.

Alokasi aktual dari seluruh pembelian barang modal di tahun 2009 adalah sebagai berikut:

- 74% atau sejumlah AS$198,4 juta diperuntukkan untuk kegiatan E&P migas;
- 22% atau sejumlah AS$58,8 juta dialokasikan untuk kegiatan operasi ketenagalistrikan;
- 1% atau sejumlah AS$2,4 juta dialokasikan untuk kegiatan operasi industri hilir; dan
- 3% atau sejumlah AS$9,3 juta untuk mendukung kegiatan Perseroan dan mendanai kegiatan unit Inkubator Usaha Baru, termasuk kegiatan eksplorasi atas *Coal Bed Methane* dan pertambangan batubara, serta penyedia jasa distribusi jalur pipa dan penyewaan *rig work-over*.

Pembahasan pembelanjaan pembelian barang modal di setiap bidang usaha dapat dibaca dalam bagian Tinjauan Operasi per Bidang Usaha di halaman 47 sampai 134.

- 2% was allocated to continue with existing downstream operational activities; and
- 5% was allocated to support the Company's activities and fund the New Business Incubator unit.

In 2009, the Company and all of its subsidiaries have spent a total of US$268.9 million in capital expenditures, a slight decline of US$26.5 million, or 9.0%, from US$295.4 million in 2008.

The actual allocation of the total 2009 capital expenditures is as follows:

- 74% or equivalent to US$198.4 million was allocated to the oil and gas E&P activities;
- 22% or equivalent to US$58.8 million was allocated to the power generation operational activities;
- 1% or equivalent to US$2.4 million was allocated to the downstream operational activities; and
- 3% or equivalent to US$9.3 million was allocated to support the Company's activities and fund the activities of the New Business Incubator unit, including exploration activities of Coal Bed Methane and coal mining, as well as gas pipeline distribution and work-over rigs rental services.

The detail discussion on the spending of capital expenditures in each business segment can be read in the Operational Review of each Business Unit section on page 47 until 134.

Arus Kas
Cash Flow

Tabel berikut menunjukkan ringkasan Arus Kas Perseroan pada tanggal 31 Desember 2009 dan 2008.

The following table showed the summary of the Company's Cash Flow Statements at end of December 31, 2009 and 2008.

(Dalam jutaan AS$) (In million US$)

Keterangan	31 Desember December 31			Descriptions
	2009	2008	%	
Kas Bersih dari Aktivitas Usaha	76.6	384.8	-80.1	Net Cash Provided by Operating Activities
Kas Bersih untuk Aktivitas Investasi	(154.1)	(96.0)	60.5	Net Cash used in Investing Activities
Kas Bersih untuk Aktivitas Pendanaan	(18.0)	(206.6)	-91.3	Net Cash used in Financing Activities
Kenaikan (Penurunan) Bersih Kas dan Setara Kas	(95.5)	82.2	-216.2	Net Increase (Decrease) In Cash and Cash Equivalents
Kas dan Setara Kas awal Tahun	348.5	266.4	30.8	Cash and Cash Equivalents at Beginning of Year
Kas dan Setara Kas Akhir Tahun	253.0	348.6	-27.4	Cash and Cash Equivalents at End of Year

Jumlah kas dan setara kas yang dibukukan Perseroan di akhir tahun 2009 adalah sebesar AS$253,0 juta, menurun 27,4% dibandingkan dengan AS$348,5 juta pada akhir tahun 2008. Penurunan jumlah kas dan setara kas di tahun 2009 terutama disebabkan oleh lebih rendahnya kas bersih yang diperoleh dari aktivitas usaha, aktivitas investasi dan aktivitas pendanaan di tahun 2009, yaitu masing-masing sebesar AS$76,6 juta, AS$79,7 juta dan AS$396,3 juta, dibandingkan kas bersih yang digunakan Perseroan untuk aktivitas investasi dan pendanaan di tahun 2009, masing-masing sebesar AS$233,8 juta dan AS$414,2 juta.

The total amount of cash and cash equivalent recorded at the end of year 2009 was US$253.0 million, a decline by 27.4% compared to US$348.5 million at the end of year 2008. The declining of the total amount of cash and cash equivalent in 2009 was mainly due to lower net cash obtained from operating activities, investment activities and financing activities, amounted US$76.6 million, US$79.7 million and US$396.3, respectively, compared to net cash used for investment activities and financing activities amounted US$233.8 million and US$414.2 million, respectively.

Kas bersih yang diperoleh dari aktivitas usaha

Net cash provided by operating activities

(Dalam jutaan AS$)

(In million US$)

Keterangan	31 Desember December 31			Descriptions
	2009	2008	%	
Penerimaan kas dari pelanggan	675.9	1,354.4	-50.1	Cash receipts from customers
Uang muka dari pelanggan	3.0	4.6	-34.8	Advances from customers
Pembayaran kas kepada pemasok dan karyawan	(514.4)	(814.2)	-36.8	Cash paid to suppliers and employees
Penerimaan kas dari Anadarko	-	13.9	0.0	Cash receipts from Anadarko
Kas yang dihasilkan dari kegiatan usaha	164.5	558.7	-70.6	Cash generated from operations
Pembayaran pajak penghasilan	(87.9)	(173.9)	-49.5	Income tax paid
Kas bersih dari Aktivitas Usaha	76.6	384.8	-80.1	Net Cash Provided by Operating Activities

Meskipun penerimaan kas dari pelanggan menurun di akhir tahun 2009, jumlah kas bersih yang diperoleh dari aktivitas usaha Perseroan menurun menjadi sebesar AS$76,6 juta, turun 80,1% dibandingkan akhir tahun 2008 sebesar AS$384,8 juta. Penurunan ini terutama disebabkan oleh turunnya penjualan dan pendapatan usaha lain, menurunnya harga rata-rata minyak dan gas yang teralisasi yaitu masing-masing menjadi AS$64,0 per barrel dan AS$3,1 per mmbtu dari AS$101 per barrel dan AS$4,2 per mmbtu ditahun 2008, serta menurunnya jumlah penjualan rata-rata minyak dan gas menjadi 52,8 MBOEPD dari 63,5 MBOEPD.

Although cash receipts from customers increased at the end of 2009, the Company's net cash provided by operating activities declined by 80.1% to US$76.6 million compared to US$384.8 million at the end of year 2008. The decrease was mainly due the decline in revenues and other operating revenues, and the decline in the average realized price of oil and gas which were US$64.0 per barrel and US$3.1 per mmbtu, respectively, compared to US$101 per barrel and US$4.2 per mmbtu in 2008, and the decline in the average sales volume of oil and gas to 52.8 MBOEPD from 63.5 MBOEPD.

Kas bersih digunakan untuk aktivitas investasi

Net cash used in investing activities

(Dalam jutaan AS$)

(In million US$)

Keterangan	31 Desember December 31			Descriptions
	2009	2008	%	
Penerimaan dari pelepasan anak perusahaan - bersih	62.5	296.5	-78.9	Proceeds from disposal of subsidiaries - net
Penerimaan bunga	9.4	11.4	-17.5	Interest received
Pencairan (penambahan) investasi jangka pendek	6.5	(123.4)	105.3	Withdrawal (additions) to short-term investments
Hasil pelepasan aset tetap	1.3	1.1	18.2	Proceeds from disposal of property, plant and equipment
Penambahan aset minyak dan gas bumi	(182.1)	(241.2)	-24.5	Additions to oil and gas properties
Perolehan aset tetap	(43.1)	(14.0)	207.9	Acquisitions of property and equipment
Penambahan aset lain-lain	(6.6)	-	0.0	Additions to other assets
Akuisi anak perusahaan/investasi saham	(2.0)	(8.0)	-75.0	Acquisition of subsidiaries/ investments in shares of stock
Penerimaan dividen	-	10.6	0.0	Cash received from dividends
Penambahan akun-akun yang mempunyai hubungan istimewa	-	0.3	0.0	Addition to related parties account
Investasi pada proyek	-	(14.9)	0.0	Investments in projects
Uang muka atas penjualan hak partisipasi	-	(14.5)	0.0	Advance paid from sale of working interest
Kas Bersih untuk aktivitas investasi	(154.1)	(96.1)	60.4	Net Cash used in investing activities

Di akhir tahun 2009, Perseroan membukukan kas bersih digunakan untuk aktivitas investasi sebesar AS$154,1 juta, meningkat sebesar 60,5% dibandingkan AS$96,0 juta di akhir tahun 2008. Peningkatan ini antara lain disebabkan oleh adanya penambahan aset migas terutama di lapangan Singa, Blok Lematang PSC, dan penambahan aset tetap di Gunung Megang, pembangkit listrik *combined cycle* dan penerimaan yang lebih kecil dari pelepasan anak perusahaan yaitu sebesar AS$62,5 juta.

At year-end 2009, the Company recorded net cash used in investing activities in the amount of US$154.1 million, an increase of 60.5% from US$96.0 million in 2008. The increased was caused by, among other things, additions of oil and gas properties especially at the Singa field in Lematang PSC Block, addition of fix assets at Gunung Megang, combined cycle power plant and fewer proceeds that the Company received from the disposal of subsidiary company amounting to US$62.5 million.

Kas bersih yang diperoleh dari (digunakan untuk) aktivitas pendanaan

Net cash provided by (used in) financing activities

(Dalam jutaan AS$) (In million US$)

Keterangan	31 Desember December 31			Descriptions
	2009	2008	%	
Hasil yang diperoleh dari				Proceeds from
- Hutang bank	174.3	247.8	-29.7	Bank loans -
- Hutang jangka panjang lainnya	201.7	-	-	Other long-term obligations -
- Pembelian saham treasuri	-	(52.5)	0.0	Treasury stock purchases -
Pembayaran atas				Payment of
- Hutang bank	(33.0)	(96.3)	-65.7	Bank loans -
- Hutang jangka panjang lainnya	(228.4)	(135.3)	68.8	Other long-term obligations -
Pembayaran bunga dan beban pendanaan	(75.0)	(65.9)	14	Payment of interest and financing charges
Pembayaran dividen	(44.1)	-	-	Dividends paid
Perolehan wesel treasuri	(28.4)	(66.3)	-57.2	Acquisition of treasury notes
Penyelesaian transaksi derivative	(5.3)	-	-	Settlement of derivative transactions
Penarikan (penempatan) rekening bank yang dibatasi penggunaannya	20.3	(38.1)	153.3	Withdrawal (placement) of restricted cash in banks
Kas Bersih yang digunakan untuk Aktivitas Pendanaan	**(18.0)**	**(206.6)**	**-91.3**	**Net Cash used in Financing Activities**

Kas bersih yang digunakan untuk aktifitas pendanaan Perseroan pada akhir tahun 2009 adalah sebesar AS$18,0 juta, sedangkan di akhir tahun 2008 Perseroan menggunakan kas bersih untuk aktifitas pendanaan sebesar AS$206,6 juta. Kas bersih untuk aktifitas pendanaan di tahun 2009 antara lain digunakan untuk pembayaran atas wesel bayar, pembelian kembali wesel bayar, pembayaran atas hutang bank, pembayaran bunga dan beban pendanaan, pembayaran dividen serta perolehan wesel treasuri.

The Company's net cash used in financing activities as at year-end 2009 amounted to US$18.0 million, while at the end of year 2008 the Company used net cash in financing activities in the amount of US$206.6 million. The net cash used for financing activities in 2009 was used, among other things, for payment of notes payable, buyback of treasury notes, payment of bank loans, payment of interest and financing charges, payment of dividends and acquisition of treasury notes.

Profitabilitas
Profitability

Tabel berikut menunjukkan tingkat profitabilitas Perseroan pada tanggal 31 Desember 2009 dan 2008.

The following table showed the Company's profitability as of December 31, 2009 and 2008.

Keterangan	31 Desember December 31			Descriptions
	2009	2008	%	
Marjin Laba Kotor	34%	39%	-12	Gross Profit Margin
Marjin EBITDA	23%	37%	-37	EBITDA Margin
Marjin Operasi	11%	27%	-60	Operating Margin
Marjin Bersih	3%	22%	-87	Net Income Margin
Tingkat Pengembalian terhadap Aset	1%	14%	-93	Return on Assets
Tingkat Pengembalian terhadap Ekuitas	3%	38%	-93	Return on Equity
Tingkat Pengembalian Rata-Rata Modal Terpakai	7%	38%	-82	Return on Average Capital Employed

Marjin kotor Perseroan di tahun 2009 dibandingkan tahun 2008 sedikit menurun, yaitu sebesar 12%, menjadi 34% dibandingkan 39% di tahun 2008. Penurunan ini terutama disebabkan oleh lebih rendahnya laba kotor yang dibukukan Perseroan di tahun 2009.

The Company's gross margin in 2009 compared to 2008 slightly declined by 12% to 34% compared to 39% in 2009. The decline was mainly due to lower gross profit booked by the Company in 2009.

Marjin EBITDA Perseroan di tahun 2009 dibandingkan tahun 2008 menurun sebesar 37% menjadi 23% dibandingkan 37% di tahun 2008. Penurunan ini disebabkan oleh lebih rendahnya laba operasi yang dibukukan oleh Perseroan serta lebih tingginya biaya bunga atas pinjaman Perseroan di tahun 2009dibandingkan di tahun 2008.

The Company's EBITDA margin in 2009 compared to 2008 declined by 37% to 23% compared to 37% in 2008. The decline was due to lower operating income recorded and higher interest expenses paid over the Company's loans in 2009 compared to 2008.

Marjin operasi di tahun 2009 dibandingkan tahun 2008 menurun sebesar 60% menjadi 11% dibandingkan 27% di tahun 2008. Penurunan ini terutama disebabkan oleh lebih rendahnya laba operasi yang dibukukan Perseroan di tahun 2009, sebagaimana dijelaskan dalam sub-bagian Kinerja Operasi dimasing-masing segmen halaman 47-163.

The Company's operating margin in 2009 compared to 2008 declined by 60% to 11% compared to 27% in 2008. The decline was mainly due to lower operating profit booked by the Company in 2009, as explained on sub-section of Operating Performance at each segments in page 47-163.

Marjin bersih Perseroan di tahun 2009 dibandingkan tahun 2008 menurun sebesar 87% menjadi 3% dibandingkan 22% di tahun 2008. Penurunan ini disebabkan oleh lebih rendahnya penjualan dan pendapatan usaha lain, serta lebih tingginya beban lain-lain yang dibukukan oleh Perseroan di tahun 2009 dibandingkan di tahun 2008.

The Company's net income margin in 2009 compared to 2008 declined by 87% to 3% compared to 22% in 2008. The decline was due to lower sales and other operating revenue, as well as higher other expenses booked in 2009 compared to 2008.

Tingkat pengembalian aset Perseroan di tahun 2009 dibandingkan tahun 2008 menurun sebesar 93% menjadi 1% dibandingkan 14% di tahun 2008. Penurunan ini disebabkan oleh lebih rendahnya laba bersih yang dibukukan oleh Perseroan di tahun 2009, sementara itu jumlah aset Perseroan sedikit meningkat di akhir tahun 2009.

The Company's return on assets in 2009 compared to 2008 declined by 93% to 1% compared to 14% in 2008. The decline was due to lower net income booked in 2009, meanwhile the total assets slightly increased at the end of 2009.

Tingkat pengembalian ekuitas Perseroan di tahun 2009 dibandingkan tahun 2008 menurun sebesar 93% menjadi 3% dibandingkan 38% di tahun 2008. Penurunan ini disebabkan oleh lebih rendahnya laba bersih yang dibukukan oleh Perseroan di tahun 2009.

The Company's return on equity in 2009 compared to 2008 declined by 93% to 3% compared to 38% in 2008. The decline was due to lower net income booked in 2009.

Tingkat pengembalian modal bersih di tahun 2009 dibandingkan tahun 2008 menurun sebesar 82% menjadi 7% dibandingkan 38% di tahun 2008. Penurunan ini disebabkan oleh lebih rendahnya laba operasi yang dibukukan Perseroan.

The Company's return on capital employed in 2009 compared to 2008 declined by 82% to 7% compared to 38% in 2008. The decline was due to lower operating income recorded.

Rasio profitabilitas Perseroan di tahun 2009 cukup rendah, akibat menurun tajamnya harga rata-rata minyak dan gas yang terealisasi serta lebih rendahnya penjualan minyak dan gas di tahun 2009 akibat adanya pelepasan beberapa wilayah produksi yang tidak dioperasikan langsung oleh Perseroan serta belum dimulainya produksi beberapa lapangan gas Perseroan yang sudah memiliki cadangan terbukti. Akan tetapi, Direksi Perseroan berkeyakinan, dengan nilai aset Perseroan yang cukup tinggi dan telah selesainya beberapa proyek pengembangan utama di tahun 2010, niscaya Perseroan akan mampu meningkatkan kemampuannya untuk menghasilkan laba bersih yang lebih baik di tahun-tahun mendatang.

The Company's profitability ratios in 2009 were quite low, due to steep declining of the Company's average realized oil and gas price and lower volume of oil and gas sales due to the disposals of several unoperated producing areas, and the production of gas fields with proven reserves have not started yet. However, the Company's Directors are confident that by having high value of assets and completion of several key development projects in 2010, the Company will have capability to improve its net income in years to come.

Likuiditas & Solvabilitas
Liquidity & Solvability

Tabel berikut menunjukkan tingkat likuiditas Perseroan pada tanggal 31 Desember 2009 dan 2008.

The following table showed the Company's liquidity as of December 31, 2009 and 2008.

(Dalam jutaan AS$) (In million US$)

Keterangan	31 Desember December 31			Descriptions
	2009	2008	%	
Rasio Kas	0.50	0.90	-44.4	Cash Ratio
Rasio Aktiva Lancar Terlikuid/Kewajiban Lancar	1.41	2.09	-32.5	Quick Ratio
Rasio Aktiva/Kewajiban Lancar	1.55	2.22	-30.2	Current Ratio
Rasio Hutang terhadap Ekuitas	1.11	0.95	16.8	Debt to Equity Ratio
Rasio Hutang Bersih terhadap Ekuitas	0.23	0.47	59.6	Net Debt to Equity Ratio
Rasio Jumlah Kewajiban terhadap Ekuitas	1.85	1.68	10.1	Total Liabilities to Equity Ratio
Rasio Penambahan Bunga	3.10	10.21	-69.6	Interest Coverage Ratio

Rasio kas Perseroan di akhir tahun 2009 menurun 44,4% menjadi 0,50 kali dibandingkan 0,9 kali di akhir tahun 2008, oleh karena rendahnya kas dan setara kas yang dibukukan Perseroan di akhir tahun 2009.

The Company's cash ratio at the end of year 2009 decreased by 44,4% to 0.50 time compared to 0.9 time at the end of year 2008, due to lower cash and cash equivalent booked at the end of year 2009.

Rasio aktiva lancar terlikuid terhadap kewajiban lancar Perseroan di akhir tahun 2009 menurun 32,5% menjadi 1,41 kali dibandingkan 2,09 kali di akhir tahun 2008, oleh karena rendahnya kas dan setara kas serta lebih tingginya hutang yang jatuh tempo dalam satu tahun pada akhir tahun 2009.

The Company's quick ratio at the end of year 2009 decreased by 32.5% to 1.41 time compared to 2.09 time at the end of year 2008, due to lower cash and cash equivalent and higher debts matured within one year at the end of 2009.

Rasio aktiva terhadap kewajiban lancar Perseroan di akhir tahun 2009 menurun 30,2% menjadi 1,55 kali dibandingkan 2,22 kali di akhir tahun 2008, oleh karena lebih tingginya hutang yang jatuh tempo dalam satu tahun pada akhir tahun 2009.

The Company's current ratio at the end of year 2009 decreased by 30.2% to 1.55 time compared to 2.22 time at the end of year 2008, due to higher debts matured within one year at the end of 2009.

Rasio hutang terhadap ekuitas Perseroan di akhir tahun 2009 meningkat 17% menjadi 1,11 kali dibandingkan 0,95 kali di akhir tahun 2008, oleh karena meningkatnya pinjaman Rasio hutang bersih terhadap ekuitas Perseroan di akhir tahun 2009 meningkat 60% menjadi 0,75 kali dibandingkan 0,47 kali di akhir tahun 2008.

The Company's debt to equity ratio at the end of year 2009 increased by 17% to 1.11 time compared to 0.95 time at the end of year 2008. The Company's net debt to equity ratio at the end of year 2009 increased by 60% to 0.75 time compared to 0.47 time at the end of year 2008.

Rasio jumlah kewajiban terhadap ekuitas Perseroan di akhir tahun 2009 meningkat 10% menjadi 1,85 kali dibandingkan 1,68 kali di akhir tahun 2008.

The Company's total liabilities to equity ratio at the end of year 2009 increased by 10% to 1.85 time compared to 1.68 time at the end of year 2008.

Likuiditas adalah kemampuan perusahaan dalam memenuhi kewajiban jangka pendeknya. Pengertian lain adalah kemampuan seseorang atau perusahaan untuk memenuhi kewajiban atau utang yang segera harus dibayar dengan harta lancarnya.

Liquidity means the company ability to comply with its short-term liabilities. It could also mean someone's ability or a company to comply with its liabilities or debt which shall imediately be paid with its current assets.

Kepatuhan terhadap Persyaratan Pendanaan

Berdasarkan syarat-syarat dan kondisi-kondisi dari perjanjian sehubungan dengan kewajiban jangka panjang, Perseroan harus mematuhi batasan-batasan tertentu, termasuk harus memenuhi rasio keuangan tertentu.

Compliance to Financial Covenants

Under the terms and conditions of these long-term obligations, the Company is subject to various restrictive covenants, including compliance with certain financial ratios.

Pada akhir tahun 2009, rasio aktiva lancar terhadap kewajiban lancar, rasio hutang terhadap ekuitas dan rasio pemenuhan bunga adalah masing-masing 1,55 kali, 1,11 kali, dan 3,10, dibandingkan 2,22 kali, 0,23 kali dan 10,21 kali di tahun 2008.

At the end of year 2009, the Company's current ratio, debt to equity ratio and interest coverage ratio were 1.55 time, 1.11 time, and 3.10 time, respectively, compared to 2.22 times, 0.23 time and 10.21 times, respectively.

Dengan demikian, pada akhir tahun 2009, Perseroan telah memenuhi batasan rasio yang diwajibkan.

Hence, at the end of year 2009, the Company has complied with the required financial ratios covenants.

Kebijakan Dividen dan Jumlah Pengembalian Kepada Pemegang Saham
Dividend Policy and Total Return to Shareholders

(Dalam jutaan AS$) (In million US$)

Keterangan	31 Desember December 31			Descriptions
	2009	2008	%	
Laba Bersih (dalan jutaan AS$)	19.2	280.2	-93	Net Income (in million US$)
Pembayaran dividen tunai (dalam jutaan AS$)	44.1	-	-	Cash dividend payment (in million US$)
Pembelian kembali saham	-	52.5	-	Buy back shares
Harga saham penutupan akhir tahun (AS$/ saham)	0.2606	0.1708	52.6	Closing price at the end of year (US$/ share)
Jumlah Pengembalian kepada Pemegang Saham	61.4	-11.3	443.4	Total Return to Shareholders

Perseroan memiliki komitmen untuk membagikan laba bersih yang diperoleh pada akhir tahun buku kepada pemegang saham sebagai dividen dengan rasio maksimum sebesar 50% dari laba bersih Perseroan.

Di tahun 2009, Perseroan telah membagikan dividen tunai sejumlah bersih AS$44,1 juta atau sama dengan 6,4% dari laba bersih yang diperoleh tahun 2008 kepada seluruh pemegang 2.941.996.950 saham pada bulan Agustus 2009. Dengan harga saham penutupan Perseroan yang meningkat 52,6% di akhir tahun 2009 menjadi AS$0,2606 (Rp2.450 dengan nilai tukar Rp9.400 per AS$1) per saham, dibandingkan AS$0,1708 (Rp1.870 dengan nilai tukar Rp10.950 per AS$1) per saham di di akhir tahun 2008, maka jumlah tingkat pengembalian kepada pemegang saham Perseroan di tahun 2009 meningkat mencapai 61,4%, di bandingkan -11,3% di tahun 2008. Rendahnya jumlah tingkat pengembalian saham di tahun 2008 terutama disebabkan oleh menurunnya secara signifikan harga penutupan saham Perseroan di akhir tahun 2008, yaitu sebesar 68,8%, menjadi AS$0,1708 (Rp1.870 dengan nilai tukar Rp10.950 per AS$1), dibandingkan AS$0,5468 (Rp5.150 dengan nilai tukar Rp9.419 per AS$1) di akhir tahun 2007, sebagai akibat dari krisis keuangan global yang dimulai pada triwulan terakhir tahun 2008, meskipun Perseroan memberikan pengembalian yang tinggi kepada pemegang saham melalui program pembelian kembali saham sejumlah AS$52,5 juta di tahun 2008.

It is the Company's commitment to distribute net income recorded at year end to the shareholders as dividend with ratio maximum 50% of the Company's net income.

In 2009, the Company distributed net dividend amounting US$44.1 million or equivalent to 6.4% of net income booked in 2008 to all shareholders of 2,941,996,950 shares in August 2009. The Company's total return to shareholders in 2009 achieved 61.4%, compared to -11.3% in 2008, due to the increase of closing shares price by 52.6% the end of year 2009 to US$0.2606 (Rp2,450 at currency exchange rate of Rp9,400 per US$1) per share, compared to US$0.1708 (Rp1,870 at currency exchange rate of Rp10,950 per US$1) per share at the end of 2008. The Company's total return to shareholder rate in 2008 was quite low due to significant declining of the Company's closing share price by 68.8% to US$0.1708 (Rp1,870 at currency exchange rate of Rp10,950 per US$1) at the end of 2008, compared to US$0.5468 (Rp5,150 at currency exchange rate of Rp9,419 per US$1) at the end of 2007, as a result of the global financial crisis which started at the last quarter of 2008, even though the Company provided high return to shareholders through the implementation of shares buy back program amounting US$52.5 million in 2008.

Kontrak, Perjanjian dan Ikatan Material
Significant Contracts, Agreements and Commitments

Di tahun 2009 dan 2008, Perseroan telah memasuki kontrak, perjanjian dan ikatan material dengan beberapa perusahaan maupun mitra kerjanya sehubungan dengan kegiatan usahanya. Berikut ini daftar dari kontrak, perjanjian dan ikatan material yang telah ditandatangani dan disepakati pada tahun 2009 dan 2008.

In 2009 and 2008, the Company has entered into contracts, agreements and commitments with several companies or its partnerts related to its business activities. The followings are the summary of the contracts, agreements and commitments signed and agreed in 2009 and 2008.

Akuisisi dan Pengalihan yang Material

Pada bulan Februari 2009, Perseroan menandatangani Perjanjian Pembelian Aset dengan Energy Resources Technology GOM, Inc. (ERT) untuk mengakuisisi 100% hak partisipasi di Blok 316, East Cameron Area, Teluk Meksiko, Amerika Serikat dengan nilai transaksi sekitar AS$18 juta. Perseroan adalah operator dari East Cameron Blok 316.

PTTEP Merangin Company Limited, perusahaan minyak dan gas asal Thailand, melalui Perjanjian Farm-out dan Akta Pengalihan Hak Kepemilikan, mengalihkan seluruh hak kepemilikannya sebesar 40% pada

Significant Acquisitions and Transfers

In February 2009, the Company signed an Asset Purchase Agreement with Energy Resources Technology GOM, Inc. (ERT) to acquire a 100% participating interest in Block 316, East Cameron Area in the Gulf of Mexico, USA for an amount of US$18 million. The Company is the operator of East Cameron Block 316.

PTTEP Merangin Company Limited, a Thailand-based oil and gas company, through a Farm-out Agreement and Deed of Assignment of Interest, assigned all of its 40% working interest in the Merangin I PSC to PT Medco

PSC Merangin I ke PT Medco E&P Merangin yang efektif pada tanggal 14 Januari 2009. Pengalihan hak kepemilikan ini telah mendapatkan persetujuan BPMIGAS pada bulan April 2009.

Pada bulan April 2009, Perseroan menandatangani Perjanjian Pembelian Aset dengan Energy Resources Technology GOM, Inc. (ERT) untuk mengakuisisi 100% hak partisipasi di Blok 557, West Cameron Area, Teluk Meksiko, Amerika Serikat dengan nilai transaksi sekitar AS$0,4 juta. Perseroan adalah operator dari West Cameron Blok 557.

Pada awalnya, Perseroan (melalui Medco Kakap Holding Pte Ltd, anak perusahaan) memiliki 16% hak partisipasi di PSC Kakap. Pada bulan Mei 2009, Perseroan melaksanakan hak pembelian terlebih dahulu (pre-emptive exercise) atas 9% hak partisipasi dalam PSC Kakap yang dimiliki oleh Santos International Holding Pty Ltd. Dengan pembelian tersebut, Perseroan meningkatkan hak partisipasinya di PSC Kakap menjadi 25%.

Pada bulan Juni 2009, Perseroan menandatangani dua Perjanjian Jual Beli Saham (PJBS) bersyarat dengan Star Energy Holding Pte. Ltd. (Star) untuk menjual 25% hak partisipasi di Blok Kakap PSC melalui penjualan 100% seluruh saham Perseroan di Medco Kakap Holding Pte Ltd, Natuna UK Kakap (Kakap 2) Ltd. dan Novus Nominee Pty. Ltd. Perjanjian jual beli atas perusahaan-perusahaan tersebut dengan Star akan berlaku efektif apabila segala ketentuan yang ditetapkan dalam perjanjian telah dipenuhi.

Pada bulan Juli 2009, ketentuan yang ditetapkan dalam perjanjian telah terpenuhi dan dengan demikian penjualan menjadi efektif. Perseroan menerima sejumlah AS$70,3 juta sebagai penyelesaian atas penjualan tersebut. Sejak efektifnya penjualan ini, maka Perseroan tidak lagi mengkonsolidasi laporan keuangan anak perusahaan yang dijual, dan sebagai konsekuensinya, cadangan minyak dan gas bumi terbukti Perseroan menurun sebesar 4.635 MBOE (ribu barel setara minyak).

Pada bulan Desember 2009, Perseroan menandatangani Perjanjian Jual Beli dengan PT Cenergy Power untuk menjual 20% kepemilikannya di PT Dalle Energy Batam dengan nilai nominal Rp35,6 milyar sehingga menurunkan hak kepemilikan Perseroan di PT Dalle Energy Batam menjadi 55%.

Pada bulan September 2009, Perseroan menandatangani Perjanjian Jual Beli Saham (PJBS) bersyarat dengan Pyramid International Holding Inc. (PIH) untuk menjual 100% kepemilikannya di Medco E&P Langsa Ltd. (MEPL), anak perusahaan, yang memiliki 70% hak partisipasi di Blok Langsa TAC dengan nilai jual sebesar AS$1,5 juta. Pada bulan Oktober 2009, penjualan MEPL diselesaikan dan berlaku efektif setelah segala ketentuan yang ditetapkan PJBS telah dipenuhi.

PTTEP Bengara I Company Limited, perusahaan minyak dan gas asal Thailand, melalui Withdrawal Agreement dan Akta Pengalihan Hak Kepemilikan, mengalihkan hak kepemilikannya sebesar 23,33% pada PSC Bengara I ke PT Medco E&P Bengara efektif pada tanggal 14 November 2009.

Perjanjian Lain-lain

Karena pasokan gas yang terus menurun, pada tanggal 1 Februari 2009, Perseroan memutuskan untuk menghentikan operasi dan selanjutnya mengajukan pengakhiran Perjanjian Operasi ke Pertamina. Pada tanggal 17 Desember 2009, Perseroan dan Pertamina menandatangani Kesepakatan

E&P Merangin effective January 14, 2009. The assignment of working interest has been approved by BPMIGAS in April 2009.

In April 2009, the Company signed an Asset Purchase Agreement with Energy Resources Technology GOM Inc. (ERT) to acquire a 100% participating interest in Block 557, West Cameron Area in the Gulf of Mexico, USA for an amount of US$0.4 million. The Company is the operator of West Cameron Block 557.

Initially, the Company (through Medco Kakap Holding Pte Ltd, a subsidiary) had a 16% working interest in the Kakap PSC. In May 2009, the Company executed a pre-emptive right to acquire 9% working interest in the Kakap PSC owned by Santos International Holding Pty Ltd. With the acquisition, the Company increased its working interest to 25%.

In June 2009, the Company signed two conditional Share Sales Purchase Agreements (SSPA) with Star Energy Holding Pte. Ltd. (Star) to sell 25% working interest in the Kakap PSC Block through the sale of 100% of the Company's shares in Medco Kakap Holding Pte Ltd., Natuna UK Kakap (Kakap 2) Ltd. and Novus Nominee Pty. Ltd. The sale and purchase of such entities with Star will be effective once all requirements set forth in the agreement, have been met.

In July 2009, all the conditions precedent had been met and the divestments became effective. The Company received a total consideration of US$70.3 million upon closing of the divestments. Subsequent to the effective date of the divestments, the divested companies were no longer included in the Company's consolidated financial statements, and as a consequence, the Company's oil and gas reserves declined by 4,635 MBOE (thousand barrel oil equivalent).

In December 2009, the Company signed a Sale and Purchase Agreement with PT Cenergy Power to sell its 20% ownership interest in PT Dalle Energy Batam for a total value of Rp35.6 billion, which decreased the Company's ownership interest in PT Dalle Energy Batam to become 55%.

In September 2009, the Company signed a conditional Share Sale and Purchase Agreement (SSPA) with Pyramid International Holding Inc. (PIH) to sell its 100% ownership interest in Medco E&P Langsa Ltd. (MEPL), a subsidiary which owns 70% working interest in the Langsa TAC Block, for a sale consideration of US$1.5 million. In October 2009, the sale of MEPL was closed and became effective as the requirements set forth in the agreement had been met.

PTTEP Bengara I Company Limited, a Thailand-based oil and gas company, through a Withdrawal Agreement and Deed of Assignment of Interest, assigned its 23.33% working interest in the Bengara I PSC to PT Medco E&P Bengara effective November 14, 2009.

Other Agreements

Due to the continuing decline in gas supply, on February 1, 2009, the Company decided to close down the methanol plant, and subsequently proposed to Pertamina the termination of the Operation Agreement. On December 17, 2009, the Company and Pertamina entered into Agreement

Pengakhiran Lebih Awal atas Perjanjian Operasi yang ditandatangani pada bulan April 1997 dan amandemennya yang ditandatangani pada tanggal 18 Desember 2008.

for the Early Termination of the Operation Agreement which was signed on April 1997 and amended on December 18, 2008.

Pada tanggal 29 Desember 2009, Perseroan dan Pertamina menandatangani berita acara untuk penyerahan kembali kilang Methanol Bunyu ke Pertamina. Berdasarkan perjanjian-perjanjian tersebut, Perseroan wajib melakukan rekondisi terhadap kilang methanol. Kewajiban terkait hal ini diperkirakan sebesar AS$6,7 juta sudah dicatat dalam laporan keuangan konsolidasi pada tahun 2009.

On December 29, 2009, the Company and Pertamina signed minutes for the return of the Bunyu Methanol plant to Pertamina. Under these agreements, the Company is obligated to perform reconditioning of the methanol plant. An obligation relating to the reconditioning estimated at US$6.7 million was accrued in the 2009 consolidated financial statements.

Dengan penghentian operasi tersebut, Perseroan mengakui kerugian penurunan nilai aset dari aset tetap dan persediaan pada tahun 2008 masing-masing sebesar AS$1,3 juta dan AS$1,4 juta. Pendapatan Perseroan dari operasi methanol turun dari AS$38,8 juta pada tahun 2008 menjadi AS$2 juta pada tahun 2009.

As a consequence of the termination of the Operation Agreement discussed above, the Company recognized an impairment loss on its fixed assets and inventory amounting to US$1.3 million and US$1.4 million in 2008. The Company's revenues from methanol operations decreased from US$38.8 million in 2008 to US$2 million in 2009.

Pada bulan Februari 2009, Perseroan menandatangani Pokok-Pokok Perjanjian (HOA) dengan Arrow Energy (Indonesia) Holdings Pte. Ltd. (Arrow). Perseroan dan Arrow akan bekerjasama melakukan kegiatan eksplorasi dan pengembangan Coal Bed Methane (CBM) di wilayah kerja minyak dan gas konvensional yang dimiliki oleh Perseroan. Masing-masing pihak akan memiliki hak partisipasi sebesar 50%.

In February 2009, the Company and Arrow Energy (Indonesia) Holdings Pte. Ltd. (Arrow) have signed a Heads of Agreement (HOA). The Company and Arrow will cooperate to explore for and develop Coal Bed Methane (CBM) over the Company's conventional oil and gas PSC working area. Each of the parties shall have a 50% participating interest.

Selanjutnya Perseroan dan Arrow secara bersama-sama akan melakukan negosiasi atas Kontrak Kerjasama Produksi CBM dengan pemerintah Indonesia agar kegiatan eksplorasi dapat dilakukan sesegera mungkin.

The Company and Arrow will work together to expeditiously negotiate a CBM Production Sharing Contract with the Indonesian regulatory authorities aimed at commencing exploration operations as soon as possible.

Pada bulan September 2009, PT Mitra Energi Batam telah menandatangani Kontrak Konstruksi dengan Hyundai Engineering Co., Ltd. dan Kontrak Pasokan dengan Mitsui & Co. Plant Systems Ltd. sehubungan dengan pembangunan 19,764 kW pembangkit listrik Add-on Combined Cycle Power Plant di Batam. Transaksi ini akan berlaku efektif apabila syarat dan kondisi yang disetujui dalam perjanjian telah dipenuhi. Pada tanggal penyelesaian laporan keuangan konsolidasi, belum semua kondisi dan syarat tersebut terpenuhi, sehingga transaksi ini belum efektif.

In September 2009, PT Mitra Energi Batam entered into a Construction Contract with Hyundai Engineering Co., Ltd. and Supply Contract with Mitsui & Co. Plant Systems Ltd. in relation with the construction of a 19.764 kW Net Power Output Combined Cycle Power Plant in Batam. The above transaction will become effective after all terms and conditions as stated in the agreement are met. As of the date of the completion of the consolidated financial statements, certain conditions have not been met, as such, the agreement has not yet taken effect.

Pada bulan Oktober 2009, PT Medco Power Indonesia menandatangani Perjanjian Pembangunan Proyek dengan PT Universal Batam Energy (UBE) dimana para pihak sepakat untuk bekerjasama dalam proyek penyaluran gas alam ke Pulau Batam dan pembangunan pembangkit tenaga listrik tenaga gas 120 MW. Transaksi ini akan berlaku efektif apabila syarat dan kondisi yang disetujui dalam perjanjian telah dipenuhi.

In October 2009, PT Medco Power Indonesia entered into a Project Development Agreement with PT Universal Batam Energy (UBE) wherein all parties agreed to supply natural gas to Pulau Batam and to build a 120 MW gas electric power plant. The above transaction will become effective after all terms and conditions are met.

Transaksi Dengan Pihak Yang Memiliki Hubungan Istimewa
Related Parties Transactions

Dalam melakukan kegiatan usahanya, Perseroan melakukan transaksi-transaksi tertentu dengan pihak-pihak yang mempunyai hubungan istimewa. Dalam tahun 2009, transaksi dengan pihak yang memiliki hubungan istimewa tersebut dilakukan dengan:

1. PT Bank Himpunan Saudara 1906 Tbk (Bank Saudara);
2. Petro Diamond Co. Ltd. Hongkong (PDH) dan Petro Diamond Singapore (Pte) Ltd. (PDS) (seluruhnya disebut Petro Diamond);
3. PT Medco Duta (Medco Duta);

In the normal course of business, the Company entered into certain transactions with related parties. In 2009, the related parites transactions were conducted with:

1. PT Bank Himpunan Saudara 1906 Tbk (Bank Saudara);
2. Petro Diamond Co. Ltd. Hongkong (PDH) dan Petro Diamond Singapore (Pte) Ltd. (PDS) (altogether called Petro Diamond);
3. PT Medco Duta (Medco Duta);

4. PT Medco Inti (Medco Inti); dan
5. PT Donggi Senoro LNG (DSLNG)

Transaksi dengan pihak yang memiliki hubungan istimewa dilakukan dengan syarat dan kondisi yang normal sebagaimana halnya jika dilakukan dengan pihak ketiga.

4. PT Medco Inti (Medco Inti); dan
5. PT Donggi Senoro LNG (DSLNG)

Transactions with related parties were undertaken on an arm's length basis, at similar prices and conditions as those done with third parties.

Sifat dari Hubungan Istimewa

Berikut ini sifat dari hubungan istimewa dengan masing-masing pihak tersebut:

1. Bank Saudara:
   a. Bank Saudara mempunyai pemegang saham mayoritas dan kendali manajemennya yang sama dengan Perusahaan.
2. Medco Inti:
   a. mempunyai sebagian anggota manajemen yang sama dengan Perusahaan.
   b. Medco Inti merupakan pemegang saham utama Bank Saudara.
3. Medco Duta:
   a. Medco Duta adalah salah satu pemegang saham Perusahaan.
4. Petro Diamond:
   a. Petro Diamond adalah anak perusahaan Mitsubishi Corporation (MC)
   b. MC adalah salah satu pemegang saham pengendali tidak langsung Perusahaan melalui Encore Energy Pte. Ltd.
5. PT Donggi Senoro LNG (DSLNG):
   DSLNG adalah perusahaan asosiasi dimana Perusahaan memilki penyertaan saham sebesar 20%.

Nature of Related Parties

The followings are nature of relationsips with those related parties:

1. Bank Saudara:
   a. The major stockholder and management of Bank Saudara are the same as those of the Company.
2. Medco Inti
   a. has the same key members of management as the Company.
   b. Medco Inti is the major stockholder of Bank Saudara.
3. Medco Duta:
   a. Medco Duta is a stockholder of the Company.
4. Petro Diamond:
   a. Petro Diamond (PDH and PDS) are the subsidiaries of Mitsubishi Corporation (MC).
   b. MC is one of the indirect controlling shareholders of the Company through Encore Energy Pte. Ltd.
5. PT Donggi Senoro LNG (DSLNG)
   DSLNG is an associated company whereby the Company has 20% ownership interest.

Jenis Transaksi / Type of Transactions

	2009		2008		
	Jumlah Amount	% terhadap Jumlah terkait to related Total Amount	Jumlah Amount	% terhadap Jumlah terkait to related Total Amount	
Aset					**Assets**
Kas dan setara kas	24,172,457	1.18	23,756,191	1.20	Cash and cash equivalents
Piutang usaha	19,433,501	0.95	6,790,493	0.34	Trade receivables
Rekening bank yang dibatasi penggunaannya	10,459,577	0.51	9,571,164	0.48	Restricted cash in bank
Piutang lain-lain	1,684,573	0.08	-	-	Other receivables
Kewajiban					**Liabilities**
Uang muka dari pelanggan	126,472,218	9.63	121,418,155	9.83	Advances from customer
Hutang bank	577,363	0.04	-	-	Bank loan
Penjualan dan pendapatan usaha lainnya					**Sales and other operating revenues**
Penjualan bersih minyak	309,380,016	46.33	68,203,362	5.31	Net oil sales

Transaksi-transaksi tersebut meliputi:

1. Penempatan rekening giro dan deposito berjangka, serta rekening Bank yang dibatasi penggunaannya di PT Bank Himpunan Saudara 1906 Tbk;
2. Hutang ke PT Bank Himpunan Saudara 1906 Tbk;
3. Penjualan minyak mentah ke Petro Diamond Pte. Ltd.;
4. Piutang dari Petro Diamond Pte. Ltd.;

These related parties transactions included:

1. Current accounts and time deposit placements, as well as restricted cash accounts in PT Bank Himpunan Saudara 1906 Tbk;
2. Bank loans from PT Bank Himpunan Saudara 1906 Tbk;
3. Crude oil sales to Petro Diamond Pte. Ltd.;
4. Receivables from Petro Diamond Pte. Ltd.;

5. Hutang uang muka dari Petro Diamond Pte. Ltd.; dan
6. Piutang lain-lain dari DSLNG.

Berikut ikhtisar akun-akun dan saldo pihak-pihak yang mempunyai hubungan istimewa pada tahun 2009 dan 2008 beserta prosentase saldo dari akun tersebut terhadap saldo keseluruhan transaksi di masing-masing tahun:

5. Advances from Petro Diamond Pte. Ltd.; and
6. Other receivables from DSLNG.

The followings are summary of related party accounts and balances in 2009 and 2008, including the percentages of each account toward the total amount of transactions in each year:

Transaksi Afiliasi Lainnya

Pada bulan Juni 2009, Perseroan menandatangani Perjanjian Pengikatan Jual Beli Saham dan Subrogasi (PPJBSS) bersyarat untuk mengakuisisi PT Duta Tambang Sumber Alam (DTSA) dan PT Duta Tambang Rekayasa (DTR) dari PT Medco Mining (MM), dengan jumlah keseluruhan nilai transaksi sebesar AS$0,8juta.

Transaksi ini dikategorikan sebagai transaksi dengan perusahaan afiliasi karena Perseroan dan MM dikendalikan secara tidak langsung oleh pemegang saham yang sama. Penetapan nilai transaksi ini telah dikaji oleh penilai independen sebagaimana yang diwajibkan dalam Peraturan Bapepam-LK No. IX.E.1., yang menyimpulkan bahwa transaksi ini adalah wajar. Oleh karena itu, manajemen berkeyakinan bahwa transaksi tersebut tidak akan merugikan Perseroan karena adanya penetapan harga yang tidak wajar, dan dengan demikian transaksi ini bukan merupakan Transaksi Benturan Kepentingan sebagaimana didefinisikan dalam peraturan Bapepam-LK No. IX.E.1.

Akuisisi tersebut telah diselesaikan pada bulan Agustus 2009. Oleh karena itu, DTSA dan DTR telah dimasukkan dalam laporan keuangan konsolidasi per 31 Desember 2009.

Other Affiliated Transaction

In June 2009, the Company signed a Conditional Sales Purchase and Subrogation Agreement (CSPA) to acquire PT Duta Tambang Sumber Alam (DTSA) and PT Duta Tambang Rekayasa (DTR) from PT Medco Mining (MM), with a total transaction value of US$0.8 million.

The transaction is categorized as a related party transaction as the Company and (MM) are indirectly controlled by the same shareholders. The determination of transaction value was supported by an independent appraisal as required by the Bapepam-LK Rule No. IX.E.1., which concluded that this transaction was fair. As such, management believes that the transaction will not cause any disadvantage to the Company due to an unfair price determination, and therefore it does not fall under Conflict of Interest Transaction as defined in the Bapepam-LK Rule No. IX.E.1.

The acquisitions were closed in August 2009. Accordingly, DTSA and DTR have been included in the December 31, 2009 consolidated financial statements.

Perubahan Peraturan Perundang-undangan Pemerintah dan Penerapannya

Revision of the Government's Laws and Regulation and Their Adoption

Pemerintah baru-baru ini menerbitkan Undang-Undang Republik Indonesia No. 32 Tahun 2009 tentang Perlindungan dan Pengelolaan Lingkungan Hidup, yang berpotensi memberikan dampak terhadap operasi perusahaan minyak dan gas. Akan tetapi, mengingat kebijakan dan langkah Perseroan dalam mengelola lingkungan hidup sudah sesuai dan sejalan dengan tujuan undang-undang tersebut, serta telah diimplementasikan jauh sebelum undang-undang tersebut dikeluarkan, maka Direksi Perseroan berpendapat bahwa aplikasi undang-undang tersebut tidak akan berdampak material terhadap kinerja operasi maupun keuangan Perseroan.

The Government recently enacted the Law No.32 Year 2009 regarding protection and Management of Environment, which potentially will impact the operation of oil and gas company. However, the Company's policies and procedures with respect to environmental management are inline with the spirit and intent of said law, and have been implemented long before its enactment, thus the Company's BOD believes that the application of said law will not materially impact the Company's operating nor financial performances.

Revisi Pernyataan Standar Akuntansi Keuangan Dan Penerapannya

Revised Statements Of Financial Accounting Standards And Their Adoption

Ikatan Akuntan Indonesia baru-baru ini menerbitkan revisi Pernyataan Standar Akuntansi Keuangan (PSAK) yang rencananya akan menjadi efektif setelah 31 Desember 2009. Akan tetapi, Perseroan saat ini masih sedang mengevaluasi dan belum menentukan dampak dari standar yang direvisi tersebut terhadap laporan keuangan konsolidasiannya. Ikhtisar dari revisi PSAK tersebut dapat dilihat pada Catatan 41 Laporan Keuangan Konsolidasi Perseroan dan anak perusahaannya mulai halaman 125.

The Indonesian Institute of Accountants Statements recently issued the revised Financial Accounting Standards (PSAK) which will be effective after December 31, 2009. However, the Company is presently still evaluating and has not determined the effects of these revised standards on its consolidated financial statements. Summary of the revised PSAK can be read on Notes 41 of the Consolidated Financial Statements of the Company and its subsidiary starting page 125.

Peristiwa Penting Setelah Tanggal Neraca
Subsequent Events

Pada bulan Februari 2010, Perseroan mendapatkan fasilitas pinjaman modal kerja dari PT Bank ICBC Indonesia sebesar AS$10 juta. Pinjaman ini akan jatuh tempo pada bulan Februari 2011.

Pada bulan Maret 2010, Perseroan menandatangani Perjanjian Kredit dengan PT Bank Mandiri (Persero) Tbk yang merupakan perpanjangan dari Fasilitas Kredit Modal Kerja sebesar AS$50 juta yang sudah jatuh tempo. Fasilitas ini akan jatuh tempo dalam satu tahun pada tanggal 12 Maret 2011.

Pada bulan Maret 2010, Perseroan telah menyelesaikan penerbitan Medium-Term Notes ("MTN") melalui penawaran terbatas sejumlah AS$50 juta. Penerbitan MTN terbagi atas dua tranche: Tranche A sejumlah AS$40.000.000 dengan tenor dua tahun dan Tranche B sejumlah AS$10.000.000 dengan tenor tiga tahun.

Medco International Venture Limited (MIV)
Pada bulan Februari 2010, MIV, salah satu anak perusahaan dalam Perseroan, telah menandatangani Memorandum of Understanding (MoU) dengan Libyan Investment Authority (LIA), sebuah badan lembaga Negara di Libya, dimana disepakati bahwa Operator atas Blok Libia adalah Verenex Energy Area 47 Limited (VEAL) dan MIV akan memberikan jasa teknis dan operasional kepada VEAL. MoU ini berlaku efektif tanggal 1 Februari 2010.

PT Medco Power Indonesia (MPI)
Pada bulan Februari 2010, MPI menandatangani Perjanjian Jual Beli Saham untuk pembelian 70% saham PT Universal Batam Energi (UBE) sebesar Rp999 juta. Perjanjian ini telah berlaku efektif pada bulan Februari 2010.

In February 2010, the Company obtained a working capital credit facility from PT Bank ICBC Indonesia amounting to US$10 million. This facility will mature in February 2011.

In March 2010, the Company signed a Loan Agreement with PT Bank Mandiri (Persero) Tbk to roll over the matured Working Capital Credit facility amounting to US$50 million. This facility will mature in one year on March 12, 2011.

In March 2010, the Company completed the issuance of Medium-Term Notes ("MTN") through a private placement offering with a total amount of US$50 million. The MTN were issued in two tranches: Tranche A amounting to US$40,000,000 with tenor of two years and Tranche B amounting to US$10,000,000 with tenor of three years.

Medco International Venture Limited (MIV)
In February 2010, MIV, a subsidiary, signed a Memorandum of Understanding (MoU) with the Libyan Investment Authority (LIA), a governmental body in Libya, whereby it was agreed that Verenex Energy Area 47 Limited (VEAL) will remain as the operator of the Libya Block and MIV will provide technical and operational support services to VEAL. The MoU is effective on February 1, 2010.

PT Medco Power Indonesia (MPI)
In February 2010, MPI signed a Share Sale and Purchase Agreement for the acquisition of 70% shares in PT Universal Batam Energi (UBE) for Rp999 million. This agreement took effect in February 2010.

Tata Kelola Perusahaan yang Baik mutlak diterapkan dalam setiap kegiatan usaha MedcoEnergi untuk meningkatkan kinerja Perseroan di pasar migas domestik dan global.

Good Corporate Governance is absolut in every business activities of MedcoEnergi to increase Company performance in the domestic and global oil and gas market.

Tata Kelola Perusahaan

Good Corporate Governance

Photograph by Syahfaria

Penerapan Tata Kelola Perusahaan

The Implementation of Corporate Governance

Penerapan Tata Kelola Perusahaan dengan standar tertinggi merupakan komitmen dari seluruh anggota Dewan Komisaris, Direksi dan karyawan MedcoEnergi dan anak perusahaannya. Prinsip-prinsip Tata Kelola Perusahaan yang Baik, yaitu keterbukaan, akuntabilitas, tanggung jawab, kemandirian dan kewajaran, telah tertanam dalam nilai-nilai perusahaan MedcoEnergi dan menjadi Budaya Kerja Perseroan.

The implementation of Corporate Governance of the highest standards is the commitment of the Board of Commissioners (BOC), Board of Directors (BOD), and employees of MedcoEnergi and its subsidiaries. The principles of Good Corporate Governance, namely transparancy, accountability, responsibility, independence, and fairness are embedded within the corporate values of MedcoEnergi and have become the Corporate Culture of the Company.

Penerapan Tata Kelola Perusahaan merupakan salah satu kunci utama dalam mencapai Visi MedcoEnergi untuk menjadi "Perusahaan Energi Pilihan" bagi investor, pemegang saham, mitra kerja, karyawan, serta masyarakat umum. Berkat penerapan Tata Kelola Perusahaan dengan standar tertinggi, MedcoEnergi dapat memperkuat daya saing dan memperoleh kepercayaan dari berbagai pihak, antara lain pemegang saham, karyawan, masyarakat dan pemerintah setempat, pemerintah pusat, bahkan mitra kerja asing maupun pemerintah negara lain dimana Perseroan beroperasi.

The implementation of Corporate Governance is one of the primary keys in achieving MedcoEnergi's Vision to become the "Energy Company of Choice" for the investors, shareholders, partners, employees, and communities. With the implementation of Corporate Governance of the highest standards, MedcoEnergi has been able to increase its competitiveness and won the trust of various stakeholders, including shareholders, employees, local communities and governments, the central government, and even foreign partners or the governments of other nations in which the Company operates.

Dalam menerapkan Tata Kelola Perusahaan, MedcoEnergi senantiasa memastikan adanya pengelolaan sumber daya manusia yang kompeten, pengelolaan risiko usaha dan mitigasinya, pengelolaan keuangan yang berhati-hati, kepatuhan terhadap peraturan dan perundang-undangan yang berlaku, dan menghindari benturan kepentingan.

In implementing Corporate Governance, MedcoEnergi always ensures the proper management of competent human resources, risk management and its mitigation, prudent financial management, compliance to prevailing laws and regulations, and avoids conflicts of interest.

Sesuai dengan komitmen Dewan Komisaris dan Direksi untuk terus meningkatkan penerapan Tata Kelola Perusahaan dengan standar tertinggi, Perseroan senantiasa berupaya meningkatkan fungsi pengendalian internal, antara lain dengan memaksimalkan peran dan tugas komite-komite, serta penerapan fungsi kepatuhan yang ditunjang oleh kegiatan auditor baik internal maupun eksternal.

In line with the commitment of the Board of Commissioners and Board of Directors to continuously enhance the implementation of Corporate Governance of the highest standards, the Company strives to strengthen the function of internal control, among other things by maximizing the roles and duties of committees, in addition to applying the compliance function that is supported by the activities of both internal and external auditors.

Disamping itu, dengan penerbitan Buku Pedoman Tata Kelola Perusahaan yang Baik dan Tata Perilaku di awal tahun 2009, Dewan Komisaris dan Direksi MedcoEnergi dan anak perusahaannya terus menggalakkan penerapan Tata Kelola Perusahaan yang Baik agar semakin menjadi Budaya Kerja di MedcoEnergi. Untuk itu, berbagai program internalisasi telah dilakukan dan akan terus dilanjutkan sampai dengan tahun 2011.

In addition, with the publication of the Guidelines of Good Corporate Governance and Code of Conduct in early 2009, the Board of Commissioners and Board of Directors of MedcoEnergi and subsidiaries continue to foster Good Corporate Governance so that it will be even more embedded in the Corporate Culture of MedcoEnergi. To that end, several internalization programs have been and will continue to be undertaken until the year 2011.

Penerapan Tata Kelola Perusahaan MedcoEnergi mengacu pada Undang-Undang Republik Indonesia No. 40 Tahun 2007 tentang Perseroan Terbatas, Undang-Undang Republik Indonesia No. 8 Tahun 1995 tentang Pasar Modal, Anggaran Dasar (AD) Perseroan, Peraturan Badan Pengawas Pasar Modal dan Lembaga Keuangan (Peraturan Bapepam-LK), Peraturan Bursa Efek Indonesia (Peraturan BEI), serta peraturan perundang-undangan lain yang terkait dengan bidang usaha MedcoEnergi. Di samping itu, MedcoEnergi juga mengadopsi Prinsip-Prinsip Tata Kelola Perusahaan yang diperkenalkan oleh Organisation for Economic Co-operation and Development (OECD) dan Pedoman Umum Good Corporate Governance Indonesia (Pedoman GCG Indonesia).

The implementation of Corporate Governance at MedcoEnergi is undertaken pursuant to the Republic of Indonesia Law No. 40 of 2007 on Limited Liability Company, the Republic of Indonesia Law No. 8 of 1995 on the Capital Markets, the Articles of Association of the Company, Regulations of the Indonesian Capital Markets and Financial Institution Supervisory Agency (Bapepam-LK Regulations), Regulations of the Indonesia Stock Exchange (IDX Regulations), and other laws and regulations applicable to MedcoEnergi's businesses. In addition, we also adopt the Principles of Corporate Governance introduced by the Organization for Economic Cooperation and Development (OECD), and the General Guideline on Good Corporate Governance in Indonesia (Indonesian GCG Guideline).

Rapat Umum Pemegang Saham (RUPS)
General Meeting of Shareholders (GMS)

Rapat Umum Pemegang Saham (RUPS) MedcoEnergi memiliki wewenang yang tidak dapat diberikan kepada Direksi atau Dewan Komisaris dalam batas yang ditentukan dalam Undang-Undang Republik Indonesia No. 40 tahun 2007 tentang Perseroan Terbatas dan Anggaran Dasar MedcoEnergi. Setiap pemegang saham yang namanya tercatat dalam Daftar Pemegang Saham Perseroan berhak menggunakan hak yang diberikan oleh hukum atas saham yang dimilikinya. Hak tersebut termasuk hak untuk mengeluarkan suara dalam RUPS dan menerima dividen yang dibayarkan oleh Perseroan. Berdasarkan Anggaran Dasar Perseroan terdapat dua jenis RUPS, yaitu: 1) RUPS Tahunan, yang wajib diselenggarakan setiap tahun selambat-lambatnya 6 (enam) bulan setelah tahun buku Perseroan ditutup, untuk menyetujui: Laporan Tahunan, Laporan Keuangan, penggunaan laba bersih, penunjukkan akuntan publik, mengisi lowongan jabatan anggota Direksi atau Dewan Komisaris. ; 2) RUPS Luar Biasa, yang diselenggarakan setiap waktu berdasarkan keputusan atau kepentingan Perseroan, untuk menyetujui antara lain: - perubahan Anggaran Dasar, - penggabungan dan peleburan, - pengambilalihan, dan - pemisahan.

Di tahun 2009, MedcoEnergi menyelenggarakan RUPS Tahunan pada tanggal 23 Juni 2009. RUPS Tahunan tersebut dihadiri oleh sebanyak 2.078.638.834 saham atau mewakili 70,65% dari 3.332.451.450 saham, yang merupakan seluruh saham yang telah ditempatkan dan disetor penuh. Keputusan RUPS Tahunan yang telah dilaporkan dan diumumkan melalui surat kabar adalah:

- Menerima baik laporan Direksi mengenai kegiatan Perseroan yang telah dilakukan untuk tahun buku yang berakhir pada tanggal 31 Desember 2008 dan memberi persetujuan dan pengesahan Neraca dan Perhitungan Laba Rugi Konsolidasi Perseroan dan anak perusahaan untuk tahun buku yang berakhir pada tanggal 31 Desember 2008, 2007 dan 2006 yang telah diaudit oleh Kantor Akuntan Publik PURWANTONO, SARWOKO & SANDJAJA sebagaimana ternyata dari suratnya No. RPC-10336 tertanggal 29 Mei 2009, dengan pendapat "WAJAR TANPA PENGECUALIAN".
- Pembebasan dan pelunasan sepenuhnya (*acquit et de charge*) kepada Dewan Komisaris dan Direksi Perseroan atas tindakan pengawasan dan kepengurusan yang mereka jalankan selama tahun buku 2008.
- Penggunaan Laba Bersih Perseroan untuk tahun buku yang berakhir pada tanggal 31 Desember 2008 sejumlah AS$280.204.095; dibagikan sebagai dividen tunai sebesar AS$50.000.000 atau sama dengan AS$0,0150 per saham kepada 3.332.451.450 saham, dan membukukan sisa dari laba bersih tahun 2008 tersebut sebagai laba ditahan, termasuk memberikan kuasa dan wewenang kepada Direksi Perseroan untuk melakukan segala tindakan dalam melaksanakan pembayaran dividen tunai tersebut kepada masing-masing pemegang saham.
- Pelimpahan wewenang kepada Dewan Komisaris dan Direksi Perseroan untuk menunjuk salah satu Kantor Akuntan Publik yang terdaftar di Bapepam-LK dan terafiliasi secara resmi dengan kelompok Kantor Akuntan Publik terbesar didunia untuk memeriksa Neraca, Perhitungan Laba Rugi dan bagian-bagian lain Laporan Keuangan Konsolidasi Perseroan dan Anak Perusahaan untuk tahun yang akan berakhir pada tanggal 31 Desember 2009; serta menetapkan jumlah honorarium dari Kantor Akuntan Publik tersebut.

The General Meeting of Shareholders has the authority that is not transferable to Board of Directors and the Board of Commissioners within the provisions of the Republic of Indonesia Law no. 40 of 2007 on Limited Liability Company and the Articles of Association of MedcoEnergi. Each shareholder whose name is registered in the Shares Registry of the Company is entitled to exercise his/her rights as provided by law on his/her shareholding. These rights include the right to vote in the GMS and to receive dividends paid out by the Company. On the basis of the Articles of Association of the Company there are two type of GMS, namely: 1) Annual GMS that is mandatorily held each year not later than six months following the end of the Company's financial year, to approve the Annual Report, Financial Statements, appropriation of net profit, appointment of the public accountant, replacement of vacant position of members of the Board of Director and Board of Commissioners. ; 2) Extraordinary GMS that is held at any time based on the decision and interest of the Company, to approve among other things: - changes in the Articles of Association, - merger, - acquisition, and - spin-off.

In 2009, MedcoEnergi convened the Annual GMS on June 23, 2009. The Annual GMS was attended by 2,078,638,834 shares or representing 70.65% of 3,332,451,450 shares, which accounted for the entire shares fully issued and subscribed. The Resolutions of the Annual GMS that have been reported and announced through the mass media are as follows:

- Accept in good faith the BOD Report concerning the Company's performance and approved and ratified the Balance Sheet and Income Statements of the Company and its Subsidiaries for the year ended December 31, 2008, 2007 and 2006 that had been audited by the Public Accounting Firm of PURWANTONO, SARWOKO & SANDJAJA as stated in its letter No. RPC-10336 of May 29, 2009, with an "UNQUALIFIED OPINION".
- Grant full release and discharge (acquit et de charge) to the members of the BOC and BOD from their responsibilities with respect to the supervision and management performed during the year 2008.
- Appropriate the Company's Net Income for the year ended December 31, 2008 which amounted to US$280,204,095; distributed as dividends the amount of US$50,000,000, or equivalent to US$0.0150 per share, on a total of 3,332,451,450 shares, and book the remaining net income as retained earnings; and delegate the authority to the BOD to undertake all necessary activities in carrying out the cash dividends payment to each shareholder.
- Delegate the authority to the Board of Commissioners and Board of Directors of the Company to appoint one of the Public Accounting Firms that is registered with Bapepam-LK and is affiliated with one of the largest accounting firms in the worlds to audit the Balance Sheet, Profit and Loss Statements and other parts of the Consolidated Financial Statements of the Company and its Subsidiaries for the year ended December 31, 2009; and determine the amount of fees of the appointed public accounting firm.

- Menetapkan gaji dan tunjangan yang akan diberikan kepada anggota Dewan Komisaris dan Direksi Perseroan untuk tahun buku 2009 (termasuk pajak), berlaku efektif sejak 1 Januari 2009 sampai dengan 31 Desember 2009 maksimum sebesar US$5,8 juta dan mengesahkan pembayaran gaji dan tunjangan yang telah dibayarkan kepada Dewan Komisaris dan Direksi untuk bulan Januari - Mei 2009; serta memberikan wewenang kepada Dewan Komisaris untuk menetapkan kebijakan pembagian bonus, gaji dan tunjangan tersebut kepada masing-masing anggota Dewan Komisaris dan Direksi Perseroan, termasuk penetapan bentuk-bentuk tunjangan lain.

- Determine the salaries and benefits to members of the BOC and the Directors for the year 2009 (including tax) effective January 1, 2009 until December 31, 2009 at the maximum of US$5.8 million and to ratify the payment of salaries and benefits that have been paid to the BOC and BOD from January to May 2009; and delegate the authority to the BOC in determining the policy to distribute bonuses, salaries and benefits to each member of the BOC and BOD of the Company, which includes other forms of benefits.

Dewan Komisaris
The Board of Commissioners

Dewan Komisaris memiliki tugas melakukan pengawasan secara umum maupun secara khusus serta memberi nasehat kepada Direksi sesuai dengan Anggaran Dasar MedcoEnergi.

Jumlah anggota Dewan Komisaris MedcoEnergi terdiri dari sedikitnya tiga orang. Setiap anggota diangkat melalui RUPS untuk jangka waktu lima tahun dan dapat diangkat kembali untuk jangka waktu berikutnya. Dalam hal ini, RUPS memiliki hak untuk memberhentikan anggota Dewan Komisaris setiap saat sebelum berakhirnya jangka waktu pengangkatannya apabila anggota dari Dewan Komisaris tersebut dianggap tidak dapat menjalankan tugasnya sesuai dengan Anggaran Dasar dan/atau keputusan RUPS.

Tugas dan Kewajiban Dewan Komisaris

Sejalan dengan UUPT dan pasal 14 AD, Perseroan juga menetapkan tugas Dewan Komisaris MedcoEnergi untuk mengawasi penerapan kebijakan-kebijakan yang disusun dan diterbitkan oleh Direksi serta memberikan nasehat kepada Direksi mengenai operasi dan pengelolaan MedcoEnergi, agar Dewan Komisaris dapat menjalankan tugasnya secara efektif, Dewan Komisaris mendirikan Komite Audit, Komite Pemantauan Risiko, Komite Remunerasi, dan Komite Nominasi serta Komite GCG. Masing-masing komite membantu Dewan Komisaris dalam melaksanakan peran dan tanggung-jawabnya. Perincian tugas dan wewenang Dewan Komisaris MedcoEnergi antara lain:

- Melaksanakan pengawasan untuk kepentingan Perseroan dengan memperhatikan kepentingan para pemegang saham dan bertanggung jawab kepada RUPS.
- Melaksanakan pengawasan terhadap kebijakan pengelolaan Perseroan yang dilakukan Direksi serta memberikan nasehat kepada Direksi dalam menjalankan Perseroan termasuk Rencana Pengembangan, Pelaksanaan Rencana Kerja dan Anggaran Perseroan, pelaksanaan ketentuan-ketentuan Anggaran Dasar dan keputusan RUPS serta peraturan perundang-undangan yang berlaku.
- Meneliti dan menelaah laporan tahunan yang disiapkan oleh Direksi serta menandatangani laporan tahunan tersebut.
- Melakukan pengawasan atas risiko usaha MedcoEnergi bersamaan dengan pengendalian internal.
- Menghindari benturan kepentingan dalam pelaksanaan kewajibannya agar dapat melakukan tanggung jawabnya secara efektif.
- Memastikan terselenggaranya Tata Kelola Perusahaan dalam setiap kegiatan usaha pada seluruh tingkatan atau jenjang organisasi.

The BOC has the duty to undertake general as well as specific supervision and provide advise to the Board of Directors pursuant to the Articles of Association of MedcoEnergi.

The number of the members of the BOC of MedcoEnergi should at least be three members. Each member is appointed through the GMS for a period of five years and could be re-elected for the following period. In that regards, the GMS has the authority to terminate the tenure of members of the BOC at any time before the end of term, if and when a member of the BOC could not fulfill his/her duties as stipulated by the Articles of Association and/or the decision of the GMS.

Duties and Responsibilities of the Board of Commissioners

Pursuant to the Company Law and article 14 of the AoA, the Company has also defined the roles and responsibilities to perform oversight function and to provide advice to the BOD, on operations and governance, in order to lend support for effective performance of duties, the BOC has formed the Audit Committee, Risk Management Committee, Remuneration Committee and Nomination Committee, as well as GCG Committee. Each committee supports the BOC to execute its roles and responsibilities. The BOC are charged with the following roles and responsibilities:

- Perform oversight to the Company's which adequately addressed the interest of shareholders and responsible to the AGMS.
- Perform oversight in monitoring the Company's management policies carried out by the BOD, as well as provide advice on Planning Process, approval for the Work Program and Budget, adhering to the Article of Association and AGMS decisions as well as the prevailing laws and regulations.
- Review and approve the financial statement prepared by the BOD.
- Supervise the business risk of the Company along with the internal control.
- Avoid the conflict of interest in exercising its duties and responsibilities effectively.
- Ensure the implementation of Good Corporate Governance in every level of businesses or organizations.

Susunan Anggota Dewan Komisaris

Untuk memastikan Dewan Komisaris dapat berfungsi sesuai dengan tugas dan kewajibannya, MedcoEnergi senantiasa memastikan setiap anggota Dewan Komisaris memiliki keahlian sesuai bidang usaha MedcoEnergi. Disamping itu, untuk memenuhi ketentuan dalam Peraturan BEI, MedcoEnergi senantiasa memastikan adanya anggota Komisaris Independen minimum 30% dari keseluruhan anggota Dewan Komisaris.

Sesuai dengan Keputusan RUPS Tahunan tanggal 15 Mei 2008, susunan anggota Dewan Komisaris di MedcoEnergi terdiri dari lima orang, dimana dua diantaranya (30% dari seluruh anggota Dewan Komisaris) merupakan Komisaris Independen yang memiliki keahlian dalam bidang minyak dan gas, serta keuangan. Susunan anggota Dewan Komisaris sampai dengan akhir tahun 2009 adalah sebagai berikut:

Composition of the Board of Commissioners

To ensure that the Board of Commissioners can perform in accordance with its duties and responsibilities, MedcoEnergi makes sure that each member of the BOC has expertise that is in line with the businesses of MedcoEnergi. In addition, pursuant to the regulation of the Indonesia Stock Exchange, MedcoEnergi ensures that Independent Commissioners account for a minimum of 30% of the composition of the BOC.

In line with the Resolution of the Annual GMS of May 15, 2008, the composition of the BOC of MedcoEnergi comprises five members, in which two of them (30% of the composition of BOC) are Independent Commissioners who are experts in the fields of oil and gas, and finance. The composition of the BOC as at year end 2009 were as follows:

Komisaris Utama	Hilmi Panigoro	President Commissioner
Komisaris (Independen)	Rachmat Sudibjo	Commissioner (Independent)
Komisaris (Independen)	Gustiaman Deru	Commissioner (Independent)
Komisaris	Yani Y. Rodyat	Commissioner
Komisaris	Retno D. Arifin	Commissioner

Rapat Dewan Komisaris

Merujuk pada Anggaran Dasar dan Pedoman Tata Kelola Perusahaan MedcoEnergi, Dewan Komisaris wajib menyelenggarakan rapat rutin dua bulanan. Rapat ini diselenggarakan di tempat yang disetujui bersama oleh para anggota Dewan Komisaris. Seluruh anggota Dewan Komisaris harus menghadiri rapat Dewan Komisaris, apabila berhalangan wajib menyampaikan ketidakhadirannya kepada Komisaris Utama dan menyampaikan pendapat tertulis terhadap agenda yang akan dibahas.

Rapat rutin Dewan Komisaris dapat diselenggarakan bersamaan dengan rapat-rapat lain yang dihadiri oleh para anggota Dewan Komisaris, seperti rapat Komite Audit, rapat *Board Priority Settings* (BPS), rapat *Management by Objective* (MBO), dan rapat Evaluasi Kinerja Triwulanan.

Di tahun 2009, Dewan Komisaris telah menyelenggarakan sembilan rapat dengan tingkat kehadiran 100%, termasuk diantaranya rapat Komite Audit, rapat BPS, dan rapat MBO. Seluruh anggota Dewan Komisaris menghadiri rapat BPS yang diselenggarakan oleh Direksi pada tanggal 20 Juni 2009 guna menelaah dan memberi masukkan atas rencana penerapan strategi korporasi yang akan dilakukan oleh Direksi MedcoEnergi dan anak perusahaan di tahun 2010. Pada akhir bulan November 2009, seluruh Dewan Komisaris juga menghadiri rapat MBO guna menelaah, memberi masukkan dan menyetujui program kerja dan anggaran yang diajukan oleh Direksi MedcoEnergi dan anak perusahaan untuk tahun 2010.

Meetings of the Board of Commissioners

Pursuant to the Articles of Association and Guideline on the Corporate Governance of MedcoEnergi, the BOC is mandated to convene regular meetings once every two months. These meetings are held at a place that is mutually agreed by the members of the BOC. All members of the BOC has to attend the meetings of the BOC, and when unable to attend, should notify his/her absence before hand to the President Commissioner and submit a written opinion on the agenda of the meeting.

The regular meetings of the BOC can be held in conjunction with other meetings that are attended by the members of the BOC, such as the Audit Committee meeting, Board Priority Settings (BPS) meeting, Management by Objective (MBO) meeting, and Quarterly Performance Evaluation meeting.

In 2009, the BOC convened a total of nine meetings with a 100% attendance record, which included the Audit Committee meeting, Board Priority Settings (BPS) meeting, and Management by Objective (MBO) meeting. All members of the BOC attended the BPS meeting convened by the BOD on June 20, 2009 to review and provide feedback on the implementation plan of the corporate strategy that will be undertaken by the BOD of MedcoEnergi and subsidiaries for the year 2010. At the end of November 2009, all BOC members also attended the MBO meeting to review, assess and approve the work program and budget proposed by the BOD of MedcoEnergi and subsidiaries for the year 2010.

No	Nama Name	Daftar Kehadiran Rapat Dewan Komisaris Tahun 2009 List of Attendance in 2009 Board of Commissioners Meeting										
		2/4	3/20	3/24	6/2	6/18	6/20	7/29	10/6	10/29	11/26	12/4
1	Hilmi Panigoro	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
2	Rachmat Sudibjo	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
3	Gustiaman Deru	+	+*	+*	+	+*	+*	+*	+	+*	+*	+*
4	Yani P. Rodyat	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
5	Retno D. Arifin	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+

* Menghadiri rapat melalui hubungan *teleconference*
* Attended the meetings through teleconference

Direksi
The Board of Directors

Direksi memiliki wewenang dan tanggung jawab penuh atas pengurusan MedcoEnergi untuk kepentingan MedcoEnergi sesuai dengan maksud dan tujuan Perseroan. Direksi wajib mewakili Perseroan baik di dalam maupun di luar pengadilan, sesuai dengan ketentuan anggaran dasar MedcoEnergi.

Jumlah anggota Direksi MedcoEnergi terdiri dari sedikitnya tiga orang. Setiap anggota diangkat melalui RUPS untuk jangka waktu lima tahun dan dapat diangkat kembali untuk jangka waktu berikutnya. Dalam hal ini, RUPS memiliki hak untuk memberhentikan anggota Direksi setiap saat sebelum berakhirnya jangka waktu pengangkatannya apabila anggota dari Direksi tersebut dianggap tidak dapat menjalankan tugasnya sesuai dengan Anggaran Dasar dan/atau keputusan RUPS.

Tugas dan Kewajiban Direksi

Direksi sebagai salah satu organ penting perusahaan bertugas dan bertanggung jawab mengelola perusahaan. Tugas dan tanggung jawab Direksi, sebagaimana ditetapkan dalam Anggaran Dasar MedcoEnergi adalah sebagai berikut:

- Memimpin dan mengelola MedcoEnergi sesuai dengan maksud dan tujuan Perseroan.
- Memelihara dan mengurus kekayaan MedcoEnergi.
- Bertanggung jawab untuk mewakili MedcoEnergi baik di dalam maupun di luar pengadilan sesuai dengan provisi yang terdapat dalam Anggaran Dasar Perseroan.
- Menyusun visi, misi dan nilai-nilai perusahaan serta strategi MedcoEnergi sesuai dengan rencana korporasi dan rencana usaha yang ditetapkan setiap tahun melalui *Board Priority Setting* (BPS).
- Membahas segala potensi risiko yang akan timbul dari implementasi strategi-strategi tersebut.
- Menerapkan sistem pengendalian internal dan program perencanaan yang selanjutnya di MedcoEnergi.
- Memastikan pertumbuhan Perseroan sesuai dengan rencana strategis yang telah ditetapkan dengan mencari segala kesempatan potensi usaha di Indonesia dan Internasional dengan memilih investasi portofolio yang paling berharga.

Susunan Anggota Direksi

Untuk memastikan Direksi dapat mengelola perusahaan dan berfungsi sesuai dengan tugas, tanggung jawab dan kewajibannya, MedcoEnergi senantiasa memastikan setiap anggota Direksi memiliki keahlian dan pengetahuan sesuai dengan bidang usaha MedcoEnergi.

Sesuai dengan Keputusan RUPS Tahunan tanggal 15 Mei 2008, susunan anggota Direksi di MedcoEnergi terdiri dari empat orang yang memiliki keahlian dan pengetahuan dalam bidang minyak dan gas, serta keuangan. Susunan anggota Direksi sampai dengan akhir tahun 2009 adalah sebagai berikut:

The BOD has the authority and responsibility to perform the management of MedcoEnergi for the best interest of MedcoEnergi which in line with the objective and goal of the Company. The BOD must represent the Company inside and outside the court, in accordance with the Articles of Association of MedcoEnergi.

The number of the members of the BOD of MedcoEnergi shoukd at least be three members. Each member is appointed through the GMS for a period of five years and could be re-elected for the following period. In that regards, the GMS has the authority to terminate the tenure of members of the BOD at any time before the end of term, if and when a member of the BOD could not fulfill his/her duties as stipulated by the Articles of Association and/or the decision of the GMS.

Duties and Responsibilities of the Board of Directors

The BOD is fully responsible for managing MedcoEnergi for the interests and the objectives of the Company, in accordance with the provisions in the Company's Articles of Association, as follows:

- Guide and manage MedcoEnergi in accordance with the Company's strategy and objectives.
- Ensure MedcoEnergi's prudent financial condition.
- Responsible to representing MedcoEnergi in the court of law in accordance with the provisions stated in the Company's Article of Association.
- Assemble MedcoEnergi vision, mission and corporate values as well as strategy in parallel with the corporate and business plans which conform to the Board Priority Setting (BPS).
- Discuss all potential business risks that might arise from the implementation of the strategies.
- Implement a continuous internal control system and planning program.
- Ensure the growth of the Company which in line with strategic planning through an innovative business studies on selecting profitable investment portfolio in Indonesia and abroad

Composition of the Board of Directors

To ensure that the Board of Directors can perform in accordance with its duties, responsibilities and obligations, MedcoEnergi makes sure that each member of the BOD has the expertise and knowledge that are in line with the businesses of MedcoEnergi.

In line with the Resolution of the Annual GMS of May 15, 2008, the composition of the BOD of MedcoEnergi comprises four members, who are experts and knowledge in the fields of oil and gas, and finance. The composition of the BOD as at year end 2009 were as follows:

Direktur Utama	Darmoyo Doyoatmojo	President Director
Direktur Strategi	Larry L. Luckey	Strategy Director
Direktur Keuangan	D. Cyril Noerhadi	Finance Director
Direktur Proyek	Lukman A. Mahfoedz	Project Director

Rapat Direksi

Merujuk pada Anggaran Dasar dan Pedoman Tata Kelola Perusahaan MedcoEnergi, Direksi wajib menyelenggarakan rapat rutin bulanan. Rapat ini diselenggarakan di kantor Perseroan. Seluruh anggota Direksi harus menghadiri rapat Direksi, dan apabila berhalangan wajib menyampaikan ketidakhadirannya kepada Direktur Utama dan menyampaikan pendapat tertulis terhadap agenda yang akan dibahas. Rapat rutin bulanan ini juga dihadiri oleh Direksi masing-masing unit usaha.

Untuk meningkatkan pemantauan atas kinerja MedcoEnergi dan anak perusahaannya, mulai tahun 2009, rapat rutin Direksi diselenggarakan dua kali dalam satu bulan. Rapat pertama diselenggarakan pada minggu pertama untuk membahas kinerja operasi bulan sebelumnya, sedangkan rapat kedua diselenggarakan pada minggu ketiga untuk membahas kinerja keuangan bulan sebelumnya. Disamping itu, untuk memastikan strategi Perseroan masih tetap sejalan dengan kondisi MedcoEnergi, Direksi senantiasa memastikan penyelenggaraan rapat *Board Priority Settings* (BPS). Sedangkan, untuk membahas rencana kerja dan anggaran yang telah disiapkan oleh Direksi MedcoEnergi dan seluruh anak perusahaan, Direksi menyelenggarakan rapat *Management by Objective* (MBO) dua bulan sebelum tahun berakhir. Satu bulan setelah akhir triwulan, Direksi menyelenggarakan rapat Evaluasi Kinerja Triwulanan.

Di tahun 2009, Direksi telah menyelenggarakan 20 rapat dengan tingkat kehadiran 55%. Seluruh anggota Direksi telah menghadiri rapat BPS yang diselenggarakan pada tanggal 20 Juni 2009 untuk merencanakan penerapan strategi korporasi yang akan dilakukan di tahun 2010. Untuk memastikan rencana yang telah dirumuskan dalam rapat BPS dapat dijalankan, pada akhir bulan November 2009, seluruh Direksi telah menghadiri rapat MBO untuk bersama-sama menyetujui dan menyatakan komitmennya untuk menjalankan program kerja dan anggaran yang diajukan untuk tahun 2010.

Board of Directors Meetings

Pursuant to the Articles of Association and Guideline on the Corporate Governance of MedcoEnergi, the BOD is mandated to convene monthly regular meetings. These meetings are held at the Company's office premises. All members of the BOD has to attend the meetings of the BOD, and when unable to attend, should notify his/her absence before hand to the President Director and submit a written opinion on the agenda of the meeting. The monthly routin meetings were also attended by the Directors of each business unit.

To enhance the monitoring of the performance of MedcoEnergi and subsidiaries, since 2009, the routin BOD meetings were convened twice a month. The first took place in the first week to discuss the operating performance of the previous month, whereas the second was held in the third week to discuss the financial performance of the previous month. In addition, to ensure that the Company's strategy was still in line with the conditions of MedcoEnergi, the BOD ensured that it convened the Board Priority Settings (BPS) meeting. Meanwhile, to discuss the work plan and budget that had been prepared by the BOD of MedcoEnergi and subsidiaries, the BOD convened the Management by Objective (MBO) meeting two months prior to year end. A month following the end of each quarter, the BOD convened the Quarterly Performance Evaluation meeting.

In 2009, the BOD convened a total of 20 meetings with a 55% attendance record. All members of the BOD had attended the BPS meeting convened on June 20, 2009 to set the implementation plan for the Company's strategy in 2010. In order to ensure that the plan that was formulated in the BPS meeting could be executed, at the end of November 2009, all BOD members had attended the MBO meeting to collectively agree and express their commitments to undertake the work program and budget that were proposed for the year 2010.

No	Nama Name	Daftar Kehadiran Rapat Direksi Tahun 2009 | List of Attendance in 2009 Board of Directors Meeting																			
		1/7	1/21	2/4	2/25	3/11	3/25	4/8	5/6	5/20	6/3	6/24	7/9	8/5	8/26	9/9	9/30	10/7	11/4	12/9	12/23
1	Darmoyo Doyoatmojo	+	+	+	+	-	+	+	-	+	-	+	+	-	+	-	-	+	+	+	+
2	Larry Luckey	-	+	+	+	+	-	+	-	-	-	+	-	-	+	+	-	-	-	-	-
3	Lukman A. Mahfoedz	+	-	+	-	-	+	+	-	-	-	-	+	-	-	-	+	+	-	-	+
4	D. Cyril Noerhadi	+	-	+	+	+	-	+	+	+	+	+	-	-	+	+	-	+	-	+	+

Kebijakan Remunerasi

Remuneration Policy

Besaran remunerasi Dewan Komisaris dan Direksi MedcoEnergi dan anak perusahaan ditentukan berdasarkan hasil pencapaian Indikator Kinerja Utama dan kinerja Perseroan secara keseluruhan, serta hasil tolok ukur dan survey standar remunerasi Dewan Komisaris dan Direksi untuk perusahaan sejenis (bidang usaha dan besarnya aset) di Indonesia dan Asia Pasifik. Dalam menyusun perhitungan dan penentuan besaran, serta distribusi remunerasi kepada masing-masing anggota, Dewan Komisaris dibantu oleh Komite Remunerasi, selanjutnya diajukan kepada RUPS Tahunan.

The amounts of remuneration for the BOC and BOD of MedcoEnergi and subsidiaries are determined on the basis of the achievement of the Key Performance Indicators and overall performance of the Company, as well as the benchmark standards of peer companies in the industry in Indonesia and Asia Pasific. In the formulation and determination of the amounts of remuneration to each board member, the BOC is assisted by Remuneration Committee, for subsequent submission to the Annual GMS.

Untuk tahun 2009, Komite Remunerasi mengusulkan kepada Dewan Komisaris untuk mengajukan remunerasi seluruh anggota Dewan Komisaris dan Direksi MedcoEnergi kepada pemegang saham dalam RUPS Tahunan tanggal 23 Juni 2009 sebesar AS$5,8 juta dan melimpahkan wewenang pendistribusian bonus, gaji dan tunjangan untuk masing-masing Dewan Komisaris dan Direksi kepada Dewan Komisaris. Berdasarkan hasil keputusan RPUS Tahunan tersebut, di akhir tahun 2009, MedcoEnergi telah membayarkan sejumlah AS$5,2 juta kepada seluruh anggota Dewan Komisaris dan Direksi untuk gaji dan tunjangan, serta bonus atas pencapaian indikator kinerja utama di tahun 2008, termasuk pajak penghasilannya. Berikut distribusi remunerasi Dewan Komisaris dan Direksi di tahun 2009.

For the year 2009, the Remuneration Committee proposed to the BOC to submit the remuneration packages for all members of the BOC and BOD of MedcoEnergi to the shareholders at the Annual GMS of June 23, 2009, amounting to US$5.8 million and delegated the authority for the distribution of bonuses, salaries and benefits for each member of the BOC and BOD to the Board of Commissioners. Based on the resolution of the said Annual GMS, by year end 2009, MedcoEnergi had paid a total of US$5.2 million to all members of the BOC and BOD in the form of salaries and benefits, as well as bonuses on the achievement of the key performance indicators for the year 2008, including their income taxes. The following table shows the distribution of the remuneration of the BOC and BOD in 2009.

(Dalam jutaan AS$) (In million US$)

	Gaji & Tunjangan Salary & Benefit		Bonus		Pajak Tax		Jumlah Total		
	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008	
Dewan Komisaris	0.7	0.7	1.0	0.9	0.5	0.8	2.2	2.5	Board of Commissioners
Direksi	1.0	0.8	1.3	1.1	0.7	0.8	3.0	2.6	Board of Directors
Jumlah	1.7	1.5	2.3	2.0	1.2	1.6	5.2	5.1	Total

Komite-Komite
Committeess

Dewan Komisaris telah membentuk empat komite untuk membantu dalam menjalankan kewajiban, tugas dan tanggung jawabnya dalam mengawasi dan memberikan nasehat kepada Direksi untuk melakukan tindakan pengelolaan Perseroan.

The BOC has established four committees to assist the Commissioners in carrying out their duties, roles and responsibilities in overseeing and providing advise to the BOD in the management of the Company.

Komite Audit

Tanggung jawab utama Komite Audit MedcoEnergi adalah membantu Dewan Komisaris menilai laporan keuangan dan operasional yang dibuat oleh Direksi. Disamping itu Komite Audit juga melakukan indentifikasi hal-hal yang melanggar hukum, peraturan, dan ketentuan lain yang berlaku menyangkut kegiatan usaha MedcoEnergi, menelaah kualitas pelaksanaan fungsi audit internal melalui penelaahan terhadap perencanaan, pelaksanaan, hasil dan efektifitas tindak lanjut hasil audit yang dilakukan, dan menilai kualitas kinerja auditor eksternal dan memberikan rekomendasi kepada Dewan Komisaris.

The Audit Committee

Its main responsibility is assisting the BOC to assess the integrity of operation and financial reports prepared by the BOD, as well as to identify any financial violation issues toward the applicable law, rules, and regulations within the business of MedcoEnergi and its subsidiaries. The Audit Committee also reviews the quality implementation of the internal audits through strict audits towards planning, implementation, results and effectivity of audit findings, and rating the external auditor performance and providing recommendation to the BOC.

Susunan Anggota Komite Audit **Member of Audit Committee**

Ketua (Komisaris Independen)	Rachmat Sudibjo (RS)	Chairman (Independent Commissioner)
Anggota (Komisaris Utama)	Hilmi Panigoro (HP)	Member (President Commissioner)
Anggota (Komisaris Independen)	Gustiaman Deru (GD)	Member (Independent Commissioner)
Anggota (Pihak Independen)	Zulfikri Abubakar (ZA)	Member (Independent Party)
Anggota (Pihak Independen)	Djoko Sutardjo (DS)	Member (Independent Party)

Tugas dan Kewajiban Komite Audit

- Menelaah informasi keuangan yang akan dipublikasikan seperti laporan keuangan, proyeksi dan perkiraan bisnis.
- Menelaah kepatuhan terhadap peraturan dan perundangan yang berlaku serta Pedoman Perilaku Perseroan dengan mengutamakan keterbukaan dan keadilan dalam melakukan usaha.
- Menyetujui Piagam Unit Internal Audit, program dan rencana tahunan audit serta menelaah tanggapan dari manajemen atas hasil audit.

Duties and Responsibilities of Audit Committee

- Review the Company's financial information for publications such as financial statements, business projection and estimates.
- Review compliance towards prevailing laws and regulations as well as the Company's Code of Conduct placing an emphasis on transparency and fairness in carrying out its business.
- Approve the Charter of the Internal Audit Unit, annual audit program and plan, and review the feed back from management on the audit findings.

- Menelaah penunjukan Auditor Eksternal, termasuk melihat kualifikasinya, kinerja kemandirian, dan memberikan rekomendasi ke Dewan Komisaris untuk persetujuan.
- Menyelesaikan segala kesetidakpahaman antara manajemen dan auditor independen mengenai pelaporan keuangan.
- Membantu Dewan Komisaris untuk menganalisa laporan dari Unit Audit Internal dan Komite Pemantauan Risiko.
- Menelaah, menganalisa sesuai kebutuhan isi dari Piagam Komite Audit.
- Menelaah segala keluhan yang didapat Perseroan dan melaporkannya ke Dewan Komisaris.
- Memastikan kerahasiaan dokumen, data dan segala bentuk informasi.
- Secara bertahap membuat laporan Komite Audit dan menyampaikannya kepada Dewan Komisaris sekurang kurangnya sekali dalam setahun.

- Review the appointment of the Independent External Auditor, including verifying their qualification, independence; and give the recommendation to the BOC for approval.
- Resolve all disputes between the management and independent auditors on the financial statements.
- Assist the BOC in assessing the report of the Internal Audit Unit and the Risk Management Committee.
- Review the Audit Committee Charter periodically.
- Review all grievances addressed to the Company and report them to the Board of Commmissioners.
- Ensure the confidentiality of all documents, data and information.
- Issue the Audit Committee report for submission to the BOC at least once a year.

Rapat-rapat Komite Audit

Sepanjang tahun 2009, Komite Audit menelaah laporan keuangan konsolidasi triwulanan dan tahunan untuk memberi kepastian kepada Dewan Komisaris bahwa laporan keuangan konsolidasi telah disiapkan sesuai dengan Peraturan Standar Akuntansi Keuangan (PSAK) di Indonesia, dan bahwa semua informasi telah dilaporkan sepenuhnya secara akurat sebelum laporan diterbitkan.

Berdasarkan masukan dari Komite Audit, Dewan Komisaris menyetujui penerbitan laporan keuangan konsolidasi. Komite Audit juga menelaah kinerja Akuntan Publik yang melakukan audit laporan keuangan konsolidasi tahun sebelumnya dan memberikan masukan kepada Dewan Komisaris untuk menunjuk Akuntan Publik yang sama untuk mengaudit laporan keuangan konsolidasi tahun 2009.

Berdasarkan kegiatannya dilakukan 8 kali rapat antara tanggal 20 Maret 2009 sampai dengan 4 Desember 2009 dimana rapat tersebut dihadiri oleh 75% dari keseluruhan anggotanya, dibawah ini adalah jumlah kehadiran secara terperinci.

The Committee Audit Meetings

During 2009, the Audit Committee has reviewed the quarterly and annual financial statements and provided assurance to the Board of Commisioners that all consolidated financial statements complies with Generally Accepted Accounting Principles of Indonesia (PSAK), and all information are disclosed accurately before publication.

Based on the inputs from the Audit Committee, The BOC has approved the disclosure of consolidated financial statements, as such reviewing the performance of the Public Accountant that also carried out the consolidated financial statements from previous year and assured the Board of Commisioners to engage with said Public Accountant to audit the consolidated financial statement of 2009.

Based on the eight meetings conducted in 2009 from March 20, 2009 until December 4, 2009, wherein all meeting were attended by 75% of the total members, below is the detail attendance of Audit Committee meetings.

Komite Nominasi

Tanggung jawab utama dari Komite Nominasi adalah membantu Dewan Komisaris dalam seleksi dan nominasi anggota Direksi dan Dewan Komisaris MedcoEnergi, termasuk mengevaluasi kinerja Dewan Komisaris dan Direksi Perseroan.

The Nomination Committee

The main responsibility of the Nomination Committee is to assist the BOC in selecting and nominating candidates to the Board of Directors and The BOC.

Susunan Anggota Komite Nominasi		Member of Nomination Committee
Ketua (Komisaris)	Yani Y. Rodyat (YR)	Chairman (Commissioner)
Anggota (Komisaris Utama)	Hilmi Panigoro (HP)	Member (President Commissioner)
Anggota (Komisaris Independen)	Gustiaman Deru (GD)	Member (Independent Commissioner)
Anggota (Direktur Keuangan)	D. Cyril Noerhadi (DCN)	Member (Finance Director)
Anggota (Direktur Proyek)	Lukman A. Mahfoedz (LM)	Member (Project Director)

Tugas dan Kewajiban Komite Nominasi

- Mengidentifikasi setiap individu yang lolos kualifikasi menjadi kandidat anggota Dewan Komisaris atau Direksi, termasuk menentukan kualifikasi dan melihat kandidat melalui *due diligence*.
- Menominasikan dan menyaring kandidat anggota Dewan Komisaris dan Direksi.
- Menelaah dan mengeveluasi kinerja Dewan Komisaris dan Direksi.
- Melakukan terminasi terhadap keanggotaan individu di dalam Dewan Komisaris dan Direksi sesuai dengan kebijakan Perseroan.

Duties and Responsibilities of the Nomination Committee

- Identify qualified candidates for membership to the BOC and Board of Directors, including determining the qualification and vetting the candidates through due diligence.
- Nominate and select candidates for the BOC and Board of Directors.
- Review and evaluate the performance of the BOC and Board of Directors.
- Terminate individual members of the BOC and Board of Directors in line with the Company's policies.

- Menelaah dan merekomendasikan anggota-anggota Komite Dewan Komisaris
- Mengembangkan kepelatihan dan orientasi dasar bagi anggota Dewan Komisaris dan Direksi.
- Menilai kinerja Direksi sesuai dengan misi dan obyektif Perseroan.
- Melakukan rencana suksesi bagi Direksi dan anggota Eksekutif.

Laporan Kerja Komite Nominasi

Di tahun 2009, Komite telah melakukan proses evaluasi terhadap susunan Dewan Komisaris dan Direksi baik ditingkat Perseroan maupun anak-anak perusahaan. Hal ini dilakukan sejalan dengan prinsip-prinsip GCG yang senantiasa dilakukan oleh Perseroan. Selain itu, Komite ini juga ditugasi untuk mengawasi penunjukkan anggota Dewan Komisaris, Direksi dan Manajemen Senior sehubungan dengan Program Revitalisasi Organisasi Perseroan dalam rangka memastikan pelaksanaan strategi korporasi untuk 10 tahun ke depan.

Untuk itu, Komite melakukan rapat sebanyak satu kali di tahun 2009 untuk menetapkan langkah selanjutnya dalam penugasan tersebut di atas.

- Review and recommend members for the Committee of the BOC.
- Develop training and basic orientation for members of the BOC and Board of Directors.
- Evaluate the performance of the BOD in line with the mission and objectives of the Company.
- Prepare a succession plan for the BOD and senior Executives.

Report of the Nomination Committee

In 2009, the Committee evaluated the composition of the BOC and BOD at the parent company and subsidiaries. This is done pursuant to the principles of GCG that are espoused by the Company. In addition, the Committee was especially tasked to monitor the appointment of members to the BOC, BOD and Senior Management in connection with the Company's Organization Revitalization Program in order to ensure the execution of corporate strategies over the next 10 years.

To that end, the Committee met once in 2009 to determine subsequent actions for the aforementioned assignment.

Komite Remunerasi

Komite Remunerasi bertanggung jawab membantu Dewan Komisaris dalam merumuskan kebijakan remunerasi serta mengevaluasi remunerasi anggota Dewan Komisaris dan Direksi.

The Remuneration Committee

The Remuneration Committee is responsible to assist the BOC in formulating the policies on remuneration and evaluating the remuneration for members of BOC and BOD.

Susunan Anggota Komite Remunerasi / **Member of Remuneration Committee**

Ketua (Komisaris Utama)	Hilmi Panigoro (HP)	Chairman (President Commissioner)
Anggota (Komisaris)	Yani Y. Rodyat (YR)	Member (Commissioner)
Anggota (Komisaris)	Retno D. Arifin (RD)	Member (Commissioner)
Anggota (Direktur Keuangan)	D. Cyril Noerhadi (DCN)	Member (Finance Director)
Anggota (Direktur Proyek)	Lukman A. Mahfoedz (LM)	Member (Project Director)

Tugas dan Kewajiban Komite Remunerasi

- Membuat acuan umum mengenai sistem remunerasi Perseroan untuk persetujuan Dewan Komisaris dan Direksi gabungan.
- Membuat dan menelaah kebijakan remunerasi bagi Dewan Komisaris dan Direksi Perseroan.
- Menelaah dan merekomendasikan remunerasi anggota Dewan Komisaris dan Direksi Perseroan.
- Menelaah dan merekomendasikan sehubungan dengan Kompensasi Insentif, termasuk diantaranya rencana berdasarkan ekuitas.
- Menelaah Kebijakan dan Sistem Remunerasi anak-anak perusahaan untuk memastikan kesamaannya dengan Acuan Umum Perseroan.
- Melaporkan kepada Dewan Komisaris dan Direksi sebuah laporan akhir tahun dalam Laporan Tahunan Perseroan.

Laporan Kerja Komite Remunerasi

Pada tahun 2009, Komite menelaah kebijakan remunerasi Dewan Komisaris dan Direksi dan distribusi dari remunerasi tersebut di tahun 2008. Berdasarkan penelaahan dan distribusi aktual, Komite memperkirakan remunerasi Dewan Komisaris dan Direksi untuk tahun 2010 untuk diajukan dan memperoleh persetujuan RUPST 2010.

Duties and Responsibilities of the Remuneration Committee

- Formulate a General Reference on the Company's remuneration system for the joint approval of the BOC and BOD.
- Formulate and review the remuneration policies for the BOC and BOD.
- Review and recommend the remuneration for members of BOC and BOD.
- Review and recommend incentive-driven compensation, including the plan for an equity-based compensation regime.
- Review the Remuneratio Policy and System of subsidiaries to ensure uniformity with the General Reference on the Company's remuneration system.
- Provide a year end report to the BOC and BOD to be included in the Company's Annual Report.

Report of the Remuneration Committee

In 2009, the Committee reviewed the remuneration policies for members of BOC and BOD and the disbursement of such remuneration in 2008. Based on the review and actual disbursement, the Committee estimated the remuneration of the BOC and BOD for the financial year 2010 to be submitted for the approval of the 2010 AGMS.

No	Tanggal Kehadiran Meeting Held	Agenda Rapat Topic of Discussion	Kehadiran Anggota Komite Nominasi & Remunerasi Nomination & Remuneration Committee Member Attendance					
			HP	YR	RDA	DCN	LM	SS
			Ketua Chairman	Anggota Member	Anggota Member	Anggota Member	Anggota Member	Sekretaris Secretary
1	26-Feb-09	a) Directors C&B lists (be reviewed / decided by RC or the Shareholders / MEI BOD (for subsidiary) b) New entities' Directors (MCBM, MEMI, MEGI and EPI) C&B c) MEI plan on Boards Insurance	1	1	1	1	1	1
2	19-Jun-09	Recommendation of 2009 Salary Budget for BOC and BOD (approved by BOC to be forwarded to AGMS June 23,2009)	1	1	1	1	1	1
3	30-Jul-09	a) Subsidiaries New Boards (BOC and BOD Members) Salary b) MEI Boards compensation matters (Salary Vac THR Bonus decision)	1	1	0	1	1	1
		Attendance	3	3	2	3	3	3
		Rate of Attendance Status	100%	100%	50%	100%	100%	100%
		Average Total	90%					

Komite Pemantauan Risiko

Tanggung jawab utama Komite Pemantauan Risiko adalah membantu Dewan Komisaris memastikan bahwa telah dilakukan penilaian mendalam terhadap semua transaksi dan tindakan korporasi yang berpotensi mengandung risiko serta memberi pertimbangan terhadap tindakan yang perlu diambil untuk mengurangi dampak risiko tersebut.

The Risk Monitoring Committee

The main responsibility of the Risk Monitoring Committee (RMC) is to assist the BOC in ensuring that the Company has undertaken a thorough assessment on all transactions and corporate actions that contain material risks and given due consideration for contingency measures that need to be taken to mitigate the potential impact of said risks.

Susunan Anggota Komite Pemantauan Risiko / **Member of Risk Monitoring Committee**

Ketua (Komisaris Utama)	Hilmi Panigoro (HP)	Chairman (President Commissioner)
Anggota (Komisaris Independen)	Rachmat Sudibjo (RS)	Member (Independent Commissioner)
Anggota (Komisaris)	Yani Y. Rodyat (YR)	Member (Commissioner)
Anggota (Direktur Keuangan)	D. Cyril Noerhadi (DCN)	Member (Finance Director)
Anggota (Direktur Strategi)	Larry L. Luckey (LL)	Member (Strategy Director)

Tugas dan Kewajiban Komite Pemantauan Risiko

- Menelaah efektifitas struktur organisasi untuk mengelola risiko yang ada.
- Menelaah perkembangan kemampuan manajemen risiko terhadap praktik dari industri terkait.
- Menelaaah dan memahami profil risiko MedcoEnergi dan Anak-anak Perusahaannya.
- Menalaah batas risiko dan mengukur keterkaitan operasional Perseroan terhadap batasan tersebut termasuk didalamnya kebijakan risiko dan teknik mitigasi.
- Memastikan bahwa identifikasi, pemahaman, dan control proses untuk risiko di bidang usaha dan segi teknis pada semua tingkatan di perusahaan berjalan secara efektif.
- Memiliki hak untuk mendapatkan akses secara keseluruhan kepada kepegawaian, dokumen, data, fasilitas dan dana sesuai dengan tugas yang telah ditetapkan, untuk hal mana Komite Pemantauan Risiko bekerja sama dengan Komite Audit.
- Secara periodik melaporkan aktifitasnya didalam laporan tahunan kepada Dewan Komisaris.

Duties and Responsibilities of the RMC

- Review the effectiveness of the organizational structure to manage potential risks.
- Review the evolving risk management capability against best practices in related industries.
- Review and assess the risk profile of MedcoEnergi and its subsidiaries.
- Review risk limits and measure the correlation between the Company's operations and those limits including the risk management policies and mitigation techniques.
- Ensure that the identification, understanding and control of risks related to business operations and technical means at every level of the organization are effectively served.
- Ensure access to all personnel, documents, data, facilities and funds in accordance with the assigned responsibilities, for which the RMC works closely with the Audit Committee.
- Periodically report its activities in the annual report to the Board of Commissioners.

No	Tanggal Kehadiran Meeting Held	Agenda Rapat Topic of Discussion	Kehadiran Anggota RMC RMC Member Attendance				
			HP	YR	RS	DCN	LL
			Anggota Member	Anggota Member	Anggota Member	Anggota Member	Sekretaris Secretary
1	Jan-8-09	Update proyek pipanisasi gas dari Gn. Megang ke Singa Update gas pipeline project from Gn. Megang to Singa	1	1	1	1	-
2	Feb-12-09	Akuisisi Medco US atas East Cameron 316 Medco US acquisition of East Cameron 316	1	-	-	1	1
3	Mar-19-09	Pinjaman berdasarkan cadangan minyak untuk Kakap PSC Kakap PSC reserve based lending	1	-	1	1	-
4	Apr-30-09	Penerbitan Obligasi Rupiah Issuance of IDR bonds	1	-	1	1	1
5	Jun-17-09	1. Akuisisi hak partisipasi BP di Offshore Northwest Java PSC 2. Menelaah divestasi 25% hak partisipasi MedcoEnergi di kakap PSC 3. MDI equity injection 4. Proyek Etanol Merauke 1. Acquisition BP working interest in Offshore Northwest Java PSC 2. Update on divestment 25% of MedcoEnergi interest in Kakap PSC 3. MDI equity injection 4. Project ethanol Merauke	1	-	-	1	1
6	Jun-26-09	1. Pelepasan perusahaan-perusahan yang terhenti 2. Pembaharuan kontrak asuransi periode 2009-2010 1. Disposal on dormant companies 2. Insurance contract renewal period 2009-2010	-	-	1	1	1
7	Aug-3-09	1. Lindung nilai mata uang Rupiah 2. Pengawasan perusahaan luar negari 1. Hedging on IDR exposure 2. Controlled foreign corporation	1	-	1	1	1
8	Sept-16-09	1. Proyek pendanaan MEGS 2. Update Lindung nilai mata uang Rupiah 3. Update penagihan Apexindo 1. MEGS project financing 2. Update on hedging of IDR exposure 3. Update on Apexindo collection	1	-	1	1	1
9	Oct-14-09	1. Restrukturisasi transaksi hutang terhadap ekuitas MDI 2. Persyaratan pendanaan MEI 2010 3. Divestasi perlengkapan Electronic wireline logging (EWL) 4. Divestasi Langsa TAC 1. MDI restructuring debt-to-equity transaction 2. MEI 2010 financing requirements 3. Electronic wireline logging (EWL) equipment divestment 4. Langsa TAC divestment	1	-	1	1	1
10	Nov-19-09	1. Restrukturisasi MPI 2. Restrukturisasi EPI 1. MPI restructuring 2. EPI restructuring	1	-	1	1	-
		Jumlah Kehadiran | Total Attendance	9	1	8	10	7
		Status Persentase Kehadiran | Rate of Attendance Status	90%	10%	80%	100%	70%
			70%				

Laporan Kerja Komite Pemantauan Risiko

Pada tahun 2009, Komite menelaah beberapa transaksi dan tindakan korporasi serta memberikan masukan mengenai tindakan yang perlu dilakukan untuk mengurangi risiko yang terjadi akibat dari transaksi dan tindakan korporasi tersebut. Berdasarkan masukan dari Komite, Dewan Komisaris memberikan persetujuan untuk melakukan transaksi dan tindakan korporasi tersebut. Komite juga mengadakan sembilan rapat yang dihadiri anggota Komite dan para pelaku transaksi untuk mendiskusikan dan menelaah transaksi dan tindakan korporasi tersebut. Rapat dihadiri oleh 70% dari seluruh anggota Komite.

Risk Monitoring Committee Report

In 2009, the Committee reviewed several transactions and corporate actions and gave its consideration on contingency measures that need to be taken to mitigate the potential risks resulting from such transactions and corporate actions. Based on the recommendations of the Committee, the BOC gave its approval to undertake the transactions and corporate actions. In the course of its duties, the Committee met for a total of nine times in 2009, attended by members of the Committee and the relevant Senior Executives to review the proposed transactions and corporate actions. These meetings were attended by 70% of the members of the Committee.

Komite GCG

Komite GCG bertanggung jawab untuk membantu Dewan Komisaris dan Direksi dalam memperkuat dan memastikan penerapan praktik-praktik GCG dan tata nilai Perseroan yang konsisten pada semua level di MedcoEnergi.

The GCG Committee

The GCG Committee is responsible for assisting the BOC and BOD in strengthening and ensuring the implementation of GCG practices and corporate values of the Company's that are consistently applied throughout the MedcoEnergi Group.

Susunan Anggota Komite GCG / **Member of GCG Committee**

Ketua (Komisaris)	Hilmi Panigoro (HP)	Chairman (Commissioner)
Anggota (Komisaris Independen)	Rachmat Sudibjo (RS)	Member (Independent Commissioner)
Anggota (Komisaris)	Yani Y. Rodyat (YR)	Member (Commissioner)
Anggota (Direktur Utama)	Darmoyo Doyoatmojo (DD)	Member (President Director)
Anggota (Direktur Utama MEPI)	Budi Basuki (BB)	Member (MEPI President Director)
Anggota (Direktur Utama MDI)	Djatnika S. Puradinata (Dj)	Member (MDI President Director)
Anggota (Direktur Utama MPI)	Fazil E. Alfitri (FEA)	Member (MPI President Director)
Anggota (Direktur Operasi MEG)	Grant V. Bowler (GB)	Member (MEG Operation Director)

Tugas dan Kewajiban Komite GCG

- Mengembangkan dan merekomendasikan serangkaian prinsip-prinsip dan standar GCG untuk MedcoEnergi Group, serta menelaah standar-standar tersebut secara berkala untuk memastikan relevansinya terhadap kondisi lokal maupun global yang berlaku.
- Menelaah kebijakan GCG yang ditetapkan Direksi secara berkala guna memastikan bahwa kebijakan tersebut sejalan dengan prinsip-prinsip maupun standar GCG yang direkomendasikan; dan memberi rekomendasi untuk penyesuaian/perubahan/perbaikan atas kebijakan GCG bilamana diperlukan.
- Memberi rekomendasi kepada Dewan Komisaris tentang perubahan terhadap kebijakan dan panduan GCG.
- Memonitor penerapan panduan tersebut secara konsisten pada tingkat Dewan Komisaris, Direksi, Eksekutif Senior maupun di seluruh jajaran karyawan MedcoEnergi Group.
- Mengevaluasi setiap potensi benturan kepentingan atau pelanggaran lainnya oleh Direksi maupun Eksekutif Senior serta memberikan rekomendasi kepada Dewan Komisaris mengenai penyelesaian permasalahannya.
- Mengevaluasi laporan Direksi atas implementasi praktik-praktik GCG secara triwulanan dan tahunan.
- Menilai hasil implementasi praktik-praktik GCG di seluruh kelompok usaha MedcoEnergi setiap tahunnya.
- Mendorong penerapan praktik-praktik GCG secara konsisten diseluruh kelompok usaha MedcoEnergi dengan menjadikan pimpinan sebagai panutan.
- Merekomendasikan standar penerapan program CSR yang sesuai dengan standar perusahaan nasional dan internasional terkemuka seperti MedcoEnergi.
- Memastikan bahwa Direksi telah menetapkan kebijakan maupu program CSR seiring dengan standar global serta melakukan pengawasan yang memadai atas implementasi program dan kebijakan CSR tersebut.
- Mengevaluasi laporan Direksi mengenai penerapan program CSR secara triwulanan dan tahunan.
- Menilai hasil usaha penerapan CSR program di kelompok usaha MedcoEnergi setiap tahunnya.

Duties and Responsibilities of the GCG Committee

- Develop and recommend a set of GCG principles and standards for the MedcoEnergi Group, and to review these standards periodically in terms of relevancy to the present global and local conditions.
- Review GCG policies set by the BOD periodically to ensure that the policies are in line with the recommended GCG principles and standards as well as recommend adjustment/amendment/improvement on the GCG policies whenever necessary.
- Recommend changes to GCG policies and guidelines to the BOC.
- Monitor consistent implementation of those guidelines by members of the BOC, BOD, Senior Executive and Employees of MedcoEnergi Group.
- Evaluate any potential conflict of interest or any other potential violation among BOD or Executive Directors and provide recommendations to the BOC on the resolution of the matter.
- Evaluate the report of the BOD on the implementation of GCG practices on a quarterly and annual basis.
- Assess the results of GCG implementation and practices throughout the MedcoEnergi Group annually.
- Promote consistent implementation of GCG practices within MedcoEnergi Group by having the leadership as role models.
- Recommend the appropriate standards of the CSR programs that befit a company of national and international stature as MedcoEnergi.
- Ensure that the BOD set the CSR policies and program in line with the global standards and provide adequate monitoring on the implementation of the CSR policies and programs.
- Evaluate the report of the BOD on the implementation of CSR programs on a quarterly and annual basis.
- Assess the results of the implementation of the CSR programs throughout the MedcoEnergi Group annually.

No	Tanggal Kehadiran Meeting Held	Agenda Rapat Topic of Discussion	Kehadiran Anggota Komite GCG GCG Committee Member Attendance								
			HP	YR	RS	DD	BB	Dj	FEA	GB	CA
			Chairperson	Member	Member	Member	Member	Member	Member	Member	Secretary
1	Jan-09	Persetujuan Buku Pedoman GCG & Code of Conduct dan Piagam Komite GCG Endorsement of GCG Guidelines & Code of Conduct and GCG Committee	1	1	1	1	1	1	1	1	1
2	Nov-09	Laporan GCG Task Force tentang internalisasi GCG dan Corporate Values GCG Task Force report on the GCG Internalization and Corporate Values	1	1	1	1	1	1	1	1	1
		Jumlah Kehadiran Total Attendance	2	2	2	2	2	2	2	2	2
		Rata-rata Status Kehadiran Rate Of Attendance Status	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
			100%								

Sekretaris Perusahaan
Corporate Secretary

Sudah merupakan komitmen MedcoEnergi untuk senantiasa mematuhi ketentuan dalam Peraturan Bapepam-LK dan PT Bursa Efek Indonesia (BEI). Sejak tahun 1997, MedcoEnergi telah memenuhi Peraturan Bapepam-LK No.IX.I.4 dan Peraturan BEI No.I-A tentang Pembentukan Sekretaris Perusahaan, dengan menunjuk salah seorang Direksi untuk merangkap jabatan menjadi Sekretaris Perusahaan. Akan tetapi, sejalan dengan semakin berkembangnya kegiatan usaha Perseroan, serta untuk memastikan Sekretaris Perusahaan dapat berfungsi secara maksimal dalam memenuhi berbagai ketentuan di Pasar Modal dan menjembatani hubungan MedcoEnergi dengan para pemangku kepentingannya, Direksi MedcoEnergi telah membentuk Unit Sekretaris Perusahaan yang dipimpin oleh seorang Kepala Unit mulai tahun 2005. Dalam menjalankan tugas dan fungsinya, Unit Sekretaris Perusahaan melapor dan bertanggung jawab kepada Direktur Utama. Kepala Unit Sekretaris Perusahaan ditunjuk berdasarkan Keputusan Direksi dengan persetujuan Dewan Komisaris. Kepala Unit Sekretaris Perusahaan yang menjabat saat ini, ditunjuk berdasarkan Surat Keputusan Direksi Perseroan tanggal 16 Juli 2007, terhitung mulai tanggal 1 Agustus 2007, penunjukan ini telah dilaporkan kepada Bapepam-LK melalui surat No. MEI-246/DIR/VIII/2007 tanggal 1 Agustus 2007 dan diumumkan di surat kabar pada tanggal 2 Agustus 2007.

Fungsi Sekretaris Perusahaan

Sebagaimana ditentukan dalam Peraturan Bapepam-LK No.IX.I.4 dan Peraturan PT Bursa Efek Indonesia No.I-A, Unit Sekretaris Perusahaan di MedcoEnergi berfungsi sebagai penghubung antara MedcoEnergi dengan para pemegang saham, Bapepam-LK, Bursa Efek, otoritas pasar modal lainnya, serta masyarakat secara umum.Disamping itu, Unit Sekretaris Perusahaan juga bertanggung jawab untuk senantiasa mengikuti perkembangan segala peraturan dan perundangan yang berlaku terkait dengan Pasar Modal, Perseroan Terbatas, maupun peraturan perundang-undangan lain yang berhubungan dengan bidang usaha dan kegiatan usaha MedcoEnergi dan anak perusahaannya.Unit Sekretaris Perusahaan di MedcoEnergi, bekerjasama dengan Unit Hukum Korporasi, bertanggung jawab untuk memberi masukkan kepada Direksi maupun Dewan Komisaris atas setiap perubahan dalam peraturan dan perundang-undangan yang berlaku dan memastikan perubahan tersebut dipatuhi oleh Perseroan dan

It is the commitment of MedcoEnergi to maintain compliance with the Rules of Bapepam-LK and PT Bursa Efek Indonesia (IDX). Since the year 1997, MedcoEnergi has complied with the Rules of Bapepam-LK No. IX.I.4 and IDX No. I-A regarding the Formation of Corporate Secretary, the BOD of MedcoEnergi had appointed one of the members of BOD to act as the Corporate Secretary. However, in line with the growth of the Company's business, and to ensure that the Corporate Secretary is capable to maximize his/her function in performing the duty of a Corporate Secretary in fulfilling various requirements of the Capital Market, as well as bridging communication among MedcoEnergi and its stakeholders, the BOD of MedcoEnergi formed a Corporate Secretary Unit that headed by a Head of Division starting in year 2005. In performing its duties and functions, the Corporate Secretary Divison reports and holds responsible to the President Director. The Head of Corporate Secretary is appointed pursuant to the Resolution of the BOD with the approval of the BOC. The current Head of Secretary Division is appointed pursuant to the BOD Resolution dated July 16, 2007 which effective in August 1, 2007. The appointment of such Head had been reported to Bapepam-LK through the letter No. MEI-246/DIR/VIII/2007 dated August 1, 2007 and announced in newspaper on August 2, 2007.

The Function of Corporate Secretary

As stipulated under the Rules of Bapepam-LK No. IX.I.4 and IDX No. I-A, the Corporate Secretary in MedcoEnergi holds a relation function between MedcoEnergi and its shareholders, Bapepam-LK, Stock Exchange, other capital market authorities, and public in general. In addition, the Corporate Secretary Unit also holds responsible to keep up to date with the developments of laws and regulations related to the Capital Market, Company Law, and other laws and regulations related to the business sectors and business activities of MedcoEnergi and its subsidiaries. The Corporate Secretary Unit of MedcoEnergi, closely works with the Corporate Legal Division, holds responsibility to advise any changes on the prevailing laws and regulations to the BOD and BOC, as well as to ensure such changes in laws and regulations are complied with by MedcoEnergi and its subsidiaries. The Corporate Secretary is also responsible to assist the BOD and BOD in ensuring the implementation of the highest standard

anak perusahaannya. Unit Sekretaris Perusahaan juga bertanggungjawab membantu Direksi dan Dewan Komisaris dalam memastikan diterapkannya prinsip-prinsip Tata Kelola Perusahaan dengan standar tertinggi di MedcoEnergi, sekaligus juga dipatuhinya seluruh ketentuan dalam Anggaran Dasar MedcoEnergi dan anak perusahaan.

of Corporate Governance principles in MedcoEnergi, and at the same time also ensuring that all requirements on the Articles of Association of MedcoEnergi and its subsidiaries are complied with.

Pelaksanaan Tugas dan Fungsi Sekretaris Perusahaan

Di sepanjang tahun 2009, Unit Sekretaris Perusahaan telah membantu Direksi dan Dewan Komisaris dalam meningkatkan komunikasi antara Direksi MedcoEnergi dengan para pemangku kepentingan, baik internal maupun eksternal; meningkatkan hubungan baik antara MedcoEnergi dengan masyarakat melalui program Tanggung Jawab Sosial; meningkatkan hubungan baik antara MedcoEnergi dengan institusi dan otoritas Pemerintah; memastikan kepatuhan MedcoEnergi terhadap Peraturan Bapepam-LK dan BEI, serta Anggaran Dasar; dan melakukan internalisasi Pedoman GCG dan CoC, serta revitalisasi Tata Nilai Perusahaan.

Implementation of Corporate Secretary's Duties and Functions

During 2009, the Corporate Secretary Unit has assisted the BOD and BOC in enhancing communication of MedcoEnergi's BOD with all its stakeholders, both internal and external; enhancing relationship of MedcoEnergi and community through the implementation of Social Responsibility program; enhancing relationship of MedcoEnergi and institutions and Government authorities; ensuring MedcoEnergi's compliance with Rules of Bapepam-LK and IDX, as well as the Articles of Association; and implementing internalization of GCG Guidelines and CoC, as well as re-energize the Corporate Values.

Meningkatkan Komunikasi Internal dan Eksternal

Direksi MedcoEnergi meyakini komunikasi merupakan salah satu perangkat penting yang mendukung Perseroan untuk memperoleh kepercayaan dari para pemegang saham dan pemangku kepentingan lainnya. Dengan adanya komunikasi, para pemegang saham dan pihak-pihak pemangku kepentingan lain dapat memperoleh informasi tentang perkembangan usaha dan kegiatan-kegiatan usaha lainnya MedcoEnergi dan unit-unit usahanya yang akurat dan tepat waktu dengan mudah.

Enhancing Internal and External Communication

The BOD of MedcoEnergi believes that communication is one of the tools that support the Company in gaining trust from the shareholders and other stakeholders. By establishing communication, the shareholders and other stakeholders of MedcoEnergi are able to obtain information regarding the business growth and of MedcoEnergi and its business units that is accurate and timely easily.

Sejalan dengan komitmen MedcoEnergi untuk senantiasa menerapkan Tata Nilai Terbuka, Direksi berupaya untuk meningkatkan komunikasi dengan para pemangku kepentingannya, baik internal dan eksternal. Untuk itu, Unit Sekretaris Perusahaan telah menyediakan berbagai jalur dan alat komunikasi internal serta eksternal yang semuanya diatur secara rinci dalam Panduan Komunikasi.

In line with MedcoEnergi's commitment to continue implementing the Corporate Value of Open, the BOD strives to improve communication with both internal and external stakeholders of MedcoEnergi. The Corporate Secretary Unit maintains several communication conduits and tools both internally and externally, all of which are enumerated in detail in the Communications Guideline.

Menyelaraskan komunikasi internal

Dalam meningkatkan komunikasi internal, MedcoEnergi mengelola strategi diseminasi informasi yang efektif kepada seluruh karyawan dengan tujuan menciptakan keselarasan informasi sehingga dapat meningkatkan pengetahuan dan pemahaman atas tata nilai, perkembangan, arah dan tujuan Perseroan, serta menciptakan kondisi yang mendukung kreatifitas, inovasi, serta kerjasama antar anak perusahaan, divisi dan departemen dalam mencapai tujuan bersama. Strategi komunikasi internal yang efektif dilakukan dengan memasukkan faktor keterlibatan (*engagement*) agar tercipta rasa kepemilikan untuk mencapai hasil yang diharapkan.

Alligning internal communication

In improving internal communication, MedcoEnergi manages effective information dissemination to all employees with the aim of increasing knowledge and understanding of the values, development, direction and objective of the Company, and creates a conducive condition that supports creativity, innovation, and cooperation among subsidiaries, divisions and departments in attaining the same goals. Effective internal communication strategy is achieved by way of engaging the employees, through which they feel a sense of ownership in order to arrive at the same desired results.

Di tahun 2009, Direksi MedcoEnergi berupaya untuk menciptakan keselarasan dalam berkomunikasi secara internal. Untuk itu, seluruh komunikator senantiasa diberikan panduan komunikasi yang berisikan rantai komunikasi beserta pesan dan informasi penting yang perlu disampaikan kepada karyawan. Disamping itu, untuk menciptakan tali silaturahmi yang lebih erat antara Direksi dan karyawan diseluruh kelompok usaha MedcoEnergi maupun Medco secara keseluruhan, berbagai kegiatan internal juga telah diselenggarakan di tahun 2009. Rincian dari kegiatan silaturahmi ini dapat dilihat dalam tabel kegiatan komunikasi di tahun 2009.

In 2009, the BOD of MedcoEnergi strived to create alignment in the internal communication. Thus, all the communicators were equipped with communication guidelines which consist of communication chain and key messages and information that need to be conveyed to the employees. In addition, various internal activities to strengthen relationship of BOD and employees in MedcoEnergi and Medco Group as a whole had been held in 2009. Details activities held in 2009 can be seen on the following table.

Tanggal | Date	Acara | Events
6 Januari 2009	Pesan Tahun Baru | New Year Message: - Pesan dari Direktur Utama, Komisaris Utama dan Bapak Pendiri Messages from President Director, Chairman and Founding Father - Pemberian Penghargaan MedcoEnergi Improvement Award Awarding of MedcoEnergi Improvement Award - Peluncuran Buku Pedoman GCG & CoC Launcing of GCG Guidelines and CoC Book
15 Juli – 15 Agustus 2009	Pertandingan olah raga antara perusahaan di lingkungan Medco dan MedcoEnergi Sports competition among the companies in Medco Group and MedcoEnergi Group
17 Agustus 2009	Upacara Bendera dan Perayaan Kemerdekaan Republik Indonesia Flag Ceremony and Republic of Indonesia Independence Day Gathering
19 – 21 Agustus 2009	Pertemuan Direktur Utama dengan seluruh Karyawan Level Manajerial di masing-masing anak perusahaan Skip level meeting between President Director and all Employees at Managerial Level at each subsidiaries
28 Agustus – 11 September 2009	Buka Puasa Bersama Direktur Utama dengan seluruh karyawan di masing-masing anak perusahaan Break Fasting at Ramadhan month between the President Director with all employees at subsidiaries
9 September 2009	Buka Puasa Bersama MedcoEnergi Group dan Medco Group Break Fasting at Ramadhan month between MedcoEnergi Group and Medco Group
2-14 September 2009	Safari Ramadhan ke wilayah kerja utama Safari Ramadhan to major operating areas
18 September 2009	Halal Bihalal MedcoEnergi Group dan Medco Group Halal Bihalal between MedcoEnergi Group and Medco Group

Dalam upaya meningkatkan keselarasan dalam berkomunikasi dan mencapai visi MedcoEnergi, berbagai wadah komunikasi internal telah disediakan di MedcoEnergi, diantaranya adalah jaringan intranet; buletin bertajuk "Energise" di anak perusahaan; dan penyebaran informasi melalui e-mail. Di tahun 2009, MedcoEnergi mulai menyeragamkan bentuk dan isi dari intranet, dan menggaungkan fungsi dan penggunaan intranet sebagai alat untuk mendapatkan informasi terkini tentang perkembangan MedcoEnergi serta berbagi pengetahuan (*knowledge sharing*).

To enhance alignment in communication and achieving MedcoEnergi's vision, various means of internal communications include the intranet, the bulletin "Energise" in subsidiaries and email blast. In 2009, MedcoEnergi started to uniform the design and contents of its intranet, and campaign the utilization of intranet as a tool to obtain any updated information regarding MedcoEnergi's development and sharing knowledge.

Untuk memastikan efektifitas dari program peningkatan komunikasi internal ini, pengukuran atas program senantiasa dilakukan.

To ensure internal communication program are improve effectively, measurements are conducted to these programs.

Menyediakan informasi material untuk publik dan membina hubungan baik dengan media

MedcoEnergi terus berupaya meningkatkan komunikasi dengan pemangku kepentingan eksternal guna menjaga citra Perseroan di mata publik, baik media masa, pemerintah maupun masyarakat pada umumnya. Komunikasi dengan pemangku kepentingan eksternal dilakukan melalui penyampaian informasi yang akurat dan tepat waktu melalui siaran pers, konferensi pers, peliputan dan kunjungan media.

Accessibility of material information for public and maintaining good relationship with media

MedcoEnergi strives to improve communication with its external stakeholders to maintain the Company's image in the public's eye, whether through the media mass, government or public in general. The communication with external stakeholders is carried out through the dissemination of accurate and timely information through press releases, press conferences, press coverages and media visits.

Untuk memudahkan para pemegang saham dan pihak-pihak berkepentingan lainnya dalam memperoleh informasi mengenai MedcoEnergi dan unit-unit usahanya, Perseroan memiliki situs Web, www.medcoenergi.com, dengan informasi yang komprehensif dan terkini mengenai aktivitas operasional, kinerja keuangan serta berbagai informasi lainnya.

To facilitate shareholders and other stakeholders with information regarding MedcoEnergi and its subsidiaries, the Company manages an official website, www.medcoenergi.com, that contains updated and comprehensive information about the operational activities, financial performance and other pertinent information.

Tanggal | Date	Perihal | Subject	Kegiatan | Activities
10 Februari 2009	Wawancara dengan majalah berita Fortune mengenai prospek usaha di 2009 Interview with Fortune magazine on business prospect in 2009	Wawancara Interview
17 Februari 2009	MedcoEnergi dan Arrow Energy menandatangani pokok-pokok Perjanjian Eksplorasi dan Pengembangan CBM di Sumatra Selatan MedcoEnergi and Arrow Energy signed Joint Exploration and Development Agreement for CBM in Sout Sumatra	Siaran Pers Press Release
30 Maret 2009	MedcoEnergi menghentikan Kegiatan Produksi Kilang Methanol Bunyu MedcoEnergi stopped its production activities in Bunyu Methanol Plant	Siaran Pers Press Release
13 April 2009	Pertemuan informal dengan surat kabar Informal media gathering	Kunjungan Media Media Visit
30 April 2009	Pertemuan informal dengan Pemimpin Redaksi surat kabar dalam rangka silaturahmi Informal gathering with newspaper editors	Kunjungan Media Media Visit
8 Mei 2009	Konferensi Pers sehubungan dengan aksi korporasi penerbitan IDR Bonds II dalam acara *Public Expose* Press Conference on the corporate action Bonds Issuance II along with Public Expose	Konferensi Pers Press Conference
1 Juni 2009	Obligasi Medco Energi Internasional II Tahun 2009 mengalami kelebihan permintaan Medco Energi Internasional Bonds II 2009 went oversubscribed	Siaran Pers Press Release
3 Juni 2009	Wawancara dengan kantor berita Reuters mengenai sektor energi global Interview with Reuters on global energy sector	Wawancara/Liputan Interview/Coverage
9 Juni 2009	Wawancara dengan New York Daily mengenai energi terbarukan Interview with New York Daily on renewable energy	Wawancara/Liputan Interview/Coverage
23 Juni 2009	Rapat Umum Pemegang Saham Tahunan 2009 Putuskan Pembagian Dividen AS$0,150 per Saham 2009 Annual General Meeting of Shareholders Decide on Dividend Payment of US$0.0150 per Share	Siaran Pers & Konferensi Pers Press Conference & Press Release
19 Agustus 2009	Pertemuan dengan KOMPAS-Gramedia mengenai kegiatan program tanggung jawab sosial perusahaan Gathering with KOMPAS-Gramedia on Corporate Social Responsibilities	Kunjungan Media Media Visit
9 Spetember 2009	MedcoEnergi Menanggapi Pengumuman Verenex Atas Terminasi Perjanjian Akuisisi Verenez oleh CNPCI MedcoEnergi Comments on Verenex Announcement of Agreement Termination Regarding Verenex Acquisition by CNPCI	Siaran Pers Press Release
9 September 2009	*Talk Show* Direktur Utama anak perusahaan migas E&P, PT Medco E&P Indonesia (MEPI), di Metro TV Talk Show featuring PT Medco E&P Indonesia on Metro TV	Wawancara/Liputan Interview/Coverage
19 Oktober 2009	MedcoEnergi Raih Proper Hijau MedcoEnergi Achieve Green Proper	Siaran Pers Press Release
19 Oktober 2009	Wawancara Metro TV dengan Direktur Utama anak perusahaan migas E&P, PT Medco E&P Indonesia (MEPI), sehubungan dengan penghargaan MDGs bidang pemberdayaan perempuan yang diberikan kepada MEPI Talk Show featuring PT Medco E&P Indonesia on Metro TV regarding	Wawancara/Liputan Interview/Coverage
3 Desember 2009	Investor Summit	Konferensi Pers Press Conference
6 Desember 2009	MedcoEnergi Siap Realisasikan Proyek Pengembangan Gas Singa di Blok Lematang MedcoEnergi Finalizes Gas Development Project in Singa, Lematang Block	Konferensi Pers Press Conference

Meningkatkan Hubungan Masyarakat Melalui Program Tanggung Jawab Sosial

MedcoEnergi memiliki komitmen untuk senantiasa memastikan faktor sosial dan lingkungan sebagai bagian yang tak terpisahkan dari kegiatan operasinya. Untuk itu, Perseroan berupaya menjaga serta meningkatkan hubungan baik dengan masyarakat sekitar, melalui kegiatan komunikasi yang terarah, serta penerapan program tanggung jawab sosial secara terpadu. Perseroan juga senantiasa memastikan berpartisipasi dalam membantu saudara-saudara yang menjadi korban bencana alam.

Enhancing Relationship with Community Through The Implementation of Social Responsibility Program

MedcoEnergi is committed to ensuring the social and environmental factors as integral part of its operational activities. To that end, the Company strives to maintain and enhance close relationship with surrounding communities through targetted communication, and the implementation of an integrated corporate socisl responsibility program. The Company also ensures to participate in helping the victims of natural disasters.

Di tahun 2009, Perseroan, melalui anak perusahaannya, telah menerapkan program tanggung jawab sosial di setiap wilayah operasinya, serta berpartisipasi dalam membantu para korban bencana alam yang terjadi di Tangerang, Jawa Barat, dan Sumatra Barat, sebagaimana dijelaskan dalam bagian Tanggung Jawab Sosial Perusahaan halaman 205.

Meningkatkan Hubungan dengan Institusi dan Otoritas Pemerintah

Dalam upaya memperoleh informasi terkini tentang perkembangan teknologi dan peluang usaha terkait dengan kegiatan usaha Perseroan dan anak perusahaannya, MedcoEnergi senantiasa menjalin hubungan dengan berbagai institusi maupun otoritas Pemerintah. Untuk itu, Perseroan secara aktif berpartisipasi dalam keanggotaan di Kamar Dagang dan Industri, Masyarakat Energi Terbarukan, dan beberapa asosiasi penting lainnya yang merupakan pemangku kepentingan MedcoEnergi.

Memastikan Kepatuhan Terhadap Peraturan Bapepam-LK dan BEI, serta Anggaran Dasar

Sebagai bentuk komitmen MedcoEnergi dalam menerapkan Tata Kelola Perusahaan dengan standar tertinggi, Perseroan berupaya untuk memastikan dipatuhinya seluruh ketentuan-ketentuan dari Peraturan Bapepam-LK dan BEI. Disamping itu, Perseroan juga berupaya untuk memastikan dipenuhinya seluruh ketentuan-ketentuan dalam Anggaran Dasar Perseroan, termasuk diantaranya memastikan tersedianya Daftar Pemegang Saham dan Daftar Khusus, Notulen Rapat, Laporan Keuangan dan Laporan Tahunan, menyelenggarakan RUPS Tahunan sesuai waktunya, serta memastikan setiap tindakan korporasi dilaksanakan sesuai dengan ketentuan Peraturan Bapepam-LK dan BEI, serta Anggaran Dasar.

Di tahun 2009, Perseroan telah memastikan dipatuhinya seluruh ketentuan-ketentuan tersebut, sebagaimana tercantum dalam Tabel Laporan Kepatuhan berikut.

Laporan Keuangan Tahunan dan Tengah Tahunan

Peraturan Bapepam-LK No.X.K.2 dan Peraturan BEI No.I-E mewajibkan Perseroan untuk menyampaikan Laporan Keuangan Tahunan yang diaudit ke Bapepam-LK dan BEI selambat-lambatnya pada akhir bulan ketiga setelah tanggal laporan keuangan tahunan; dan Laporan Keuangan Tengah Tahunan, selambat-lambatnya pada akhir bulan pertama setelah tanggal laporan keuangan tengah tahunan.

In 2009, the Company, through its subsidiaries, undertook social responsibility programs in every operating area, and participated in helping the victims of natural disasters in Tangerang, West Java, and West Sumatra, as referred to in the section on Corporate Social Responsibility starting on page 205.

Enhancing Relationship with Institutions and Government Authorities

In the efforts to acquire the latest information on the technological development and business opportunities that are related to the business activities of the Company and its subsidiaries, MedcoEnergi maintains excellent ties with institutions and Government authorities. To that end, the Company actively participates in the membership of the Chamber of Commerce, Renewable Energy Community, and several other key associations that are stakeholders of MedcoEnergi.

Ensuring Compliance with Rules of Bapepam-LK and IDX, and the Articles of Association

As a form of MedcoEnergi's commitment in implementing Corporate Governance of the highest standards, The Company endevours to ensure compliance with Rules of Bapepam-LK and IDX at all times. In addition, the Company ensures that all requirements of the Company's Articles of Association are complied with, among others ensuring the availability of the Registry of Shareholders and Special Registry, Minutes of Meetings, Financial Statements and Annual Reports; convening the Annual GMS as scheduled; and ensuring that all corporate actions are undertaken in compliance with the regulations of Bapepam-LK and IDX, as well as the Articles of Association.

In 2009, the Company had ensured compliance on all of the above requirements, as stated in the following Compliance Report Table.

Annual and Mid-year Financial Statements

Bapepam-LK's Rule No.X.K.2 and IDX Rule No.I-E required the Company to submit the Audited Annual Financial Statements to Bapepam-LK and IDX not later than the end of the third month after the date of the annual financial statements; and the unaudited Mid-year Financial Statements not later than the end of the first month after the date of the mid-year financial statements.

No.	Tanggal | Date	Perihal | Subject
1	30 Maret 2009 March 30, 2009	Laporan Keuangan Konsolidasi Beserta Laporan Auditor Independen Untuk Tahun Yang Berakhir Pada Tanggal 31 Desember 2008 Dengan Angka Perbandingan Untuk 2007 PT Medco Energi Internasional Tbk dan Anak Perusahaan. Consolidated Financial Statements with Independent Auditors' Report for the Year Ended 31 December 2008 with Comparative Figures for 2007 PT Medco Energi Internasional Tbk and Subsidiaries.
2	18 Juni 2009 June 18, 2009	Penyampaian Laporan Keuangan Konsolidasi (Tidak diaudit) PT Medco Energi Internasional Tbk dan Anak Perusahaan Untuk Periode Tiga Bulan Yang Berakhir 31 Maret 2009 dan 2008. Submision The Consolidated Financial Statements (Unaudited) PT Medco Energi Internasional Tbk and Subsidiaries For the Three Months Period Ended March 31, 2009 and 2008.

Laporan Keuangan Triwulanan

Peraturan BEI No.I-E mewajibkan Perseroan untuk menyampaikan Laporan Keuangan Triwulanan kepada BEI dan Bapepam-LK selambat-lambatnya pada akhir bulan pertama setelah tanggal laporan keuangan triwulanan. Dalam hal laporan keuangan triwulanan akan ditelaah secara terbatas, Perseroan diwajibkan memberitahukan rencana Penelaahan Terbatas selambat-lambatnya pada akhir bulan pertama setelah tanggal laporan keuangan triwulanan dan Laporan Keuangan Triwulanan dengan Penelaahan Terbatas wajib disampaikan selambat-lambatnya pada akhir bulan kedua setelah tanggal laporan keuangan triwulanan.

Quarterly Financial Statements

IDX Rule No.I-E requires the Company to submit Quarterly Financial Statements to IDX and Bapepam-LK not later than the end of the first month after the date of the quarterly financial statements. In cases where the quarterly financial statements will be subject to limited reviews, the Company is required to notify the plan for the Limited Review not later than the end of the first month after the date of the quarterly financial statements.

No.	Tanggal | Date	Perihal | Subject
1	18 Juni 2009 June 18, 2009	Penyampaian Laporan Keuangan Konsolidasi (Tidak diaudit) PT Medco Energi Internasional Tbk dan Anak Perusahaan Untuk Periode Tiga Bulan Yang Berakhir 31 Maret 2009 dan 2008 Submision The Consolidated Financial Statements (Unaudited) PT Medco Energi Internasional Tbk and Subsidiaries For the Three Months Period Ended March 31, 2009 and 2008
2	31 Juli 2009 July 31, 2009	Penyampaian Laporan Keuangan Konsolidasi (Tidak Diaudit) untuk Periode Enam Bulan yang Berakhir 30 Juni 2009 dan 2008 PT Medco Energi Internasional Tbk dan Anak Perusahaan Submission of Consolidated Financial Statements (Unaudited) for the Six Months Period Ended June 30, 2009 and 2008 PT Medco Energi Internasional Tbk and Subsidiaries.
3	30 Oktober 2009 October 30, 2009	Rencana melakukan Penelahaan Terbatas terhadap Laporan Keuangan Konsolidasi Untuk Periode Sembilan Bulan Yang Berakhir Pada Tanggal 30 September 2009 dan 2008 PT Medco Energi Internasional Tbk dan Anak Perusahaan. Plan to conduct Limited Review on the Consolidated Financial Statements for the Nine Months Period Ended September 30, 2009 and 2008 PT Medco Energi Internasional Tbk and Its Subsidiaries.
4	3 Agustus 2009 August 3, 2009	Penyampaian Bukti Iklan Laporan Keuangan Konsolidasi (Tidak Diaudit) untuk Periode Enam Bulan yang Berakhir 30 Juni 2009 dan 2008 PT Medco Energi Internasional Tbk dan Anak Perusahaan Submission of advertisement Consolidated Financial Statements (Unaudited) for the Six Months Period Ended June 30, 2009 and 2008 PT Medco Energi Internasional Tbk and Subsidiaries.
5	1 Desember 2009 December 1, 2009	Keterlambatan Penyampaian Laporan Keuangan Konsolidasi Untuk Periode Sembilan Bulan Yang Berakhir Pada Tanggal 30 September 2009 dengan Penelaahan Terbatas PT Medco Energi Internasional Tbk dan Anak Perusahaan. Late Submission of the Consolidated Financial Statements for the Nine Months Period Ended 30 September 2009 with Limited Review of PT Medco Energi Internasional Tbk and Its subsidiaries.
6	11 Desember 2009 December 11, 2009	Penjelasan tidak dilanjutkannya proses Penelaahan Terbatas Atas Laporan Keuangan Konsolidasi Untuk Periode Sembilan Bulan yang Berakhir 30 September 2009 dan 2008 PT Medco Energi Internasional Tbk dan Anak Perusahaan. The clarification on discontinuation of Limited Review process on the Consolidated Financial Statements for the Nine Months Period Ended September 30, 2009 and 2008 PT Medco Energi Internasional Tbk and Subsidiaries

Laporan Tahunan

Peraturan Bapepam-LK No. X.K.6. dan Peraturan BEI No. I-E mewajibkan Perseroan untuk menyampaikan Laporan Tahunan kepada Bapepam-LK dan BEI selambat-lambatnya 4 (empat) bulan setelah tahun buku berakhir.

Annual Report

Bapepam-LK's Rule No.X.K.6 and Rule of IDX's No.I-E requires the Company to submit the Annual Report to Bapepam-LK and IDX not later than 4 (four) months following to the closing year.

No.	Tanggal | Date	Perihal | Subject
1	9 Juni 2009 June 9, 2009	Penyampaian dummy Laporan Tahunan Tahun 2008 Submision of Dummy Annual Report 2008

Keterbukaan Informasi dan Siaran Media

Peraturan Bapepam-LK No. X.K.1 dan Peraturan BEI No. I-E mewajibkan Perseroan untuk menyampaikan Keterbukaan Informasi yang harus diumumkan kepada Bapepam-LK, BEI dan publik selambat-lambatnya akhir hari kerja kedua setelah keputusan atau terdapatnya informasi atau fakta material yang mungkin dapat mempengaruhi harga saham Perseroan atau keputusan investasi pemodal.

Disclosure Report and Press Release

Bapepam-LK Rule No. X.K.I and IDX Rule No. I-E requires the Company to submit the Disclosure Report to Bapepam-LK, IDX and to the general public not later than the end of the second working day following the decision or information or material fact that may affect the price of the Company's shares or on the investment decision of the investors.

No.	Tanggal | Date	Perihal | Subject
1	12 Januari 2009 January 12, 2009	Laporan Keterbukaan Informasi Pembatalan Perjanjian dengan Anadarko Global Holdings Company Disclosure Report of Termination of Agreement with Anadarko Global Holdings Company
2	22 Januari 2009 January 22, 2009	Siaran Pers dengan judul " MedcoEnergi terus mendukung program pemerintah daerah dalam penyediaan gas" Media Release with the title "MedcoEnergi continues to support local government program in gas supply"
3	27 Januari 2009 January 27, 2009	Laporan Keterbukaan Informasi Penandatanganan Perjanjian Jual Beli Gas (PJBG) dengan PT Donggi Senoro-LNG Disclosure Report of Signing of a Gas Sales Agreement (GSA) with PT Donggi Senoro-LNG
4	4 Februari 2009 February 4, 2009	Siaran Pers dengan judul "MedcoEnergi Konfirmasikan Penemuan Minyak dan Gas pada Sumur H1-47/02, Libya" Media Release with the title "MedcoEnergi Confirms Oil and Gas Discovery at H1-47/02 Well, Libya"
5	18 Februari 2009 February 18, 2009	Laporan Keterbukaan Informasi Penandatanganan Pokok-Pokok Perjanjian ("HOA") antara PT Medco Energi CBM Indonesia dengan Arrow Energy (Indonesia) Holdings Pte Ltd. Disclosure Report of Signing of Head of Agreement ("HOA") between PT Medco Energi CBM Indonesia and Arrow Energy (Indonesia) Holdings Pte Ltd.
6	5 Maret 2009 March 5, 2009	Laporan Keterbukaan Informasi Penandatanganan Perjanjian Pembelian Aset dengan Energy Resource Technology GOM, Inc. untuk akuisisi Blok 316 East Cameron, South Addition, OCS-G 23803, Teluk Meksiko, AS. Disclosure Report of Signing of Asset Purchase Agreement with Energy Resource Technology GOM, Inc. for the acquisition of Block 316, East Cameron Area, South Addition, OCS-G 23803, Gulf of Mexico, USA.
7	12 Maret 2009 March 12, 2009	Siaran Pers dengan judul " MedcoEnergi sambut CNPCI sebagai Mitra Kerja untuk Pengembangan Penemuan Minyak & Gas di Area 47, Libia". Media Release with the title "MedcoEnergi welcomes a Partnership with CNPCI for the Development of Oil & Gas Discoveries in Area 47, Libya".
8	24 Maret 2009 March 24, 2009	Siaran Pers dengan judul "Mandiri Memperbaharui Pinjaman MedcoEnergi". Media Release with the title "Mandiri Renewed MedcoEnergi Loan".
9	31 Maret 2009 March 31, 2009	Laporan Keterbukaan Informasi Penghentian Kegiatan Produksi PT Medco Methanol Bunyu. Disclosure Report of Closing down of Production Activities in PT Medco Methanol Bunyu.
10	5 Juni 2009 June 5, 2009	Laporan Keterbukaan Informasi Penadatanganan Perjanjian Jual Beli Saham Kakap PSC. Disclosure Report of Signing of Shares Sale Purchase Agreement in Kakap PSC.
11	26 Juni 2009 June 26, 2009	Laporan Keterbukaan Informasi Penandatanganan Perjanjian Pengikatan Jual Beli Saham dan Subrogasi PT Duta Tambang Sumber Alam dan PT Duta Tambang Rekayasa. Disclosure Report of Signing of the Conditional Sales and Purchase and Subrogation Agreement of PT Duta Tambang Sumber Alam and PT Duta Tambang Rekayasa.
12	14 Juli 2009 July 14, 2009	Laporan Keterbukaan Informasi Pelunasan Pokok dan Pembayaran Bunga Ke-20 Obligasi Medco Energi Internasional I Tahun 2004. Disclosure Report of Signing of Repayment of Principal and the 20th Interest Payment of Medco Energi Internasional 2004 1st Rupiah Bond.
13	7 Agustus 2009 August 7, 2009	Laporan Keterbukaan Informasi Penandatanganan Perjanjian Jual Beli Gas dengan Perusahaan Daerah Mura Energi. Disclosure Report of Signing of Signing of Gas Sales Agreement with Perusahaan Daerah Mura Energi.
14	31 Agustus 2009 August 31, 2009	Laporan Keterbukaan Informasi Penandatanganan Perjanjian Jual Beli Gas dengan dengan Konsorsium PT Pertamina Gas-PT Medco Gas Indonesia. Disclosure Report of Signing of Gas Sales Agreement with consortium PT Pertamina Gas-PT Medco Gas Indonesia.
15	9 September 2009 September 9, 2009	Siaran Pers dengan judul "MedcoEnergi Menanggapi Pengumuman Verenex Atas Terminasi Perjanjian Akuisisi Verenex oleh CNPCI". Media Release with the title "MedcoEnergi Comments on Vernex Announcement on The Termination of Verenex-CNPCI Acquisition Agreement".
16	19 Oktober 2009 October 19, 2009	Siaran Pers dengan judul "MedcoEnergi Raih Proper Hijau". Media Release with the title "MedcoEnergi Receives Green Proper Award".
17	7 Desember 2009 December 7, 2009	Laporan Keterbukaan Informasi Penandatanganan Perjanjian Jual Beli Gas dari Blok Lematang dan South & Central Sumatra. Disclosure Report Signing of Gas Sales Agreement (GSA) from Lematang and South & Central Sumatra Blocks.
18	7 Desember 2009 December 7, 2009	Laporan Keterbukaan Penandatanganan Perjanjian Jual Beli Gas dari Blok Lematang dan South & Central Sumatra. Signing of Gas Sales Agreement (GSA) from Lematang and South & Central Sumatra Blocks.

Pemeringkatan Efek

Peraturan Bapepam-LK No. IX.C.11 dan Peraturan BEI No. I-E mewajibkan Perseroan untuk menyampaikan hasil pemeringkatan baru, pernyataan, atau pendapat atas Efek Bersifat Utang yang diterbitkan oleh Perusahaan Pemeringkat Efek kepada Bapepam-LK, Wali Amanat dan BEI, serta mengumumkan hasil pemeringkatan baru, pernyataan, atau pendapat tersebut dalam sekurang-kurangnya satu surat kabar berbahasa Indonesia yang berperedaran nasional selambat-lambatnya 90 hari sebelum jatuh temponya Efek Bersifat Utang.

Credit Rating

Bapepam-LK's Rule No. IX.C.11 and IDX Rule No. I-E requires the Company to submit the latest rating, statement, or opinion on Debt Securities issued by the Credit Rating Company to Bapepam-LK, Trustee Agent and IDX, and announce the latest rating results, statements, or opinions in at least one Indonesian language daily with nationwide distribution not later than 90 days prior to the maturity of the Debt Securities.

No.	Tanggal | Date	Perihal | Subject
1	18 Mei 2009 May 18, 2009	Pemeringkatan Efek PT Medco Energi Internasional Tbk atas OBLIGASI I MEDCO ENERGI INTERNASIONAL TAHUN 2004. Credit Rating of PT Medco Energi Internasional Tbk on the MEDCO ENERGI INTERNASIONAL BONDS I of 2004

Laporan Bulanan Tentang Aktivitas Eksplorasi

Peraturan BEI No. I-E mewajibkan Perseroan untuk menyampaikan Laporan Bulanan Aktivitas Eksplorasi ke BEI selambat-lambatnya hari ke-12 bulan berikutnya.

Exploration Activity Monthly Report

IDX Rule No. I-E requires the Company to submit Monthly Exploration Reports to IDX not later than the 12th day of the following month.

No.	Tanggal | Date	Perihal | Subject
1	11 Februari 2009 February 11, 2009	Laporan Bulanan Tentang Aktivitas Eksplorasi Bulan Januari 2009 Exploration Activity Monthly Report January 2009
2	13 Maret 2009 March 13, 2009	Laporan Bulanan Tentang Aktivitas Eksplorasi Bulan Februari 2009 Exploration Activity Monthly Report February 2009
3	14 April 2009 April14, 2009	Laporan Bulanan Tentang Aktivitas Eksplorasi Bulan Maret 2009 Exploration Activity Monthly Report March 2009
4	13 Mei 2009 May 13, 2009	Laporan Bulanan Tentang Aktivitas Eksplorasi Bulan April 2009 Exploration Activity Monthly Report April 2009
5	15 Juni 2009 June 15, 2009	Laporan Bulanan Tentang Aktivitas Eksplorasi Bulan Mei 2009 Exploration Activity Monthly Report May 2009
6	13 Juli 2009 July 13, 2009	Laporan Bulanan Tentang Aktivitas Eksplorasi Bulan Juni 2009 Exploration Activity Monthly Report June 2009
7	12 Agustus2009 August 12, 2009	Laporan Bulanan Tentang Aktivitas Eksplorasi Bulan Juli 2009 Exploration Activity Monthly Report July 2009
8	17 September2009 September 17, 2009	Laporan Bulanan Tentang Aktivitas Eksplorasi Bulan Agustus 2009 Exploration Activity Monthly Report August 2009
9	12 Oktober 2009 October 12, 2009	Laporan Bulanan Tentang Aktivitas Eksplorasi Bulan September 2009 Exploration Activity Monthly Report September 2009
10	12 November 2009 November 12, 2009	Laporan Bulanan Tentang Aktivitas Eksplorasi Bulan Oktober 2009 Exploration Activity Monthly Report October 2009
11	11 Desember 2009 December 11, 2009	Laporan Bulanan Tentang Aktivitas Eksplorasi Bulan November 2009 Exploration Activity Monthly Report November 2009

Laporan Triwulanan Realisasi Penggunaan Dana Hasil Penawaran Umum

Peraturan Bapepam-LK No. X.K.4 mewajibkan Perseroan untuk menyampaikan Laporan Triwulanan Realisasi Penggunaan Dana ke Bapepam-LK dan Wali Amanat selambat-lambatnya tanggal 15 setelah berakhirnya periode triwulanan.

Quarterly Report on Utilization of Public Offering Proceeds

Bapepam-LK's Rule No. X.K.4 requires the Company to submit the Quarterly Report on Utilization of Public Offering Proceeds to Bapepam-LK and Trustee Agent not later than the 15th day after the closing quarterly period.

No.	Tanggal | Date	Perihal | Subject
1	15 Juli 2009 July 15, 2009	Laporan Realisasi Penggunaan Dana Hasil Penawaran Umum Obligasi PT Medco Energi Internasional Tbk II Tahun 2009. Disclosure Report of Realized Utilization of Proceeds from Bond Public Offering PT Medco Energi Internasional II in 2009.
2	14 Oktober2009 October 14, 2009	Laporan Realisasi Penggunaan Dana Hasil Penawaran Umum Obligasi PT Medco Energi Internasional Tbk II Tahun 2009. Disclosure Report of Realized Utilization of Proceeds from Bond Public Offering PT Medco Energi Internasional II in 2009.

Tanggapan Surat Bapepam-LK dan BEI

Perseroan wajib memberikan tanggapan atas setiap permintaan informasi atau klarifikasi informasi yang disampaikan oleh Bapepam-LK atau BEI selambat-lambatnya dua hari kerja setelah surat atau e-mail permintaan informasi atau klarifikasi informasi tersebut diterima.

Response to Bapepam-LK and IDX Letters

The Company requires to respond any information requested or information to be clarified by Bapepam-LK or IDX not later than two working days after the requested information or clarification of information letter or e-mail received.

No.	Tanggal | Date	Perihal | Subject
1	5 Maret 2009 March 5, 2009	Tanggapan atas Surat PT Bursa Efek Indonesia No. S-01003/BEI.PSR/02-2009 tanggal 2 Maret 2009 Perihal Permintaan Penjelasan Atas Volatilitas Transaksi Efek. Response to the letter of Indonesia Stock Exchange No. S-01003/BEI.PSR/02-2009 dated March 2, 2009 with the Subject of Inquiry on Explanation of Stock Transaction Volatility
2	17 Maret 2009 March 17, 2009	Tanggapan Atas Surat Ketua Bapepam-LK No. S-1693/BL/2009 tanggal 5 Maret 2009. Clarification of Bapepam-LK letter No. S-1693/BL/2009, dated March 5, 2009
3	6 Mei 2009 May 6, 2009	Tanggapan atas E-Mail PT Bursa Efek Indonesia tanggal 5 Mei 2009, No. S-02387/BEI.PSR/05-2009 Perihal Permintaan Penjelasan Atas Volatilitas Transaksi Efek dan No. S-02392/BEI.PSR/05-2009 Perihal Permintaan Konfirmasi Bursa Tentang Pemberitaan di Media Massa. Response to the E-Mail of Indonesia Stock Exchange No. S-02387/BEI.PSR/05-2009 and No. S-02392/BEI.PSR/05-2009 dated May 5, 2009 with the Subject Requirement to Clarify News in Medias.
4	6 Oktober 2009 October 6, 2009	Tanggapan atas Surat PT Bursa Efek Indonesia No. S-05045/BEI.PSR/10-2009 tanggal 2 Oktober 2009 Perihal Permintaan Penjelasan Atas Volatilitas Transaksi Efek. Response to the letter of Indonesia Stock Exchange No. S-05045/BEI.PSR/10-2009 dated October 2, 2009 with the Subject of Inquiry on Explanation of Stock Transaction Volatility.

Internalisasi Pedoman GCG dan CoC melalui revitalisasi Tata Nilai Perusahaan

Tindak lanjut dari peluncuran Buku Pedoman GCG dan CoC di awal tahun 2009, Direksi MedcoEnergi terus melakukan internalisasi melalui revitalisasi Tata Nilai Perusahaan. Kampanye yang intensif dan menyeluruh dilakukan untuk mengenalkan Buku Pedoman GCG dan CoC tersebut di seluruh jajaran Perseroan.

Untuk mengukur keberhasilan dari internalisasi ini, telah dilakukan survey terhadap Direksi dan Karyawan di Tingkat Manajer guna memastikan program internalisasi GCG (fase Pengenalan dan fase Pemahaman) berjalan dengan baik.

Internalizing the GCG Guidelines and CoC by Re-energizing the Corporate Values

As a follow up the launching of the GCG Guidelines and CoC Book in early 2009, the BOD of MedcoEnergi continues to undertake the internalization by re-energizing the Corporate Values. An intensive and comprehensive campaign was carried out to introduce the GCG Guidelines and CoC Book to the rank-and-file of the Company.

To measure the success of this internalization, a survey was carried out on the BOD and Employees at Managerial Level to ensure the GCG internalization program (Awareness phase and Understanding phase) is well carried out.

Hubungan Investor
Investor Relations

Fungsi utama Hubungan Investor (IR) di MedcoEnergi masih sama dengan tahun-tahun sebelumnya yaitu mendukung Dewan Direksi dalam menyebarluaskan kinerja Perseroan yang lalu, serta strategi Perseroan saat ini dan di masa depan. IR merupakan tempat dimana informasi mengenai kinerja dan perkembangan terakhir dari Perseroan dipusatkan sebelum disampaikan kepada para pemangku kepentingan. Sebagai pusat informasi, IR juga memelihara hubungan yang erat dengan para analis baik dari pihak penjual dan pembeli maupun pemangku kepentingan lainnya, serta memiliki database yang sangat lengkap. Pada situasi tertentu, IR juga memberi informasi terkini kepada perusahaan-perusahaan pemeringkat (rating agencies). Pada saat ini, Perseroan memiliki beberapa perangkat investasi yang tersedia bagi investor yaitu: dua obligasi masing-masing dalam mata uang rupiah dan dolar Amerika Serikat, Medium Term Notes dalam mata uang dolar Amerika Serikat dan ekuitas. Materi Presentasi IR yang disiapkan dan diterbitkan secara berkala di situs Perseroan, masih merupakan media favorit bagi para pemangku kepentingan untuk mencari tahu informasi tentang MedcoEnergi.

Investor Relations (IR) main role in MedcoEnergi remain the same as previous years which is to support the BoD in conveying MedcoEnergi's past performance and present and future strategies. IR is where the information on the performance and developments of MedcoEnergi centralized before its dissemination to the stakeholders. As a center point of information IR also maintains close relationships with fixed income and equity analysts from both buy and sell side and in addition maintains a comprehensive database and close relationships with other stakeholders. In some circumstances, as time to time needed, IR may provide updates to ratings agencies. Currently, MedcoEnergi has several investment instruments available for investors which consist of: three debt instruments with IDR and US denominations and Equity. IR presentation materials, which are compiled and published regularly on MedcoEnergi's website, are still the favorable media in which our stakeholders gather their information on MedcoEnergi.

Forum Investor, Konfrensi, Road Show 2009 / **Investor Forum, Conference, Road Show 2009**

No	Penyelenggara Organizer	Tema Theme	Tempat Venue	Waktu Date
1	BNP Paribas	Indonesia Corporate Day	Singapore	Jan-09
2	Credit Suisse	Asian Investment Conference	Hong Kong	Mar-09
3	BCP	Jakarta Investor Conference	New York	Apr-09
4	Macquarie	ASEAN Conference	Singapore	Jun-09
5	JP Morgan	ASEAN Corporate Access Day	New York, London	Jun-09
6	BNP Paribas	Indonesia Corporate Day	Singapore	Aug-09
7	MedcoEnergi Roadshow	USD Bonds Kickoff	Hong Kong, Singapore, Kuala Lumpur, Jakarta	Oct-09
8	Indonesian Stock Exchange	Investor Summit	Jakarta	Dec-09

Di tahun 2009, selepas penyampaian laporan keuangan triwulan kepada publik, IR melakukan pertemuan secara rutin dengan para analis sekuritas. Rapat setiap triwulan ini menjadi sarana untuk mendiskusikan kinerja keuangan Perseroan dan masalah-masalah seputar operasi terkini. Disamping pertemuan dengan analis, untuk tahun yang sama IR juga ikut berpartisipasi di dalam enam konferensi investasi, lima diantaranya diadakan di luar negri dan satu di dalam negri. Konferensi investasi adalah pertemuan yang diadakan secara berkala dengan investor domestik maupun luar negri berbentuk rapat one-on-one maupun rapat dalam kelompok di balai pertemuan yang sudah ditentukan sebelumnya. Selain itu IR juga berpartisipasi menjadi pembicara dalam sebuah seminar yang diselenggarakan oleh Asosiasi Analis Efek Indonesia dan Investor Summit yang diselenggarakan oleh Bursa Efek Indonesia. Sepanjang 2009, jumlah pertemuan yang dilakukan IR dengan para investor, calon investor, dan para analis mencapai 283 pertemuan atau sedikit lebih rendah dibandingkan 2008 yang mencapai 293 pertemuan. Para investor Perseroan selama tahun 2009 komposisinya tidak berubah terlalu banyak dari sisi geografis. Pemegang perangkat obligasi dan ekuitas MedcoEnergi tersebar merata di Asia, Eropa dan Amerika Serikat.

In 2009, after each quarterly Financial Report was made available to the public, the IR held regular meetings with securities analysts. These quarterly meetings are the platform to discuss MedcoEnergi's financial performance and other current operating issues. Aside from the analyst meetings, for the year IR also participated in six investment conferences, five of which was held abroad and one domestically in addition to a local seminar and an investor summit held by the Indonesia Stock Exchange. Investment conferences are regularly held one-on-one as well as group meetings with domestic and international investors at an appointed venue, while the seminar and investor summit events are held solely as group meetings with a large number of investors and organized by either professional associations or capital market regulators. Throughout 2009 IR met with 283 investors, potential investors and analysts. The number is slightly down compared to the meetings IR had in 2008 of 293. In 2009 MedcoEnergi's public shareholders distribution, did not change substantially in geographic term. Holders of MedcoEnergi's debt instruments and equity continue to be evenly represented by investors from Asia, Europe and the USA.

Audit Internal
Internal Audit

Komitmen MedcoEnergi untuk menerapkan Tata Kelola Perusahaan dengan standar tertinggi telah dilakukan sejak tahun 1998, pada saat pertama kali Unit Audit Internal didirikan dan menjadi satu fungsi yang penting untuk membantu Direktur Utama melakukan pengawasan keuangan dan operasional, baik di MedcoEnergi maupun anak perusahaan. Sejalan dengan mulai berlakunya Peraturan Bapepam-LK yang mewajibkan perusahaan publik untuk memiliki Komite Audit, Unit Audit Internal di MedcoEnergi juga bertanggung jawab secara tidak langsung kepada Komite Audit. Pengelolaan dan pelaksanaan Audit Internal di MedcoEnergi mengacu kepada standar Institute of Internal Auditors (IIA). Dalam Kode Etik IIA, Audit Internal didefinisikan sebagai fungsi yang obyektif dan tidak memihak untuk memastikan dapat memberikan saran/rekomendasi untuk peningkatan nilai dan perbaikan kinerja operasi Perseroan.

Audit Internal membantu Perseroan mencapai tujuannya dengan mengevaluasi secara sistematik dan terus menerus peningkatan efektivitas proses Pemantauan Risiko, Pengawasan Interen dan proses Tata Kelola Perusahaan.

Pembentukan unit Audit Internal MedcoEnergi telah sesuai dengan peraturan Bapepam-LK nomor IX.I.7 tentang pembentukan Unit Audit Internal untuk Perusahaan Publik yang berlaku paling lambat 31 Desember 2009.

Struktur Unit Audit Internal
Untuk menjaga Independensinya, Audit Internal berkedudukan di bawah Direktur Utama di dalam struktur organisasi MedcoEnergi. Kepala Audit Internal diangkat dan diberhentikan oleh Direktur Utama atas persetujuan Dewan Komisaris/Komite Audit.

Sesuai dengan kebutuhan Perseroan, Audit Internal MedcoEnergi terdiri dari 10 orang termasuk Kepala Audit Internal pada 31 Desember 2009.

Piagam Unit Audit Internal
Piagam Audit Internal MedcoEnergi telah disusun dan diberlakukan sejak tahun 2003. Di dalam piagam Audit Internal tersebut dijabarkan hal-hal sebagai berikut:
- Visi, Misi dan Tujuan Audit Internal
- Peran Audit Internal
- Ruang Lingkup Tugas
- Wewenang dan Posisi
- Tanggung Jawab Pekerjaan
- Tanggung Jawab Pelaporan
- Penanganan Jika ada Kecurangan (Fraud)

Pelaksanaan Kegiatan Unit Audit Internal
Rencana Jadwal Audit Umum Tahunan disusun berdasarkan hasil analisa risiko dilaporkan dan disetujui oleh Direktur Utama dan Ketua Komite Audit.

Rencana Audit Umum tahunan tersebut bisa berubah sesuai dengan perubahan dinamika risiko usaha pada organisasi di dalam tahun berjalan.

MedcoEnergi's commitment to implement Corporate Governance of yhe highest standards has been fulfilled since 1998, at which time the Company first established an Internal Audit Unit that became a key function to assist the President Director in supervizing the financial and operational aspects of the Company and subsidiaries. In conjunction with the enactment of the Bapepam-LK regulation that requires every listed company to form an Audit Committee, the Internal Audit Unit of MedcoEnergi is also responsible indirectly through the Audit Committee. The management and implementation of Internal Audit within MedcoEnergi follow the standards of the Institute of Internal Auditors (IIA). In the Code of Ethics of IIA, Internal Audit is defined as an independent and objective function to assure the provision of advice and recommendations to enhance the value and improve the Company's operating performance.

Internal Audit helps the Company achieve its objectives by bringing a systematic, disciplined approach in the evaluation and improvement of the effectiveness of Risk Management, Internal Control and Governance processes.

The formation of the Internal Audit of MedcoEnergi complies with the Bapepam-LK regulation No. IX.I.7. on the formation of the Internal Audit Unit for the Publicly Listed Company, at the latest on December 31, 2009.

Internal Audit Structure
To ensure its Independence, Internal Audit is structured under President Director in MedcoEnergi organization structure. Head of Corporate Internal Audit is appointed and replaced by President Director as agreed by The BOC/Audit Committee.

In line with the requirements of the Company, MedcoEnergi's Internal Audit consists of 10 personnel including the Head of Internal Audit as of December 31, 2009.

Internal Audit Charter
Internal Audit Charter of MedcoEnergi had been prepared since 2003. Internal Audit Charter specifically explains the following points:
- Vision, Mission and Goal of Internal Audit
- Role of Internal Audit
- Scope of Activities
- Independence and Authority
- Working Accountabilities
- Reporting Accountabilities
- Handling Fraud

Internal Audit Activities Implementation
Annual General Audit Schedule Plan is developed based on risk analysis which is reported and agreed with President Director and Chairman of Audit Committee.

The Annual General Audit Plan might be revised during the year according to the dynamic of business risks of the organization.

Selama 2009 telah dilakukan 10 audit umum dan 1 audit khusus. Audit Internal juga melakukan audit khusus atau audit investigasi jika diminta oleh manajemen MedcoEnergi.

Penilaian Risiko Alur Usaha

Sebagai Perusahaan Publik, MedcoEnergi terus membangun budaya Manajemen Resiko untuk menghadapi tantangan yang timbul akibat ketidakpastian yang semakin terasa di dunia usaha pada umumnya. Fungsi Audit Internal di MedcoEnergi berperan sebagai katalisator dalam menciptakan budaya Manajemen Risiko, dan oleh karena itu telah menyesuaikan metodologi pemeriksaan melalui pendekatan Penilaian Risiko Alur Usaha.

Implementasi metodologi tersebut telah dilakukan sejak tahun 2008, dan sesuai dengan standar *Best Practice* Internasional yang direkomendasikan oleh IIA.

Penilaian Risiko Alur Usaha diterapkan dengan mengakses risiko pada setiap alur usaha (utama dan pendukung) dibandingkan dengan target dan KPI yang ditetapkan oleh Kantor Pusat. Hasil dari pendekatan ini adalah profil risiko setiap anak perusahaan MedcoEnergi dapat diidentifikasi, sehingga dapat diantisipasi bagaimana risiko itu ditangani agar target dan KPI tetap dapat tercapai.

Melalui pendekatan ini, Internal Audit dapat lebih memberikan nilai tambah karena dapat berkonsentrasi pada rekomendasi mitigasi untuk Risiko-Risiko Usaha yang kemungkinan dapat mempunyai dampak kerugian yang material. Tingkat Risiko Usaha di MedcoEnergi dengan pendekatan ini dibagi menjadi:

- Tingkat Ekstrem
- Tingkat Tinggi
- Tingkat Menengah
- Tingkat Rendah

Pembagian tingkat risiko di atas juga sejalan dengan MedcoEnergi Risk Management Policy. Pendekatan Audit Internal berbasis risiko dapat membantu secara langsung peningkatan kematangan manajemen risiko ke tingkat yang lebih tinggi.

Pelaksanaan pemeriksaan berusaha mengacu kepada International Standards for the Professional Practice of Internal Auditing yang disusun oleh The Institute of Internal Auditors (IIA).

Sesuai dengan standard, Audit Internal akan menguji kecukupan, efektivitas pengendalian dan kemungkinan timbulnya risiko pada sistim tata kelola, operasi dan pelaporan organisasi yang meliputi:

- Kehandalan dan kebenaran laporan keuangan dan laporan operasi
- Efektivitas dan effisiensi operasi
- Pengamanan asset perusahaan
- Kepatuhan terhadap hukum, peraturan-peraturan dan kontrak-kontrak.

Tata kelola organisasi juga dievaluasi untuk meningkatkan etika and nilai-nilai di dalam perusahaan.

During 2009, there are 11 general audit and 1 special audit performed. Internal Audit also performs Special Audit or Investigation Audit if requested by MedcoEnergi management.

Business Process Risk Assessment

As a public company, MedcoEnergi continues to cultivate a Risk Management culture to face the challenges of growing uncertainties in the industry and the business world in general. The Internal Audit function at MedcoEnergi acts as the catalyst in the creation of the Risk Management culture, and therefore has adapted its methodology through the Business Process Risk Assessment.

Such methodology has been implemented since 2008, and conforms with the International Best Practice standards as recommended by IIA.

The Business Process Risk Assessment is applied by assessing inherent risks in each business process (core and supporting) and comparing them with the objectives and KPIs set by the Head Office. From this approach, the risk profiles of each MedcoEnergi subsidiary can be identified, and anticipated for their mitigation such that the objectives and KPIs can still be achieved.

Through this approach, Internal Audit can provide greater added value through its focus on recommending the appropriate mitigation of business risks that could have a material impact on potential losses. This methodology divides MedcoEnergi's levels of risk as follows:

- Extreme Level
- High Level
- Medium Level
- Low Level

The levels of Risk above are in line with MedcoEnergi Risk Management Policy. Internal Audit approach based on risk directly assists improvement to the higher level of Risk Management Maturity.

Audit performance always tries to refer to International Standards for the Professional Practice of Internal Auditing developed by the Institute of Internal Auditors (IIA).

Based on standard, Internal Audit would evaluate the adequacy, effectiveness of control and risk exposure relating to the organization's governance, operations, and information systems which includes:

- Reliability and integrity of financial and operational information
- Effectiveness and efficiency of operations
- Safeguarding of assets
- Compliance with laws, regulations and contracts

Governance should also be evaluated to improve ethics and values in the organization.

Setiap temuan audit menerangkan adanya observasi, dampak risiko, dan rekomendasi. Setiap temuan audit akan didiskusikan kepada manajer pemilik proses atau aktivitas yang diaudit. Diskusi ini untuk memperoleh penegasan dan tanggapan berupa janji rencana tindakan dan waktu untuk melakukan perbaikan secara tertulis.

Every audit finding explains the observation, risk impact, and recommendation. Every audit finding would be discussed to the auditee of manager owning the process or activity. Through this discussion, it is expected that written confirmation, agreed action plan and due date will be obtained to implement the improvement.

Tanggapan secara tertulis dari pemilik proses secara tidak langsung meningkatkan komitmen auditee dalam melakukan follow-up audit. Pada tahun 2009, terdapat peningkatan follow up audit mencapai sebesar 70% dari temuan terutama untuk basic control dan risiko usaha yang mempunyai tingkat ektrem dan tinggi.

Written response from process owner indirectly increases commitment for auditee to implement audit follow-up. For the year 2009, there is increasing number of audit follow-up into 70% from the audit findings especially for the basic control and business risk which has extreme and high level of risk.

Laporan Audit Internal

Rangkuman seluruh temuan audit akan disusun menjadi laporan Audit Internal dan disampaikan kepada manajemen masing-masing anak perusahaan dengan tembusan kepada Presiden Direktur dan Ketua Komite Audit di grup MedcoEnergi.

Internal Audit Report

Summary of all audit findings is compiled into Internal Audit Report and reported to management of each subsidiary unit with copies forwarded to President Director and Chairman of Audit Committee in MedcoEnergi group.

Setiap tahun sejak 2008, laporan Audit Internal ini digunakan oleh auditor external sebagai referensi untuk mengevaluasi pengendalian internal sebagai dasar menentukan luasnya ruang lingkup audit laporan keuangan.

Every year since 2008, Internal Audit report is utilized by external auditors as reference for their internal control assessment as the basis to determine their scope of extent for the financial statement audit.

Sistem Informasi Manajement Audit

Dengan semakin berkembangnya cakupan bisnis MedcoEnergi baik secara geography dan industry, dirasakan perlu adanya teknologi yang dapat membantu meningkatkan efisiensi dan efektifitas proses Audit Internal . Pada tahun 2010, department audit merencanakan untuk melakukan implementasi online audit system. Jika system ini terwujud, database risiko atau profile risiko dari anak-anak perusahaan dapat diawasi dan dianalisa baik oleh Unit Audit Internal dan Risk Manajemen.

Audit Management Information System

With more disperse business growth of MedcoEnergi in term of geography and industry; it is required to have technology which can help to improve efficiency and effectiveness of internal audit process.
For the year 2010, audit department plans to implement online audit system. If this system is realized, Risk Database or Risk Profile of each subsidiary can be monitored and analyzed both by Internal Audit and Risk Management unit.

Perkara Penting yang Tengah Dihadapi

Material Litigation Case

Sampai dengan akhir tahun 2009, MedcoEnergi menghadapi berbagai kasus hukum yang timbul akibat dari kegiatan usahanya. Direksi berkeyakinan kasus-kasus tersebut tidak berdampak material terhadap kondisi keuangan Perseroan. Berikut ini ringkasan dari kasus-kasus hukum yang sedang dihadapi:

- Arbitrasi dengan Synergy. Pada tahun 2005 MedcoEnergi menandatangani Share Purchase and Sale Agreement (SSPA) dengan Synergy Petroleum Limited (Synergy) untuk pembelian seluruh saham Perkasa Equatorial Sembakung Ltd. (PESL), yang merupakan pemegang 100% hak partisipasi dalam Technical Assistance Contract untuk wilayah Sembakung (TAC Sembakung). Di dalam SSPA disebutkan bahwa Synergy akan membebaskan/menanggung MFEL dan/atau MedcoEnergi dari klaim tertentu dari pihak ketiga yang diajukan setelah tanggal akuisisi, sehubungan dengan kegiatan finansial dan operasional TAC Sembakung dalam tahun sebelum tanggal penyelesaian transaksi pembelian tersebut.

  Setelah tanggal pembelian tersebut, klaim sebesar AS$1,9 juta ditagihkan oleh pihak ketiga. MedcoEnergi, dengan itikad baik, melakukan pembayaran atas klaim tersebut, dan mengingat adanya pembebasan/ penanggungan atas masalah ini sebagaimana dinyatakan dalam SSPA, MedcoEnergi meminta pengembalian dari Synergy. Namun demikian, Synergy gagal dan/atau menolak untuk memenuhi permintaan tersebut. Atas penolakan tersebut MedcoEnergi mengambil langkah arbitrasi terhadap Synergy untuk memperoleh pengembalian jumlah tersebut pada bulan Oktober 2007 melalui Singapore International Arbitration Center (SIAC) di Singapura.

Up to the end of 2009, MedcoEnergi is party to various legal actions that have arisen in the normal course of business. The BOD is confident that those legal actions will not materially affect to the financial condition of the Company. The following is an overview of the cases which the Company is involved in:

- Arbitration against Synergy. In 2005, the MedcoEnergi entered into a Share Purchase and Sale Agreement (SSPA) with Synergy Petroleum Limited (Synergy) for the acquisition of all issued shares of Perkasa Equatorial Sembakung Ltd. (PESL), which held a 100% participating interest in a Technical Assistance Contract for the Sembakung field (the Sembakung TAC). The SSPA provided that Synergy should indemnify the MedcoEnergi from certain third parties' claims made subsequent to the acquisition, related to the financial matters and operations of the Sembakung TAC during the years prior to the acquisition closing date.

  Subsequent to the acquisition, claims totaling US$1.9 million were made by third parties. MedcoEnergi, in good faith, made payments of the foregoing amounts, and in light of the indemnification as provided in the SSPA, requested reimbursements from Synergy. However, Synergy failed and/or refused to meet the MedcoEnergi's request. In response to the refusal, the MedcoEnergi in October 2007 initiated an arbitration proceeding to claim the amount against Synergy to the Singapore International Arbitration Center (SIAC) in Singapore.

Pada kwartal ketiga 2009, Group dan Synergy akhirnya sepakat untuk melakukan penyelesaian diluar arbitrase, dimana Synergy sepakat untuk membayar jumlah tertentu dari klaim tersebut yang telah dilakukan di kwartal ketiga 2009. Dengan pembayaran tersebut, kasus dengan Synergy telah selesai.

In the third quarter of 2009, the MedcoEnergi and Synergy finally agreed for an out of arbitration settlement, whereby Synergy agreed to pay certain amount of the claims which was received in the third quarter of 2009. In line with the settlement, the case against Synergy was closed.

- Gugatan hukum Hamzah Bin M. Amin atas Blok A PSC, Pada bulan September 2008, Hamzah Bin M. Amin dan 5 penduduk desa lainnya (Penggugat) mengajukan gugatan hukum kepada PT Medco E&P Malaka (Tergugat), anak perusahaan, atas erosi tanah karena kegiatan eksplorasi yang dilakukan oleh Asamera Oil, pemilik sebelumnya dari PSC Blok A di sumur Alur Rambong I yang menyebabkan kerusakan yang material pada tanah milik Penggugat. Kasus tersebut didaftarkan di Pengadilan Negeri Idi. Penggugat menuntut tergugat sebagai operator Blok A untuk membayar ganti rugi akibat erosi tanah sekitar Rp4,8 milyar. Bagian Group adalah sebesar 41,67% (sesuai dengan hak partisipasi di PSC Blok A) dari kemungkinan jumlah ganti rugi yang dituntut, atau sebesar sekitar Rp1,99 milyar.

  Sampai dengan tanggal laporan keuangan konsolidasi, proses pengadilan masih berlangsung, dan oleh karenanya keputusan pengadilan belum dikeluarkan atau belum diketahui. Manajemen tidak dapat memperkirakan hasil akhir dari gugatan hukum tersebut. Namun demikian, manajemen berkeyakinan bahwa tuntutan tersebut tidak memiliki dasar yang kuat, sehingga MedcoEnergi tidak melakukan pencadangan atas tuntutan tersebut.

- Hamzah Bin M. Amin's lawsuit relating to Block A PSC, In September, 2008, Hamzah Bin M. Amin and 5 other villagers (Plaintiff) filed a legal claim against PT Medco E&P Malaka (Defendant), a subsidiary, alleging that land erosion from the exploration activities by Asamera Oil, the previous owner of the Block A PSC in Alur Rambong I well, resulted in material damage to the Plaintiffs' land. The case was registered at Idi District Court. The Plaintiffs demand that the Defendant, as the operator of Block A, should pay compensation from land erosion totaling approximately Rp4.8 billion. The MedcoEnergi's portion is 41.67% (in line with participating interest in Block A PSC) of the possible total compensation, or approximately Rp1.99 billion.

  As of the date of the consolidated financial statements, the litigation process is still ongoing and no decision has yet been issued or made known. Management is unable to assess the ultimate outcome of the litigation. Nevertheless, management believes that the legal claim is without merit, and as such the MedcoEnergi has not made any provision for the claim.

- Klaim dari Audit oleh Pemerintah dan Partner Joint Venture, Sehubungan dengan kegiatan eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi, Pemerintah dan partner joint venture secara periodik melakukan audit atas kegiatan MedcoEnergi tersebut. Klaim yang timbul dari audit tersebut bisa disetujui oleh manajemen dan diakui di dalam pencatatan atau tidak disetujui oleh manajemen. Resolusi atas klaim yang tidak disetujui bisa memerlukan waktu pembahasan yang lama, hingga beberapa tahun. Pada tanggal 31 Desember 2009, manajemen yakin bahwa MedcoEnergi memiliki posisi yang kuat terhadap klaim yang ada, oleh karena itu tidak terdapat provisi yang signifikan yang dibuat atas klaim-klaim yang ada.

- Government and Joint Venture Audit Claims, In relation with its oil and gas exploration and production activities, the MedcoEnergi is subject to periodic audits by governmental agencies and joint venture partners. Claims arising from these audits are either agreed by management and recorded in the accounting records, or are disputed. Resolution of disputed claims may require a lengthy negotiation process extending over a number of years. As of December 31, 2009, management believes that the MedcoEnergi has strong positions against these claims, and therefore no significant provisions have been made for these claims.

- Kewajiban Kepada Pihak Penjamin, Medco Energy US LLC secara kontinjen berkewajiban kepada perusahaan asuransi penjamin, dengan jumlah keseluruhan sebesar AS$19,6 juta dan AS$19,7 juta masing-masing pada 31 Desember 2009 dan 2008, berkaitan dengan penerbitan obligasi atas nama Perusahaan kepada United States Department of The Interior Minerals Management Service (MMS) dan kepada pihak ketiga dimana aset minyak dan gas bumi dibeli. Obligasi tersebut adalah jaminan pihak ketiga dari perusahaan asuransi penjamin bahwa Perusahaan akan beroperasi sesuai dengan aturan dan ketentuan yang diterapkan dan akan melakukan kewajiban Plugging and Abandonment seperti disebut dalam perjanjian pembelian dan penjualan.

- Surety Obligations, Medco Energy US LLC is contingently liable to a surety insurance company in the aggregate amount of US$19.6 million and US$19.7 million as of December 31, 2009 and 2008, respectively, relative to bonds issued on Medco's behalf to the United States Department of the Interior Minerals Managements Service (MMS) and certain third parties from whom oil and gas properties were purchased. The bonds are third party guarantees by the surety insurance company that the Company will operate in accordance with applicable rules and regulations and perform certain Plugging and Abandonment obligations as specified by applicable purchase and sale agreements.

Internalisasi GCG
GCG Internalization

Pemahaman GCG Guidelines dan Code of Conduct melalui Survey GCG Buku Pedoman GCG Guidelines dan CoC diharapkan dapat dipatuhi dan dipahami oleh setiap individu, tanpa terkecuali, untuk senantiasa

Understanding of GCG Guidelines and Code of Conduct through a GCG Survey GCG Guidelines and CoC are expected to provide clear guiding principle for every individual in order to follow, without any exception,

menerapkan prinsip-prinsip GCG dan Nilai-nilai Perusahaan. Buku Pedoman ini juga bertujuan untuk memberikan aturan yang jelas dan baku kepada seluruh anggota MedcoEnergi dalam implementasi praktik GCG sebagai BUDAYA. Buku pedoman ini diharapkan dapat memberikan bekal awal untuk setiap individu di MedcoEnergi baik dengan status karyawan kontrak maupun karyawan tetap, manajer, eksekutif direktur maupun komisaris sehingga dapat memahami aspirasi esensi GCG dan CoC dan diamalkan dalam perilaku sehari-hari yang diharapkan akan menjadi budaya hidup di lingkungan MedcoEnergi. Prinsip-prinsip tersebut berisikan:

- Tata Kelola Perusahaan yang Baik
  1. Dewan Komisaris, Direksi dan Eksekutif
  2. Pedoman Perilaku Dewan Komisaris, Direksi dan Eksekutif
  3. Perlakuan yang Pantas kepada Pemegang Saham
     - Pedoman Perilaku
       1. Melindungi Kepentingan Karyawan
          - Sumber Daya Manusia
          - Pedoman Etika
          - Berbagi Pengetahuan
          - Pelecehan
          - Alkohol dan Penyalahgunaan
          - Obat-Obat Terlarang
          - Merokok
       2. Keselamatan, Kesehatan, dan Lingkungan
       3. Melindungi Aset Perusahaan dan Integritas
          - Keuangan
          - Keakuratan Laporan Keuangan dan Akuntansi
          - Perlindungan Aset dan Pendapatan
          - Penyimpanan Dokumen
          - Hak Atas Kekayaan Intelektual
          - Perdagangan Orang Dalam
          - Situasi dan Kondisi Krisis
          - Sistem Teknologi Informasi dan Komunikasi
       4. Menghormati Mitra Usaha
          - Hadiah dan Hiburan
          - Benturan Kepentingan
       5. Melindungi Kepentingan Komunitas dan Pemerintah
          - Korupsi
          - Kegiatan Politik dan Donasi
          - "Peniup Peluit" (Whistleblower)

Setelah diluncurkannya Buku Pedoman GCG & CoC pada awal tahun 2008, dan sejalan dengan target implementasi praktik GCG tahun 2009 yaitu Understanding/Pemahaman, MedcoEnergi melalui GCG Task Force telah melakukan:

a) Mempromosikan sistem pelaporan.
b) Mempromosikan kelebihan dan kekurangan penerapan praktik GCG.
c) Mengumpulkan Pernyataan Kepatuhan dan formulir pelaporan lainnya (Daftar Khusus).
d) Melakukan survei awal GCG kepada L1-L3 MedcoEnergi Group.

GCG Task Force, sebagai tim yang bertanggung jawab dalam proses internalisasi di Perseroan dan juga memiliki tugas untuk melihat secara keseluruhan implementasi dan praktik penerapan Buku Pedoman GCG & CoC serta memberikan rekomendasi dalam segala jenis pelanggaran yang terjadi kepada Komite GCG. Pada akhir tahun 2009, GCG Task Force melaporkan kepada Komite GCG bahwa survey awal GCG telah didistribusikan kepada sebagian besar anggota L1-L3 MedcoEnergi Group yang berjumlah 185 orang.

the implementation of GCG principles and the Corporate Values. The Guidelines also aim to provide clear and standardize rules for every members of MedcoEnergi in implementing GCG practice to become a CULTURE. The Guidelines are also expected to providing all members of MedcoEnergi, contract or permanent employees, managers, executives as well as directors and commissioners, with an understanding of GCG Guidelines & CoC essence that aspire and practice in everyday life with the aim of creating a MedcoEnergi culture. The principles are consists of:

- Good Corporate Governance
  1. The Board of Commissioners and Board of Directors
  2. Code of Conduct for the Board of Commissioners and Board of Directors
  3. Equal Treatment for Shareholders
     - Code of Conduct
       1. Protecting the Employees' Interest
          - Human Resources
          - Code Ethics
          - Knowledge Sharing
          - Harassment
          - Alcohol and Misuse of Illegal Drugs
          - Smoking
       2. Safety, Health, and Environment
       3. Protecting the Company's Assets and Financial Integrity
          - Accuracy of Financial and Accounting Report
          - Protection of Asset and Revenues
          - Document Retention
          - Intellectual Property Rights
          - Inside Trading
          - Critical Situation and Condition
          - Information Technology and Communication System
       4. Respecting the Business Partners
          - Gifts and Entertainment
          - Conflict of Interest
       5. Protecting the Interests of the Community and Government
          - Corruption
          - Political Activities and Donation
          - Whistleblower

After the launching of GCG Guidelines & Code of Conduct in early 2008, and in accordance with the implementation target of 2009 which undermined an Understanding of GCG practices, MedcoEnergi through the GCG Task Force has conducted the followings:

a) Promote the disclosure system.
b) Promote the advantages and disadvantages of the implementation of GCG practices.
c) Gather Statement of Adherence and other disclosure forms (Special List) .
d) Conduct GCG Survey to L1 – L3 in MedcoEnergi Group.

GCG Task Force is responsible for the internalization process of GCG Guidelines & CoC throughout the Company, in which perform oversight to the whole implementation programs and report any misconducts and other findngs to the GCG Committee. As at year end 2009, GCG Task Force also reported to the GCG Committee that all surveys have been distributed to member of L1 – L3 of MedcoEnergi Group with total participants of 185 personnels.

Melalui Survei GCG 2009 dapat disimpulkan beberapa masukan dan komentar dari responden dalam implementasi dan praktik penerapan Buku Pedoman GCG & CoC yang antara lain:

a) Melakukan sosialisasi intensif, kepelatihan, dan forum diskusi untuk implementasi GCG dan Nilai-nilai Korporasi
b) Meningkatkan komitmen dalam penerapan GCG serta peningkatan peranan L1-L2 sebagai 'role models'.
c) Memperkuat internal control dan menerapkan keterbukaan atas penerapan reward and punishment
d) Mengawasi secara tegas dan mengevaluasi implementasi GCG (dengan melakukan survei lanjutan, quiz, assessment independent) dan memberikan laporan secara berkala.

Rencana Implementasi GCG 2010

Dalam rangka menghindari transaksi Conflict of Interest, MedcoEnergi akan terus berupaya untuk membuat melakukan keterbukaan dengan mempersiapkan kontrak standar bagi para rekanan yang isinya menyatakan bahwa Perseroan berhak untuk meminta dilakukannya audit terhadap transaksi yang dilakukan jika memang dibutuhkan.

Di samping itu, Perseroan juga terus berupaya untuk menerapkan Nilai-nilai Perseroan dengan mendirikan Whistleblowing System (WBS) bagi para pemangku kepentingan yang diperkuat dengan berbagai macam program induksi terkait dengan penerapan GCG di MedcoEnergi.

Through the GCG Survey 2009, several comments and inputs from the respondents regarding the implementation and internalization practices of the GCG Guidelines & CoC were also reported, such as:

a) Perform an intensive roll-outs, trainings and discussion forums to implement GCG and the Corporate Values.
b) Increase the commitment of L1 – L2 members as role models in implementing GCG.
c) Strengthen internal control and implement open communication regarding reward and punishment.
d) Supervise in rigorous manner and evaluate the implementation of GCG through continous surveys, quizzes, independent assessments, as well as provide periodic reports.

2010 GCG Implementation Plan

In relations with avoiding Conflict of Interest transaction, MedcoEnergi will continue to perform an open communication through a program for vendors, in which all contract will be made available with a statement of the Company's right to audit when it is deemed necessary.

Moreover, the Company will continuously strive to implement the Corporate Values using the Whistleblowing System (WBS) that would cater the needs of all stakeholders, at the same time, provide induction programs in relations with the implementation of GCG in MedcoEnergi.

Riwayat Singkat Penasihat Perusahaan
Curriculum Vitae of Advisors of MedcoEnergi

Arifin Panigoro

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

Mendapatkan gelar sarjana Teknik Elektro dari Institut Teknologi Bandung pada tahun 1973. Mendapatkan gelar doktor kehormatan (honoris causa) dari Institut Teknologi Bandung pada tanggal 23 Januari 2010 dengan pidato ilmiahnya "Kuasai Teknologi, Bangun Ekonomi, Tegakkan Martabat Bangsa".

The founder of Medco Group began to be involved in the oil and gas industry in 1980. In 1988, he withdrew from the Company's management and has since become an advisor, notably in identifying new oil and gas business opportunities.

Earned a bachelor degree in Electrical Engineering from Bandung Institute of Technology in 1973. Earned an honorary degree (honoris causa) from the Bandung Institute of Technology on January 23, 2010 with dissertation titled "Kuasai Teknologi, Bangun Ekonomi, Tegakkan Martabat Bangsa".

Subroto

Mantan Menteri Pertambangan dan Energi Republik Indonesia dan mantan Sekretaris Jenderal OPEC. Sejak tahun 1997, beliau menjadi penasihat Perseroan khususnya dalam masalah-masalah makro ekonomi dan perkembangan global usaha minyak dan gas bumi.

Tamat dari Akademi Militer di Yogyakarta pada tahun 1948 dan melanjutkan pendidikannya untuk mendapatkan gelar sarjana Ekonomi dari Universitas Indonesia pada tahun 1952. Meraih Gelar Master of Arts di bidang Ekonomi dari McGill University di Montreal, Kanada pada tahun 1956 dan kemudian gelar Doctor of Philosophy di bidang Ekonomi dari Universitas Indonesia pada tahun 1958.Pada tahun 1963, beliau mendapatkan gelar *post doctorate* dalam bidang Financial Management and Control dari Standford University dan dilanjutkan dengan gelar *post doctorate* dari Harvard University untuk Program Dosen Internasional pada tahun 1964.

Former Minister of Mining and Energy of the Republic of Indonesia and former Secretary General of Organization of Petroleum Exporter Committee (OPEC). Since 1997, he has been an advisor to the Company, mainly in providing information on macroeconomic issues and global developments in the oil and gas business.

Graduated from the Military Academy, Yogyakarta in 1948 and continued his study to earn a Bachelor of Arts degree in Economics from the University of Indonesia in 1952. Received a Master of Arts degree in Economics from McGill University in Montreal, Canada in 1956 followed by a Doctor of Philosophy degree in Economics from University of Indonesia in 1958. In 1963, he also received a post doctorate degree in Financial Management and Control from Standford University and in 1964 a post doctorate degree from Harvard University for International Teachers Programme.

Alwi Shihab

Mantan Menteri Luar Negeri Republik Indonesia dan Menteri Koordinator Kesejahteraan Rakyat. Beliau bergabung menjadi penasihat Perseroan pada bulan Maret 2007 dengan tugas utama memberikan nasihat kepada Perseroan untuk melakukan penetrasi ke pasar minyak dan gas internasional.

Mendapatkan gelar Bachelor of Arts dan Master of Arts keduanya dari Universitas Al-Azhar di Kairo, Mesir masing-masing pada tahun 1966 dan 1968. Mendapatkan gelar Sarjana di bidang Filosofi Islam dari IAIN Alauddin di Ujung Pandang, Indonesia pada tahun 1986. Meraih gelar Doctor of Philosophy dari University Ain Shams di Kairo, Mesir pada tahun 1990. Melanjutkan studinya dan mendapatkan gelar Master of Arts dari Temple University, AS pada tahun 1990 dan kemudian meraih gelar Doctor of Philosophy juga dari Temple University, AS pada tahun 1995. Mendapatkan gelar post doctorate dari Pusat Study Agama Dunia di Harvard University, AS pada tahun 1996.

Former Minister of Foreign Affairs of the Republic of Indonesia and Coordinating Minister of People's Welfare. He joined as the Company's advisor in March 2007 with the main role of providing advice in penetrating the international oil and gas market.

Earned a Bachelor of Arts degree and Master of Arts degree both from University of Al-Azhar, Cairo, Egypt in 1966 and 1968 respectively. Earned a Bachelor degree in Islamic Philosophy from IAIN Alauddin, Ujung Pandang, Indonesia in 1986. Received a Doctor of Philosophy degree from University of Ain Shams, Cairo, Egypt in 1990. Continued his study and received a Master of Arts degree from Temple University, USA in 1990 and followed by a Doctor of Philosophy degree from Temple University, USA in 1995. Received a post doctorate from the Center For the Study of World Religions in Harvard University, USA in 1996.

Riwayat Singkat Dewan Komisaris
Curriculum Vitae of Board of Commissioners

1. **HILMI PANIGORO**
   KOMISARIS UTAMA
   PRESIDENT COMMISSIONER

2. **GUSTIAMAN DERU**
   KOMISARIS INDEPENDEN
   INDEPENDENT COMMISSIONER

3. **RACHMAT SUDIBJO**
   KOMISARIS INDEPENDEN
   INDEPENDENT COMMISSIONER

4. **RETNO D. ARIFIN**
   KOMISARIS
   COMMISSIONER

5. **YANI Y. RODYAT**
   KOMISARIS
   COMMISSIONER

Photograph by Syahfaria

1 2 3 4 5

HILMI PANIGORO
KOMISARIS UTAMA - PRESIDENT COMMISSIONER

Warga Negara Indonesia. Lahir pada tahun 1955. Diangkat kembali menjadi Presiden Direktur Perseroan sejak tahun 2001. Saat ini juga menjabat Presiden Komisaris PT Apexindo Pratama Duta Tbk, Komisaris PT Meta Archipelago Hotels dan Presiden Direktur PT Medco Duta dan PT Medco Intidinamika. Memiliki pengalaman luas dalam industri minyak dan gas dan memangku berbagai jabatan selama 14 tahun bekerja di VICO Indonesia antara tahun 1982-1996.

Meraih gelar Master dalam bidang Teknik Geologi dari Colorado School of Mines, AS, tahun 1988, mengambil program inti di bidang Business Master of Business Administration di Thunderbird University, AS 1984, dan memperoleh Sarjana Teknik Geologi dari Institut Teknologi Bandung, tahun 1981.

Tugas Utama
Mengawasi dan memberikan masukan kepada Direksi berkaitan dengan kegiatan operasi dan perkembangan usaha Perseroan dan anak perusahaan, penerapan peraturan Tata Kelola Perusahaan dan Pemantauan Risiko. Ketua Komite GCG, Remunerasi dan Pemantauan Risiko. Anggota Komite Audit dan Nominasi.

Indonesian Citizen. Born in 1955. Re-appointed as the President Director of the Company since 2001. Currently holds positions as President Commissioner of PT Apexindo Pratama Duta Tbk, Commissioner of PT Meta Archipelago Hotels and President Director of PT Medco Duta and PT Medco Intidinamika. He has extensive experience in oil and gas industry and held various positions while working at VICO Indonesia between 1982-1996.

Received a Master of Science degree in Geological Science from Colorado School of Mines, USA, in 1988, and took core program in Business Administration at Thunderbird University, USA, in 1984, and received a Bachelor degree in Geological Science from Bandung Institute in 1981.

Main Role
Supervise and advise the Board of Directors with regards to the operation and business development of the Company and subsidiaries, and the implementation of Corporate Governance and Risk Monitoring policy. The Chairperson of GCG, Remuneration and Risk Monitoring Committee. A member of Audit and Nomination Committee.

GUSTIAMAN DERU
KOMISARIS INDEPENDEN - INDEPENDENT COMMISSIONER

Warga Negara Indonesia. Lahir pada tahun 1960. Ditunjuk menjadi Komisaris Independen sejak tahun 2002. Saat ini juga menjabat sebagai Direktur Senior Investment Professional di Matlin Patterson Advisers (Asia) Limited, Hong Kong. Sebelumnya menjabat sebagai Direktur Workout and Special Situation Group Credit Suisse First Boston, Hong Kong (1998-2002), Direktur, Asian Local Markets Trading ING Barrings, Hong Kong (1996-1998), Direktur Peregrine Fixed Income Limited, Singapore dan Hong Kong (1994-1996) dan berbagai posisi penting lainnya.

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 masukan kepada Direksi berkaitan dengan masalah-masalah keuangan serta menjadi anggota Komite Audit dan Komite Nominasi.

Indonesian Citizen. Born in 1960. Appointed as Independent Commissioner since 2002. Currently also holds position in Matlin Patterson Advisers (Asia) Limited, Hong Kong as Director, Senior Investment Professional. Previously held positions as Director, Workout and Special Situation of Group in Credit Suisse First Boston, Hong Kong (1998-2002), Director, Asian Local Markets Trading of ING Barings, Hong Kong (1996-1998), Director of Peregrine Fixed Income Limited, Singapore and Hong Kong (1994-1996) and various important positions.

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 regards to financial issues, and also a member of the Audit Committee and Nomination Committee.

RACHMAT SUDIBJO
KOMISARIS INDEPENDEN
INDEPENDENT COMMISSIONER

Warga Negara Indonesia. Lahir pada tahun 1936. Menjabat sebagai Komisaris Independen Perseroan sejak tahun 2003. Memilki pengalaman yang luas di industri minyak dan gas dan memangku berbagai jabatan sejak pertama kali bergabung dengan PT Stanvac Indonesia pada tahun 1961.

Meraih gelar Sarjana Teknik Pertambangan dari Institut Teknologi Bandung, pada tahun 1960.

Tugas Utama
Mengawasi dan memberikan masukan kepada Direksi berkaitan dengan kegiatan operasi dan perkembangan usaha Perseroan dan anak perusahaan, penerapan kebijakan GCG. Menjabat sebagai Ketua Komite Audit, serta menjadi anggota Komite Pemantauan Risiko dan GCG.

Indonesian Citizen. Born in 1936. Appointed as Independent Commissioner of the Company since 2003. Extensive experience in the oil and gas industry and held various positions since initially joining PT Stanvac Indonesia in 1961; Huffco/Vico in 1980-1992; Exspan/Medco E&P Indonesia in 1992-2003.

Received a Bachelor degree in Mining Engineering from Bandung Institute of Technology in 1960.

Main Role
Supervise and advise the Board of Directors with regards to the operations and business development activities of the Company and its subsidiaries and the implementation of Corporate Governance. The Chairperson of Audit Committee, member of Risk Monitoring and GCG Committee.

YANI Y. RODYAT
KOMISARIS
COMMISSIONER

Warga Negara Indonesia. Lahir pada tahun 1951. Diangkat menjadi Komisaris Perseroan sejak tahun 1998. Saat ini juga menjabat sebagai Direktur PT Medco Duta dan PT Medco Intidinamika, Komisaris PT Sentrafood Indonusa, Dosen Universitas Indonesia dan Komisaris PT Sarana Jabar Ventura. Memiliki pengalaman yang luas di bidang pendidikan dan ilmu pengetahuan, dengan mengajar di berbagai universitas terkemuka di Indonesia, dan bekerja 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 tahun1975.

Tugas Utama
Mengawasi dan memberikan masukan kepada Direksi berkaitan dengan kebijakan nominasi dan remunerasi pegawai serta mengembangkan dan mengevaluasi kebijakan nominasi Direksi Perseroan dan anak perusahaan dengan menjadi Ketua Komite Nominasi. Beliau bertanggung jawab dalam mengawasi kebijakan Manajemen Risiko dengan menjadi anggota Komite Manajemen Risiko.

Indonesian Citizen. Born in 1951. Appointed as Commissioner of the Company since 1998. Currently also holds positions as Director of PT Medco Duta and PT Medco Intidinamika, Commissioner of PT Sentrafood Indonusa, Professor in University of Indonesia and Commissioner of PT Sarana Jabar Ventura. She has extensive experience in the field of education and science, and is a lecturer at various reputable Universities in Indonesia. Also worked in the Indonesian Science Institute (1975-1982).

Received a Master degree in Management from Sekolah Tinggi Manajemen, Bandung in 1977, and a Bachelor degree in Electric Engineering from Bandung Institute of Technology in 1973.

Main Role
As the Chairperson of the Nomination Committee, she supervises and advises the Board of Directors with regards 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. Also as a member of Risk Management Committee, she is responsible for monitoring the policy of Risk Management.

RETNO D. ARIFIN
KOMISARIS
COMMISSIONER

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 dan 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 masukan kepada Direksi berkaitan dengan hal-hal umum.

Indonesian Citizen. Born in 1945. Re-appointed as the Commissioner of the Company in 2003 and 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 regards to general business issues.

Riwayat Singkat Direksi
Curriculum Vitae of Board of Directors

Photograph by Syahfaria

1. **DARMOYO DOYOATMOJO**
   DIREKTUR UTAMA
   PRESIDENT DIRECTOR

2. **LUKMAN A. MAHFOEDZ**
   DIREKTUR
   DIRECTOR

3. **D. CYRIL NOERHADI**
   DIREKTUR
   DIRECTOR

4. **LARRY L. LUCKEY**
   DIREKTUR
   DIRECTOR

DARMOYO DOYOATMOJO
DIREKTUR UTAMA | PRESIDENT DIRECTOR

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 Presiden Komisaris PT Pauwel Travo Asia dan Komisaris PT Medco Duta dan PT Medco Intidinamika.

Meraih Master dalam bidang Keuangan dan Ekonomi Bisnis dari University of Southern California, AS, tahun 1991, Master of Business Administration dari universitas yang sama tahun 1990, dan Sarjana Teknik Elektro dari Institut Teknologi Bandung tahun 1975.

Tugas Utama
Presiden Direktur memiliki tugas-tugas untuk secara baik dan efektif menerapkan sistem pengendalian internal dan program perencanaan yang selanjutnya di MedcoEnergi.

Indonesian Citizen. Born in 1951. Appointed as Director of the Company since November 2004 and approved by the EGMS in March 2005. Currently holds positions as President Commissioner PT Pauwels Travo Asia and as Commissioner of PT Medco Duta and PT Medco Intidinamika.

Received a Master degree in Finance and Business Economic 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
The President Director holds duties to strictly and effectively implement the internal control system and succession planning program in MedcoEnergi.

LUKMAN A. MAHFOEDZ
DIREKTUR PROYEK | PROJECT DIRECTOR

Warga Negara Indonesia. Lahir pada tahun 1954. Menerima posisi menjadi Presiden Direktur PT Medco E&P Indonesia pada bulan April 2005. Karirnya dimulai di perusahaan konstruksi pada tahun 1980-1983 sebagai Construction Engineer, dan bergabung dengan Huffco/VICO Indonesia tahun 1983. Menjabat berbagai posisi di Operation & Engineering, Project Construction, and General Support di VICO Indonesia selama kurang lebih 18 tahun. Sebelum bergabung MedcoEnergi menjabat sebagai Senior Vice President Tangguh LNG untuk BP Indonesia (2001-2005).

Meraih gelar Sarjana Teknik Mesin dari Institut Sepuluh November Surabaya (ITS) tahun 1980.

Tugas Utama
Direktur Proyek memiliki tugas-tugas untuk mengawasi dan mengarahkan Proyek Pengembangan Utama dan beberapa potensi proyek utama lainnya yang akan menjadi sumber penghasilan MedcoEnergi di masa depan.

Indonesian Citizen, Born in 1954. Accepted the position of President Director PT Medco E & P Indonesia in April 2005. Began his career with construction companies in 1980 – 1983 as a Construction Engineer, and then joined Huffco/VICO Indonesia in 1983. Held various positions in the Operation & Engineering, Project Construction, and General Support responsibilities in VICO Indonesia for almost 18 years. Before joining MedcoEnergi he held a position at BP Indonesia as Senior Vice President for the Tangguh LNG project.

He received a Bachelor Degree in Mechanical Engineering from the Sepuluh November Surabaya Institute of Technology (ITS) in 1980.

Main Role
The Project Director holds duties to oversee and firect the Key Development Projects and other potential key projects which will become the Company's future source of income.

D. CYRIL NOERHADI
DIREKTUR KEUANGAN | FINANCE DIRECTOR

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), Presiden Direktur PT Bursa Efek Jakarta (April 1996-April 1999), Presiden Direktur 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), Konsultan dan Peneliti dari Harvard Institute for International Development di Kementerian 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
Direktur Keuangan memiliki tugas-tugas untuk memastikan bahwa semua sumberdaya keuangan Perseroan diatur secara baik dan efektif, dimana transaksi-transaksi direkam sesuai dengan peraturan akuntansi yang berlaku di Indonesia.

Indonesian Citizen. Born in 1961. Appointed as Director of the Company since October 2005 and approved by the EGMS in November 2005. Formerly was the Corporate Finance Partner of PricewaterhouseCoopers (PwC) – Financial Advisory Services (July 1999-September 2005), President Director of PT Jakarta Stock Exchange (April 1996-April 1999), President Director PT Kliring Deposit Efek Indonesia (1993-May 1996), Director PT Danareksa Finance (December 1991-January 1993), Executive Director PT (Persero) Danareksa (March 1991-January 1993), 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
The Finance Director holds duties to ensure that all of the Company's financial resources are managed properly and effectively, and all transactions are recorded in accordance with applicable accounting standard in Indonesia.

LARRY L. LUCKEY
DIREKTUR STRATEGI DAN PERENCANAAN | STRATEGY AND PLANNING DIRECTOR

Warga Negara Amerika Serikat. Lahir pada tahun 1961. Diangkat sebagai Direktur Strategi Perseroan sejak tahun 2008 dan disetujui oleh RUPS pada Mei 2008. Sebelumnya menjabat sebagai Executive Vice President Corporate Growth & Strategy PT Medco Energi Internasional Tbk (2007-2008), Partner Advisor & Leader pada Drs. Haryanto Sahari & Rekan (1998-2007), Partner Advisor pada Siddharta Siddharta & Harsono (1990-1997), Manager pada Coopers Lybrand (1986-1990) dan Opening Cordinator pada Flakey Jakes Inc.

Meraih gelar Bachelor of Science bidang Business Administration dari University of Southwestern Louisiana pada tahun 1983.

Tugas Utama
Direktur Strategi dan Perencanaan memiliki tugas-tugas untuk mengembangkan dan mengintegrasikan rencana strategis jangka panjang, jangka menengah, dan jangka pendek MedcoEnergi dan unit-unit usahanya, pembahasan performa MedcoEnergi dan unit-unit usahanya, dan membahas segala potensi risiko yang akan timbul dari implementasi strategi-strategi tersebut.

American Citizen. Born in 1961. Appointed as Strategy Director of the Company since 2008 and approved by the EGMS in May 2008. Formerly held a position as Executive Vice President Corporate Growth & Strategy PT Medco Energi Internasional Tbk (2007-2008), Partner Advisor and Leader of Drs. Haryanto Sahari & Rekan (1998-2007), Partner Advisor of Siddharta Siddharta & harsono (1990-1997), Manager of Coopers Lybrand (1986-1990) and Opening Cordinator of Flakey Jakes Inc.

Earned a Bachelor of Science degree in Business Administration from University of Southwestern Lousiana in 1983.

Main Role
The Strategy and Planning Director holds duties to develop and integrate the long term, mid term and short term strategic planning of MedcoEnergi and its business units, review the performance of MedcoEnergi and its business units, and assess any potential risks which might arise from the implementation of those strategies.

Riwayat Singkat Direksi Anak Perusahaan
Curriculum Vitae of Subsidiary Companies' Board of Directors

Photograph by Syahfaria

PT Medco E&P Indonesia

1

Dasril Dahya
Direktur
Director

Warga Negara Indonesia. Lahir pada tahun 1954. Diangkat menjadi Direktur sejak tahun 2008. Sebelumnya menjabat sebagai Supervisor di Exploration Department di Stanvac (1981-1995), Departemen Head of Human Resource di PT Exspan Nusantara (1995-1996), Manager di Human Resources Department PT Exspan Kalimantan & Sumatra (1996-1998), Vice President Relations Department di PT Exspan Nusantara (1998-2004), General Manager untuk Kalimantan & Sembakung Asset di PT Medco E&P Indonesia (2004-2008), dan General Manager South & Central Sumatra Asset PT. Medco E&P Indonesia untuk beberapa bulan (2008).

Menyelesaikan pendidikan terakhir di Fakultas Teknik Industri, Geologi di Institut Teknologi Bandung pada tahun 1981.

Indonesian Citizen. Born in 1954. Appointed as Director since 2008. Previously held position as Supervisor in Exploration Department in Stanvac (1981-1995), Head of Department in Human Resources in PT Exspan Nusantara (1995-1996), Manager of Human Resources Department in PT Exspan Kalimantan & Sumatra (1996-1998), Vice President Relations Department in PT Exspan Nusantara (1998-2004), General Manager of Kalimantan & Sembakung Asset in PT. Medco E&P Indonesia (2004-2008), and General Manager South & Central Sumatra Asset in PT Medco E&P Indonesia for several months (2008).

Received a Bachelor degree in Geology from Bandung Institute of Technology in 1981.

2

Edi Bambang Setyobudi
Direktur
Director

Warga Negara Indonesia. Lahir pada tahun 1953. Diangkat menjadi 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. Appointed as Director since 2001. Joined PT Stanvac Indonesia in 1980 as Geologist and he was appointed as the Vice President Exploration in 1998.

Received a Bachelor degree in Geological Science from Gadjah Mada University, Yogyakarta in 1979.

3

Budi Basuki
Direktur Utama
President Director

Warga Negara Indonesia. Lahir pada tahun 1953. Diangkat menjadi 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 PT Stanvac Indonesia (1981-2000).

Menyelesaikan pendidikan terakhir di Fakultas Teknik Mesin, Universitas Gadjah Mada, Yogyakarta tahun 1980.

Indonesian Citizen. Born in 1953. Appointed as 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.

4

Syamsurizal Munaf
Direktur
Director

Warga Negara Indonesia. Lahir pada tahun 1965. Diangkat menjadi Direktur sejak tahun 2001. Bergabung dengan MedcoEnergi tahun 1997. Sebelumnya menjabat sebagai Senior Investment Analyst for Principle Investment at 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. Appointed as Director since 2001. Joined MedcoEnergi in 1997. Previously held position as 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.

Photograph by Professional Photographer

PT Medco Power Indonesia

1

Kelana B. Mulia
Direktur
Director

Warga Negara Indonesia. Lahir pada tahun 1954. Menjabat sebagai Direktur Operasi menggantikan Dean S. Achmad sejak Juni 2009. Sebelumnya menjabat sebagai Direktur di anak perusahaan PT Medco Power Indonesia sejak 2003 – 2009. Karirnya bersama MedcoEnergi dimulai pada tahun 2003 dan pernah menduduki berbagai posisi penting di perusahaan yang bergerak dibidang Data Management.

Meraih gelar Insinyur dari fakultas Fisika Institut Teknologi Bandung pada tahun 1980 dan diikuti dengan gelar Master of Engineering dari Computer Department , Asian Institute of Technology, Bangkok, Thailand pada tahun 1984.

Indonesian Citizen. Born in 1954. Appointed as Operations Director to replace Dean S. Achmad in June 2009. Previously held positions as Director in PT Medco Power Indonesia subsidiary since 2003 – 2009. His career with MedcoEnergi started in 2003 and previously also held several position in a Data Management company.

Earned a bachelor degree from Institute Technology of Bandung majoring in Physics in 1980. Followed by a master degree in Engineering majoring in Computer Science at Asian Institute of Technology, Bangkok, Thailand in 1984.

2

Aries Pardjimanto
Direktur
Director

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 perusahaannya, termasuk Perseroan. Sebelumnya menjabat berbagai posisi di VICO Indonesia selama 15 tahun.

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 of the Company. Formerly held various positions in Vico Indonesia for 15 years.

Received a Bachelor degree in Translation from English Academy in 1982.

3

Fazil E. Alfitri
Direktur Utama
President Director

Warga Negara Indonesia. Lahir pada tahun 1966. Presiden Direktur sejak Desember 2003. Sebelumnya menjabat sebagai Country Manager pada GE Power Systems Indonesia (2001-2003).

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).

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.

Photograph by Syahfaria

PT Medco Downstream Indonesia

1

Bambang W. Sugondo
Direktur
Director

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).

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 MedcoEnergi Internasional Tbk. (1997-1999).

Received a Bachelor degree in Physics Engineering from BandungInstitute of Technology in 1976.

2

Djatnika S. Puradinata
Direktur Utama
President Director

Warga Negara Indonesia. Lahir pada tahun 1950. Presiden Direktur sejak tahun 2001. Sebelumnya Staf Ahli Presiden Direktur PT Pupuk Kujang (1999-2001).

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. President Director since 2001. Previously, he served as the Advisor to the President Director of PT Pupuk Kujang (1999-2001).

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.

3

Noorzaman Rivai
Direktur
Director

Warga Negara Indonesia lahir pada tahun 1968. Direktur sejak bulan Agustus 2007. Sebelumnya menjabat sebagai Presiden Direktur Trada Group (2002-2007) dan beberapa posisi penting di perusahaan-perusahaan kelas dunia dibidang telekomunikasi.

Meraih Sertifikat State of the Art of Telecommunication dari Northeastern University, Boston-Massachusetts, AS pada tahun 1991 dan gelar Business Administration di General Management dari National University, Los Angeles, USA pada tahun 1991. Meraih gelar Bachelor of Science dibidang Teknik Elektro dari Case Western Reserve University pada tahun 1990.

Indonesian Citizen. Born in 1968. Director since August 2007. Previously served as the President Director for Trada Group (2002- 2007) and several key positions in several telecommunication companies.

Received a Certificate State of the Art of Telecommunication from Northeastern University, Boston-Massachusetts, USA. Master of Business Administration in General Management from National University, Los Angeles- California, USA. And Bachelor of Science in Electrical Engineering from Case Western Reserve University - Ohio, USA in 1990.

Photograph by Professional Photographer

Medco Energi Global Pte. Ltd.

1

Grant Bowler
Direktur
Director

Warga Negara Inggris. Lahir pada tahun 1947. Direktur di MedcoEnergi sejak tahun 2005. Sebelumnya menjabat beberapa posisi penting seperti di Yukos sebagai Field Development Manager berbasis di Moscow. Mempimpin Secondary Listing MedcoEnergi, dan mengumpulkan dana sebesar AS$300 juta. Mengambil alih dan memberi kontrol, pengrekrutan, dan organisasi ulang Medco US. Mempersiapkan aset Medco Internasional dan IPO untuk London Stock Exchange Pengalaman kerja pertama sebagai staf ahli di berbagai perusahaan di Asia, Eropa, dan Timur Tengah.

Memperoleh gelar sarjana teknik (Hons) Teknik Kimia, Universitas di Wales, Swansea Britania Raya. Chartered Engineer #121436; anggota institusi di Tekhnik Kimia di (UK); dan anggota perkumpulan Teknik Perminyakan di Dallas.

United Kingdom Citizen. Born in 1947. Director of MedcoEnergi since 2005. Previously held key positions in numerous organizations. Appointed Director of Operations Medco International Holdings on May 5, 2006.

Received a Bachelor Science (Hons) degree in Chemical Engineering, University of Wales, Swansea UK Chartered Engineer # 121436; Member Institution of Chemical Engineers (UK); and Member Society of Petroleum Engineers, Dallas.

2

Slamet Sumantri
Direktur
Director

Warga Negara Indonesia lahir pada tahun 1954. Direktur sejak tahun 2008, dan saat ini juga menjabat sebagai Komisaris Independen di Trimegah Securities. Sebelumnya menjabat sebagai Direktur di PT Surya Citra Media Tbk. (2005-2008) dan PT Surya Citra Televisi (2006-2008), VP Commisioner PT Bank International Indonesia (2002-2005), anggota Dewan Komisaris PT Bank Central Asia Tbk. (1999-2002) dan PT Astra International Tbk. (2000). Dipercayakan sebagai Ketua BPPN (1998-2004), Managing Director/ COO PT Kliring Deposit Efek Indonesia, dan President/CEO (1996-1998). Pernah mengajar di Universitas Indonesia dan ditunjuk sebagai ketua Program Pasca Sarjana Informatika (1990-1995).

Memperoleh gelar Msc dan PhD di bidang Ilmu Komputer dari University of Illinois, Urbana Champaign pada tahun 1981 dan 1983, serta Sarjana dari Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam di Universitas Indonesia (1978).

An Indonesian Citizen born in 1954. Director since 2008, and currently also hold position as Independent Commissioner in Trimegah Securities. Previously, served as Director at PT Surya Citra Media Tbk (2005-2008) and PT Surya Citra Televisi (2006-2008), VP Commissioner of PT Bank International Indonesia (2002-2005), member of the BOC at PT Bank Central Asia Tbk. (1999-2002) and PT Astra International Tbk (2000). Entrusted to be the Vice Chairman of Indonesian Bank Restructuring Agency (IBRA) (1998-2004), Managing Director/ COO at PT. Kliring Deposit Efek Indonesia, and then President/CEO (1996- 1998). Lectured at the University of Indonesia and was appointed to chair the Graduate Program in Informatics (1990-1995).

Earned his MSc and PhD in Computer Science from the University of Illinois, Urbana Champaign in 1981 and 1983, and graduated from the Faculty of Mathematics and Physical Sciences, University of Indonesia with a Bachelor of Science in Mathematics (1978).

3

Darmoyo Doyoatmojo
Direktur Utama
President Director

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 Presiden Komisaris PT Pauwel Travo Asia dan Komisaris PT Medco Duta dan PT Medco Intidinamika.

Meraih Master dalam bidang Keuangan dan Ekonomi Bisnis dari University of Southern California, AS, tahun 1991, Master of Business Administration dari universitas yang sama tahun 1990, dan Sarjana Teknik Elektro dari Institut Teknologi Bandung tahun 1975.

Indonesian Citizen. Born in 1951. Appointed as Director of the Company since November 2004 and approved by the EGMS in March 2005. Currently holds positions as President Commissioner PT Pauwels Travo Asia and as Commissioner of PT Medco Duta and PT Medco Intidinamika.

Received a Master degree in Finance and Business Economic 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.

Riwayat Singkat Anggota Komite Audit Independen, Sekretaris Perusahaan dan Audit Internal Korporat

Curriculum Vitae of Independent Audit Committee Members, Corporate Secretary and Corporate Internal Audit

Photograph by Professional Photographer

Anggota Komite Audit Independen

Independent Audit Committe Members

1

Zulfikri Aboebakar

Anggota

Member

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

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

2

Djoko Sutardjo

Anggota

Member

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

Appointed as an external member of the Audit Committee in 2002 and reappointed on August 2003 thanks to his extensive experience as Public 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. As member of the Audit Committee, his function is to provide analysis of the Company's fi nancial performance based on his expertise in fi nance and accounting as well as his in-depth understanding of the Company's laws and regulations.

Photograph by Syahfaria

Photograph by Syahfaria

Sekretaris Perusahaan
Corporate Secretary

Cisca W. Alimin

Warga negara Indonesia, lahir pada tahun 1969. Menjabat Sekretaris Perusahaan sejak tahun 2007.

Telah bekerja secara erat dengan manajemen sejak tahun 1995 dan sebelumnya menduduki berbagai posisi sampai terakhir menduduki posisi Compliance Lead di MedcoEnergi. Sebelum bergabung dengan Perseroan, menjabat sebagai Assistant Executives in PT Trisaka Adireksa dan berbagai posisi di Mobil Oil Indonesia Inc. Pada tahun 1993.

Mendapatkan gelar Bachelor of Science di bidang Business Administration dari University of Indianapolis pada tahun 1992.

Tugas Utama
Sebagai Sekretaris Perusahaan, beliau bertanggung jawab untuk mematuhi peraturan pasar modal, komunikasi perusahaan, serta menjalin hubungan dengan institusi-institusi lain.

Indonesian citizen, born in 1969. Served as Corporate Secretary since 2007.

Has been working closely with the management since 1995 and held various positions and previously served as Compliance Lead at MedcoEnergi. Prior to joining the Company, served as Assistant Executives in PT Trisaka Adireksa and various positions in Mobil Oil Indonesia Inc. in 1993.

Earned her Bachelor of Science degree in Business Administration from University of Indianapolis in 1992.

Main Role
As Corporate Secretary, she is responsible for compliance to the capital market regulator, corporate communications, and other institutional relations support.

Audit Internal Korporat
Corporate Internal Audit

Robertus Wijang

Warga negara Indonesia, lahir pada tahun 1963. Menjabat Korporat Internal Audit sejak tahun 2007.

Telah bekerja secara erat dengan manajemen sejak tahun 2003 dan sebelumnya menduduki sebagai Corporate Audit Lead. Sebelum bergabung dengan Perseroan, menjabat sebagai Senior Audit Manager di Ernst & Young International, Group Financial Controller in Jasa Dinamika Ventura Corporation dan berbagai posisi di berbagai proyek.

Mendapatkan gelar dari Fakultas Ekonomi di bidang Akuntansi dari Universitas Indonesia pada tahun 1988.

Tugas Utama
Sebagai Corporate Internal Audit, beliau bertanggung jawab untuk memberikan kepastian kepada Komite Audit dan Eksekutif dengan mengidentifikasi risiko usaha dan mengelola melalu sistem pengendalian internal serta memberikan masukan kepada manager lini dengan pengarahan, pengawasan, monitor atas risiko-risiko usaha yang ada.

Indonesian citizen, born in 1963. Served as Corporate Internal Audit since 2007.

Has been working closely with management since 2003 and held previous position as Corporate Audit Lead. Prior to joining the Company served as Senior Audit Manager in Ernst & Young International, Group Financial Comptroller in Jasa Dinamika Ventura Corporation and responsible in many projects.

Received his Bachelor of degree in Economics majoring in Accounting from University of Indonesia in 1988.

Main Role
As Corporate Internal Audit, he is responsible to provide assurance to the Audit Committees and Executive Managements that business risks are identified and managed through effective and efficient internal control system as well as support business unit managers in assessing, controlling and monitoring their business risks.

Selama lebih dari dua dasawarsa, MedcoEnergi telah mengupayakan pengembangan usaha dengan menggarisbawahi komitmennya terhadap pertumbuhan ekonomi, kesejahteraan sosial serta pelestarian lingkungan dan keselamatan kerja.

For more than two decades, MedcoEnergi has developed its business while stressing its commitment towards economic and social growth, environmental preservation and a safe working environment.

Keselamatan, Kesehatan Kerja dan Lingkungan (K3L)

Safety, Health and Environment (SHE)

Photograph by Professional Photographer

Manajemen Kehandalan Operasi

Sebagai perusahaan energi terpadu, MedcoEnergi terlibat dalam kegiatan operasional di bidang usaha energi mulai dari hulu hingga hilir, serta ketenagalistrikan, yang masing-masing memiliki risiko usaha yang spesifik. Dalam menghadapi risiko ini, Perseroan memberi keleluasaan bagi setiap unit usaha untuk menerapkan Sistem Manajemen Keselamatan, Kesehatan Kerja dan Lingkungan (K3L) sesuai dengan kebutuhan. Namun demikian, dalam memenuhi kebutuhan tersebut, MedcoEnergi mensyaratkan agar setiap unit usaha mengadopsi sebuah sistem K3L dengan kepatuhan pada undang-undang dan peraturan yang berlaku, serta sejalan dengan standar industri yang berlaku secara internasional.

Sejak tahun 1991, kegiatan operasional unit usaha migas E&P Perseroan telah menjalankan Sistem Pengelolaan Kehandalan Operasi (SPKO) yang dengan berjalannya waktu terus dilakukan penyempurnaan hingga pada tahun 2008 ditetapkan Performance Integrity of MedcoEnergi (PRIME), yaitu sebuah sistem operasi yang berlandaskan kepada International Safety Rating System (isrs7). Kepatuhan terhadap PRIME berlangung hingga saat ini.

PRIME memuat 15 proses kunci yang menguraikan secara detil setiap kegiatan operasi yang wajib patuh terhadap persyaratan K3L. Kebijakan ini memastikan setiap unit operasi memiliki sumber daya, keahlian, sistem, prosedur dan peraturan untuk memfasilitasi kondisi kerja yang terpercaya dan aman. PRIME juga telah menjadi panduan bagi MedcoEnergi untuk melakukan penilaian terhadap dampak sosial dan lingkungan proyek-proyek energi baru dan memastikan kegiatan operasinya tidak mengganggu masyarakat lokal.

Sejak bulan Desember 2006, unit usaha migas E&P Perseroan yang beroperasi di Indonesia telah menerapkan isrs7, yaitu sistem manajemen K3L terkemuka dunia untuk mengukur, memperbaiki dan menunjukkan keselamatan, kesehatan kerja, lingkungan dan kinerja usaha. Sistem ini mengacu pada standar persyaratan tertinggi dengan mengkombinasikan ISO 9001 (Sistem Manajemen Mutu), ISO 14001 (Sistem Manajemen Lingkungan), OHSAS 18001 (Sistem Manajemen K3L), PAS 55 (Manajemen Aset), dan GRI (Tanggung Jawab Sosial Perusahaan). Penilaian dengan menggunakan isrs7 tidak hanya mengukur efektivitas prosedur K3L dan implementasinya namun juga memberi penilaian kinerja perusahaan.

Perjalanan menuju penerapan K3L yang berkualitas tinggi ini dimulai pada tahap Alpha Assessment untuk mengukur persepsi karyawan terhadap kebijakan Perseroan atas K3L, dan dilanjutkan dengan tahap Omega Assessment untuk mengukur suatu perbaikan pada sistem keselamatan. Omega Assessment telah dilakukan terhadap kegiatan operasi unit usaha migas E&P Perseroan di Blok Rimau, SCS (Lirik & SSE) dan Blok Tarakan dengan hasil level-3. Target ke depannya adalah pencapaian level persyaratan 5 isrs7.

Operational Excellence Management

As an integrated energy company, MedcoEnergi is involved in operational activities of the energy business from upstream to downstream, and power generation, each of which has its own specific business risk. In mitigating these risks, the Company allows considerable flexibility for each business unit to implement Safety, Health and Environmental Management system in line with individual needs. However, in meeting those needs MedcoEnergi requires that each business unit adopts a SHE management system that complies with prevailing laws and regulations, and is inline with international best practice standards.

Since 1991, the operating activities of the Company's oil and gas E&P business units have implemented the Operational Excellence Management System (OEMS), which over time has been improved and in 2008, was designated as the Performance Integrity of MedcoEnergi (PRIME), an operating system that is anchored upon the International Safety Rating System (isrs7). Compliance to PRIME continued to date.

PRIME contains 15 key processes, which define in detail the extent of every operations that has to comply with SHE reguirements. This policy ensures that each operating unit has resources, expertise, systems, procedures and rules to facilitate a safe and reliable working conditions. PRIME has also become the guideline for MedcoEnergi to fully asses the social and environmental impact of new projects and ensure that its operations do not disrupt local communities.

Since December 2006, the oil and gas E&P business of the Company in Indonesia has adopted the seventh editon of the isrs7, which is one of the most recognized world leading SHE management systems for measuring, improving, and demonstrating safety, health, environmental sustainability and business performance. The system complies with the highest standard requirements combining ISO 9001 (Quality Management System), ISO 14001 (Environment Management System), OHSAS 18001 (SHE Management System), PAS 55 (Asset Management), dan GRI (CSR). An assesment using the isrs7 not only measures the effectiveness of SHE procedures and implmentations, but also assesses the business performance of a company.

The road to high quality SHE excellence begins with the Alpha Assessment stage that measures the perception of employees on Company policies with regard to SHE, and is followed by the Omega Assessment stage that measures an impovement to the safety system. The Omega Assessment has been undertaken at the Company's oil and gas E&P business units in the Rimau, SCS (Lirik and SSE), and Tarakan blocks, indicating a level-3 performance. The target going forward is to achieve a level-5 achievement of the isrs7.

Kinerja K3L di Lingkungan Unit Usaha Migas E&P Perseroan di Indonesia
SHE Performance in the Company's Oil and Gas E&P Business Unit in Indonesia

	2009	2008	%	
Tingkat Frekuensi *Lost Time Incident*	1.32	1.49	11.4	Lost Time Incident Frequency
Lost Time Incident Rate	0.35	0.19	-84.2	Lost Time Incident Rate
Lost Time Incident Severity Rate	431.82	156.59	-175.8	Lost Time Incident Severity Rate
Oil Spill > 15 bbls	0	2	-	Oil Spill > 15 bbls

Pada tahun yang sama, isrs7 juga telah diimplementasikan di unit usaha hilir Perseroan, yaitu Medco LPG Kaji (MLK). Terhadap unit usaha tersebut, dilakukan Omega Assessment dan menghasilkan nilai pencapaian pada level-3, yang menunjukkan suatu perbaikan dalam Sistem Peringkat Keselamatan yang diakui secara internasional dan teraudit oleh Det Norske Veritas (DNV), sebuah organisasi terkemuka dalam bidang Audit Keselamatan. Sementara, unit usaha terbaru Perseroan dalam penyimpanan dan distribusi bahan bakar, Medco Sarana Kalibaru (MSK), mulai mengimplementasi prosedur tersebut sejak tahun 2007 dan mencapai level-3 di tahun 2009. Pada tahun 2009, unit usaha Medco Ethanol Lampung (MEL) juga mendapatkan sertifikasi Sistem Manajemen Kesehatan dan Keselamatan Kerja (SMK3) kategori emas, dan mulai menerapkan isrs7 secara internal. Selama tahun 2009 tidak terjadi angka kecelakaan pada unit usaha kegiatan hilir Perseroan.

During the same year, isrs7 was also implemented in the Company's downstream business unit, Medco LPG Kaji (MLK). The Omega Assessment was carried out on this business unit, indicating a level-3 achievement that showed an improvement in the safety ranking that is recognize internationally and audited by Det Norske Veritas (DNV), a leading organization on Safety Audit. In the meantime, the Company's most recent subsidiary in the storage and distribution of fuel, Medco Sarana Kalibaru (MSK), began to implement SHE procedures in 2007 and achieved level-3 in 2009. In 2009, the Medco Ethanol Lampung (MEL) business unit earned the certification on Safety and Health Management System in the gold category, and began to implement the isrs7 internally.Througout 2009, there were no lost time incident rate at the downsream business units of the Company.

Di tahun 2009, unit usaha ketenagalistrikan Perseroan, PT Mitra Energi Batam, memperoleh sertifikasi OHSAS18001 (Sistem Manajemen K3L), ISO9001 (Sistem Manajemen Mutu) dan ISO14001 (Sistem Manajemen Lingkungan) dengan nilai Sangat Memuaskan. Dengan pengakuan badan standarisasi internasional ini membuktikan bahwa, kegiatan operasional mendahulukan keselamatan dan kesehatan kerja. Sepanjang tahun yang sama, unit usaha ketenagalistrikan tidak mencatat angka kecelakaan.

In 2009, the power generation business unit of the Company, PT Mitra Energi Batam (MEB), earned the OHSAS18001 (SHE Management System), ISO9001 (Quality Management System) and ISO14001 (Environment Management System) certifications with the predicate of Very Satisfactory. The recognition of these international certifying bodies underscores the priority given to occupational health and safety considerations. Throughout the year, there was also no lost time incident rate in the power generation business unit.

Unit kegiatan minyak dan gas internasional Perseroan, MedcoEnergi Global (MEG), berkomitmen untuk meminimalisasi risiko keselamatan dan kesehatan para karyawannya serta pihak-pihak lain yang berpotensi terkena dampak, serta berupaya mengurangi risiko kerusakan atau ancaman terhadap keanekaragaman flora dan fauna sekitar.

The Company's international oil and gas E&P business unit, Medco Energi Global Pte. Ltd (MEG), is commited to minimizing the risk on safety and health of its employees as well as other parties on whom it may have an impact, and to reducing the risk of damage or harm to the bio-diversity of flaura and fauna in the surrounding environment.

Dalam menjalankan manajemen K3L di Oman, Perseroan mengikuti sistim Petroleum Development of Oman (PDO) yang mengacu pada sistim K3L yang dijalankan oleh perusahaan minyak dunia, Shell. Di Oman, Perseroan telah mengembangkan dan mengimplementasikan Sistem Manajemen K3L yang terdiri dari MED-HSE-HSEMS-01 (HSE Management System Manual) dan MED-HSE-HSEMS-02: HSEMS Implementation Plan (Contract HSE Management Plan). Kedua sistem ini terus dimonitor untuk memastikan dilakukannya perbaikan-perbaikan atas kebijakan dan prosedur selama masa kontrak.

In implementing the SHE management in the Sultanate of Oman, the Company adheres to the system of Petroleum Development of Oman (PDO) that conforms with the SHE system of the global oil company, Shell. In Oman, the Company has implemented the SHE Management System comprising of MED-HSE-HSEMS-01 (HSE Management System Manual) and MED-HSE-HSEMS-02: HSEMS Implementation Plan (Contract HSE Management Plan). Both systems are continuously monitored to ensure that improvements are made to the policies and procedures throughout the contract period.

Selama tahun 2009, dari keseluruhan 365 hari kerja dan jumlah *total man hours* 1.796.676 jam, kegiatan operasional migas Perseroan di Oman mencatat 0,11 LTIR, 3,23 LTI *Severity Rate*, dan 0,22 *Reportable Incident Frequency Rate*. Sementara itu, kegiatan migas Perseroan di Amerika Serikat, tidak mencatat angka kecelakaan maupun *oil spill*.

Throughout 2009, out of the full 365-day and a total of 1,796,676 man hours, the Company's oil and gas operations in Oman recorded 0.11 LTIR, 3.23 LTI Severity Rate, and 0.22 Reportable Incident Frequency Rate. Meanwhile, the Company's oil and gas operations in the USA had neither lost time incident rate nor oil spills.

Menciptakan Lingkungan Kerja yang Sehat & Aman

MedcoEnergi terus berupaya menciptakan lingkungan kerja yang sehat dan aman untuk meningkatkan efisiensi dan produktifitas kegiatan operasi. Komitmen tinggi terhadap upaya ini diwujudkan dalam berbagai kebijakan dan inisiatif program manajemen kesehatan dan prosedur keselamatan kerja yang dilaksanakan Perseroan.

Creating a Healthy and Safe Working Environment

MedcoEnergi continuously strives to create a healthy working environment to improve operational efficiency and productivity. Our strong commitment to these efforts can be seen from the various policies and initiatives of management towards maintaining the healthy working conditions promoted by the Company.

MedcoEnergi telah secara terus menerus mengembangkan kemampuan untuk menangani situasi darurat dan melakukan perawatan medis darurat. Saat ini, Perseroan memiliki prosedur tanggap darurat yang didukung oleh pelayanan medis selama 24 jam, dan sejak tahun 2009, Perseroan telah mencanangkan untuk melakukan Program Keselamatan Berbasis Perilaku (*Behaviour Based Safety Program*) di unit usaha migas E&P.

MedcoEnergi regularly enhances its capabilities to respond to emergency situations and provide medical treatment during emergency. Currently, the Company has an emergency procedure that is supported by round the clock medical service, and since 2009, the Company has committed itself to undertake the Behavior-based Safety Program in all of the oil and gas E&P business units.

Perlindungan dan Pelestarian terhadap Lingkungan Hidup

Selama lebih dari dua dasawarsa, MedcoEnergi, sebagai perusahaan swasta nasional migas pertama di Indonesia, telah mengupayakan pengembangan usaha dengan menggarisbawahi komitmennya terhadap pertumbuhan ekonomi, kesejahteraan sosial serta pelestarian lingkungan hidup dan keselamatan kerja. Dalam menjalankan komitmennya terhadap pelestarian lingkungan hidup, MedcoEnergi senantiasa mengacu pada metode kerja dan standar lingkungan hidup tertinggi.

Pada setiap kegiatan operasionalnya, MedcoEnergi mengimplementasikan praktek-praktek berstandar internasional dalam hal perlindungan dan pelestarian lingkungan hidup. Berkat komitmen ini, Perseroan telah memperoleh berbagai sertifikat kualitas berstandar internasional untuk beberapa wilayah kerja operasionalnya, yaitu ISO14001 (Sistem Manajemen Lingkungan) dengan nilai Sangat Memuaskan untuk PT Mitra Energi Batam, anak perusahaan Perseroan bidang ketenagalistrikan PT Medco Power Indonesia, juga ISO14001 untuk wilayah kerja migas E&P Perseroan di Blok South Sumatra Extension dari Badan Sertifikasi TUV Nord Indonesia.

Perseroan juga mewajibkan setiap kegiatan patuh pada peraturan Pemerintah Indonesia melalui Kementerian Lingkungan Hidup, salah satunya dalam hal penyusunan studi kelayakan lingkungan untuk setiap kegiatan baik Analisa Mengenai Dampak Lingkungan (AMDAL) maupun Upaya Pengelolaan Lingkungan dan Upaya Pemantauan Lingkungan (UKL-UPL).

Keluarnya Undang-Undang Lingkungan Hidup yang baru UU No. 32 Tahun 2009 tentang Perlindungan dan Pengelolaan Lingkungan Hidup, mengkonfirmasikan bahwa kebijakan dan langkah Perseroan dalam mengelola lingkungan hidup sudah sesuai dan sejalan dengan tujuan undang-undang tersebut, serta telah diimplementasikan jauh sebelum undang-undang tersebut dikeluarkan. Terutama dalam hal perlindungan atas kualitas lingkungan hidup yang semakin menurun dan berdampak pada perubahan iklim, Perseroan telah melakukan langkah pengurangan emisi diantaranya melalui pemanfaatan gas ikutan dengan didirikannya pabrik LPG di tahun 2004.

Melanjutkan komitmen terhadap pelestarian lingkungan hidup, pada bulan Agustus 2009, Perseroan bekerjasama dengan *Conservation International* (CI) berpartisipasi pada program US Tropical Forest Conservation Act, yaitu sebuah program penghapusan hutang luar negeri negara berkembang ke Amerika Serikat dengan pengalihan pembayaran (*debt swap*) pada pelestarian keanekaragaman hayati. Di Indonesia program ini turut diprakarsai oleh Perseroan yang bersedia menyumbangkan USD 500,000 yang dapat dikreditkan untuk penghapusan hutang luar negeri negara. Dana itu sendiri kemudian disumbangkan untuk pelestarian keanekaragamaan hayati di hutan Sumatra yang merupakan habitat beberapa spesies khusus seperti Orangutan Sumatra, Badak Sumatra, Gajah Sumatra dan Harimau Sumatra. Melalui kontribusi tersebut, Perseroan terlibat dalam upaya pemulihan kerusakan lingkungan sebagai akibat dari pemanfaatan sumber daya alam, terutama daerah Batang Toru, Sumatra Utara, di mana terdapat pengembangan proyek listrik panas bumi Perseroan.

Environmental Protection and Conservation

For over two decades, MedcoEnergi as the first private national oil and gas company in Indonesia has grown its business by underlining the commitment to economic growth, social prosperity, environmental conservation and safety at work. In undertaking the commitment towards environmental conservation, MedcoEnergi always adheres to working method and the highest environmental standards.

In every aspect of its operations, MedcoEnergi ensures that it implements international best practice standards for environmental protection and conservation. Through this commitment, the Company has earned various international standard quality certifiactions, including ISO14001 (environment management system) with a Very Satisfactory score for PT Mitra Energi Batam, a subsidiary of the Company in power generation, as well as ISO 14001 for oil and gas working areas of the Company's E&P business at the Rimau PSC Block and SCS PSC Block from the TUV Nord Indonesia certifying body.

The Company also ensures that all of its operations comply with the regulations of the Government of Indonesia through the Ministry of Environment, among others in producing a feasibility study on the environment for every activities such as Analysis on Environmental Impact (AMDAL) and Efforts on Environmental Management and on Ecological Monitoring (UKL-UPL).

The enactment of the new Environmental Law No. 32 of 2009 on the Protection and Management of Environment, confirms that the policies and procedures of the Company with respect to environmental management are in line with the spirit and intent of said law, and have been implemented long before its enactment. In the effort to protect the quality of the environmental surrounding that has degraded and impacted to climate change, the Company has taken measures to reduce emission, among others was the use of associated gas to produce LPG in 2004.

Pursuant to the commitment to conserve the environment, in August 2009, the Company colaborated with Conservation International (CI) to participate in the US Tropical Forest Conservation Act program, which constitutes a debt write-off for developing countries vis-à-vis the United States, in exchange for a debt swap with donations for the conservation of ecological bio-diversity. In Indonesia, this program is also pioneered by the Company which agreed to donate USD 500,000 that is credited to the debt write-off for Indonesia. The funds are then allocated for conservation of ecological bio-diversity in the forests of Sumatra, which represent the habitat of several protected species such as the Sumatran Orangutans, Rhinos, Elephants and Tigers. Through this contribution, the Company is involved in the restoration of environmental degradation as a result of resources exploitation, especially in the areas of Batang Toru, North Sumatra, where the Company has a geothermal power generation development project.

Konservasi Energi

Di tahun 2009, Perseroan, melalui anak perusahaan E&P, menyatakan komitmen untuk meningkatkan usaha-usaha penghematan energi dan air dalam kegiatan operasional dan penunjang di wilayah kerja migas E&P.

Oleh karenanya, dibentuk Tim Konservasi Energi pada 3 Juni 2009 dengan tugas utama adalah merencanakan usaha strategis untuk semaksimal mungkin melakukan konservasi energi dan air. Tim ini beranggotakan personil dari berbagai divisi yaitu Divisi Lingkungan, *Engineering*, Pemberdayaan Komunitas dan Keuangan.

MedcoEnergi senantiasa fokus terhadap cara-cara meningkatkan efisiensi energi dan upaya pengembangan energi secara inovatif untuk memenuhi kebutuhan masyarakat. Aspirasi Perseroan untuk menciptakan energi yang efisien baik di kantor pusat maupun wilayah operasional, diwujudkan dalam berbagai program yang dapat mencegah dampak negatif terhadap lingkungan, dan memberikan kontribusi untuk pemecahan masalah sosial-ekonomi di lingkungan masyarakat setempat.

Sejak Agustus 2007, wilayah kerja migas E&P Perseroan di Blok Rimau PSC telah menerapkan kebijakan "Journey Management" guna meningkatkan efisiensi penggunaan bahan bakar pada kendaraan operasional dengan memasang alat monitor yang membatasi kecepatan maksimum berkendara 80km/jam. Menurut studi yang dilakukan, langkah ini tidak saja meningkatkan perilaku berkemudi secara aman, tetapi juga berhasil meningkatkan efisiensi bahan bakar sebesar 7%.

Energy Conservation

In 2009, the Company, through its E&P subsidiaries, issued a management commitment declaration to increase efforts in energy and water saving in all activities of the Company's and supporting operations throughout the oil and gas E&P working areas.

This led to the formation of the Energy Conservation Team on 3 June 2009 with the main responsibilities of planning the strategic efforts to maximize water and energy conservation. The team members are consisted of various divisions, namely Environment, Engineering, Community Development and Finance Division.

MedcoEnergi focuses on efforts to increase energy efficiency as well as developing innovative forms of energy to meet market needs. The Company aspires to undertake efficient use of energy whether at the office or operating fields, manifested through various programs that can prevent the negative impact to the environment, and contribute to alleviating the socio-economic problems that face local communities.

Since August 2007, the Company's oil and gas E&P working areas at the Rimau PSC Block has implemented the "Journey Management" policy to enhance the efficient use of fuel for operational vehicles by installing a monitoring device to limit speed at 80km/hour. Based on a study, this measure not only increases safe driving habits, but also saves fuel by as much as 7%.

Mengatasi Dampak Negatif

Dalam kegiatan operasionalnya di lapangan, unit usaha migas E&P MedcoEnergi yang beroperasi di Indonesia telah melakukan berbagai kegiatan untuk memulihkan keseimbangan ekologis yang terkait dengan operasional Perseroan, termasuk pencemaran air dan udara serta penanganan limbah padat berbahaya. Laporan mengenai kegiatan tersebut secara periodik dilaporkan kepada Instansi Lingkungan Hidup di tingkat Kabupaten, Propinsi sedangkan salinan laporannya dikirimkan kepada Kementerian Lingkungan Hidup Republik Indonesia.

Untuk memelihara dan menjaga lingkungan yang aman dan bersih, sepanjang tahun 2009 Perseroan meneruskan pengawasan terhadap program-program berikut:

Mitigating Negative Impact

In its field operations, the oil and gas E&P business units of MedcoEnergi in Indonesia have undertaken several initiatives to restore the ecological balance that is effected by the Company's operations, including water and air pollution, and the management of hazardous solid waste materials. The report on these initiatives are submitted periodically to the Environmental Office at the Regional, Provincial, and the copy of the report is submitted to Ministry of Environment of the Republic of Indonesia.

To preserve and maintain a clean and safe environment, the Company continues to monitor the following programs throughout 2009:

Reinjeksi air terproduksi (*zero discharge*)

Perseroan senantiasa melakukan pengelolaan air terproduksi dari kegiatan produksi minyak di Blok Rimau, S&CS, termasuk Tarakan dan Sembakung dengan menginjeksikan kembali ke dalam reservoir (*pressure maintainance)*, sekaligus untuk mempertahankan tekanan reservoir, sehingga tidak ada air terproduksi yang dibuang ke badan air di permukaan (*zero discharge*).

Reinjection of associated water (zero discharge)

The Company continued to treat the associated water from the production of oil at the Rimau, S&CS, including Tarakan and Sembakung Blocks through water reinjection into the reservoir, which at the same time would sustain the reservoir's pressure (pressure maintainance), such that no amount of associated water is discharge into surface water (zero dischare).

Pengurangan Pembakaran Gas

Perseroan melakukan pemanfaatan gas ikutan asosiasi (*associated gas*) sejak tahun 2002 sebagai upaya untuk mengurangi emisi CO_2 yang merupakan salah satu jenis gas rumah kaca. Gas ikutan ini dimanfaatkan sebagai bahan bakar pembangkit listrik lokal, memfasilitasi konversi gas ke LPG, pabrik pupuk, atau diinjeksikan kembali ke dalam formasi (*gas lift*) dalam rangka meningkatkan perolehan minyak.

Selama tahun 2009, unit migas E&P Perseroan telah menghasilkan gas (*associated & non-associated gas*) sebanyak 26,351 mmscf. Jumlah ini setara dengan emisi 1.367.385 ton CO2. Dari jumlah tersebut, gas ikutan yang dihasilkan sebanyak 12.541.699 mmscf atau setara dengan 650.788 ton CO2 ekuivalen yang berasal dari Blok Rimau, Blok SSE dan Blok Sembakung.

Gas ikutan yang berasal dari lapangan minyak Kaji Semoga di Blok Rimau, dimanfaatkan untuk *gas lift* dan dikirim ke pabrik LPG dengan kapasitas 45 ton/hari dan kondensat dengan kapasitas 200 barel/hari. Sedangkan gas ikutan yang berasal dari Blok SCS PSC dimanfaatkan untuk kepentingan pembangkit listrik dan pabrik pupuk.

Dari jumlah gas ikutan yang dihasilkan selama tahun 2009, sebanyak 524.565 ton CO_2 ekuivalen telah dimanfaatkan sehingga pengurangan emisi yang telah dilakukan mencapai 35,2%.

Gas Flare Reduction

The Company has undertaken utility of associated gas since 2002 in the effort to reduce CO_2 emission that constitutes one of the green house gas elements. The associated gas is used as fuel material for local power generation, for conversion into LPG, for fertilizer plants or reinjected into the formation (gas lift) to increase oil production.

Throughout 2009, the oil and gas E&P business unit of the Company have produce associated and non-associated gas of 26.351 mmscf. This amount is equivalent to the emission of 1,367,385 ton of CO_2. For that amount, the produced associated gas amounted to 12,541,699 mmscf or equivalent to the emission of 650,788 ton of CO_2 from Rimau, Blok SSE dan Sembakung blocks.

The associated gas that is derived from the Kaji Semoga field at the Rimau PSC Block is utilized for gas lift and shipped to an LPG plant with a capacity of 45 ton/day and oil condensate of 200 barrel/day. Whereas associated gas from the SCS PSC Block is used to power plant and supply feedstock for a fertilizer plant.

From the total amount of the associated gas produce in 2009, an equivalent total of 524,565 ton of CO_2 equivalent has been utilized, producing an emission reduction of approximately 35.2%.

Manajemen Terpadu Limbah

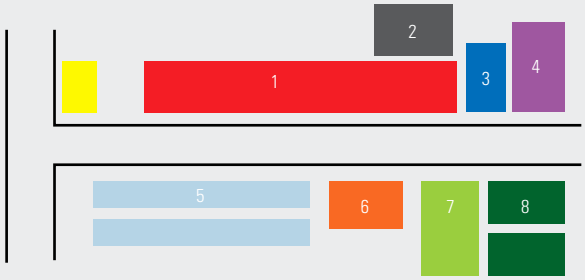
Sejak tahun 2007, unit usaha migas E&P Perseroan yang beroperasi di Blok Rimau, Sumatra Selatan, memiliki Pusat Pengolahan Limbah Terpadu (WTC, *Waste Treatment Center*) yang bertujuan untuk menampung seluruh proses pendauran yang dibutuhkan untuk memproses limbah dari kegiatan operasi di Sumatra, terutama di Blok Rimau yang merupakan salah satu aset produksi terbesar MedcoEnergi.

Limbah yang ditimbulkan dari kegiatan operasi migas E&P dikelola di WTC, yang terdiri dari fasilitas penyimpanan sementara limbah B3 (Bahan Berbahaya dan Beracun) dan non-B3, tempat penyimpanan limbah non-B3, pembakaran limbah B3, fasilitas bioremediasi, fasilitas pengolahan limbah domestik dan pembuatan kompos, dan fasilitas oil *sludge recovery* berupa tempat pembersihan endapan minyak mentah langsung dari tangki atau pit, sehingga mengurangi limbah di lokasi.

Integrated Hazardous Waste Management

Since 2007, the oil and gas E&P business unit of the Company that operates at the Rimau PSC Block, South Sumatra has managed a Waste Treatment Center (WTC) that is equipped to recycle and process all wastes related to the Sumatra E&P production, especially at the Rimau PSC Block that represents one of MedcoEnergi's largest producing block.

Wastes that are produced from E&P operations is treated in the integrated (WTC), that comprises of a temporary storage facility for hazardous and non-hazardous waste materials, a storage facility for hazardous waste, hazardous waste incinirator, and a bioremediation facility, composting facility, water treatment facility, and an oil sludge recovery area that treats residue of crude oil that came directly from tanks or pits, such that wastes in the area are reduced.



1 TPS Limbah B3
2 TPS Logam

1 Hazardous Waste
2 Metal Waste

3 Pencucian Oil Boom
4 IPAL*
5 Oil Sludge Recovery

3 Cleaning of Oil Boom
4 IPAL*
5 Oil sludge recovery

6 Incinerator
7 Kompos
8 Bioremendasi

6 Incinerator
7 Composting
8 Bioremendiation

Pusat Pengolahan Limbah Terpadu

MedcoEnergi telah memiliki Pusat Pengelolaan Limbah terpadu yang mampu menangani beragam limbah mulai dari limbah cair, padat hingga limbah logam serta limbah B3.

Integrated waste Treatment Center

MedcoEnergi operates an Integrated Waste Treatment Center that is able to treat a variety of wastes from liquid, solid to metal and hazardous wastes.

*IPAL : Instalasi Pengolahan Air Limbah
*IPAL : Waste water Treatment Installation

(dari kiri ke kanan arah jarum jam - oil sludge recovery, kompos, TPS limbah B3, TPS logam untuk mendaur ulang potongan pipa/besi sebagai bahan pembuatan jembatan/turap/gudang, pembakaran sampah, IPAL)

(from left to right clockwise - oil sludge recovery, composting, temporary hazardous waste container, temporary metal container for used pipe/metal for constructing bridge/plaster/warehouse, incerinator, waste water treatment installation)

Analisa Mengenai Dampak Lingkungan (AMDAL) dan Upaya Pengelolaan Lingkungan & Upaya Pemantauan Lingkungan (UKL UPL)

Sebelum dilakukan pengembangan dan operasi sebuah proyek baru, Perseroan melakukan penilaian terhadap dampak lingkungan dan melakukan studi lingkungan pada setiap kegiatan operasi yang memiliki potensi dampak lingkungan.

Analysis on Environmental Impact (AMDAL) and Efforts on Environmental Management and on Ecological Monitoring

Prior to a development and operation of a new project, the Company undertakes an analysis on environmental impact and an ecological study for every operational activity that has the potential for environmental impact.

Pengawasan Lingkungan (termasuk Pengawasan Emisi dan Air Limbah)

Program pengawasan dilaksanakan secara teratur untuk memonitor dan mengevaluasi dampak lingkungan dari kegiatan operasi.

Ecological Monitoring (including Monitoring of Emission and Waste Water)

The monitoring program is undertaken regularly to to monitor and evaluate whatever impact the operational activities may have on the ecology.

Audit Lingkungan (PROPER)

Pemerintah mengadakan audit lingkungan melalui Kementrian Lingkungan Hidup dilakukan secara periodik setiap tahun untuk mengevaluasi kinerja lingkungan setiap aset yang disebut Audit PROPER.

Environmental Audit (PROPER)

The Government of Indonesia conducts environmental audit through the Ministry of the Environment periodically once a year to evaluate the environmental performance of every asset, which is named PROPER Audit.

Penghargaan: Penghargaan Proper Biru
Bidang: Lingkungan Hidup
Penyelenggara: Menteri Lingkungan Hidup Indonesia
Bentuk: Piala
Unit Usaha: PT Medco LPG Kaji

Award: Blue Proper Award
Field: Environment
Organizer: Indonesia Minister of Environment
Prize: Trophy
Business Unit: PT Medco LPG Kaji

Di tahun 2009, Perseroan, melalui anak perusahaannya di bidang migas E&P meraih Penghargaan Penilaian Peringkat Kinerja Perusahaan dalam Pengelolaan Lingkungan Hidup (PROPER) peringkat Hijau dari Kementrian Lingkungan Hidup untuk wilayah kerja Blok Rimau PSC atas konsistensi dan kesungguhannya mengelola lingkungan lebih dari yang dipersyaratkan dan peringkat Biru untuk lapangan South Sumatra Extension (SSE), Lirik dan Tarakan.

In 2009, the Company through a subsidiary in the oil and gas E&P field earned the Program of Assessing Company Performance Rating (PROPER) Award, achieving a Green rating from the Ministry of the Environment for the working area of the Rimau PSC Block for consistency and commitment in managing the environment which exceeded the required standards, while the South Sumatra Extension (SSE), Lirik and Tarakan fields were awarded the Blue rating for meeting the required standards.

Penghargaan: Penghargaan Proper Hijau
Bidang: Lingkungan Hidup
Penyelenggara: Menteri Lingkungan Hidup Indonesia
Bentuk: Piala
Unit Usaha: PT Medco E&P Indonesia

Award: Green Proper Award
Field: Environment
Organizer: Indonesia Minister of Environment
Prize: Trophy
Business Unit: PT Medco E&P Indonesia

Penghijauan Kembali

Penghijauan kembali atas daerah terbuka di sekitar kegiatan operasi Perseroan untuk mengembalikan kondisi habitat dan memperbaiki kondisi iklim mikro.

Pada tahun 2009, anak perusahaan migas E&P, PT Medco E&P Indonesia, menyatakan komitmennya untuk melakukan revegetasi/penanaman pohon dengan luas setara dengan dua kali luas lahan yang dibuka untuk kegiatan operasional dan penunjang. Terkait dengan komitmen tersebut, dengan total luas lahan yang dibuka seluas 113ha di tahun 2009, maka komitmen revegetasi adalah seluas 226ha. Sedangkan yang sudah dilakukan penghijauan adalah seluas 240,4 Ha dan 130.534 batang pohon.

Revegetation

A revegetation of an open field in and around the oparating sites of the Company is undertaken to restore the original ecological condition and improve the micro environment condition.

In 2009, the oil and gas E&P subsidiary, PT Medco E&P Indonesia, declared its commitment to undertake a revegetation/tree planting in an area twice the size of the land that was cleared for its operations and supporting activities. With respect to such commitment, with a total land-clearing area of 113ha in 2009, a total of 226ha of land will be revegetated. By year end 2009, total revegetated area amounted to 240.4ha with 130,534 number of trees.

Lingkungan	2009	2007 - 2008	Environment
Rehabilitasi lahan* (hektar)	240.4	191	Land Rehabilitation* (hectares)
Buatan (unit)	130,534	83,003	Artificial (units)

Pemanfaatan Sumber Daya

Di wilayah kerja operasional migas E&P, Blok Rimau, Perseroan melakukan langkah-langkah pemanfaatan sumber daya, diantaranya adalah:

- Program pengurangan dan pemanfaatan (3R+) yang meliputi:
  Reuse : Kebijakan penggunaan kertas bekas (bolak-balik) untuk dokumen internal dan memasukkan pelumas bekas ke dalam sistem produksi.
  Recycle : yaitu penggunaan kembali air hasil pengolahan IPAL
  Recovery : yaitu perolehan kembali Crude Oil dari tanah terkontaminasi.
- Uji coba dan pilot project konversi mobil berbahan bakar minyak menjadi gas di Blok Rimau dan Tarakan untuk kegiatan operasi internal. Menurut studi konversi bahan bakar ini dapat mengurangi emisi CO_2 sebanyak 30%-40%, yaitu sebesar 5.577,5 ton CO_2e/ tahun.
- Uji coba penggantian bahan bakar untuk keperluan rumah tangga dari minyak tanah ke gas (City Gas) di Palembang, Sumatra Selatan, pada bulan Desember 2009 sampai 2013. Menurut studi Konversi bahan bakar ini dapat mengurangi emisi sebesar 233,6 ton CO2e/ tahun.
- Kebijakan penggunaan bahan non CFC di lingkungan wilayah kerja Perseroan.

Utilization of Resources

In the oil and gas E&P operational working areas of the Rimau PSC Block, the Company undertakes measures to utilize resources, among which are:

- The reduction and utilization program of 3R (Reuse, Recycle and Recover)
  Reuse: The policy to use paper on both sides for internal documents and the reuse of lubricant oil into the production system.
  Recycle: which is the rcycling of water from the IPAL
  Recover: which is the processing and the recovery of crude oil from contaminated soil.
- Testing and pilot project for the conversion of fuel driven automobile to gas driven at the Rimau and Tarakan blocks for internal operations. The study showed that this fuel conversion can reduce CO_2 emission by as much as 30%-40%, up to 5,557.5 ton of CO_2e per annum.
- Testing of the use of alternative heating source for household from kerosene to gas (City Gas) in Palembang, South Sumatra, from December 2009 until 2013. The study showed that this fuel conversion can reduce emission of up to 233.6 ton of CO_2e per annum.
- Policy to use non CFC material in the working areas of the Company.

Dalam setiap kegiatan usahanya, MedcoEnergi selalu menjadikan faktor sosial dan lingkungan sebagai salah satu bagian yang tak terpisahkan dari keseluruhan tahap pengembangan, dan pengoperasian sebuah proyek.

In every line of business, MedcoEnergi consistently makes social and environmental factors as an integral part of the entire phase of the development and operation of a particular project.

Tanggung Jawab Sosial Perusahaan (CSR)

Corporate Social Responsibility

Photograph by Syahfaria

Sepanjang sejarah pertumbuhan Perseroan yang dimulai sejak didirikannya 30 tahun yang lalu, MedcoEnergi berkeyakinan bahwa dalam mengejar keberhasilan dalam berbisnis, Perseroan juga mengemban amanah untuk turut menyejahterakan masyarakat sekitar dan menjaga kelestarian lingkungan hidup, yang pada akhirnya akan memberi dampak positif pada peningkatan mutu kehidupan berbangsa dan bernegara. Oleh karena itu, dalam setiap kegiatan usahanya, baik itu di bidang E&P migas, industri hilir maupun ketenagalistrikan, Perseroan selalu menjadikan faktor sosial dan lingkungan sebagai salah satu bagian yang tak terpisahkan dari keseluruhan tahap pengembangan, dan pengoperasian sebuah proyek.

Dalam menjalankan misi sosialnya, Perseroan melakukan praktek berbisnis disertai tanggung jawab terhadap masyarakat serta lingkungan yang dikemas melalui program-program Tanggung Jawab Sosial Perusahaan (CSR) yang berkelanjutan tanpa mengesampingkan esensi dari konsep dasar CSR. Bagi Perseroan, setiap program yang dirancang harus memiliki dampak pemberdayaan dan menjadi bagian yang terintegrasi dengan aktifitas sehari-hari Perseroan baik di kantor pusat maupun lapangan agar kondisi lingkungan tetap terjaga dan masyarakat sekitar mampu meneruskan, mempertahankan dan bahkan meningkatkan mutu kehidupannya. Oleh karenanya, Perseroan menerapkan prinsip *triple bottom line* (ekonomi, sosial, lingkungan) ke dalam segala aktifitas usahanya untuk menjaga keberlanjutan usahanya.

Melanjutkan tahun-tahun sebelumnya, program CSR Perseroan sepanjang tahun 2009 adalah tetap berpedoman pada Rencana Pembangunan Jangka Menengah Nasional (RPJMN) 2004-2009 yang berfokus pada peningkatan kesejahteraan rakyat dan pemberian akses lebih besar pada pendidikan. Dengan demikian, secara umum program tanggung jawab sosial Perseroan bertujuan:

1. Mengurangi tingkat kemiskinan dan pengangguran melalui pemberdayaan serta menciptakan roda ekonomi dengan kekuatan lokal.
2. Menyediakan akses untuk meningkatkan kualitas pendidikan dan kehidupan spiritual.
3. Memberi bantuan pembangunan infrastruktur untuk meningkatkan taraf hidup Masyarakat.

Sedangkan tujuan akhir dari seluruh program yang dijalankan, adalah:

1. Meminimalkan dampak kerusakan di daerah operasional yang ditinggalkan sebagai akibat dari habisnya cadangan migas, untuk unit usaha migas E&P.
2. Mempersiapkan dan memberdayakan generasi penerus.
3. Meningkatkan penerimaan masyarakat setempat dengan masuknya proyek pengembangan Perseroan.
4. Mendukung prinsip keterbukaan dan pelaporan.
5. Meningkatkan nilai tambah dan pengembalian terhadap pemegang saham.

Throughout the growth of the Company since its founding 30 years ago, MedcoEnergi as always believed that in its pursuit of business gains, the Company also shoulders the responsibility to partake in the social development of its surrounding communities and the conservation of the natural environment, which ultimately will impact positively on improving the quality of life of people and nation. To that end, in every line of its business, whether in oil and gas E&P, downstream industries or power generation, the Company consistently makes social and environmental factors as an integral part of the entire phase of the development and operation of a particular project.

In undertaking its social mission, the Company carries out business practices that are aligned with responsibilities to the community and environment, enclosed in Corporate Social Responsibility (CSR) programs that are sustainable and can fulfill the very essence of the CSR principles. For MedcoEnergi, every CSR program that is designed has to have empowerment features and becomes integrated with the daily activities of the Company, whether at the Head Office or in the fields, such that environmental conditions are preserved and surrounding communities are able to sustain, maintain and even improve the quality of lives. Hence, the Company embraces the principles of triple-bottom-line encompassing economic, social and environmental considerations into all business activities to ensure their sustainability.

Following up on the previous years, the Company's CSR programs throughout 2009 continued to follow the lines of the Government's National Medium Term Development Plan (RPJMN) 2004-2009 that focused on an agenda on improving public welfare and increasing access to education. As such, in general terms the aims of the Company's CSR programs are as follows:

1. Reduce the level of poverty and unemployment through empowerment and the creation of economic opportunities from local resources.
2. Provide access to improving the quality of education and spiritual life.
3. Support public infrastructure development in order to enhance the quality of lives of communities.

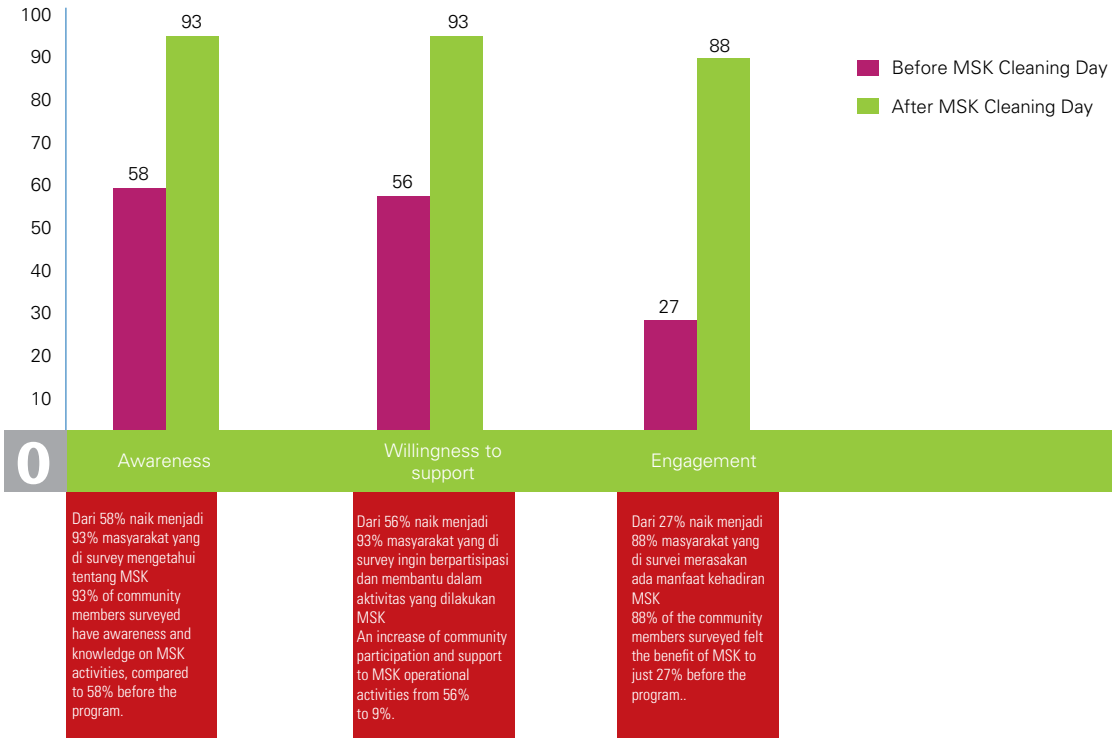
Whereas the ultimate aim of the entire CSR programs is to:

1. Minimize the destructive effects on operational sites that have been abandoned due to the depletion of reserves, by the oil and gas E&P business.
2. Prepare and empower the future generations.
3. Increase the income of local communities with every development projects undertaken by the Company.
4. Support the principles of transparency and disclosure.
5. Create additional value and return on investment for shareholders.

Salah satu program CSR Perseroan yang telah membawa dampak yang saling menguntungkan adalah program membersihkan lingkungan (*Cleaning Day*) yang dijalankan oleh unit usaha hilir, PT Medco Sarana Kalibaru (MSK) di masyarakat sekitar lokasi penyimpanan bahan bakar HSD milik MSK. Sebelum dan sesudah program dilakukan survei dan memberikan hasil sesuai dengan harapan, yaitu memperoleh kepercayaan dan dukungan masyarakat sekitar terhadap aktifitas operasional perusahaan.

One of the Company's CSR programs that have been beneficial to all is the environmental Cleaning Day program undertaken by a downstream business unit, PT Medco Sarana Kalibaru (MSK) within the communities surrounding the HSD storage facility of MSK. Surveys were conducted before and after the program, and these surveys confirmed the expectations that programs of this nature can build trust and garner the support of the surrounding communities to the business activities of the Company.

Survei Baseline & Dampak Program CSR di MSK
Baseline & Impact Survey CSR Program in MSK



Di tahun 2009, Indonesia menjadi anggota Kelompok Kerja penyusunan ISO 26000, yaitu sebuah pedoman standarisasi internasional untuk tanggung jawab sosial. Sebagai praktisi program CSR di dunia usaha migas di Indonesia yang sudah menerapkan prinsip-prinsip ISO 26000 dalam praktek usaha kesehariannya, yaitu prinsip pertumbuhan berkelanjutan, keterbukaan, kepatuhan terhadap peraturan, perilaku etis, pengakuan terhadap instrumen-instrumen internasional, kehati-hatian, keanekaragaman, akuntabilitas dan prinsip fundamental hak asasi manusia, maka unit usaha migas E&P Perseroan turut berpartisipasi dalam penyusunan pedoman konsep, definisi, dan metode evaluasi standarisasi tersebut yang direncanakan akan diluncurkan pada tahun 2010. Dalam rencana ke depannya, ISO 26000 diharapkan dapat diadopsi dan diimplementasikan ke dalam seluruh program kegiatan CSR Perseroan.

In 2009, Indonesia became a member of the Working Group for the formulation of ISO 26000, a standardized international guidelines for social responsibility. As a practitioner of CSR programs in the oil and gas sector of Indonesia that has implemented the principles of ISO 26000 in its daily business activities, such as sustainable development, transparency, compliance to regulations, ethical conduct, recognition of international instruments, prudence, diversity, accountability and the fundamental principles of human rights; the Company's oil and gas E&P business unit participated in the formulation of the concept guideline, definition and method of evaluation for the standardization that is expected to be launch in 2010. Going forward, ISO 26000 is expected to be adopted and implemented in all of the Company's CSR programs.

Praktek Ramah Lingkungan dalam Pemberdayaan bagi Keberlanjutan Ekonomi dan Lingkungan

Dalam upaya menciptakan keberlangsungan ekonomi, MedcoEnergi mengutamakan langkah-langkah pemberdayaan dan peningkatan mutu pendidikan. Langkah tersebut menjadi modal dasar sebuah fondasi yang kuat untuk sebuah kondisi keekonomian yang berkelanjutan dan dikemas ke dalam program pemberdayaan komunitas.

Melanjutkan suksesnya program pemberdayaan komunitas Perseroan dalam meningkatkan kesejahteraan ekonomi masyarakat melalui penyediaan pinjaman dana bergulir kepada usaha mikro yang produktif yang dikenal dengan sebutan Pembiayaan Usaha Mikro (MFS) di tahun-tahun sebelumnya, di tahun 2009 Perseroan menambah program peningkatan pendapatan dan pengembangan usaha kecil di bidang pertanian. Program baru ini dikenal dengan sebutan program padi SRI (*System of Rice Intensification*) Organik dan dilakukan di Desa Suka Makmur, Kecamatan BTS Ulu, Kabupaten Musi Rawas, Provinsi Sumatra Selatan pada bulan Maret 2009 di atas lahan sawah seluas 15 Ha dan melibatkan 37 petani di tahap awal. Dalam pelaksanaannya, program SRI Organik mengintegrasikan pembelajaran dan pelatihan atas sistem penanaman yang lebih ramah lingkungan dan memberikan lebih banyak hasil produksi kepada para petani, dengan program penghijauan.

SRI Organik ini telah berhasil meningkatkan produktivitas pertanian dari 0,5-2 ton/Ha menjadi 7-8 ton/Ha dan mengembalikan nilai-nilai budaya yang selama ini sudah mulai pudar seperti gotong royong. Namun yang utama, adalah program ini telah berhasil membangun kemandirian petani dan menciptakan opini dan kebijakan publik untuk menggeser pemakaian gas dari industri pupuk ke tenaga listrik. Selain itu, SRI Organik dapat menghemat penggunaan air dan mengurangi emisi gas karbon monoksida, gas karbon dioksida dan gas metan yang berkontribusi pada pemanasan global.

Dalam pengembangan SRI Organik, Perseroan mengedepankan petani sebagai "Agen Perubahan" dimana dalam pelaksanaannya terjadi transfer ilmu petani dengan memberi kesempatan petani untuk belajar bersama mengenali masalah, merumuskan dan memecahkan masalah, dan menjadi fasilitator dalam lokakarya. Selain itu, kegiatan Pendampingan dan Monitoring terus dilakukan bersama-sama dengan petani binaan melalui sekolah lapang dan *workshop*.

Ke depan, melalui SRI Organik, Perseroan mengenalkan sistem pertanian organik karena di samping padi, juga palawija dan hortikultura (karet dan buah-buahan). Melihat keberhasilan yang telah dicapai melalui program ini, pemerintah Kabupaten Musi Rawas menyatakan komitmennya untuk menjadikan pertanian di Desa Suka Makmur ini sebagai contoh bagi desa-desa lain di sekitarnya; karena program ini juga sejalan dengan program Musi Rawas untuk menjadi daerah agropolitan (lumbung padi Sumatra Selatan).

Environmentally – Friendly Practices in Empowerment for Economic and Environmental Sustainability

In the effort to create economic sustainability, MedcoEnergi places a strong emphasis on empowerment initiatives and on improving the quality of education. Such empowerment and improvement can become a strong foundation for economic sustainability, and something that can be packaged into a community development program.

Building on the success of the Company's community development programs that sought to increase the economic welfare of communities through a micro lending program called Micro Financing Service (MFS) in past years, in 2009 the Company added another income-generating and a small business empowerment program in the field of agriculture. This new program is known as the Organic SRI (System of Rice Intensification) program, and was undertaken in the Suka Makmur Village, BTS Ulu District, Musi Rawas Regency, South Sumatra Province, in March 2009 on rice paddy fields of 15 hectares and involving 37 farmers initially. In practice, the Organic SRI program integrates learning and training on a planting system that is more environmentally-friendly and provides greater yields to farmers through a greening program.

Organic SRI has succeeded in increasing agricultural productivity from 0,5–2 tons/Ha to 7-8 tons/Ha and rediscovered traditional values that have weakened in recent years such as gotong royong (camaraderie). Above all, the program has instilled greater self-sufficiency among farmers and has able to create public opinion and policy to shift the use of gas from fertilizer industry to power generation. In addition, Organic SRI can conserve the use of water and reduce green house gas emissions including carbon monoxide, carbon dioxide and methane that contribute to global warming.

In the evolvement of Organic SRI, the Company puts farmers as "Agent of Change" in which knowledge transfer is facilitated to and through these farmers, enabling them to learn as a group, solve problems and become facilitators in various workshops. In addition, partnering and monitoring are carried out together with these farmers through the field training and workshop.

Going forward, through Organic SRI, the Company will introduce organic agricultural system for other produce such as cash crops and horticulture (rubber and fruits). Recognizing the success of this program, the Government of Musi Rawas Regency has committed itself to make the agriculture of Suka Makmur Village as a model for other villages nearby; since the program is also in line with the initiative to make Musi Rawas as an agro-politan center (the rice storage of South Sumatra).

Perbandingan Sebelum dan Sesudah Implementasi Program Sri Organik
Comparison Before and After Implementation of the Organic SRI Program

Keterangan Description	Konvensional Conventional	SRI Organik Organic SRI
Luas Lahan Area Size	17.6 Ha	15 Ha
Varietas Padi Rice Variety	IR 64, Gogo, Ciliwung, dan Bengawan IR 64, Gogo, Ciliwung, and Bengawan	Sintanur dan Ngaos Sintanur and Ngaos
Waktu Panen Harvest Time	Februari-Maret 2009 February-March 2009	Juli 2009 July 2009
Rata-rata Total Biaya Pestisida Average Cost of Pesticide	Rp381,600 / Ha	Rp0
Rata-rata Total Biaya Pupuk Kimia Average Cost of Chemical Fertilizer	Rp674,000 / Ha	Rp0
Rata-rata Total Biaya Pupuk Organik Average Cost of Organic Fertilizer	34 Kg / Ha	6000 Kg / Ha
Rata-rata Jumlah Panen Average Volume of Harvest	1,650 Kg / Ha	7,000 – 8,000 Kg / Ha

Millenium Development Goals - Pemberdayaan Perempuan untuk Pertumbuhan Sosial Berkelanjutan

Pada bulan September 2000, Pemerintah Indonesia bersama-sama dengan 188 negara anggota lainnya menandatangani *United Nations Millennium Declaration*, yaitu sebuah pernyataan komitmen bangsa untuk mengurangi kemiskinan, memperbaiki kesehatan dan pendidikan, serta menciptakan perdamaian, hak asasi manusia, persamaan jender dan keberlangsungan lingkungan hidup. Produk dari deklarasi tersebut adalah *Millennium Development Goals* (MDGs) yang menentukan target-target spesifik dan terukur yang harus dicapai oleh negara-negara anggota PBB pada tahun 2015.

Komitmen Indonesia terhadap MDGs adalah dengan diturunkannya RPJMN 2004-2009 dengan komponen utama untuk menciptakan Indonesia yang makmur, dan MedcoEnergi menjadikan RPJMN sebagai pedoman tujuan program tanggung jawab sosialnya yang didukung oleh prinsip *triple bottom line*.

Di tahun 2009, upaya pemberdayaan perempuan melalui program padi SRI Organik berhasil meningkatkan produktivitas dan kesejahteraan masyarakat melalui pemanfaatan sumber daya alam terbarukan secara berkelanjutan dengan pemanfaatan, pemberdayaan, dan pengembangan potensi lokal.

Program ini didesain dengan prinsip-prinsip partisipasi masyarakat, maka kontribusi masyarakat desa dalam bentuk apapun sangat dihargai dalam proses pelaksanaan program ini. Melalui unit usaha migas E&P, keberhasilan program ini membawa Perseroan memperoleh penghargaan MDGs Awards 2009* berupa *Certificate of Recognition* dan piala MDGs Awards sebagai yang terbaik diantara nominator yang telah dinilai untuk bidang kesetaraan gender dan pemberdayaan perempuan. Penghargaan ini menunjukkan komitmen Perseroan terhadap tujuan pembangunan milenium yang memuat delapan sasaran pembangunan, khususnya dalam upaya mendorong kesetaraan gender dan pemberdayaan perempuan.

Millenium Development Goals - Empowering Women for Sustainable Social Development

In September 2000, Indonesia along with 188 other nations signed the United Nations Millennium Declarations, a commitment declaration of nations to reduce poverty, improve health and education, and preserve peace, human rights, gender equality and environmental sustainability. An offshoot of this declaration is the Millennium Development Goals (MDGs) that set specific and measurable targets that have to be met by UN member nations by year 2015.

Indonesia's commitment towards the MDGs is found in the Government's RPJMN 2004-2009 with the main component of creating a prosperous Indonesia, and MedcoEnergi uses the RPJMN as its guidelines to achieving the Company's CSR programs that are based on the principles of triple bottom lines.

In 2009, efforts to empower women through the Organic SRI rice program succeeded in increasing productivity and prosperity of communities through the harnessing of renewable natural resources, empowerment, and development of local potential.

The program is designed to attract public participation and, as such, the contribution of village communities in whatever form is highly appreciated in the execution of the program. Through the oil and gas E&P business unit, the success of this program has brought the Company to receive the MDGs Awards 2009* in the form of a Certificate of Recognition and the MDGs Awards trophy as the best among the nominees that have been judged in the area of gender equality and women empowerment. This award underlines the commitment of the Company towards Millennium Development Goals that incorporate eight developmental targets especially in promoting gender equality and women empowerment.

MDGs Award: Penghargaan ini diterima oleh Budi Basuki, Direktur Utama Medco E&P Indonesia, yang diserahkan oleh Surya Paloh, didampingi oleh Erna Witoelar, Duta Besar PBB untuk MDGs di Indonesia, pada acara Peringatan Ulang Tahun Metro TV yang ke-9 yang berlangsung pada 25 November 2009 di Grand Studio Metro TV Jakarta.

MDGs Award: This award was received by Budi Basuki, President Director of Medco E&P Indonesia, presented by Surya Paloh accompanied by Erna Witoelar, United Nations Ambassador for MDGs in Indonesia, at the 9th anniversary celebration of MetroTV held on 25 November 2009 at the Grand Studio, MetroTV, Jakarta.

Padi SRI Organik
Organic SRI Rice

Pembimbingan program padi SRI Organik kepada petani.
Mentoring of farmers in the Organic SRI rice program

Padi SRI Organik

Keberhasilan yang diraih Perseroan melalui anak perusahaannya, PT Medco E&P Indonesia, dalam melaksanakan program SRI Organik tidak lepas dari peran kaum perempuan dalam hal ini adalah para istri petani. Sejak awal tahap sosialisasi program, yaitu menyangkut tahap perekrutan sampai dengan pelatihan, 20 % dari jumlah peserta yang ikut adalah perempuan. Ketika pelatihan dilaksanakan, terhitung 22% dari total 32 peserta adalah wanita. Setelah pelatihan, keterlibatan perempuan mencapai 48% dari total 70 peserta anggota kelompok tani yang berpartisipasi langsung dalam program ini.

Selama pelaksanaan program SRI Organik, diketahui bahwa petani perempuan berperan besar dalam:

1. Penyiapan bahan organik, penyiapan lahan, pembibitan, penyiangan dan perawatan tanaman.
2. Upaya pengimbasan program ke petani yang lain. Pertambahan jumlah petani yang ikut adalah berkat ajakan petani perempuan yang sudah ikut ke petani perempuan yang belum ikut yang sebelumnya pada tahap pelatihan berjumlah 32 orang bertambah menjadi 70 orang pada tahap pelaksanaan.
3. Menginformasikan kembali proses berlangsungnya program dan hasil yang dicapai kepada pihak lain.

Organic SRI Rice

The success of the Company through its subsidiary, PT Medco E&P Indonesia, in the undertaking of the organic SRI Rice program, was in no small measure attributable to the role of women especially the wives of farmers. Since the beginning of this program, involving the recruitment and initial training stage, 20% of the participants were women. During traning, around 22% of the total 32 participants were women. After training the involvement of women reached 48% of the total 70% participants of the farmers' group that participated directly in the program.

Throughout the Organics SRI program, women are known to have had a major role in:

1. Preparation of organic material, preparation of paddy field, seedling, cultivation and treatment of rice plant.
2. Expansion of the program to other farmers. Additional participants to the program were due to the instigation of women farmers to other women farmers to join the program. This increased the number of participants from 32 during the training stage to 70 during the planting stage.
3. Disseminating information on the process and result of the program to other parties.

Penyediaan Akses Pendidikan Berkelanjutan

Dalam rangka penyediaan akses untuk meningkatkan mutu pendidikan, di tahun 2009 selain meneruskan program-program pengembangan dan pelatihan guru dan murid serta bantuan infrastuktur pendidikan, Perseroan bekerjasama dengan Grup Kompas Gramedia melaksanakan program pelatihan menulis sastra dan jurnalisme kepada para pelajar setingkat SMA di lingkungan daerah eksplorasi dan produksi Perseroan di Blok SSE (South Sumatra Extension), Lematang dan Tarakan.

Selain dalam rangka tujuan edukasi, kegiatan ini bertujuan untuk memberikan pemahaman kepada para siswa terkait atas kegiatan industri migas melalui pelatihan penulisan berdasarkan kaidah jurnalisme yang benar. Sehingga siswa yang telah mengikuti pelatihan ini diharapkan dapat memberi inspirasi kepada masyarakat umum agar tercipta rasa kepemilikan masyarakat terhadap industri migas yang memberi kontribusi kurang lebih sepertiga pendapatan negara, serta mampu menulis sesuai dengan kaidah jurnalisme yang dapat membangun komunikasi dan hubungan yang kondusif antara masyarakat setempat dengan Perseroan. Untuk menambah motivasi peserta pelatihan, Kompas menjadikan peserta pelatihan sebagai *citizen journalist* dan bersama Perseroan melaksanakan lomba penulisan yang bertemakan lingkungan. Salah satu wujud nyata hasil karya peserta pelatihan juga telah dipublikasikan dalam blog yang khusus diciptakan untuk menampung karya peserta yaitu www.pelajartarakan-nunukan.blogspot.com

Providing Access to Further Education

In providing access to better education quality, other than continuing with existing development and training programs for school teachers and students, as well as donation for educational infrastructure in 2009, the Company cooperated with the Kompas Gramedia Group in organizing a training program on literature and journalism writing for high school students in the surrounding communities of the Company's exploration and production areas in SSE (South Sumatra Extension), Lematang and Tarakan Blocks.

In addition to education purposes, the training program aims to provide understanding to the students on oil and gas industry activities through training on writing based on good journalism practices. After undergoing the training, students can be expected to inspire communities increating ownership towards the oil & gas industry which contributed approximatelly one third of national revenue, and to write in accordance with good journalism that can foster better communication and relations between local communities and the Company. To increase the motivation of participants, Kompas made the students into citizen journalists and together with the Company took part in a writing contest on environmental theme. A concrete manifestation of the writing achievements of the participants was the publication of several writings in a blog that was specially created for the purpose, at www.pelajartarakan-nunukan.blogspot.com

Kontribusi dan Berbagi Kasih

Selain program-program tanggung jawab sosial yang berkelanjutan, Perseroan juga terus memberikan berbagai bentuk bantuan berupa kontribusi atas berbagai kegiatan positif yang diselenggarakan oleh kalangan media, pemeritahan daerah, serta organisasi masyarakat lainnya. Di mulai pada tahun 2009, Perseroan menganggarkan bantuan kepada Yayasan Jantung Anak Indonesia untuk menjalankan operasi jantung ringan bagi satu anak dari keluarga kurang mampu. Di samping itu, Perseroan juga menganggarkan bantuan sandang, pangan dan kesehatan setiap bulannya kepada Yayasan Beriman Hidayatullah yang menampung anak-anak terlantar dan tidak mampu dari Indonesia bagian Timur, juga bantuan rekonstruksi tempat tinggal yang layak huni.

Contribution and Caring

Other than the sustained social responsibility programs, the Company also contributed through other constructive activities organized by journalists, regional government officers, and other communities. Starting in 2009, the Company plans to donate the Indonesian Kids Heart Foundation in conducting minor heart surgery for the less fortunate kids. Aside from that, the Company also plans to provide clothing, food and healthcare to Beriman Hidayatullah Foundation every month, which focus on fostering street kids and the less fortunate kids from Eastern Indonesian areas, as well as help reconstructing decent homes.

Di mulai pada tahun 2009 dan seterusnya, Perseroan berbagi kasih melalui bantuan dana operasi ringan jantung bagi pasien Yayasan Jantung Anak Indonesia.

Starting in 2009 onward, the Company donates the minor surgery program initiated by Indonesian Kids Heart Foundation.

Perseroan memberikan bantuan sandang, pangan bagi anak-anak didik Yayasan Beriman Hidayatullah selama satu tahun.

The Company provide food program to Beriman Hidayatullah Foundation for one year period.

Bantuan Tanggap Darurat
Emergency Relief Aid

Bencana Gempa Bumi Padang-Pariaman
Bantuan Tanggap Darurat

Pada saat bencana gempa bumi Sumatra Barat, Padang-Pariaman, Perseroan melalui anak- perusahaannya di bidang eksplorasi&produksi migas dan ketenagalistrikan menanggapinya dengan memberi bantuan kemanusiaan sejak hari pertama hingga satu bulan penuh. Bantuan yang diberikan berupa alat-alat berat yang dikirim dari lapangan migas Perseroan terdekat, penyediaan air bersih, posko kesehatan dengan tim dokter serta tim paramedik, dan penyediaan listrik untuk daerah yang mengalami gangguan listrik.

Perseroan juga memberikan bantuan tahap rehabilitasi berupa sumbangan bantuan pendidikan alat-alat tulis kepada para pelajar yang menjadi korban gempa di Padang Pariaman, Sumatra Barat, pada 16 November 2009. Sumbangan ini merupakan tindak lanjut bantuan yang telah diberikan Perseroan pada masa tanggap darurat.

Earthquake Disaster in Padang-Pariaman
Emergency Relieve Aid

During the earthquake that struck West Sumatra, Padang Pariaman, the Company through its subsidiaries in oil and gas E&P and power generation businesses, responded by providing humanitarian aid from day one of the disaster and lasting for a month. Help was provided in the form of heavy equipment taken from the Company's nearby oil fields, provision of clean water, medical treatment camps with a full team of doctors and paramedics, and the provision of electricity in areas that suffered from blackouts.

The Company also provided some donation of educational supplies for students affected by the earthquake in Padang-Pariaman, West Sumatra, on November 16, 2009. This donation was a follow up to the help provided by the Company during the emergency stage.

Keberangkatan tim relawan dari unit usaha E&P migas, PT Medco E&P Indonesia, menuju Padang Pariaman

Dispatchment of volunteers from oil and gas E&P business unit, PT Medco E&P Indonesia to Padang-Pariaman.

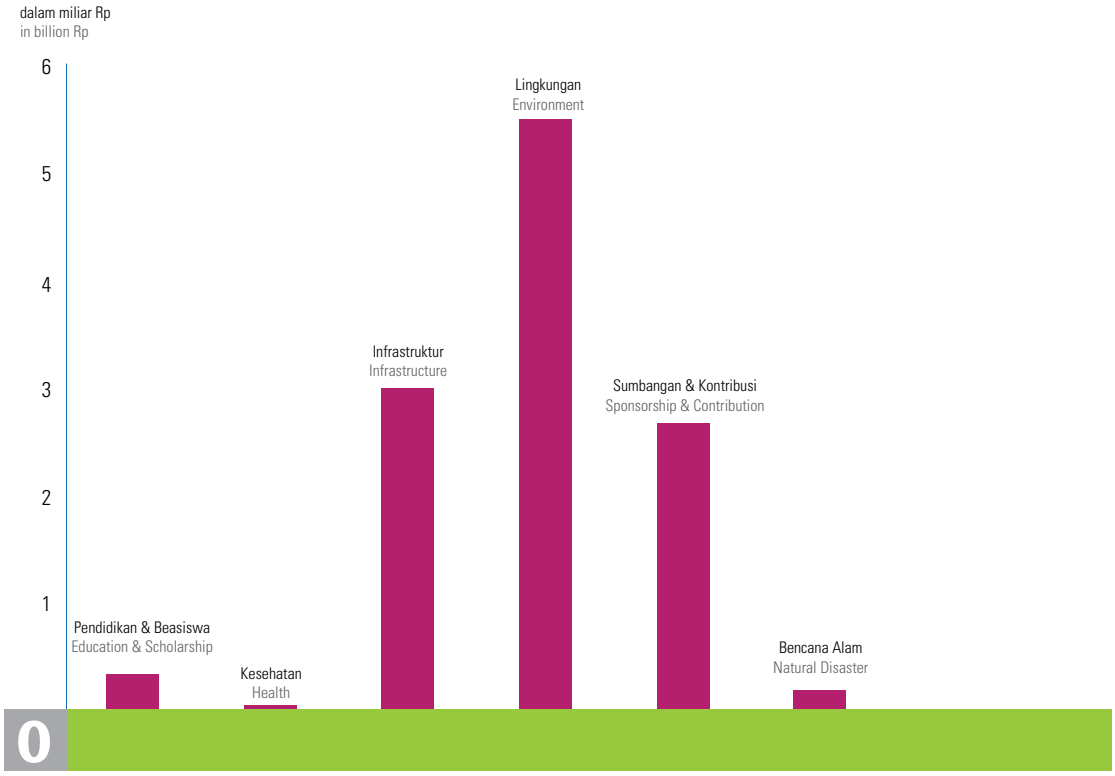
Pernyataan terima kasih kantor wilayah Sumatra Barat atas bantuan tambahan tenaga listrik selama tahap tanggap darurat bencana gempa bumi Padang Pariaman.

Note of appreciation from the PLN regional office of West Sumatra for additional electricity assistance throughout the emergency phase of the Padang-Pariaman earthquake.

Sekretaris Dinas Pendidikan Padang Pariaman, Mukhlis Darlim, menerima bantuan pendidikan Perseroan akibat bencana gempa bumi, melalui PT Medco E&P Indonesia.

Secretary of Educational Office in Padang-Pariaman, Mukhlis Darlim, received donation from the Company during the earthquake natural disaster, through PT Medco E&P Indonesia.

Pengeluaran CSR Konsolidasi pada tahun 2009
Consolidated CSR Expenditures in 2009



Seluruh biaya yang terkait dengan kegiatan pemberdayaan masyarakat di lingkungan unit usaha minyak dan gas Perseroan merupakan unsur biaya yang dikembalikan/pemulihan biaya sesuai dengan peraturan pemerintah.

All community engagement programs conducted by the Company's Oil & Gas business units are cost recovered in line with government regulations.

Pentingnya peran sumber daya manusia bagi kelangsungan dan keberhasilan usaha sangat disadari oleh Perseroan, dengan demikian MedcoEnergi selalu berusaha untuk meningkatkan kualitas dan taraf hidup sumber daya manusianya dengan memperhatikan kesejahteraan dan pengembangan.

Human resource plays a significant role to the sustainability and success of the business, therefore MedcoEnergi consistently strives to improve the quality and wellfare of its people by giving special attention to livelihood and self-development plans.

Manusia Sebagai Modal Utama

Human Capital

Photograph by Professional Photographer

Sumber Daya Manusia

Human Capital

MedcoEnergi menempatkan sumber daya manusia (SDM) sebagai modal utama dalam menjalankan kegiatan usahanya, dan oleh karenanya menitikberatkan pada pengembangan serta pengelolaan tenaga kerja berbakat, antara lain melalui:

1. Penerapan sistem manajemen SDM berbasis kinerja;
2. Optimalisasi peraturan dan prosedur SDM global;
3. Penggunaan pusat data global SDM;
4. Prioritas pengembangan kepemimpinan untuk tingkat manajemen;
5. Penerapan manajemen berbasis pengetahuan di semua jenjang karyawan Perseroan; dan
6. Penggunaan sistem pemrosesan SDM secara elektronik.

Pentingnya peran SDM bagi keberlangsungan dan keberhasilan usaha sangat disadari oleh Perseroan. Dengan demikian, MedcoEnergi dan seluruh anak perusahaan selalu berusaha untuk meningkatkan kualitas dan taraf hidup SDM dengan memperhatikan pengembangan dan kesejahteraannya.

MedcoEnergi places human resources as a primary capital in the course of its business, and therefore emphasises the development and management of talented workforce, among others by:

1. Implementing Human Capital management system based on performance;
2. Optimizing rules and procedures of the global Human Capital;
3. Utilizing a global Human Capital data base;
4. Prioritizing leadership development at management level;
5. Implementing knowledge based management for all employees in the Company; and
6. Employing electronic Human Capital processing system.

The Company realizes the importance of Human Capital role to the sustainability and the success of its business. As such, MedcoEnergi and its subsidiaries constantly strives to enhance the quality and standard of living of its Human Capital by emphasizing their development and welfare.

Komposisi Karyawan

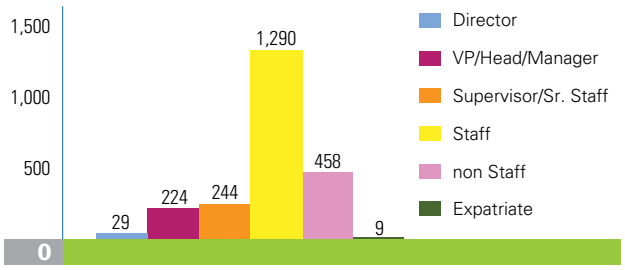
Komposisi karyawan tetap dan karyawan tidak tetap Kelompok Usaha MedcoEnergi pada tanggal 31 Desember 2009 adalah sebagai berikut:

Employees Composition

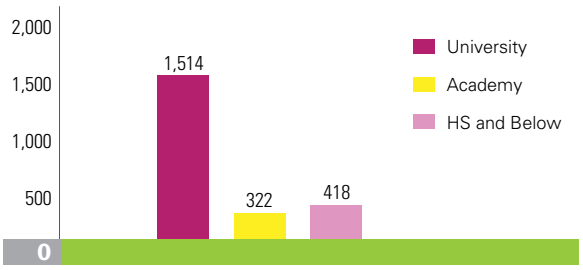
The composition of permanent employees and contract workers of the MedcoEnergi Group on December 31, 2009 is as follows:

Perusahaan Company	Jumlah Personil Number of Personnel	Status	
		Tetap Permanent	Tidak Tetap Contract
PT Medco Energi Internasional Tbk	97	84	13
PT Medco E&P Indonesia	1,283	1,012	271
PT Medco Downstream Indonesia	325	220	105
PT Medco Power Indonesia	427	344	83
Medco Global Pte. Ltd	26	20	6
PT Medco Gas Indonesia	5	0	5
PT Exspan Petrogas Intranusa	73	51	22
PT Medco Energi Mining Internasional	18	17	1

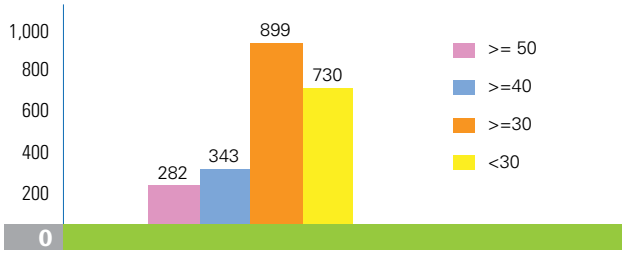
Karyawan berdasarkan Posisi
Employee Based on Position



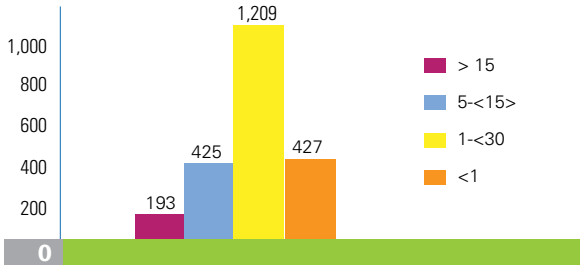
Karyawan Berdasarkan Pendidikan
Employee Based on Education



Karyawan berdasarkan Usia
Employee Based on Age



Karyawan Berdasarkan Masa Bakti
Employee Based on Length of Tenure



Manajemen Bakat

Dalam mengelola salah satu aset terpenting Perseroan, yaitu SDM, dilakukan banyak kegiatan untuk merekrut dan mempertahankan karyawan berbakat di MedcoEnergi. Kegiatan ini umum dikenal dengan Manajemen Bakat dimana sarana dan prasarana disiapkan oleh MedcoEnergi untuk senantiasa meningkatkan kualitas dan mempertahankan kinerja dari SDM yang berkaliber tinggi. Hal tersebut dilakukan melalui sebuah inisiatif yang bersifat corporate wide yang berlaku secara keseluruhan di MedcoEnergi dan anak perusahaannya dalam sebuah wadah yang disebut Integrated Program Management (IPM), termasuk antara lain Manajemen Bakat. Di dalam program ini ada sub-program seperti Manpower Development, Performance Management System dan Leadership Development Program. Selain itu, IPM juga mencakup Policy & Procedure, Manpower Planning dan Competency. Kesemuanya ditujukan untuk mendukung salah satu strategi Perseroan agar memiliki budaya kinerja tinggi.

Talent Management

In managing one of the Company's most important assets, Human Capital, emphasis is placed on the recruitment and retention of talented personnel with MedcoEnergi. This is often referred to as Talent Management in which both the infrastructure and facilities are made available by MedcoEnergi to undertake continuous development and maintain the performance of high caliber Human Capital. This is achieved through an initiative that extends corporate wide and implemented throughout MedcoEnergi and its subsidiaries, known as the Integrated Program Management (IPM) that includes among other things the Talent Management. Within this program are several sub-programs, such as Manpower Development, Performance Management System and Leadership Development Program. In addition, IPM also covers Policy & Procedure, Manpower Planning and Competency. All this is aimed to support one of the Company's strategies to foster a pervasive performance culture.

Sistem Manajemen Kinerja

Perseroan memahami pentingnya penerapan sistem yang terbaik untuk menata kinerja karyawan. MedcoEnergi menerapkan HR Sistem Manajemen Kinerja (PMS) untuk meningkatkan unsur manajemen kinerja individu yang sudah ada dan menyesuaikannya dengan tujuan usaha Perseroan. MedcoEnergi saat ini sedang menelaah semua peraturan dan prosedur SDM untuk memastikan adanya penerapan yang konsisten di dalam Perseroan. Keunikan dan praktik-praktik yang berlaku di masing-masing industri akan dipertahankan oleh setiap unit usaha untuk menjaga daya saing. Sistem informasi SDM yang terintegrasi adalah suatu keharusan untuk memastikan manajemen SDM yang lebih baik di dalam Perseroan. Tujuan ini diatur dalam program IPM dan dipadukan dengan sistem HR yang sekarang dikembangkan oleh semua unit usaha Perseroan.

Hal ini akan membantu secara efektif pengelolaan semua fungsi SDM seperti perekrutan, pemeliharaan, pengembangan dan motivasi karyawan. Selain itu, semua transaksi proses SDM di dalam Perseroan sedang dikomputerisasi. Sistem ini akan didukung oleh sistem SAP dan mulai diterapkan pada bulan Januari 2008.

Performance Management System

The Company appreciates the importance of implementing the best system to manage employee performance. MedcoEnergi implements the Performance Management System (PMS) to its Human Capital in order to enhance the aspect of individual performance management that already exists and align it with the business objectives of the Company. MedcoEnergi is currently reviewing all regulations and procedures on Human Capital to ensure their consistent implementation across the Company. Certain unique practices that apply to different industries will be retained by the respective business unit in order to maintain competitiveness. An integrated Human Capital information system is a must in ensuring a better Human Capital management within the Company. This is outlined in the IPM and incorporated into the Human Capital system that is now developed by all of the Company's business units.

This will effectively facilitate the functions of Human Capital such as recruitment, retention, development, and motivation of employees. In addition, all of Human Capital transactions within the Company are being automated. This system is supported by the SAP system that became effective in January 2008.

Inisiatif yang sama akan terus dilakukan di tahun mendatang melalui program IPM. Penilaian terhadap semua potensi dalam tingkat manajemen telah dilakukan oleh konsultan terkemuka dan hasilnya telah digunakan untuk melakukan pemetaan bakat dan kualitas kepemimpinan di dalam Perseroan.

The same initiative will be continued next year through the IPM. A complete assessment of all potentials at the management level has been undertaken by a leading consultant, the results of which have been used to map out the talents and leadership qualities within the Company.

Program Pelatihan dan Pengembangan

Berbagai program seperti Keberhasilan Tindakan, Kemampuan Pengembangan, Perekrutan dan Pembauran serta Program Pengembangan Kepemimpinan termasuk dalam inisiatif yang sedang dilakukan bagi pertumbuhan Perseroan. Seiring dengan program pengembangan SDM ini, selain menyelenggarakan pelatihan internal (on the job & in-house training), Perseroan juga menjalin kerja sama dengan lembaga-lembaga eksternal baik yang bersifat umum maupun yang terkait dengan pengembangan Migas seperti antara lain:

a. Pendidikan Akamigas (Akademi Migas) di Cepu, Jawa Tengah. Perseroan secara rutin mengirimkan karyawannya untuk mengikuti pendidikan tersebut selama 3 (tiga) tahun.
b. Kursus-kursus manajemen yang diselenggarakan oleh Institut Pendidikan dan Pengembangan Manajemen, Institut Manajemen Prasetya Mulya dan lain-lain.
c. Pendidikan Teknik bagi karyawan lapangan yang diselenggarakan oleh Asosiasi Pemboran Minyak dan Gas Bumi Indonesia (APMI)

Selain itu, Perseroan juga menyelenggarakan Program Penunjang Pendidikan bagi karyawan-karyawan yang berkeinginan untuk melanjutkan pendidikannya ke tingkat yang lebih tinggi (program pasca sarjana).

Program Pelatihan dan Pengembangan

A number of programs such as Successful Action, Learning Ability, Recruitment and Engagement as well as Leadership Development Program are part of the initiatives that are currently in progress to facilitate the growth of the Company. In line with the Human Capital development program, in addition to undertaking internal training (on the job & in-house training), the Company also cooperates with leading external institutions that are general in nature or specific to oil and gas development such as:

a. The Oil and Gas Academy in Cepu, Central Java, to which the Company routinely sends its employees to take up a three-year study.
b. Management courses that are held by the Management Development and Training Institute, Prasetya Mulya Management Institute.
c. Technical training courses for field personnel that are held by the Indonesian Association of Oil and Gas Drilling (APMI).

In addition, the Company also undertakes an Educational Supporting Program for employees who would like to pursue higher education (post graduate studies).

Menuju Perusahaan Berbasis Pengetahuan

Pada saat berdiri di tahun 1980 sebagai perusahaan penyedia jasa anjungan pemboran dan kontraktor pemboran swasta Indonesia pertama, MedcoEnergi menjadi pemimpin dalam hal kompetensi teknikal, penguasaan atas keahlian pemboran, layanan prima, dan kepemimpinan yang tangguh dan etis. Dalam perjalanan sejarah pertumbuhannya, MedcoEnergi berkembang menjadi perusahaan Eksplorasi dan Produksi Minyak dan Gas, Industri Hilir, Ketenagalistrikan dan Energi Terbarukan. Pertumbuhan ini tidak terlepas dari kekuatan yang dimiliki oleh SDM perusahaan, yaitu kemampuan melakukan inovasi usaha, kepemimpinan yang berpengetahuan, penguasaan keahlian, penerapan sistem dan organisasi yang strategis, serta modal intelektual dan kemampuan menyerap pengetahuan dari mitra usaha dan kegiatan akuisisi.

Pembelajaran dan kegiatan berbagi ilmu menjadi sangat penting dalam pertumbuhan Perseroan. Di tingkat korporat, penghargaan diberikan kepada karyawan yang telah menyumbangkan ide inovatifnya dan diterapkan dalam kegiatan operasi Perseroan sehingga berdampak pada peningkatan kinerja secara keseluruhan. Penghargaan "MedcoEnergi Improvement Award" (MEI Award) ini diberikan setiap tahun sejak tahun 2008 dan disampaikan pada saat "Pesan Tahunan" Presiden Direktur MedcoEnergi. Dari 247 Ide Perbaikan yang telah diterapkan dan dilaporkan pada tahun 2009, terpilih 16 karya inovasi sebagai penerima penghargaan MEI Award 2009.

Towards a Knowledge Based Company

Upon its incorporation in 1980 as the first national drilling rig services company and private sector drilling contractor , MedcoEnergi became a leader in the technical competence, drilling expertise, service excellence, as well as superior and ethical leadership. Throughout its evolutionary growth, MedcoEnergi has grown to become an integrated Oil and Gas E&P, Downstream, Power Generation, and Renewable Energy company. This growth is directly related to the strength of the Company's Human Capital, in areas such as the ability to create innovative businesses, knowledge leadership, expertise, strategic implementation of system and organization, and the intellectual capacity as well as ability to absorb knowledge from partnerships and acquisitions.

Learning and knowledge sharing becomes highly crucial to the growth of the Company. At the corporate level, appreciation is given to employees who contribute an innovative idea that can be implemented in the Company's operation and contribute to increased performance. The "MedcoEnergi Improvement Award" (MEI Award) is presented annually since 2008 in conjunction with the Annual Address of the President Director of MedcoEnergi. Out of 247 Improvement Ideas that had been implemented and reported in 2009, 16 innovative improvements were recognized with the 2009 MEI Award.

No	Katagori Category	Anak Perusahaan Subsidiary	Ide Perbaikan Improvement Ideas
1	Best Overall Improvement #1	Minyak & Gas Oil & Gas	Peningkatan Oil Recovery dengan Penghematan Biaya Sebesar 60% dan Meminimalkan Production Loss (Well Down Time) Melalui Utilisasi Advance Sigma dan C/O Logging Dalam Proses Identi-fikasi Bypassed Oil di Waterflood Reservoir Kaji Semoga Increasing oil recovery with cost savings of 60% by minimizing production loss (well downtime) through the use of advanced sigma and C/O logging in the identification process for bypassed oil in the water-flooded reservoir of Kaji Semoga.
2	Best Overall Improvement #2	Ketenagalistrikan Power	Penerapan Sistem Manajemen Integrasi (SMI) ISO 9001:2008, ISO 14001:2004 dan OHSAS 18001:2007 di PT Mitra Energi Batam (MEB) Implementation of the Integrated Management Systems of ISO 9001:2008, ISO 14001:2004 and OHSAS 18001:2007 at PT Mitra Energi Batam (MEB)
3	Best Overall Improvement #3	Industri Hilir Downstream	Peningkatan Kualitas Cassava Slurry untuk Meningkatkan Yield Ethanol Improvement in the Quality of Cassava Slurry to Increase Ethanol Yield
4	Best Overall Improvement #3	Minyak & Gas Oil & Gas	Implementasi Kaji-Semoga Integrated Production Model Implementation of the Kaji Semoga Integrated Production Model
5	Best Innovative Technology	Jasa Penunjang Minyak & Gas Oil & Gas Support Services	*Pulse Neutron Neutron (PNN): Alternative of Saturation Tool*
6	Best of Knowledge Area Business Development, Marketing & Project Management	Minyak & Gas Oil & Gas	Pengembangan Modul Monitoring Stok Proyek The Development of Project Stock Monitoring Module
7	Best of Knowledge Area Human Resources	Industri Hilir Downstream	K-Sharing MDI
8	Best of Knowledge Area Finance, Ac-counting & Tax	Minyak & Gas Oil & Gas	SAP Finance & Controlling Module Implementation in All MedcoEnergi Global except Medco LLC Oman dan Medco US
9	Best of Knowledge Area SHEQ	Minyak & Gas Oil & Gas	Penanggulangan Semburan Liar (Blow Out) di Julu Rayeuk 50 Containment of Blow Out at Julu Rayeuk 50
10	Best of Knowledge Area Surface Facility Engineering	Minyak & Gas Oil & Gas	Pengurangan Biaya Operasional Pompa Chemical dengan Desain Baru Pengering Gas Actuator Reduction of Operation Cost of Chemical pump with a New Design for the Actuator Gas Dryer
11	Best of Knowledge Area Oil & Production Operation	Minyak & Gas Oil & Gas	Peningkatan Produksi melalui Perekahan Hidrolik di Lapangan Langkap-Old Rimau Production Increase through Hydraulic Fractures at Langkap Field-Old Rimau
12	Best of Knowledge Area Operation & Process Engineering	Industri Hilir Downstream	*Reprocess Ethanol Off Spec*
13	Best of Knowledge Area Petroleum & Reservoir Engineering	Minyak & Gas Oil & Gas	Aplikasi Crude Oil injection sebagai metode untuk mengembalikan performa produksi sumur Telisa yang mengalami formation damage di KS-70 Application of Crude Oil Injection as a Method to Recover the Production Performance of the Telisa Well that Incurred Formation Damage at KS-70
14	Best of Knowledge Area Petroleum & Reservoir Engineering	Minyak & Gas Oil & Gas	Peningkatan Perolehan Minyak dengan Pilot Injeksi Air di Kaji Telisa Reservoir Increasing Oil Production with Water Injection Pilot at the Kaji Telisa Reservoir
15	Best of Knowledge Area Drilling	Minyak & Gas Oil & Gas	*Alur Cimon 11 Kill well and P&A*
16	Outstanding Written Paper	Minyak & Gas Oil & Gas	Efisiensi biaya dengan Rigless Perforation, Studi Kasus KS-25 Cost Efficiency with Rig-less Perforation, A Case Study of KS-25

Penghargaan Most Admired Knowledge Enterprise (MAKE)

MAKE Study merupakan kegiatan studi banding yang mengidentifikasi organisasi terdepan yang memiliki kemampuan untuk meningkatkan usaha berbasis pengetahuan serta memberikan kinerja yang unggul dan inovatif, kegiatan operasi yang efektif dan produk/jasa yang unggul. Di Indonesia, MAKE Study diprakarsai oleh Dunamis Organization Services yang bekerja sama dengan Teleos dan The KNOW Network.

Di tingkat nasional, MedcoEnergi meraih penghargaan MAKE Award 2009 sebagai pemenang ke-2 dari 16 perusahaan yang terpilih sebagai finalis 2009 Indonesia MAKE Study.

Dari keseluruhan 8 kriteria pemilihan MAKE Award 2009 , MedcoEnergi dinilai memiliki kekuatan pada kriteria 1, 5, dan 6, yaitu:

1. Menciptakan budaya perusahaan yang didorong oleh pengetahuan.
2. Mengembangkan knowledge workers melalui kepemimpinan manajemen senior.
3. Menyajikan produk/jasa/solusi berbasis pengetahuan.
4. Memaksimalkan modal intelektual perusahaan.
5. Menciptakan lingkungan untuk berbagi pengetahuan secara kolaboratif.
6. Menciptakan suatu organisasi pembelajar.
7. Mentransformasikan pengetahuan perusahaan menjadi nilai bagi pemegang saham.

Di tingkat Asia, MedcoEnergi ditunjuk untuk mewakili Indonesia pada ajang MAKE Awards Asia 2009 yang diikuti oleh 52 perusahaan yang dinominasikan. Di ajang tersebut, MedcoEnergi menjadi finalis bersama-sama dengan Unilever Indonesia, PT. Telkom Indonesia dan United Tractors.

Most Admired Knowledge Enterprise (MAKE)

The MAKE Study constitutes a comparative case study that identifies leading organization that have the ability to enhance knowledge based businesses and deliver superior and innovative performance, effective operations, and winning products and services. In Indonesia, MAKE Study is initiated by Dunamis Organization Services in cooperation with Teleos and the KNOW Network

At national level, MedcoEnergi earned the MAKE Award 2009 as first runner-up of 16 companies that were selected as finalists of the 2009 Indonesia MAKE Study.

Out of the total of eight criteria of MAKE Award 2009 that, MedoEnergi is adjudged to excel in criteria 1, 5 and 6, as follows:

1. Creating a knowledge driven corporate culture.
2. Developing knowledge workers thorgh senior management leadership.
3. Delivering knowledge based products/services/solutions.
4. Maximizing the intellectual equity of the Company.
5. Creating an environment for collaborative knowledge sharing.
6. Creating a learning organization.
7. Transforming knowledge into shareholders' value.

At the regional level, MedcoEnergi was appointed to represent Indonesia at the MAKE Awards competition in Asia from a total of 52 companies nominated. MedcoEnergi together with Unilever Indonesia and United Tractors were finalists in the competition.

[Komunikasi Berbasis] Teknologi Informasi
Information Technology [Driven Communications]

MedcoEnergi kembali membuktikan penerapan nilai perusahaan dengan menjadi pionir inovasi dibidang teknologi informasi dan dibuktikan dengan menjadi Perusahan Terbaik Kedua di Bidang Migas dalam e-Company Awards oleh Warta Ekonomi.

Pusat Data Baru
Pada akhir tahun 2008, Perseroan telah menyelesaikan pembangunan Pusat Data baru dengan Tier-2 yang dirancang untuk menopang pertumbuhan MedcoEnergi hingga 10 tahun kedepan dan mampu mentargetkan performance rata-rata 99,5% availability. Dengan adannya Pusat Data ini, MedcoEnergi telah meletakkan dasar bagi pertumbuhan perusahaan yang didukung penuh oleh Teknologi Informasi untuk pengambilan keputusan berdasarkan data yang akurat, serta peningkatan komunikasi dan kolaborasi dimanapun dan kapanpun.

Windows 7
Pada bulan September 2009, MedcoEnergi sebagai salah satu pengguna pioneer Microsoft (early adopter) meluncurkan program standarisasi penggunaan Windows 7 pada setiap perangkat keras PC dan notebooks. Khusus bagi bisnis migas E&P, Windows 7 telah dijadikan standar Sistem Operasi (OS).

Office Communication Server (OCS)
Dalam mendukung upaya terjadinya arus komunikasi yang efektif dan efisien dalam organisasi Grup, MedcoEnergi mengimplementasikan sistem *Office Communication Server* (OCS), menggantikan sistem PABX, sehingga memungkinkan karyawan untuk berkomunikasi melalui *text chatting*, *voice*, bahkan *video conference* dimanapun dan kapanpun selama terhubung dengan jaringan internet.

Dengan kebijakan Pusat Data dan OCS ini, Perseroan telah menurunkan biaya operasional lebih dari 80% dibandingkan dengan biaya penggunaan sistem PABX dan penghematan potensial untuk perpanjangan sewa PC lebih dari AS$44.000.

MedcoEnergi has once again proven its commitment to implementing corporate values through pioneering innovative solutions in information technology by achieving Second Best Oil and Gas Company in the e-Company Awards given by Warta Ekonomi.

New Data Center
At year-end 2008, the Company completed the construction of a new Data Center with Tier-2 that is designed to support MedcoEnergi's growth for the next ten years, with the ability to achieve an average availability factor of 99.5%. With the new Data Center in place, MedcoEnergi has laid down the foundation for business growth that is fully supported by Information Technology for decision making based on accurate data, as well as enhancing communication and collaboration at any given time and place.

Windows 7
In September 2009, MedcoEnergi as an early adopter of Microsoft launched the standard use of Windows 7 for every PCs and notebooks. For the Oil & Gas E&P business, Windows 7 has been implemented as the standard Operating System (OS).

Office Communication Server (OCS)
In support of effective and efficient communications within the Group, MedcoEnergi implemented the Office Communication Server (OCS), replacing the PABX system, thus allowing employees to communicate through text chatting, voice, and video conferencing at any given time and place as long as they are connected to the internet.

The Data Center and OCS have managed to reduce the Company's operational cost by more than 80% compared to using the old PABX system as well as reduce potential rental cost for PCs of more than US$44,000.

Informasi Tambahan

Supplementary Information

Photograph by Professional Photographer

Sejarah Perjalanan MedcoEnergi

Historical Milestones of MedcoEnergi

1980

Didirikan sebagai kontraktor pemboran di Indonesia.

Incorporated as an Indonesian drilling contractor.

1992

- Membentuk anak perusahaan yang bergerak di bidang minyak dan gas
- Mengambil-alih kontrak bantuan teknis dan kontrak bagi hasil dua blok migas di Kalimantan Timur dari Tesoro.

- Established an Oil and Gas subsidiary
- Acquired technical assistance contract and production sharing contract for two oil and gas blocks in East Kalimantan from Tesoro.

1994

Penawaran Saham Perdana sebagai MedcoEnergi di Bursa Efek Indonesia. Simbol saham MEDC.

Initial Public Offering as MedcoEnergi on the Indonesia Stock Exchange. Ticker symbol is MEDC.

1995

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

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

1996

Penemuan ladang minyak besar, Kaji dan Semoga, di Blok Rimau, Sumatra Selatan.

Discovery of the giant oil field, Kaji and Semoga, Rimau Block, South Sumatra.

1997

Memulai usaha industri hilir melalui Kontrak Kerja Sama Pengelolaan Pabrik Metanol milik Pertamina di Pulau Bunyu.

Entered into downstream industries through a Joint Management Agreement to operate Pertamina's Methanol Plant on Bunyu Island.

1999

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

Completed Corporate debt restructuring, followed by Rights Issue of 10:11.

2000

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

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

2001

Penemuan ladang minyak baru Matra-Nova, Sumatra.

Discovery of new oil field Matra-Nova, Sumatra.

2002

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

- Acquired 25% working interest of the producing Tuban block
- MEI Euro Finance Ltd, a subsidiary company of MEI issued US$100 million Eurobonds through the Singapore Stock Exchange.

2003

- Menandatangani Perjanjian Pasokan Gas dengan PLN
- Memenangkan tender untuk Merangin-I
- MEI Euro Finance Ltd., anak perusahaan MEI, menerbitkan obligasi 144A senilai AS$250 juta yang tercatat di Bursa Efek Singapura
- Melakukan penawaran terhadap Novus
- Menerima penghargaan PADMA dari Presiden RI untuk unit usaha E&P.

- Signed Gas Supply Agreement with PLN
- Obtained tender for Merangin-I
- MEI Euro Finance Ltd., a subsidiary company of MEI, issued US$250 million 144A Bonds through the Singapore Stock Exchange
- Made take-over bid for Novus
- Received PADMA award from Indonesian President for E&P business unit.

2004

- Akuisisi Novus Petroleum Ltd
- Meresmikan PLTG pertama di Pulau Batam bekerja sama dengan PLN Batam
- Meresmikan pabrik LPG di Kaji, Sumatra Selatan.

- Acquired Novus Petroleum Ltd
- Inaugurated the Company's first gas-fueled power plant in Batam Island, a Joint Venture with PLN Batam
- Inaugurated the LPG plant in Kaji, South Sumatra.

2005

- Mengakuisisi kepemilikan di Area 47 di Libia; dan blok Langsa serta blok Sembakung di Indonesia
- Menandatangani kesepakatan pembangkit O&M Tanjung Jati dengan PLN
- Meningkatkan kepemilikan saham publik sebesar 42,60% dan menerbitkan Global Depository Shares (GDS) di Bursa Efek Luxembourg
- Menandatangani Kesepakatan Kerja Sama Eksplorasi dengan Anadarko
- Meraih Juara Umum Annual Report Award 2004

- Acquired interest in Area 47 in Libya; and Langsa block and Sembakung block in Indonesia
- Signed Tanjung Jati O&M power agreement with PLN
- Increased public shareholding to 42.60% and issued Global Depository Shares (GDS) at the Stock Exchange of Luxembourg
- Signed Exploration Joint Venture Agreement with Anadarko
- Won Best Overall 2004 Annual Report Award

2006

- Memperoleh 45% working interest Blok 82 dan 83 di Yaman
- Memulai operasi Panaran II Pembangkit Listrik Tenaga Gas 2x2,75 MW
- Memperoleh proyek panas bumi dengan kapasitas 330 MW di Sarulla, Sumatra Utara
- Meraih Juara Umum Annual Report Award 2005

- Awarded a 45% working interest in Blocks 82 and 83 in Yemen
- Commissioned Panaran II Gas-fired Power Plant 2x2.75 MW
- Awarded development of a geothermal project of 330 MW capacity in Sarulla, North Sumatra
- Won Best Overall 2005 Annual Report Award.

2007

- Mengeksplorasi Area 47 di Libia yang menghasilkan penemuan enam sumur
- Proyek perintis untuk Enhanced Oil Recovery (EOR) di Rimau
- Berdirinya PT Donggi-Senoro LNG (DSLNG).

- Launched exploration of Area 47 in Libya with six discovery wells
- Launched pilot project for Enhance Oil Recovery (EOR) in Rimau
- Established PT Donggi-Senoro LNG (DSLNG).

2008

Menandatangani Perjanjian Bagi Hasil dengan Kementrian Minyak dan Mineral Republik Yaman atas Blok 82 dan 83.

Menuntaskan penjualan saham APEXINDO.

Menandatangani CBM Production Sharing Contract (PSC) untuk melakukan kegiatan pengembangan CBM pertama di Indonesia di Kabupaten Musi Banyuasin, Sumatra Selatan. Pengembangan CBM ini berjangka waktu 30 tahun dimana pada tiga tahun pertama Konsorsium berkomitmen melakukan pemboran core hole, eksplorasi, dewatering dan uji produksi beranggaran AS$1 juta.

Signed a Production Sharing Agreement with the Ministry of Oil and Minerals Republic of Yemen for Block 82 and 83.

Completed the sale of APEXINDO shares.

Signed a CBM Production Sharing Contract (PSC) to carry out activities in the first CBM development in Indonesia in Musi Banyuasin Regency, South Sumatra, based on a joint evaluation, effective for 30 years whereas the first three years is the Consortium's firm commitment to execute core hole drilling, exploration, dewatering and production test in the amount of US$1 million.

2009

Menandatangani Perjanjian pembelian aset dengan Energy Resource Technology GOM, Inc. untuk akuisisi Blok 316, east cameron Area, South Addition, OCS-G 23803, Gulf of Mexico, USA.

Penandatanganan perjanjian kerjasama antara PT Medco Energi CBM Indonesia dan Arrow Energy (Indonesia) holdings Pte. Ltd.

Memulai Usaha Distribusi gas dan batubara di bawah unit usaha inkubator.

Signed Asset Purchase Agreement with Energy Resource Technology GOM, Inc. for the acquisition of Block 316, east cameron Area, South Addition, OCS-G 23803, Gulf of Mexico, USA.

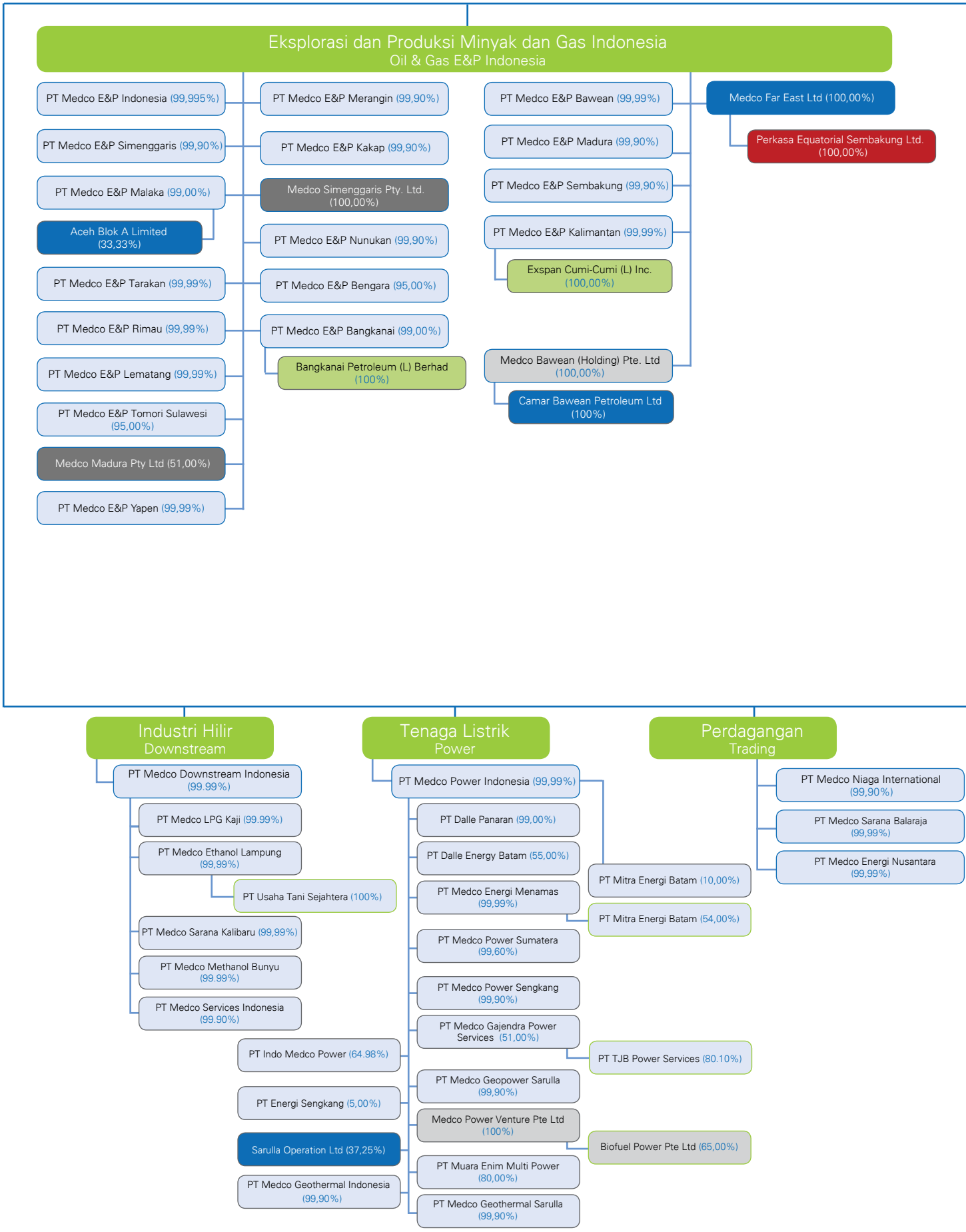
Signed Head of Agreement between PT Medco Energi CBM Indonesia and Arrow Energy (Indonesia) holdings Pte. Ltd.

Entered the gas distribution and coal mining business under the "Incubator Business" unit.

Photograph by Professional

Struktur Perusahaan

Corporate Structure



MEDCOENERGI

Eksplorasi dan Produksi Minyak dan Gas International
Oil & Gas E&P International

- Medco Strait Services Pte. Ltd. (100,00%)
  - Petroleum Exploration & Production International Limited (Dahulu Medco Exploration & Production International Limited) (100,00%)
    - Lematang E&P Limited (100,00%)
    - Bawean Petroleum Limited (100,00%)
  - NVS Group Holdings (Malaysia) Sdn Bhd (100,00%)
    - Novus Lematang Company (100,00%)
    - Novus Indonesia Berantas Company (100,00%)
  - Novus Overseas Holding Ltd (100,00%)
  - Medco Energi Global Pte. Ltd. (100,00%)
    - Medco Cambodia Holding Limited (100,00%)
      - Medco Cambodia Tonle Sap Limited (100,00%)
      - Medco Energi Somalia Ltd. (100,00%)
    - Medco Tunisia Holding Ltd (100,00%)
      - Medco Tunisia Anaguid Limited (100,00%)
    - Medco International Enterprise Ltd. (100,00%)
      - Medco LLC (68,00%)
    - Medco International Services Pte. Ltd. (100,00%)
      - Medco Energi Europe Services (100,00%)
    - Medco International Ventures Ltd. (100,00%)
    - Medco International Petroleum Ltd. (100,00%)
    - Medco Yemen Holding Ltd (100,00%)
      - Medco Yemen Amed Limited (100,00%)
      - Medco Yemen Arat Limited (100,00%)
    - Medco Energi USA, Inc (100,00%)
      - Medco Energi US LLC (100,00%)
      - Medco Petroleum Management LLC (100,00%)

Entitas Investasi Finansial
Financial SPV

- Medco Energi Finance Overseas (BV) (100,00%)
- MEI Euro Finance Ltd. (100,00%)
- Medco CB Finance BV (100,00%)

Penunjang Kegiatan Minyak dan Gas
Oil & Gas Services

- PT Exspan Petrogas Intranusa (99,99%)
  - PT Sistim Vibro Indonesia (80,00%)
  - PT Satria Raksa Buminusa (99,00%)
  - PT Musi Raksa Buminusa (99,00%)
  - PT Mahakam Raksa Buminusa (99,00%)
  - PT Medco Integrated Resources (99,90%)
- PT Medco Gas Indonesia (99,90%)
  - PT Mitra Energi Gas Sumatera (99,90%)

Inkubator Usaha Baru
New Business Incubator

- PT Medco Energi Mining Internasional (99,00%)
  - PT Duta Tambang Rekayasa (99,99%)
  - PT Duta Tambang Sumber Alam (99,99%)
- PT Medco Energi CBM Indonesia (99,99%)
  - PT Medco CBM Sekayu (99,90%)
  - PT Medco CBM Pendopo (99,99%)

Gas Alam Cair
LNG

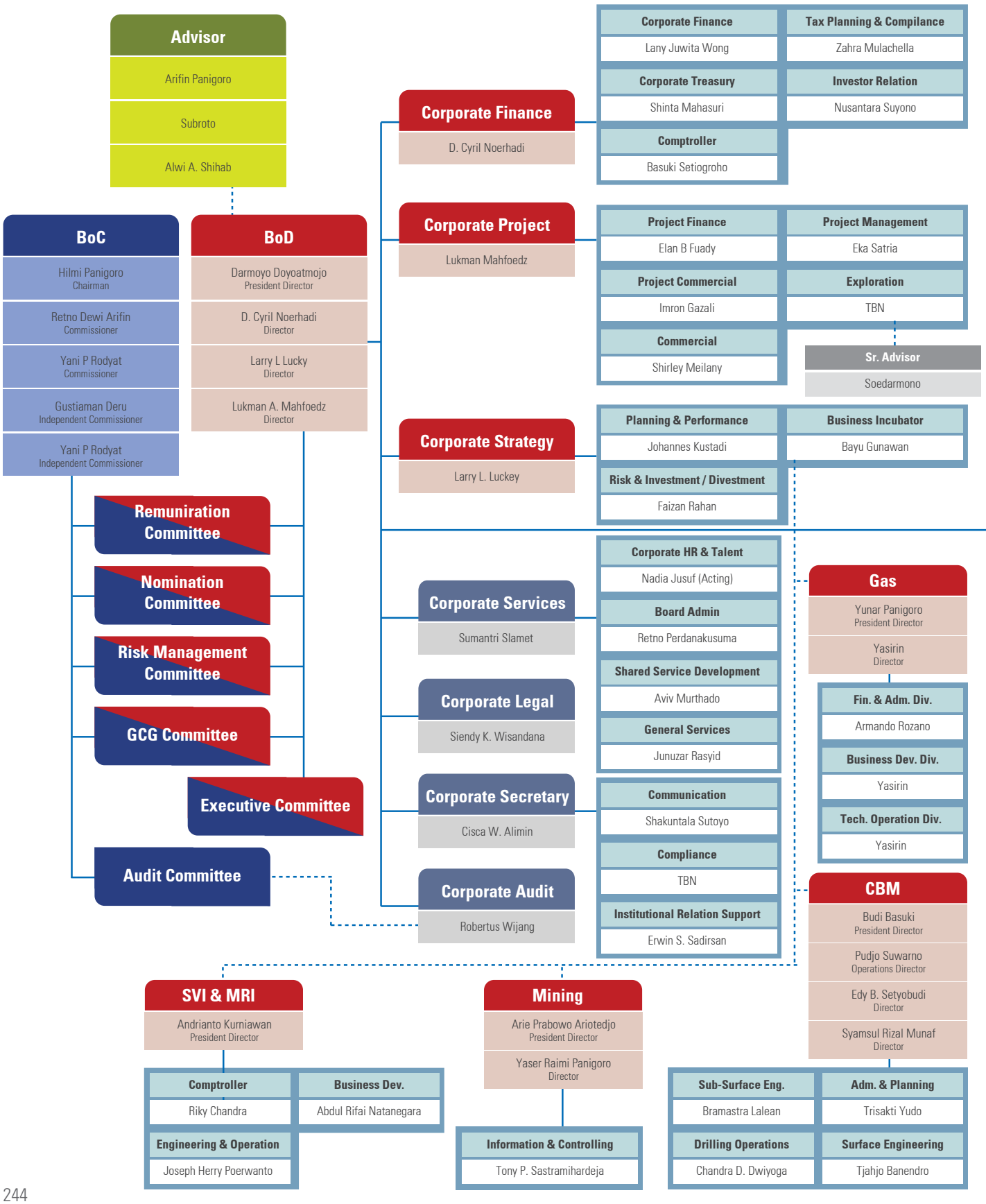
- PT Medco LNG Indonesia (99,99%)
  - PT Donggi Senoro LNG (20,00%)

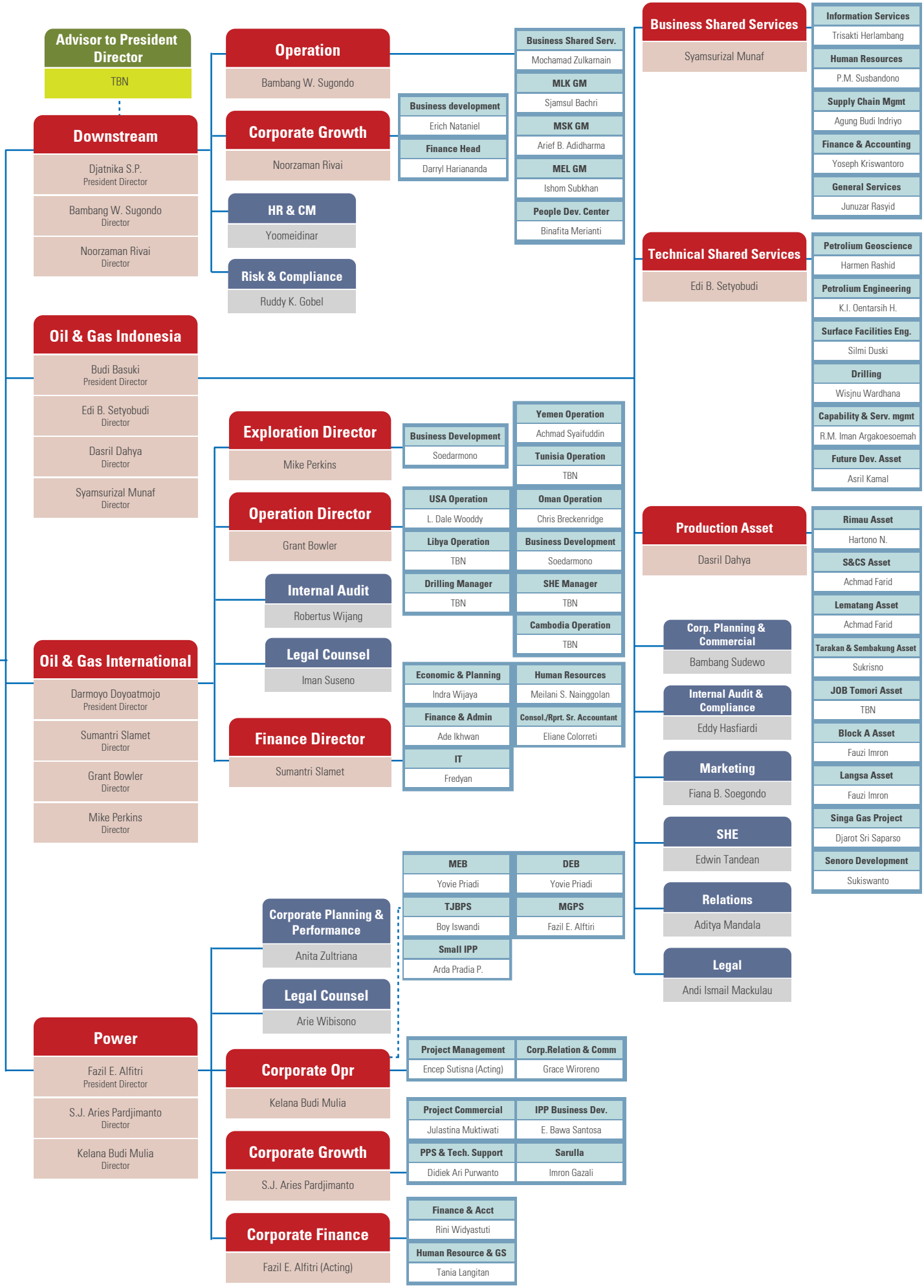
Based on Jurisdiction		Based on Leveling
Indonesia	Oman	Layer 1
Cayman Island	Guernsey	Layer 2
Australia	Malaysia	Layer 3
Singapore	British Virgin Island	Layer 4
Labuan	USA	
Netherlands	France	

MEDCOENERGI

Struktur Organisasi

Organizational Structure




Advisor to President Director
TBN
Downstream
Djatnika S.P.
President Director
Bambang W. Sugondo
Director
Noorzaman Rivai
Director
Operation
Bambang W. Sugondo
Business Shared Serv.
Mochamad Zulkarnain
MLK GM
Sjamsul Bachri
MSK GM
Arief B. Adidharma
MEL GM
Ishom Subkhan
People Dev. Center
Binafita Merianti
Corporate Growth
Noorzaman Rivai
Business development
Erich Nataniel
Finance Head
Darryl Hariananda
HR & CM
Yoomeidinar
Risk & Compliance
Ruddy K. Gobel
Business Shared Services
Syamsurizal Munaf
Information Services
Trisakti Herlambang
Human Resources
P.M. Susbandono
Supply Chain Mgmt
Agung Budi Indriyo
Finance & Accounting
Yoseph Kriswantoro
General Services
Junuzar Rasyid
Technical Shared Services
Edi B. Setyobudi
Petrolium Geoscience
Harmen Rashid
Petrolium Engineering
K.I. Oentarsih H.
Surface Facilities Eng.
Silmi Duski
Drilling
Wisjnu Wardhana
Capability & Serv. mgmt
R.M. Iman Argakoesoemah
Future Dev. Asset
Asril Kamal
Oil & Gas Indonesia
Budi Basuki
President Director
Edi B. Setyobudi
Director
Dasril Dahya
Director
Syamsurizal Munaf
Director
Exploration Director
Mike Perkins
Business Development
Soedarmono
Yemen Operation
Achmad Syaifuddin
Tunisia Operation
TBN
Operation Director
Grant Bowler
USA Operation
L. Dale Wooddy
Oman Operation
Chris Breckenridge
Libya Operation
TBN
Business Development
Soedarmono
Drilling Manager
TBN
SHE Manager
TBN
Cambodia Operation
TBN
Internal Audit
Robertus Wijang
Legal Counsel
Iman Suseno
Economic & Planning
Indra Wijaya
Human Resources
Meilani S. Nainggolan
Finance & Admin
Ade Ikhwan
Consol./Rprt. Sr. Accountant
Eliane Colorreti
IT
Fredyan
Finance Director
Sumantri Slamet
Production Asset
Dasril Dahya
Rimau Asset
Hartono N.
S&CS Asset
Achmad Farid
Lematang Asset
Achmad Farid
Tarakan & Sembakung Asset
Sukrisno
JOB Tomori Asset
TBN
Block A Asset
Fauzi Imron
Langsa Asset
Fauzi Imron
Singa Gas Project
Djarot Sri Saparso
Senoro Development
Sukiswanto
Oil & Gas International
Darmoyo Doyoatmojo
President Director
Sumantri Slamet
Director
Grant Bowler
Director
Mike Perkins
Director
Corp. Planning & Commercial
Bambang Sudewo
Internal Audit & Compliance
Eddy Hasfiardi
Marketing
Fiana B. Soegondo
SHE
Edwin Tandean
Relations
Aditya Mandala
Legal
Andi Ismail Mackulau
MEB
Yovie Priadi
DEB
Yovie Priadi
TJBPS
Boy Iswandi
MGPS
Fazil E. Alftiri
Small IPP
Arda Pradia P.
Corporate Planning & Performance
Anita Zultriana
Legal Counsel
Arie Wibisono
Power
Fazil E. Alfitri
President Director
S.J. Aries Pardjimanto
Director
Kelana Budi Mulia
Director
Project Management
Encep Sutisna (Acting)
Corp.Relation & Comm
Grace Wiroreno
Corporate Opr
Kelana Budi Mulia
Project Commercial
Julastina Muktiwati
IPP Business Dev.
E. Bawa Santosa
PPS & Tech. Support
Didiek Ari Purwanto
Sarulla
Imron Gazali
Corporate Growth
S.J. Aries Pardjimanto
Finance & Acct
Rini Widyastuti
Human Resource & GS
Tania Langitan
Corporate Finance
Fazil E. Alfitri (Acting)

Istilah

Glossary

Singkatan

AD	Anggaran Dasar
AI	Institute of Accountants
AMDAL	Analisis Mengenai Dampak Lingkungan
AS	Amerika Serikat
BAE	Biro Administrasi Efek
Bapepam-LK	Badan Pengawas Pasar Modal dan Lembaga Keuangan
BBL	Barel
BBTUPD	Billion British Thermal Unit Per Day (Miliar Unit Termal Inggris per hari)
BCF	Billion Cubic Feet (Miliar Kubik Kaki)
BEI	Bursa Efek Indonesia
BOPD	Barel Oil Per Day (Barel Minyak per hari)
BPMigas	Badan Pelaksana Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi
BP	Biofuel Power
BPS	Rapat Penetapan Prioritas
BRPA	Penilaian Risiko Proses Usaha
CBPL	Camar Bawean Petroleum Ltd.
CDM	Clean Mechanism Development (Mekanisme Pengembangan Bersih)
CERs	Certified Emission Reduction (Sertifikasi Penurunan Emisi)
COD	Commercial Operation Date (Tanggal Operasi Komersial)
COSO	Committee of Sponsoring Organization (Organisasi Sponsor Komite)
CMS	Content Management System (Sistem Manajemen Isi)
CSR	Corporate Social Responsibility (Tanggung Jawab Sosial Perusahaan)
DD&A	Penyusutan, Deplesi dan Amortisasi
DEB	Dalle Energy Batam
DMO	Domestic Market Obligation (Kewajiban Pasar Domestik)
DNA	Designated National Authority
DoA	Deeds of Assignment
DoAG	Delegation of Authority Guidelines (Pedoman Pendelegasian Wewenang)
DPS	Daftar Pemegang Saham
DSLNG	PT Donggi Senoro LNG
EBITDA	Earning Before Interest, Income Tax, Depreciation, Depletion and Amortization
EMOI	ExxonMobil Indonesia
EPC	Engineering Procurement & Construction (Rekayasa, Pengadaan dan Konstruksi)
ESC	Energy Sales Contract (Kontrak Penjualan Energi)
EY	Ernest & Young Global
E&P	Eksplorasi & Produksi
FID	Final Investment Decision (Keputusan Investasi Akhir)
GAAP	Generally Accepted Accounting Principles (Prinsip-prinsip Akuntansi yang Berlaku Secara Umum)
GCA	Gaffney, Cline & Associates Pte Ltd. konsultan independen untuk menghitung cadangan
GCG	Good Corporate Governance (Governance Korporasi)
GDRS	Global Depository Receipts
GRI	Global Reporting Index (Indeks Pelaporan Global)
GWH	Giga Watt Hour (Giga Watt per Jam)
HoA	Head of Agreement
IDR	Rupiah Indonesia
IPM	Integrated Program Management (Manajemen Program Terpadu)
IR	Investor Relations (Hubungan Investor)
ISRS7	7th Edition of International Safety Rating System (Sistem Tingkat Keselamatan Nasional Edisi ke-7)
IPO	Initial Public Offering (Penawaran Saham Perdana)
JOC	Joint Operations Contract (Kontrak Operasi Bersama)
KL	Kilo Liter
KLH	Kementrian Lingkungan Hidup

Abreviation Defined Terms

ACE	Average Capital Employed
AGMS	Annual General Meeting Shareholders
AINC	Anadarko Indonesia Nunukan Company
AMDAL	Analysis on Environmental Impact
AoA	Artical of Association
BAE	Stock Administration Bureau
Bapepam-LK	Badan Pengawas Pasar Modal (or Capital Market and Financial Institutions Supervisory Board)
BBL	Barrel
BBTUPD	Billion British Thermal Unit er Day
BCF	Billion Cubic Feet
BoC	Board of Commissioner
BoD	Board of Director
BOPD	Barrel Oil Per Day
BPMigas	Badan Pelaksana Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi, the non-profit Government-owned operating board that is succeeding to Pertamina's role as regulator of upstream oil and gas activities under the New Oil and Gas Law
BPRA	Business Process Risk Assessments
BPS	Board Priority Setting
CBPL	Camar Bawean Petroleum Ltd
CCS	Cross Currency Swaps
CDM	Clean Development Mechanism
COD	Commercial Operation Date
CSR	Corporate Social Responsibility
DD&A	Depreciation, Depletion and Amortization
DEB	Dalle Energy Batam
DER	Debt Equity Ratio
DNA	Designated National Authority
DoA	Deeds of Agreement
DOAG	Delegation Of Authority Guidelines
DPS	A list issue by KSEI which carries information on the ownership of all shareholders such as: names, total shares, tax, nationality of shareholders based on data given by the shareholders to KSEI
DSLNG	Donggi Senoro Liquified Natural Gas
EBITDA	Earning Before Interest, Income Tax, Depreciation, Depletion and Amortization
EGMS	Extraordinary General Meeting of Shareholders
EPC	Engineering Procurement & Construction
EPSA	Exploration Production Sharing Agreement applicable in Libya
ESC	Energy Sales Contract
E&P	Exploration & Production
FEED	Front End Engineering and Design
FID	Final Investment Decision
FOB	Free On Board
GCA	Gaffney, Cline & Associates Pte Ltd. as an independent reserves consultant
GCG	Good Corporate Governance
GDRS	Global Depository Receipts
GMS	General Meeting of Shareholders
Government	The Government of Indonesia
GSA	Gas Sales & Purchase Agreements
GTG	Gas Turbine and Generator
HoA	Head of Agreement
HR	Human Resources
HSD	High Speed Diesel
IAI	Indonesian Institute of Accountants
ICP	Indonesian Crude Price
IDR	Indonesian's currency rupiah
IDX	Indonesian Stock Exchange

Singkatan

Lux SE	Luxembourg Stock Exhange (Bursa Efek Luksemburg)
MMBTU	Million British Thermal Unit (Juta Unit Termal Inggris)
MMBO	Million Barel of Oil (Juta Barel Minyak)
MMCF	Million Cubic Feet (Juta Kubik Kaki)
MML	Medco Moeco Langsa Limited
MIMS	Medco Integrated Management System (Sistem Integritas Manajemen Medco)
MEB	Medco Energi Batam
MEI	Medco Energi Internasional
MBOE	Million Barel Oil Equivalent (Setara Juta Barel Minyak)
MPI	Medco Power Indonesia
MTD	Metric Tons per Day (Metrik Ton per Hari)
MT	Metric Tons (Metrik Ton)
MW	Mega Watt
NAD	Nanggroe Aceh Darussalam
O&M	Operation and Maintenance (Operasi dan Pemeliharaan)
Pertamina	Perusahaan Pertambangan Minyak dan Gas Bumi Negara
PJBG	Perjanjian Jual Beli Gas
PGE	Pertamina Geothermal Energy
PGN	PT Perusahaan Gas Negara Indonesia Tbk.
PLN	PT Perusahan Listrik Negara (Persero)
PLTG	Pembangkit Listrik Tenaga Gas
PSAK	Pernyataan Standar Akuntansi Keuangan
PSC	Production Sharing Contract (Kontrak Kerja Sama)
RMC	Risk Management Committee (Komite Manajemen Risiko)
RUPS	Rapat Umum Pemegang Saham
SCS	South Central Sumatra (Sumatra Selatan dan Pusat)
SSPA	Shares Sale and Purchase Agreement (Kesepakatan Pembelian dan Penjualan Saham)
TBTU	Trilion British Thermal Unit (Triliun Unit Termal Inggris)
TJB	Tanjung Jati B
AS	Amerika Serikat
USD	Dollar Amerika Serikat
WTC	Waste Treatment Center (Pusat Pengolahan Limbah)
WTI	West Texas Intermediate

Abreviation Defined Terms

IFRS	International Financial Reporting Standards
Indonesia	The Republic of Indonesia
Indonesian GAAP	Generally accepted accounting principles in Indonesia
IPM	Integrated Program Management
IPP	Independent Power Producer
IR	Investor Relations
ISO	International Standard Organization
ISRS7	7th edition of the International Safety Rating System
IT	Information Technology
JOC	Joint Operations Contract
JSX	Jakarta Stock Exchange
KL	Kilo Liter
KM	Knowledge Management
KPI	Key Performance Indicator
LTSA	Long Term Service Agreement
LuxSX	Luxembourg Stock Exhange
MBO	Management by Objective
MBOE	Million Barrel Oil Equivalent
MBOPD	Thousand Barrel of Oil Equivalent Per Day
MDI	Medco Downstream Indonesia
MEB	Medco Energi Batam
MEFL	MEI Euro Finance Ltd
MEG	Medco Energi Global
MEI	Medco Energi Internasional
MEL	Medco Ethanol Lampung
MEPI	Medco E&P Indonesia
MEUS	Medco Energi United States LLC
MFS	Micro Financing Services
MIMS	MedcoEnergi Integrity Management System
MLK	Medco LPG Kaji
MMB	Medco Methanol Bunyu
MMBO	Million Barrel of Oil
MMBTU	Million British Thermal Unit
MMCF	Million Cibic Feet
MOECO	Mitsui Oil Exploration Company Ltd
MOPS	Mid Oil Platts Singapore
MoU	Memorandum of Understanding
MPI	Medco Power Indonesia
MSK	Medco Sarana Kalibaru
MT	Metric Tons
MTD	Metric Tons per Day
MW	Mega Watt
MWH	Mega Watt Hour
NFW	New Field Wildcat
NOC	National Oil Company of Libya
Novus	Novus Petroleum Limited
OECD	Organization for Economic Corporation and Development
O&M	Operation and Maintenance
OPEC	The Organization of Petroleum Exporting Countries
Pertamina	The Indonesian state-owned oil and gas company
PGE	Pertamina Geothermal Energy
PGN	PT Perusahaan Gas Negara Indonesia Tbk.
PLN	PT PLN (Persero)
PMS	Performance Management System
POD	Plan of Development

Istilah Minyak dan Gas

Biaya Lifting atau Biaya Produksi	berarti biaya yang timbul dari operasi dan pemeliharaan sumur-sumur, serta fasilitas dan peralatan terkait selama periode tertentu.
Cadangan Contingent	berarti volume hidrokarbon yang tidak termasuk kategori cadangan, karena masalah teknis, pasar, atau kemungkinan ekonomis.
Cadangan Kotor	merupakan cadangan yang dianggap berasal dari hak partisipasi efektif milik Perseroan sebelum dikurangi bagian yang dibayarkan kepada Pemerintah sebagai pemilik cadangan sesuai perjanjian kontrak yang berlaku.
Cadangan Bersih	merupakan cadangan yang dianggap berasal dari hak partisipasi efektif milik Perseroan, setelah dikurangi bagian yang dibayarkan kepada Pemerintah sebagai pemilik cadangan sesuai perjanjian kontrak yang berlaku.
Cadangan Terbukti (1P)	merupakan jumlah minyak yang menurut analisis geologis dan data teknis diperkirakan memiliki kepastian wajar untuk dapat ditemukan secara komersial, dari tanggal yang ditentukan, dari reservoir yang diketahui, dan sesuai kondisi tertentu, metode operasi, dan peraturan Pemerintah.
Cadangan Terbukti dan Belum Terbukti (2P)	cadangan terbukti ditambah cadangan belum terbukti yang menurut perkiraan analisis geologis dan data teknis kemungkinan besar dapat ditemukan.
Dry Hole	adalah sumur kajian yang telah dijajaki dan tidak dapat memproduksi minyak atau gas dalam jumlah cukup ekonomis.
EOR/Enhanced Oil Recovery	berarti proses yang dilakukan untuk meningkatkan produksi minyak dari reservoir melalui tambahan energi dibandingkan produksi secara alami.
FPSO	berarti produksi, penimbunan, dan penggunaan yang terapung.
ICP-SLC	berarti Indonesian Crude Price-Sumatra Light Crude/ Minas, harga referensi yang dihitung berdasarkan formula yang ditetapkan oleh Pemerintah.
JOB	berarti operasi bersama.
Kontrak Kerja	berarti wilayah geografis tertentu di mana terdapat kerja sama bagi hasil antara operator dan mitranya, yang memberi keahlian keuangan dan teknis untuk melakukan operasi eksplorasi, pengembangan, dan produksi.
LNG	berarti gas alam cair.
LPG	berarti gas minyak cair.
Obligasi/Bonds	surat hutang yang memberikan kuasa kepada penerbit surat hutang tersebut dari pemegang surat hutang dan penerbit wajib membayar kembali pokok dan bunga pinjaman (kupon) di kemudian hari pada saat jatuh tempo.
Produksi Bersih	merupakan bagian Perseroan dari produksi kotor setelah dikurangi bagian yang dibayarkan kepada Pemerintah sesuai dengan perjanjian pembagian produksi yang relevan.
Produksi Kotor	merupakan jumlah produksi minyak dan gas dari setiap blok milik Perseroan yang dikalikan dengan hak partisipasi efektif di blok tersebut.

Abreviation Defined Terms

PPA	Power Purchase Agreement
PSAK	Indonesian Statements of Financial Accounting Standard
RMC	Risk Management Committee
RoA	Return on Assets
ROCE	Return on Average Capital Employed
RoE	Return on Equity
RPJMN	National Mid Term Development Plan
SCS	South and Central Sumatra
SHE	Safety Health Environment
SHEQ	Safety Health Environment Quality
SIAC	Singapore International Arbitration Center
SPE	Society of Petroleum Engineers
SPSA	Share Purchase and Sale Agreement
TBTU	Trilion British Thermal Unit
TJB	Tanjung Jati B
TJBPS	Tanjung Jati B Power Service
TM 2500	Trailer Mounted Power Unit
TRADA	Trada International
US/USA	The United States of America
USD	United States dollars
WTI	West Texas Intermediate

Oil and Gas Terms

Contingent Resources	means volumes of recoverable hydrocarbons that are excluded from the reserve category due to some technical, market or economic contingency.
contract area	means a specified geographic area that is the subject of a production sharing arrangement pursuant to which an operator and its partners provide financing and technical expertise to conduct exploration, development and production operations.
delineation well or appraisal well	means a well drilled in a newly discovered or known discovery to gain further information.
development well	means a well that is drilled to exploit the hydrocarbon accumulation defined by an appraisal or delineation well.
DME	means dimethyl-ether, a liquefied fuel derived from natural gas.
DMO	means domestic market obligations.
dry well or dry hole	is an exploratory, development or appraisal well found to be incapable of producing either oil or gas in sufficient quantities to justify completion as an oil or gas well.
EOR/Enhanced Oil Recovery	means a process carry out to increase the oil production from a reservoir through an energy addition compared to natural production.
FPSO	means floating production, storage and offtake.
FSO	means floating storage and offloading vessel.
FTP	means first tranche petroleum.

Istilah Minyak dan Gas

Sumur Kajian	berarti sumur yang dibor pada tempat yang baru ditemukan minyak dan gas untuk memperoleh informasi lebih lanjut
Sumur Pengembangan	berarti sumur yang dibor untuk mengeksploitasi akumulasi hidrokarbon yang didapat dari sumur kajian.
Sumur taruhan	berarti sumur yang dirancang untuk menguji keabsahan interpretasi seismik dan membuktikan adanya hidrokarbon dalam formasi belum dibor.
Swampbarge	anjungan pemboran yang dirancang untuk beroperasi pada lokasi yang sulit.
TAC	kontrak bantuan teknis

Oil and Gas Terms

gross production	represents the sum of the oil and gas production from each of the Company's blocks multiplied by the effective interest in such block.
Gross reserves	represents reserves attributable to the Company's effective interest prior to deduction of Government take payable to the Government as owner of the reserves under the applicable contractual arrangement.
ICP-SLC	means the Indonesian Crude Price-Sumatra Light Crude/ Minas, a reference price calculated using a formula determined by the Government.
JOB	means joint operating body.
lifting cost or production cost	means, for a given period, cost incurred to operate and maintain wells and related equipment and facilities.
LNG	means liquefied natural gas.
LPG	means liquefied petroleum gas.
Net production or net entitlement	represents the Company's share of gross production after deducting the share payable to the Government pursuant to the terms of the relevant production sharing arrangement.
Net Reserves	represents reserves attributable to the Company's effective interest, after deduction of Government take payable to the Government as owner of the reserves under the applicable contractual arrangement.
Proved plus probable reserves (2P)	are proved reserves plus those reserves that are unproved reserves which analysis of geological and engineering data suggests are more likely than not to be recoverable.
Proved reserves (1P)	represents those quantities of petroleum which, by analysis of geological and engineering data, can be estimated with reasonable certainty to be commercially recoverable, from a given date forward, from known reservoirs and under current economic conditions, operating methods, and Government regulations.
PSC	means production sharing contract.
exploration well or wildcat well	means a well that is designed to test the validity of a seismic interpretation and to confirm the presence of hydrocarbons in an undrilled formation.
TAC	means technical assistance contract.

Indeks

Index

Penjelasan | Descriptions		Kriteria Penilaian ARA 2009 ARA 2009 Assessment Criteria	X.K.6	Halaman Laporan Tahunan Page Annual Report
I. Umum *General*				
1	Laporan Tahunan disajikan dalam bahasa Indonesia & bahasa Inggris The Annual Report is presented in Indonesian & English language	v	v	1-266
2	Laporan Tahunan dicetak di kertas berwarna terang The Annual Report is printed on light-colored paper	v	v	1-266
3	Laporan Tahunan mencantumkan identitas perusahaan. Nama Perusahaan dan Tahun Laporan Tahunan ditampilkan di: The Annual Report states the identity of the Company. Name of Company and year of the Annual Report is placed on:	v		Front Cover
	1. Sampul muka The front cover			
	2. Samping Sides	v		Side
	3. Belakang dan Back and	v		Back Cover
	4. Setiap halaman Each page	v		1-266
4	Laporan Tahunan ditampilkan di website Perusahaan The Annual Report is presented in the Company's website	v		Back Cover
II. Ikhtisar Data Keuangan Penting *Financial Performance Highlights*				
1	Informasi keuangan dalam bentuk perbandingan selama 5 Tahun dan memuat: The Financial Information in comparative form over a period of 5 financial years and includes:	v	v	10-11
	1. Penjualan/pendapatan usaha Sales/operating revenue	v	v	10
	2. Laba (rugi) kotor Gross Income (loss)	v	v	10
	3. Laba (rugi) usaha Operating Income (loss)	v	v	10
	4. Laba (rugi) bersih Net Income (loss)	v	v	10
	5. Laba (rugi) bersih per saham Net per shares income loss	v	v	10
2	Informasi keuangan dalam bentuk perbandingan selama 5 Tahun dan memuat: The Financial Information in comparative form over a period of 5 financial years and includes:	v	v	10
	1. Modal kerja bersih Net working capital	v	v	10-11
	2. Jumlah investasi Total investment	v	v	11
	3. Jumlah aset Total asset	v	v	10
	4. Jumlah kewajiban Total liabilities	v	v	10
	5. Jumlah ekuitas Total equity	v	v	10
3	Informasi keuangan dalam bentuk perbandingan selama 5 Tahun dan memuat: The Financial Information in changes/adjustments form over a period of 5 financial years and includes:	v	v	11
	1. Rasio laba (rugi) terhadap jumlah aktiva Ratio of net income (loss) to total asset	v	v	11
	2. Rasio laba (rugi) terhadap ekuitas Ratio of net income (loss) to equity		v	11
	3. Rasio lancar Current ratio		v	11
	4. Rasio kewajiban terhadap ekuitas Debt to equity ratio		v	11
	5. Rasio kewajiban terhadap jumlah aktiva Debt to total asset ratio		v	11
	6. Informasi keuangan perbandingan lainnya Other comparative financial information		v	11
4	Laporan Tahunan memuat informasi harga saham dalam bentuk tabel dan grafik: The Annual Report is contains information regarding shares price in the form of table and graphs:	v	v	13
	1. Harga saham tertinggi The highest price of shares	v	v	13
	2. Harga saham terendah The lowest price of shares	v	v	13
	3. Harga saham penutupan Closing price	v	v	13
	4. Jumlah saham yang diperdagangkan The number of shares traded	v	v	13
5	Laporan Tahunan memuat informasi jumlah obligasi dan memuat: The Annual Report is contains the information regarding number of bonds and includes:	v		15
	1. Jumlah obligasi/obligasi konversi yang beredar The number of bonds/outstanding convertible bonds	v		15
	2. Tingkat bunga Interest rate	v		15
	3. Tanggal jatuh tempo Due date	v		15
	4. Peringkat obligasi Rating of bonds	v		15

	Penjelasan | Descriptions	Kriteria Penilaian ARA 2009 ARA 2009 Assessment Criteria	X.K.6	Halaman Laporan Tahunan Page Annual Report
III. Laporan Dewan Komisaris dan Direksi ***Board of Commissioners' and Board Directors' Report***				
1	Laporan Dewan Komisaris memuat: Board of Commissioners' Report, includes:			
	1. Penilaian kinerja direksi mengenai pengelolaan perusahaan Assessment on the performance of the Board of Directors in managing the company	v	v	20 - 22
	2. Pandangan atas prospek usaha perusahaan yang disusun oleh Direksi View on the prospects of the company's business as established by the Board of Directors	v	v	21
	3. Komite-komite yang berada dibawah pengawasan dewan komisaris Committees under the supervision of Board of Commissioners	v	v	21
	4. Perubahan komposisi Dewan Komisaris (jika ada) Change of the Board of Commissioners composition	v	v	21
2	Laporan Direksi, memuat: Board of Director's Report, includes:	v	v	26 - 29
	1. Kinerja perusahaan mencangkup antara lain kebijakan strategis, perbandingan antara hasil yang dicapai dengan yang ditargetkan dan kendala-kendala yang dihadapi perusahaan The Company's performance that includes strategic policies, comparison between what was achieved and targeted and challanges faces by company			
	2. Prospek usaha Business prospects	v	v	26 - 29
	3. Penerapan tata kelola perusahaan yang baik Implementation of Good Corporate Governance by the company	v	v	28
	4. Perubahan komposisi Direksi (jika ada) Change of Board of Directors composition(if any)	v	v	27 - 28
3	Tanda tangan anggota Direksi & anggota Dewan Komisaris, memuat: Signature of members of the Board of Directors and Board of Commissioners	v	v	263 - 264
	1. Tanda tangan dituangkan pada lembaran tersendiri Signatures are set on a separate page	v	v	264
	2. Pernyataan pertanggungjawaban penuh atas isi laporan tahunan Fully responsible statement for the accuracy of the annual report	v		263 - 264
	3. Tanda tangan dengan dilengkapi nama dan jabatan Signature with the complete name and job title	v		264
IV. Profil Perusahaan ***Corporate Profile***				
1	Nama, alamat, telepon, fax dan alamat website perusahaan Name, address, telephone, fax and website Company	v	v	Inside Back Cover
2	Riwayat singkat perusahaan: tanggal pendirian, nama dan perubahan nama perusahaan Brief history of the Company: date of establishment, name and change in the company name	v	v	2 - 3
3	Bidang usaha meliputi jenis produk yang dihasilkan Line of business including types of products produced	v	v	4 - 7
4	Struktur Organisasi dalam bentuk bagan, meliputi nama dan jabatan Organization structure graph including the names and position	v	v	244 - 245
5	Penjelasan tentang Visi dan Misi Perusahaan The Company's vision and mission statements	v	v	8
6	Identitas dan riwayat hidup singkat anggota Dewan Komisaris Identity and brief biography of Board of Commissioner members	v	v	196 - 199
7	Identitas dan riwayat hidup singkat anggota Direksi dan anak perusahaan Identity and brief biography of Board of Director of the Company and subsidiaries	v	v	200 - 208
8	Jumlah Karyawan (komparatif dua tahun) dan deskripsi pengembangan kompetensinya, memuat: Number of employees (comparative in two years) and description of competence building, includes:	v	v	232
	1. Jumlah karyawan untuk masing-masing level organisasi The number of employees at each organization level	v		232
	2. Jumlah karyawan untuk masing-masing tingkat pendidikan The number of employees based on education level	v		232
	3. Pelatihan karyawan yang telah dan akan dilakukan Training of employees that has been and will be implemented	v		232
	4. Adanya persamaan kesempatan kepada seluruh karyawan Availability of equal opportunity to all employees	v		232
	5. Biaya yang telah dikeluarkan Expenses incurred	v		232
9	Komposisi Pemegang saham, mencakup: Composition of shareholders, includes:			
	1. Nama pemegang saham yang memiliki 5% atau lebih saham Names of shareholders which hold 5% or more shares	v	v	12
	2. Direktur dan Komisaris yang memiliki saham Members of Directors and Commissioners who hold the shares	v	v	12
	3. Pemegang saham masyarakat dengan kepemilikan saham masing-masing kurang dari 5% Public shareholders which hold respective share ownership of less than 5%	v	v	12

	Penjelasan | Descriptions	Kriteria Penilaian ARA 2009 ARA 2009 Assessment Criteria	X.K.6	Halaman Laporan Tahunan Page Annual Report
10	Daftar Anak Perusahaan dan atau Perusahaan Asosiasi, memuat: List of subsidiaries and/or affiliated companies, includes:	v	v	Inside Back Cover
	1. Nama Anak Perusahaan/Perusahaan Asosiasi Name of subsidiaries/affiliated companies	v	v	Inside Back Cover
	2. Presentase Kepemilikan saham Percentage of share ownership	v	v	242 - 243
	3. Keterangan tentang bidang usaha anak perusahaan atau perusahaan asosiasi Information on the field of business of the subsidiary or affiliated company	v	v	4 - 7
	4. Keterangan status operasi perusahaan anak atau perusahaan asosiasi (telah beroperasi atau belum beroperasi) Explanation regarding the operational status of the subsidiary or affiliated company (already operating or not yet operating)			32 - 133
11	Kronologis pencatatan saham: Shares listing chronology:	v	v	12 - 14
	1. Jenis tindakan korporasi yang menyebabkan perubahan jumlah saham Types of corporate action which caused the changes on numbers of shares	v	v	13
	2. Perubahan jumlah saham dari awal pencatatan sampai dengan akhir tahun buku Change on numbers of shares listing from the beginning of listing up to the end of the financial year	v	v	13
	3. Nama bursa dimana saham perusahaan dicatatkan Name of Stock Market where the shares are listing	v	v	12
12	Kronologis pencatatan Efek lainnya: Other securities listing Chronology:	v	v	15
	1. Jenis tindakan korporasi yang menyebabkan perubahan jumlah efek lainnya Types of corporate action that caused changes in the number of securities	v		15
	2. Perubahan jumlah efek lainnya dari awal pencatatan sampai dengan akhir tahun buku Changes in the number of securities from the initial listing up to the end of the financial year	v		15
	3. Nama Bursa dimana efek lainnya perusahaan dicatatkan Name of Stock Exchange where the company's other securities are listing	v		15
	4. Peringkat efek Rating of the securities	v		15
13	Nama dan alamat lembaga dan atau profesi penunjang pasar modal, memuat: Name and address of institution and or profession supporting the capital market, includes:	v	v	Inside Back Cover
	1. Nama dan alamat BAE Name and address of BAE	v		Inside Back Cover
	2. Nama dan alamat Kantor Akuntan Publik Name and address of the Public Accountants' Office	v		Inside Back Cover
	3. Nama dan alamat perusahaan pemeringkat efek Name and address of the securities rating company	v	v	Inside Back Cover
14	Akuntan Perseroan, memuat: The Company accountant, includes:			167
	1. Jumlah periode akuntan telah melakukan audit laporan keuangan Total audit periods the accountant has audited the financial statements	v		167
	2. Jumlah periode Kantor Akuntan Publik telah melakukan audit Total audit periods the public accountant firm has audited the financial statements	v		167
	3. Besarnya fee audit The amount of audit fee	v		167
	4. Jasa lain yang diberikan akuntan selain jasa financial audit Other services provided by the accountant in addition to financial audit	v		167
15	Penghargaan dan sertifikasi yang diterima perusahaan baik yang berskala nasional maupun internasional, memuat: Reward and certification received by the company, both on a national and international scale, includes:	v	v	16
	1. Nama penghargaan Name of the reward	v		16
	2. Tahun perolehan Year of receiving the award	v		16
	3. Badan pemberi penghargaan Institution presenting the award	v		16
	4. Masa berlaku Period of validity	v		16
16	Nama dan alamat anak perusahaan Name and address of subsidiary	v	v	Inside Back Cover
V. Analisa dan Pembahasan Manajamen atas Kinerja Perusahaan ***Management Analysis and Discussion on Company Performance***				
1	Tinjauan operasi per segmen usaha Operational review per business segment	v	v	47 - 133
	1. Produksi / kegiatan usaha Production / Business Activities	v	v	47 - 133
	2. Penjualan/ pendapatan usaha Sales/operating income	v	v	46
	3. Profitabilitas Profitability	v	v	32
	4. Peningkatan/ penurunan kapasitas produksi untuk masing-masing segmen usaha Increase/decrease in production capacity in each business segment	v	v	32

	Penjelasan | Descriptions	Kriteria Penilaian ARA 2009 ARA 2009 Assessment Criteria	X.K.6	Halaman Laporan Tahunan Page Annual Report
2	Uraian atas kinerja keuangan Perusahaan yang mencakup perbandingan antara kinerja keuangan tahun yang bersangkutan dengan tahun sebelumnya (dalam bentuk narasi dan tabel), antara lain mengenai: Description of company's financial performance which includes a comparison between the financial performance of the current year and that of the previous year (in the form of narration and tables), among others concerning:	v	v	135 - 163
	1. Aset lancar, aset tidak lancar, dan jumlah aset Current assets, non-current assets, and total asset	v	v	142 - 45
	2. Kewajiban lancar, kewajiban tidak lancar, dan jumlah kewajiban Current liabilities, non-current liabilities, and total of liabilities	v	v	142 - 148
	3. Penjualan/pendapatan usaha Sales/operating income	v	v	136 - 137
	4. Beban usaha Operating expenses	v	v	136 - 139
	5. Laba/Rugi bersih Net income/loss	v	v	136 - 142
3	Bahasan & analisis tentang kemampuan membayar hutang dan tingkat kolektibilitas piutang Perseroan mencakup: Discussion and analysis on the capacity to pay debts and the company's collectable accounts receivable, includes:	v	v	150 - 151
	1. Kemampuan membayar hutang Capacity to pay debts	v	v	150 - 152
	2. Tingkat kolektibilitas piutang Collectable accounts receivable	v	v	150 - 152
4	Penjelasan atas: Explanation on:	v	v	
	1. Struktur modal Capital structure	v		149 - 150
	2. Kebijakan manajemen atas struktur modal Capital structure policies	v		149 - 150
	3. Tingkat likuiditas perusahaan Liquidity	v		149 - 150
5	Bahasan mengenai ikatan yang material untuk investasi barang modal, mencakup tentang: Discussion on commitments for the investment of capital goods, includes:	v	v	53 - 153
	1. Tujuan dari ikatan tersebut The purpose of such commitments	v	v	53 - 153
	2. Sumber dana yang diharapkan untuk memenuhi ikatan-ikatan tersebut Source of funds expected to fulfill the said commitments	v	v	53 - 153
	3. Mata uang yang menjadi denominasi Currency of denomination	v	v	53 - 153
	4. Langkah-langkah yang direncanakan perusahaan untuk melindungi risiko dari posisi mata uang asing yang terkait Steps taken by the Company to protect the position of related foreign currency against risks	v	v	53 - 153
6	Bahasan dan analisis tentang informasi keuangan yang telah dilaporkan yang mengandung kejadian yang sifatnya luar biasa dan jarang terjadi Discussion and analysis of financial information that was reported concerning extraordinary financial event or corporate actions	N/A	N/A	N/A
7	Uraian tentang komponen-komponen substansial dari pendapatan dan beban lainnya, untuk dapat mengetahui hasil usaha perusahaan Information regarding substantial components of earnings and other costs, in order to calculate the company's income	v	v	139 - 140
8	Jika laporan keuangan mengungkapkan peningkatan atau penurunan yang material dari penjualan atau pendapatan bersih, maka wajib disertai dengan bahasan tentang sejauh mana perubahan tersebut dapat dikaitkan antara lain dengan, jumlah barang atau jasa yang dijual, dan atau adanya produk atau jasa baru If the financial statement discloses a material increase or decrease in the sales or net income, then an explanation should be included concerning the extent that such changes can be linked to, among others, the amount of goods or services sold, and or the existence of new products or services	v	v	64
9	Bahasan tentang dampak perubahan harga terhadap penjualan atau pendapatan bersih perusahaan serta laba operasi perusahaan selama dua tahun atau sejak perusahaan memulai usahanya, jika baru memulai usahanya kurang dari dua tahun: Ada atau tidak ada pengungkapan Discussion on the impact of price change to the company's sales and net income and the operational profit of the company for the past two (2) years or since the company commenced its business, if the company has been operating for less than two years	v	v	N/A
10	Informasi dan fakta material yang terjadi setelah tanggal laporan akuntan Material Information and acts that occurred after the date of the accountant's report - Uraian kejadian penting setelah tanggal laporan akuntan termasuk dampaknya terhadap kinerjadan risiko usaha di masa mendatang - Description of important events after the date of the accountant's report including their impact on performance and business risks in the future	v	v	163
11	Uraian tentang prospek usaha perusahaan sehubungan dengan industri, ekonomi secara umum dan pasar internasional serta dapat disertai data pendukung kuantitatif jika ada sumber data yang layak dipercaya Description of the company's business prospects Information on the company prospects in connection with industry, economy in general, and the international market, which can be accompanied with supporting quantitative data if there is a reliable data source	v	v	38 -41

Penjelasan | Descriptions		Kriteria Penilaian ARA 2009 ARA 2009 Assessment Criteria	X.K.6	Halaman Laporan Tahunan Page Annual Report
12	Uraian tentang aspek pemasaran atas produk dan jasa perusahaan, antara lain meliputi pangsa pasar Information on marketing aspects, Information regarding the marketing of the company's products and services, among others concerning the market segment	v	v	134
13	Pernyataan mengenai kebijakan dividen dan tanggal serta jumlah dividen kas per saham dan jumlah dividen per tahun yang diumumkan atau dibayar selama dua tahun buku terakhir. Memuat uraian mengenai: Statement regarding the dividend policy and the date and amount of cash dividend per share and amount of dividend per year as announced or paid during the past two (2) years:	v	v	158
	1. Besarnya deviden untuk masing-masing tahun Amount of dividend per shares paid for each year	v		158
	2. Besarnya Payout Ratio Dividend Pay-out ratio	v		158
14	Realisasi penggunaan dana hasil penawaran umum, memuat: Realization of proceeds obtained from the public offering:	v	v	152
	1. Total perolehan dana Total proceeds	v		152
	2. Rencana penggunaan dana Plan to use proceed	v		152
	3. Rincian penggunaan dana, dan Details use of proceeds, and	v		152
	4. Saldo dana Balance of proceeds	v		152
	5. Tanggal persetujuan RUPS atas perubahan penggunaan dana (jika ada) Dalam hal dana hasil penawaran umum telah habis dipergunakan, harus ada pernyataan mengenai hal tersebut Date of AGM approval for a change in use of funds (if any) In the case of proceeds has been used, there should be the statement	v		152
15	Informasi material mengenai investasi, ekspansi, divestasi, akuisisi atau restrukturisasi hutang/modal: Material information, among others concerning investment, expansion, divestment, acquisition, debt/capital restructuring transactions:	v	v	80, 155, 176
	1. Tujuan dilakukannya transaksi The purpose of the transaction	v		80, 155, 176
	2. Nilai transaksi atau jumlah yg direstrukturisasi Transaction value or the amount to be restructured	v		80, 155, 176
	3. Sumber dana Source of fund	v		80, 155, 176
16	Informasi transaksi material yang mengandung benturan kepentingan dan transaksi dengan pihak afiliasi Information material transactions with conflicts of interest and transactions with affiliates	v	v	N/A
	1. Nama pihak yang bertransaksi Name of the transacting parties	v		N/A
	2. Sifat hubungan afiliasi Nature of affiliation	v		N/A
	3. Penjelasan mengenai kewajaran transaksi A description of the fairness of the transaction	v		N/A
	4. Realisasi transaksi pada periode berjalan Realization of transactions during the period	v		N/A
17	Uraian mengenai perubahan peraturan perundang-undangan yang berpengaruh signifikan terhadap perusahaan Description on changes in laws and regulations having significant effects on the company	v	v	45 - 46
18	Uraian mengenai perubahan kebijakan akuntansi termasuk alasan dan dampaknya terhadap laporan keuangan Description of changes in accounting policies including the reasons and their impact on financial statements	v	v	162
VI. Tata Kelola Perusahaan *Good Corporate Governance*				
1	Uraian Dewan Komisaris, memuat: Description The Board of Commissioners, includes:	v	v	168 - 169
	1. Uraian pelaksanaan tugas Dewan Komisaris Description of the roles and responsibilities of the Board of Commissioners	v	v	168
	2. Pengungkapan prosedur penetapan dan besarnya remunerasi Disclosure of the procedure for determination of the amount of remuneration	v	v	169
	3. Frekuensi pertemuan Frequency of meetings	v	v	169
	4. Tingkat kehadiran Dewan Komisaris dalam pertemuan Attendance rate of Board of Commissioners member of the BOC meeting	v	v	169

Penjelasan | Descriptions		Kriteria Penilaian ARA 2009 ARA 2009 Assessment Criteria	X.K.6	Halaman Laporan Tahunan Page Annual Report
2	Uraian Direksi, memuat: Description The Board of Directors, includes:	v	v	
	1. Ruang lingkup pekerjaan dan tanggung jawab The scope of work and responsibility	v	v	170
	2. Pengungkapan prosedur penetapan dan besarnya remunerasi Disclosure of the procedure for determining and amount of remuneration	v	v	171
	3. Frekuensi pertemuan Meeting frequency	v	v	171
	4. Tingkat kehadiran anggota Direksi dalam pertemuan The attendance of board members in attendance	v	v	171
	5. Program pelatihan dalam rangka meningkatkan kompetensi direksi Training programs in order to improve the competence of directors	v	v	N/A
3	Komite Audit, mencakup: Audit Committee, include:	v	v	
	1. Nama, jabatan, dan riwayat hidup singkat Name, position, and brief curriculum vitae of each members	v	v	163
	2. Uraian tugas dan tanggung jawab Description of roles and responsibilities	v	v	163
	3. Frekuensi pertemuan dan tingkat kehadiran Komite Audit Frequency of meetings and attendance rate of each members of the audit committee at the meeting	v	v	164
	4. Laporan singkat pelaksanaan kegiatan Komite Audit Brief report on the activities of the audit committee	v	v	163
	5. Independensi anggota Komite Audit Independency of audit committee members	v		163
4	Komite nominasi, mencakup: Nomination committee, include:	v	v	
	1. Nama, jabatan, dan riwayat hidup singkat Name, position, and brief curriculum vitae of each members	v	v	165
	2. Independensi anggota komite nominasi Independency of nomination committee members	v	v	165
	3. Uraian tugas dan tanggung jawab Description of roles and responsibilities.	v	v	164
	4. Uraian pelaksanaan kegiatan komite nominasi Brief report on the activities of the nomination committee	v	v	165
	5. Frekuensi pertemuan dan tingkat kehadiran komite nominasi Frequency of meetings and attendance rate of each member of the nomination committee	v	v	165
5	Komite Remunerasi, mencakup: Remuneration Committee, include:	v	v	
	1. Nama, jabatan, dan riwayat hidup singkat Name, position, and brief curriculum vitae of each members	v	v	165
	2. Independensi anggota komite remunerasi Independency of remuneration committee members	v	v	165
	3. Uraian tugas dan tanggung jawab Description of roles and responsibilities	v	v	165
	4. Uraian pelaksanaan kegiatan komite remunerasi Brief report on the activities of the remuneration committee	v	v	165
	5. Frekuensi pertemuan dan tingkat kehadiran Frequency of meetings and attendance rate of each member of the remuneration committee	v	v	165
6	Komite Pemantauan Resiko, mencakup: Risk Monitoring Committee, include:	v	v	
	1. Nama, jabatan, dan riwayat hidup singkat anggota komite Name, position, and brief curriculum vitae of each members	v	v	167
	2. Independensi anggota komite Independency of risk monitoring committee members	v	v	167
	3. Uraian tugas dan tanggung jawab Description of roles and responsibilities	v	v	166
	4. Uraian pelaksanaan kegiatan komite Brief report on the activities of the risk monitoring committee	v	v	167
	5. Frekuensi pertemuan dan tingkat kehadiran komite Frequency of meetings and attendance rate of each member of the risk monitoring committee	v	v	167

Penjelasan | Descriptions		Kriteria Penilaian ARA 2009 ARA 2009 Assessment Criteria	X.K.6	Halaman Laporan Tahunan Page Annual Report
7	Komite GCG, mencakup GCG Committee Risk Monitoring Committee, include:	v	v	
	1. Nama, jabatan, dan riwayat hidup singkat anggota komite Name, position, and brief curriculum vitae of each members	v	v	167
	2. Independensi anggota komite lain Independency of GCG committee members	v	v	167
	3. Uraian tugas dan tanggung jawab Description of roles and responsibilities	v	v	166
	4. Uraian pelaksanaan kegiatan komite lain Brief report on the activities of the GCG committee	v	v	167
	5. Frekuensi pertemuan dan tingkat kehadiran komite lain Frequency of meetings and attendance rate of each member of the GCG committee	v	v	167
8	Uraian mengenai kebijakan penetapan remunerasi bagi Direksi yang dikaitkan dengan kinerja perusahaan. Mencakup: Description on the remuneration policy for Directors which is associated with firm performance. Includes:		v	170; 171 - 172; 174 - 175
	1. Prosedur penetapan remunerasi tertuang dalam SOP Remuneration procedures contained in SOP	v		171 - 172
	2. Indikator kinerja untuk mengukur performance Direksi Performance indicators to measure the performance of Directors	v		170 - 171
9	Uraian tugas dan Fungsi Sekretaris Perusahaan, mencakup: Description of tasks and function of the Corporate Secretary, includes:			178 - 186
	1. Nama dan riwayat jabatan singkat sekretaris perusahaan Name and brief history of the position of Corporate Secretary	v	v	239
	2. Uraian pelaksanaan tugas sekretaris perusahaan Description of the tasks performed by the Corporate Secretary	v	v	178 - 186
10	Uraian mengenai unit audit internal, mencakup: Description of the company's Internal Audit Unit	v	v	172 - 173, 188
	1. Nama ketua unit audit internal Name of the head of internal audit	v		239
	2. Struktur unit audit internal Structure of internal audit unit	v		188
	3. Piagam unit audit internal Charter of internal audit unit	v		188
	4. Uraian pelaksanaan tugas Description of roles	v	v	188
11	Uraian mengenai manajemen risiko perusahaan, mencakup: Description of the company's management risk			
	1. Penjelasan mengenai risiko-risiko yang dihadapi perusahaan Explanation of the risks faced by the company	v	v	42 - 46
	2. Upaya untuk mengelola risiko tersebut Efforts to manage those risks	v	v	42 - 46
12	Uraian mengenai aktivitas dan biaya yang dikeluarkan berkaitan dengan tanggung jawab sosial perusahaan terutama mengenai "community development program" yang telah dilakukan Description on the activities and expenses incurred related to corporate social responsibility, particularly on "community development program" which have been carried out	v	v	220 - 229
	1. Mitra Usaha binaan Perusahaan Supervised Business Partner	v		224 - 226
	2. Program pengembangan pendidikan Education development program	v		227 - 228
	3. Program perbaikan kesehatan Health improvement program	v		227
	4. Program pengembangan seni budaya Culture development program	v		220 - 229
	5. Biaya yang telah dikeluarkan Expenses incurred	v		229
13	Uraian mengenai aktivitas dan biaya yang dikeluarkan berkaitan dengan tanggung jawab sosial perusahaan terutama aktivitas lingkungan Description on the activities and expenses incurred related to corporate social responsibility, particularly on environmental activities	v	v	212 - 219
	1. Aktivitas pelestarian lingkungan Preserving environment activity	v	v	210
	2. Aktivitas pengelolaan lingkungan Environment management activity	v		191 - 215
	3. Sertifikasi atas pengelolaan lingkungan Certification to Environment management	v		214
	4. Biaya yang telah dikeluarkan Expenses incurred	v		229
14	Perkara penting yang sedang dihadapi oleh Emiten atau Perusahaan Publik, Direksi dan anggota dewan Komisaris yang sedang menjabat, mencakup: Important cases faced by the Issuer or Public Company, current members of the Board of Directors and Board of Commissioners, includes:	v	v	190 - 191
	1. Pokok perkara/gugatan Material of the case/claim	v	v	190 - 191
	2. Kasus posisi Case status	v	v	190 - 191
	3. Status penyelesaian perkara/gugatan Status of settlement of case/claim	v	v	190 - 191
	4. Pengaruhnya terhadap kondisi keuangan perusahaan Potential impacts on the financial condition of the company	v	v	190 - 191

	Penjelasan | Descriptions	Kriteria Penilaian ARA 2009 ARA 2009 Assessment Criteria	X.K.6	Halaman Laporan Tahunan Page Annual Report
15	Akses informasi dan data perusahaan kepada publik melalui website, media massa, *mailing list, newsletter* Description on the Company's information access and availability through website, media, mailing list and newsletter	v	v	179 - 181
16	Etika Perusahaan Company Ethics			
	1. Keberadaan code of conduct The existence of the Code of Conduct	v		182
	2. Isi code of conduct Content of the Code of Conduct	v		182 - 183
	3. Penyebaran code of conduct kepada karyawan dan upaya penegakannya Distribution of the Code of Conduct to the employees and efforts to uphold the Code	v		183
	4. Pernyataan mengenai budaya perusahaan yang dimiliki perusahaan Statement concerning the corporate culture	v		182 - 183
VII. Informasi Keuangan *Financial Information*				
1	Surat Pernyataan Direksi tentang Tanggung Jawab Direksi atas Laporan Keuangan. Kesesuaian dengan peraturan Bapepam-LK No. VIII.G.11 tentang Tanggung Jawab Direksi atas Laporan Keuangan Directors Statement of Responsibilities of Directors Financial Statements. Conformity with Bapepam-LK regulations. VIII.G.11 regarding Responsibility of Directors to the Financial Statements	v	v	Laporan Keuangan Konsolidasi Consolidated Financial Statements
2	Opini akuntan atas laporan keuangan: Kesesuaian dengan SPAP-IAI Opinion accountant on the financial statements: Compatibility with SPAP-IAI	v	v	Laporan Keuangan Konsolidasi Consolidated Financial Statements
3	Deskripsi Auditor Independen di Opini. Deskripsi memuat: Description of Independent Auditors Opinion. Description contains:			
	1. Nama & tanda tangan Name & signature	v		Laporan Keuangan Konsolidasi Consolidated Financial Statements
	2. Tanggal Laporan Audit Audit Report Date	v		Laporan Keuangan Konsolidasi Consolidated Financial Statements
	3. No. ijin KAP No. KAP permit	v		Laporan Keuangan Konsolidasi Consolidated Financial Statements
4	Laporan keuangan yang lengkap memuat unsur-unsur: Comprehensive Financial Statements includes the following elements:	v	v	Laporan Keuangan Konsolidasi Consolidated Financial Statements
	1. Neraca Balance	v		Laporan Keuangan Konsolidasi Consolidated Financial Statements
	2. Laporan laba rugi Consolidated profit and loss	v		Laporan Keuangan Konsolidasi Consolidated Financial Statements
	3. Laporan perubahan ekuitas Statement of changes in equity	v		Laporan Keuangan Konsolidasi Consolidated Financial Statements
	4. Laporan arus kas Consolidated cash flow	v		Laporan Keuangan Konsolidasi Consolidated Financial Statements
	5. Catatan atas laporan keuangan Notes to the financial statements	v		Laporan Keuangan Konsolidasi Consolidated Financial Statements
5	Perbandingan tingkat profitabilitas mengenai perbandingan laba/rugi usaha tahun berjalan dengan tahun sebelumnya Comparison of the profitability of the ratio of profit / loss from operations for the year by the previous year	v		155 - 156
6	Penyajian Laporan Arus Kas, memenuhi ketentuan: Cash Flow Statement Presentation, to meet the following conditions:	v		Laporan Keuangan Konsolidasi Consolidated Financial Statements
	1. Penggunaan metode langsung The use of direct methods	v		Laporan Keuangan Konsolidasi Consolidated Financial Statements
	2. Pengelompokan dalam tiga kategori aktivitas: aktivitas operasi, investasi, dan pendanaan Grouped into three categories of activity: operating, investing, and financing	v		Laporan Keuangan Konsolidasi Consolidated Financial Statements
	3. Pengungkapan aktivitas yang tidak mempengaruhi arus kas Disclosure of activities not affecting cash flow	v		Laporan Keuangan Konsolidasi Consolidated Financial Statements
	4. Pemisahan penyajian antara penerimaan kas dan atau pengeluaran kas kepada pelanggan, karyawan, pemasok, dan pembayaran pajak selama tahun berjalan pada aktivitas operasi The separation between the presentation of cash receipts and disbursements of cash or to customers, employees, suppliers, and tax payments during the year in operating activities	v		Laporan Keuangan Konsolidasi Consolidated Financial Statements
	5. Penyajian penambahan dan pembayaran hutang jangka panjang serta dividen pada aktivitas pendanaan Presentation of additional and long-term debt payments, and dividends on financing activities	v		Laporan Keuangan Konsolidasi Consolidated Financial Statements

Penjelasan | Descriptions		Kriteria Penilaian ARA 2009 ARA 2009 Assessment Criteria	X.K.6	Halaman Laporan Tahunan Page Annual Report
7	Ikhtisar Kebijakan Akuntansi, meliputi sekurangnya: Summary of Significant Accounting Policies, including at least:	v		10 - 11; 12 - 14; 162; Laporan Keuangan Konsolidasi Consolidated Financial Statements
	1. Konsep dasar penyajian laporan keuangan Basic concepts of financial statement presentation	v		10 - 11; 162
	2. Pengakuan pendapatan dan beban Recognition of income and expenses	v		Laporan Keuangan Konsolidasi Consolidated Financial Statements
	3. Penilaian investasi Investment appraisal	v		Laporan Keuangan Konsolidasi Consolidated Financial Statements
	4. Penilaian dan metode penyusutan aset tetap Valuation and depreciation method of fixed assets	v		Laporan Keuangan Konsolidasi Consolidated Financial Statements
	5. Dasar perhitungan laba per saham Basic earnings per share calculation	v		12 - 14
8	Transaksi dengan Pihak yang Mempunyai Hubungan Istimewa Transactions with Related Parties	v		160 - 162
	1. Rincian jenis transaksi, nama pihak yang memiliki hubungan istimewa, dan jumlah piutang dan atau hutang yang terkait Details of the type of transaction, the name of a related party, and the amount receivable or payable and related	v		160 - 162
	2. Dirinci jumlah masing-masing pos aset, kewajiban, penjualan dan pembelian (beban) kepada pihak yang mempunyai hubungan istimewa beserta persentasenya terhadap total aset, kewajiban, penjualan dan pembelian (beban) Specified number of each heading of assets, liabilities, sales and purchases (expenses) to a related party and its percentage to total assets, liabilities, sales and purchases (expense)	v		160 - 162
	3. Penjelasan transaksi yang tidak berhubungan dengan kegiatan usaha utama dan jumlah hutang/piutang sehubungan dengan transaksi tersebut Explanation of transactions that are not related to the core business and the amount payable/receivable in connection with the transaction	v		160 - 162
	4. Sifat hubungan, jenis dan unsur transaksi hubungan istimewa The nature of the relationship, the types and elements of related transactions	v		160 - 162
	5. Kebijakan harga dan syarat transaksi serta pernyataan apakah penerapan kebijakaan harga dan syarat tersebut sama dengan kebijakan harga dan syarat untuk transaksi dengan pihak ketiga Pricing policy and terms of transaction and a statement whether the application of price policy and the policy terms are the same as the price and terms for transactions with third parties	v		160 - 162
9	Pengungkapan yang Berhubungan dengan Perpajakan Disclosure related to Taxation Hal-hal yang harus diungkapkan selain Jenis dan Jumlah Hutang Pajak Things that should be disclosed other than type and amount of Tax Debt	v		Laporan Keuangan Konsolidasi Consolidated Financial Statements
	1. Rekonsiliasi antara beban (penghasilan) pajak dengan hasil perkalian laba akuntansi dengan tarif yang berlaku dengan mengungkapkan dasar perhitungan tarif pajak yang berlaku Reconciliation between tax expense (income) and the result of multiplying the income by the current rate and disclose the basis for calculating the effective tax rate	v		Laporan Keuangan Konsolidasi Consolidated Financial Statements
	2. Rekonsiliasi fiskal dan perhitungan beban pajak kini Reconciliation of fiscal and current tax expense calculation	v		Laporan Keuangan Konsolidasi Consolidated Financial Statements
	3. Pernyataan bahwa Laba Kena Pajak (LKP) hasil rekonsiliasi telah sesuai dengan SPT A statement that the Taxable Income (CGC) reconciliation is in accordance with the Tax Return	v		Laporan Keuangan Konsolidasi Consolidated Financial Statements
	4. Rincian aset dan kewajiban pajak tangguhan yang disajikan pada neraca untuk setiap periode penyajian, dan jumlah beban (penghasilan) pajak tangguhan yang diakui pada laporan laba rugi apabila jumlah tersebut tidak terlihat dari jumlah aset atau kewajiban pajak tangguhan yang diakui pada neraca Details of deferred tax assets and liabilities are presented on the balance sheet for each presentation period, and total expense (income) tax is recognized in earnings when the amount is not evident from the amount of deferred tax assets or liabilities are recognized on the balance sheet	v		Laporan Keuangan Konsolidasi Consolidated Financial Statements
	5. Pengungkapan ada atau tidak ada sengketa pajak Disclosure or not there is tax dispute	v		Laporan Keuangan Konsolidasi Consolidated Financial Statements

Penjelasan | Descriptions		Kriteria Penilaian ARA 2009 ARA 2009 Assessment Criteria	X.K.6	Halaman Laporan Tahunan Page Annual Report
10	Aset & Kewajiban Dalam Mata Uang Asing, mencakup: Assets and Liabilities in Foreign Currency, include:	v		143 - 148
	1. Rincian aset dan kewajiban dalam mata uang asing serta ekuivalennya dalam rupiah Details of assets and liabilities denominated in foreign currency and its equivalent in rupiah	v		143 - 148
	2. Posisi neto dari aset dan kewajiban dalam mata uang asing Net position of assets and liabilities denominated in foreign currencies	v		143 - 146
	3. Rincian kontrak valuta berjangka dan equivalen dalam rupiah Details of forward exchange contracts and the equivalent in rupiah	v	N/A	N/A
	4. Kebijakan manajemen risiko mata uang asing Risk management policies of foreign currency	v		189
	5. Apabila lindung nilai tidak dilakukan, alasan untuk tidak melakukannya If hedging is not performed, reason not to do	v	N/A	N/A
11	Perkembangan Terakhir Standar Akuntansi Keuangan dan Peraturan Lainnya, mencakup: Prospective Statement of Financial Accounting Standards and Other Regulations, include:	v		162
	1. Penjelasan mengenai standar akuntansi keuangan dan peraturan baru yang diterapkan dan mempengaruhi aktivitas perusahaan Explanation of financial accounting standards and new regulations are implemented and affect the company's activities	v		162
	2. Dampak penerapan standar akuntansi keuangan dan peraturan baru Impact of implementation of financial accounting standards and new regulations	v		162
12	Komitmen dan Kontinjensi, mencakup: Commitments and Contingencies, included:	v		
	1. Untuk perikatan berupa perjanjian sewa, keagenan dan distribusi, bantuan manajemen teknis, royalti dan lisensi memuat uraian tentang pihak-pihak yang terkait, periode berlakunya perikatan, dasar penentuan kompensasi dan denda, jumlah beban atau pendapatan pada periode pelaporan, dan pembatasan-pembatasan lainnya For ties in the form of a lease agreement, agency and distribution, technical management assistance, royalties and license, a description of the parties involved, period of validity, the basis for determining compensation and fines, the amount of expense or income in the reporting period, and other restrictions	v		153
	2. Untuk perikatan berupa Kontrak/perjanjian yang memerlukan penggunaan dana di masa yang akan datang, seperti: pembangunan pabrik, perjanjian pembelian, ikatan untuk investasi, dsb memuat uraian tentang pihak-pihak yang terkait dalam perjanjian, periode berlakunya perikatan, nilai keseluruhan, mata uang, dan bagian yang telah direalisasi For ties in the form of contracts / agreements that require the use of funds in the future, such as: building factories, purchasing agreements, commitments for investment, etc. includes a description of the parties involved in the agreement, the period of validity, the overall value, currency, and parts which are realized	v		117 - 118
	3. Untuk pemberian jaminan/garansi memuat uraian tentang pihak-pihak yang dijamin dan yang menerima jaminan, yang dipisahkan antara pihak yang mempunyai hubungan istimewa dan pihak ketiga untuk pihak yang dijamin, latar belakang dikeluarkannya jaminan, periode berlakunya jaminan, nilai jaminan To guarantee / warranty, a description of the secured parties and which receives assurance, which are separated between the parties and a related third party for the secured parties, the background release of guarantee, warranty period, the value of collateral	v		191
	4. Perkara/sengketa hukum dengan mengungkapkan pihak-pihak yang terkait, jumlah yang diperkarakan, serta latar belakang, isi dan status perkara dan pendapat hukum (legal opinion) Case / legal dispute by revealing the parties involved, the amount sued, as well as the background, content and status of cases and legal opinions (legal opinion)	v		190 - 191
	5. Untuk peraturan pemerintah yang mengikat perusahaan seperti: masalah lingkungan hidup, diungkapkan uraian singkat tentang peraturan dan dampaknya terhadap perusahaan. For government regulations that bind the company, such as environmental issues, a brief description of the regulation and its impact on the company.	v		214

Laporan Keuangan

Financial Statement

Photograph by Professional

Halaman ini sengaja dikosongkan

This page is intentionally left blank

PT Medco Energi Internasional Tbk.
The Energy 52nd Fl.
SCBD Lot 11A
Jl. Jend. Sudirman, Jakarta 12190

Tel +62 21 2995.3000
Fax +62 21 2995.3001
www.medcoenergi.com

MEDCOENERGI

FORMULIR / *FORM* No. VIII.G.11-1

SURAT PERNYATAAN DIREKSI
TENTANG
TANGGUNG JAWAB ATAS PENYAJIAN LAPORAN KEUANGAN KONSOLIDASI AUDITAN UNTUK TAHUN YANG BERAKHIR 31 DESEMBER 2009 DAN 2008
PT MEDCO ENERGI INTERNASIONAL TBK DAN ANAK PERUSAHAAN

Kami yang bertanda tangan dibawah ini,

1. Nama/*Name* : Darmoyo Doyoatmojo
   No. Identitas/*Id Number* : 09.5305.171051.0094
   Alamat/*Address* : Cipulir Permai, Blok R No. 12, Rt. 006 / Rw. 012 Grogol Selatan, Kebayoran Lama, Jakarta Selatan
   Jabatan/*Title* : Direktur Utama / *President Director*

2. Nama/*Name* : D. Cyril Noerhadi
   No. Identitas/*Id Number* : 09.5301.110461.0273
   Alamat/*Address* : Jl. Darmawangsa XII 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 2009 dan 2008 ("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.

DIRECTORS' STATEMENT
ON
THE RESPONSIBILITY FOR PRESENTATION OF THE AUDITED CONSOLIDATED FINANCIAL STATEMENTS FOR THE YEARS ENDED 31st DECEMBER 2009 AND 2008
PT MEDCO ENERGI INTERNASIONAL TBK AND SUBSIDIARIES

We the undersigned,

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 Years Ended 31st December 2009 and 2008 ("The Annual Consolidated Financial Statements of the Company and Subsidiaries");*

2. *The Annual Consolidated Financial Statements of the Company and Subsidiaries have 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 has been fully and accurately disclosed;*

   b. *The Annual Consolidated Financial Statements of the Company and Subsidiaries do 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, 18 Maret *March* 2010
PT Medco Energi Internasional Tbk

METERAI TEMPEL
3827DAAF066291993
6000 DJP

Darmoyo Doyoatmojo
Direktur Utama / *President Director*

D. Cyril Noerhadi
Direktur Keuangan / *Finance Director*

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 - 129	….. *Notes to the Consolidated Financial Statements*
Informasi Tambahan (Tidak Diaudit)……...	130 - 133	……..*Supplementary Information (Unaudited)*

****

The original consolidated financial statements included herein are in the Indonesian language.

ERNST & YOUNG

Purwantono, Sarwoko & Sandjaja
Indonesia 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/id

The original report included herein is in the Indonesian language.

Laporan Auditor Independen

Laporan No. RPC-11241

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 pada tanggal 31 Desember 2009 dan 2008, 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.

Kami melaksanakan audit berdasarkan standar auditing yang ditetapkan Institut Akuntan Publik 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 memberikan dasar memadai untuk menyatakan pendapat.

Menurut pendapat kami, 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 2009 dan 2008, dan hasil usaha serta arus kas untuk tahun yang berakhir pada tanggal-tanggal tersebut sesuai dengan prinsip akuntansi yang berlaku umum di Indonesia.

Independent Auditors' Report

Report No. RPC-11241

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, 2009 and 2008, and the related consolidated statements of income, changes in equity and cash flows for the years then ended. These financial statements are the responsibility of the Company's management. Our responsibility is to express an opinion on these financial statements based on our audits.

We conducted our audits in accordance with auditing standards established by the Indonesian Institute of Certified Public 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 provide a reasonable basis for our opinion.

In our opinion, 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, 2009 and 2008, and the results of their operations and their cash flows for the years then ended in conformity with generally accepted accounting principles in Indonesia.

Purwantono, Sarwoko & Sandjaja

Drs. Hari Purwantono
Izin Akuntan Publik No. 98.1.0065/*Public Accountant License No. 98.1.0065*

18 Maret 2010/*March 18, 2010*

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.

Purwantono, Sarwoko & Sandjaja
Registered Public Accountants No. KEP-122/KM.5/2006
A member firm of Ernst & Young Global Limited

PT MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
DAN ANAK PERUSAHAAN
NERACA KONSOLIDASI
31 Desember 2009 dan 2008
(Disajikan dalam Dolar Amerika Serikat, kecuali dinyatakan lain)

PT MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
AND SUBSIDIARIES
CONSOLIDATED BALANCE SHEETS
December 31, 2009 and 2008
(Expressed in United States Dollars, unless otherwise stated)

	Catatan/ *Notes*	2009	2008	
ASET				***ASSETS***
ASET LANCAR				***CURRENT ASSETS***
Kas dan setara kas	2e,2f,3,34	253,025,979	348,549,807	*Cash and cash equivalents*
Investasi jangka pendek - bersih	2g,4,37	191,626,219	173,966,655	*Short-term investments - net*
Rekening bank yang dibatasi penggunaannya	2e,2h,9,34	3,066,399	-	*Restricted cash in banks*
Piutang usaha				*Trade receivables*
- Pihak yang mempunyai hubungan istimewa	2e,5,34	19,433,501	6,790,493	*Related party -*
- Pihak ketiga setelah dikurangi penyisihan piutang ragu-ragu sebesar AS$1.903.339 pada tahun 2009 dan AS$113.914 pada tahun 2008	2i,5,20	100,942,089	123,037,917	*Third parties - net of allowance for doubtful accounts of US$1,903,339 in 2009 and US$113,914 in 2008*
Piutang lain-lain				*Other receivables*
- Pihak yang mempunyai hubungan istimewa	2e,6,34	1,684,573	-	*Related party -*
- Pihak ketiga setelah dikurangi penyisihan piutang ragu-ragu sebesar AS$6.123.836 pada tahun 2009 dan AS$6.437.847 pada tahun 2008	2i,6	148,927,694	156,207,621	*Third parties - net of allowance for doubtful accounts of US$6,123,836 in 2009 and US$6,437,847 in 2008*
Persediaan - setelah dikurangi penyisihan penurunan nilai sebesar AS$1.589.435 pada tahun 2009 dan AS$6.613.315 pada tahun 2008	2j,7	39,973,612	31,991,299	*Inventories - net of allowance for decline in value of US$1,589,435 in 2009 and US$6,613,315 in 2008*
Pajak dibayar di muka	2u,8,17	25,627,365	13,659,970	*Prepaid taxes*
Beban dibayar di muka	2k	5,561,958	7,625,460	*Prepaid expenses*
Aset lancar lain-lain	14	1,353,058	971,348	*Other current assets*
Jumlah Aset Lancar		**791,222,447**	**862,800,570**	***Total Current Assets***
ASET TIDAK LANCAR				***NON-CURRENT ASSETS***
Piutang lain-lain - pihak ketiga - setelah dikurangi penyisihan piutang ragu-ragu sebesar AS$210.195 pada tahun 2009 dan AS$53.414 pada tahun 2008	2i,6	15,224,924	10,141,898	*Other receivables from third parties - net of allowance for doubtful accounts of US$210,195 in 2009 and US$53,414 in 2008*
Rekening bank yang dibatasi penggunaannya	2e,2h,9,34	33,903,582	57,271,614	*Restricted cash in banks*
Aset pajak tangguhan - bersih	2u,30	92,944,598	57,526,218	*Deferred tax assets - net*
Investasi saham	2g,10	9,884,678	10,487,847	*Investments in shares of stock*
Investasi pada proyek	2g,11	22,356,855	31,739,085	*Investments in projects*

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 the Indonesian language.

PT MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
DAN ANAK PERUSAHAAN
NERACA KONSOLIDASI (lanjutan)
31 Desember 2009 dan 2008
(Disajikan dalam Dolar Amerika Serikat, kecuali dinyatakan lain)

PT MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
AND SUBSIDIARIES
CONSOLIDATED BALANCE SHEETS (continued)
December 31, 2009 and 2008
(Expressed in United States Dollars, unless otherwise stated)

	Catatan/ *Notes*	2009	2008	
Aset tetap - setelah dikurangi akumulasi penyusutan sebesar AS$77.790.576 pada tahun 2009 dan AS$74.512.570 pada tahun 2008	2c,2l,2m,2w,2x, 12,28c,29	235,921,275	157,416,423	*Property, plant and equipment - net of accumulated depreciation of US$77,790,576 in 2009 and US$74,512,570 in 2008*
Aset minyak dan gas bumi - setelah dikurangi akumulasi penyusutan, deplesi dan amortisasi sebesar AS$720.615.609 pada tahun 2009 dan AS$771.209.845 pada tahun 2008	2c,2n,2s, 2x,13,28c	798,472,696	757,319,052	*Oil and gas properties - net of accumulated depreciation, depletion and amortization of US$720,615,609 in 2009 and US$771,209,845 in 2008*
Aset derivatif	2v,9,19	2,018,869	-	*Derivative assets*
Aset lain-lain - bersih	2o,14	38,559,454	35,520,939	*Other assets - net*
Jumlah Aset Tidak Lancar		**1,249,286,931**	**1,117,423,076**	***Total Non-current Assets***
JUMLAH ASET		**2,040,509,378**	**1,980,223,646**	***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.

The original consolidated financial statements included herein are in the Indonesian language.

PT MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
DAN ANAK PERUSAHAAN
NERACA KONSOLIDASI (lanjutan)
31 Desember 2009 dan 2008
(Disajikan dalam Dolar Amerika Serikat, kecuali dinyatakan lain)

PT MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
AND SUBSIDIARIES
CONSOLIDATED BALANCE SHEETS (continued)
December 31, 2009 and 2008
(Expressed in United States Dollars, unless otherwise stated)

	Catatan/ *Notes*	2009	2008	
KEWAJIBAN DAN EKUITAS				***LIABILITIES AND EQUITY***
KEWAJIBAN JANGKA PENDEK				***CURRENT LIABILITIES***
Hutang bank	2p,20	60,982,254	50,198,115	*Short-term bank loans*
Hutang usaha	15	95,374,974	90,044,202	*Trade payables*
Hutang lain-lain	2m,16a	31,294,599	29,466,130	*Other payables*
Hutang pajak	2u,17	27,033,024	46,066,447	*Taxes payable*
Beban yang masih harus dibayar dan provisi lain-lain	2bb,18	43,644,138	44,324,107	*Accrued expenses and other provisions*
Kewajiban derivatif	2v,9,19	-	9,992,334	*Derivative liabilities*
Kewajiban jangka panjang yang jatuh tempo dalam satu tahun				*Current maturities of long-term debt*
Hutang bank	2p,20	67,265,025	9,861,934	*Bank loans*
Wesel bayar	2p, 21	88,075,075	-	*Notes payable*
Obligasi Rupiah	2p,21	-	107,825,032	*Rupiah bonds*
Uang muka dari pelanggan				
- Pihak yang mempunyai hubungan istimewa	2e,16b, 34,37	95,493,965	-	*Advances from customer Related party -*
Jumlah Kewajiban Jangka Pendek		**509,163,054**	**387,778,301**	***Total Current Liabilities***
KEWAJIBAN JANGKA PANJANG				***NON-CURRENT LIABILITIES***
Hutang jangka panjang - setelah dikurangi bagian yang jatuh tempo dalam satu tahun				*Long-term debt - net of current maturities*
Hutang bank	2p,20	368,491,424	288,387,656	*Bank loans*
Obligasi rupiah	2p,21	158,686,102	-	*Rupiah bonds*
Medium-term notes	2p,21	41,829,672	-	*Medium-term notes*
Wesel bayar	2p,21	-	88,676,776	*Notes payable*
Obligasi yang dapat dikonversi yang digaransi	2p,21	-	148,112,162	*Guaranteed convertible bonds*
Kewajiban pajak tangguhan - bersih	2u,30	72,175,948	89,645,349	*Deferred tax liabilities - net*
Kewajiban imbalan kerja	2r,33	4,090,595	3,363,947	*Employee benefits obligation*
Kewajiban pembongkaran aset dan restorasi area dan provisi lain-lain	2s,2bb,39	48,254,501	67,276,485	*Asset abandonment and site restoration obligations and other provisions*
Uang muka dari pelanggan				*Advances from customers*
- Pihak yang mempunyai hubungan istimewa	2e,16b, 34,37	30,978,253	121,418,155	*Related party -*
- Pihak ketiga	16b	20,951,067	15,168,478	*Third parties -*
Hutang lain-lain	2m,16a	58,205,673	25,012,524	*Other payables*
Jumlah Kewajiban Jangka Panjang		**803,663,235**	**847,061,532**	***Total Non-Current Liabilities***
GOODWILL NEGATIF - Bersih	2c,22	**35,242**	**58,672**	***NEGATIVE GOODWILL - Net***
HAK MINORITAS ATAS ASET BERSIH ANAK PERUSAHAAN	2b,23a	**18,883,307**	**12,172,226**	***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.

The original consolidated financial statements included herein are in the Indonesian language.

PT MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
DAN ANAK PERUSAHAAN
NERACA KONSOLIDASI (lanjutan)
31 Desember 2009 dan 2008
(Disajikan dalam Dolar Amerika Serikat, kecuali dinyatakan lain)

PT MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
AND SUBSIDIARIES
CONSOLIDATED BALANCE SHEETS (continued)
December 31, 2009 and 2008
(Expressed in United States Dollars, unless otherwise stated)

	Catatan/ *Notes*	2009	2008	
EKUITAS				***EQUITY***
Modal saham - nilai nominal Rp100 per saham				*Capital stock - Rp100 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	1b,24	101,154,464	101,154,464	*Issued and fully paid - 3,332,451,450 shares*
Saham treasuri - 390.454.500 saham	2q,24	(5,574,755)	(5,574,755)	*Treasury stock - 390,454,500 shares*
		95,579,709	95,579,709	
Tambahan modal disetor	2p,2q,25	108,626,898	108,626,898	*Additional paid-in capital*
Dampak perubahan transaksi ekuitas anak perusahaan/ perusahaan asosiasi	2g,2y,26	107,870	107,870	*Effects of changes in equity transactions of subsidiaries/ associated companies*
Selisih kurs karena penjabaran laporan keuangan	2d	947,501	437,914	*Translation adjustments*
Saldo laba				*Retained earnings*
- Ditentukan penggunaannya		6,492,210	6,492,210	*Appropriated -*
- Tidak ditentukan penggunaannya		497,010,352	521,908,314	*Unappropriated -*
Jumlah Ekuitas		**708,764,540**	**733,152,915**	***Total Equity***
JUMLAH KEWAJIBAN DAN EKUITAS		**2,040,509,378**	**1,980,223,646**	***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.

The original consolidated financial statements included herein are in the Indonesian language.

PT MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
DAN ANAK PERUSAHAAN
LAPORAN LABA RUGI KONSOLIDASI
Tahun Yang Berakhir Pada Tanggal-tanggal
31 Desember 2009 dan 2008
(Disajikan dalam Dolar Amerika Serikat, kecuali dinyatakan lain)

PT MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
AND SUBSIDIARIES
CONSOLIDATED STATEMENTS OF INCOME
Years Ended December 31, 2009 and 2008
(Expressed in United States Dollars, unless otherwise stated)

	Catatan/ *Notes*	2009	2008	
Penjualan dan Pendapatan Usaha Lainnya	2e, 2t,27			***Sales and Other Operating Revenues***
Penjualan minyak dan gas bersih		470,205,454	841,007,989	*Net oil and gas sales*
Pendapatan dari kontrak lainnya dan jasa terkait		83,772,440	145,027,255	*Revenues from other contracts and related services*
Penjualan tenaga listrik		66,069,563	81,868,075	*Electric power sales*
Penjualan kimia dan produk petroleum lainnya bersih		47,753,921	215,914,911	*Net sales of chemical and other petroleum products*
JUMLAH PENJUALAN DAN PENDAPATAN USAHA LAINNYA		**667,801,378**	**1,283,818,230**	***TOTAL SALES AND OTHER OPERATING REVENUES***
BEBAN POKOK PENJUALAN DAN BIAYA LANGSUNG LAINNYA				***COST OF SALES AND OTHER DIRECT COSTS***
Biaya produksi dan lifting	2t,28a	(166,048,309)	(195,322,803)	*Production and lifting costs*
Penyusutan, deplesi dan amortisasi	2l,2m,2n,2s, 12,13,22,28b	(77,462,893)	(122,985,148)	*Depreciation, depletion and amortization*
Biaya kontrak lainnya dan jasa terkait	2t,28c	(65,806,877)	(100,148,897)	*Cost of other contracts and related services*
Beban pokok penjualan kimia dan produk petroleum lainnya	2t,28d	(45,992,572)	(209,141,072)	*Cost of sales of chemical and other petroleum products*
Beban pokok penjualan tenaga listrik	2t,28e	(44,616,217)	(60,690,476)	*Cost of electric power sales*
Beban eksplorasi	2n,2t,28f	(24,190,154)	(62,938,673)	*Exploration costs*
Biaya pembelian minyak mentah	2t,28g	(14,567,980)	(34,452,858)	*Cost of crude oil purchases*
JUMLAH BEBAN POKOK PENJUALAN DAN BIAYA LANGSUNG LAINNYA		**(438,685,002)**	**(785,679,927)**	***TOTAL COST OF SALES AND OTHER DIRECT COSTS***
LABA KOTOR		**229,116,376**	**498,138,303**	***GROSS PROFIT***
BEBAN USAHA	2t,29	**(156,920,127)**	**(154,362,809)**	***OPERATING EXPENSES***
LABA USAHA		**72,196,249**	**343,775,494**	***INCOME FROM OPERATIONS***
Penghasilan (Beban) Lain-lain	2t			***Other Income (Expenses)***
Keuntungan dari pelepasan anak perusahaan	2b,37	30,672,020	260,461,557	*Net gains on disposal of subsidiaries*
Keuntungan (kerugian) atas investasi jangka pendek - bersih	2g	24,151,574	(33,859,109)	*Gains (losses) on short - term investments - net*
Keuntungan (kerugian) transaksi derivatif	2v,19	6,696,929	(10,041,234)	*Gains (losses) from derivative transactions*
Beban bunga - bersih	20,21	(50,143,505)	(46,162,729)	*Interest expense - net*
Kerugian dari selisih kurs - bersih	2d	(15,850,157)	(8,782,921)	*Losses on foreign exchange - net*
Kerugian atas penurunan nilai aset		(12,738,625)	(39,208,020)	*Loss on impairment of assets*
Beban pendanaan - bersih		(10,531,815)	(17,255,117)	*Financing charges - net*
Bagian hak atas (rugi) laba dari perusahaan asosiasi - bersih	2g,10	(2,647,875)	9,945,631	*Equity in net (loss) income of associated entities - net*
Pendapatan dari penghentian perjanjian EJVA Anadarko		-	25,340,200	*Income from termination of Anadarko EJVA agreement*
Pendapatan dari *uplift*		-	14,807,500	*Uplift income*
Lain-lain - bersih		8,745,561	(1,789,625)	*Others - net*
PENGHASILAN (BEBAN) LAIN-LAIN - BERSIH		(21,645,893)	153,456,133	***OTHER INCOME (EXPENSES) - NET***
LABA SEBELUM BEBAN PAJAK		**50,550,356**	**497,231,627**	***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.

The original consolidated financial statements included herein are in the Indonesian language.

PT MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
DAN ANAK PERUSAHAAN
LAPORAN LABA RUGI KONSOLIDASI (lanjutan)
Tahun Yang Berakhir Pada Tanggal-tanggal
31 Desember 2009 dan 2008
(Disajikan dalam Dolar Amerika Serikat, kecuali dinyatakan lain)

PT MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
AND SUBSIDIARIES
CONSOLIDATED STATEMENTS OF INCOME
(continued)
Years Ended December 31, 2009 and 2008
(Expressed in United States Dollars, unless otherwise stated)

	Catatan/ *Notes*	2009	2008	
Manfaat (Beban) Pajak	2u,30			***Tax Benefit (Expense)***
Pajak kini		(72,915,436)	(170,362,566)	*Current tax*
Pajak tangguhan		44,748,010	(37,808,264)	*Deferred tax*
JUMLAH BEBAN PAJAK		**(28,167,426)**	**(208,170,830)**	***TOTAL TAX EXPENSE***
LABA SEBELUM HAK MINORITAS ATAS LABA BERSIH ANAK PERUSAHAAN YANG DIKONSOLIDASI		**22,382,930**	**289,060,797**	***INCOME BEFORE MINORITY INTERESTS IN NET INCOME OF CONSOLIDATED SUBSIDIARIES***
BAGIAN MINORITAS ATAS LABA BERSIH ANAK PERUSAHAAN YANG DIKONSOLIDASI	2b,23b	**(3,150,936)**	**(8,856,702)**	***MINORITY INTERESTS IN NET INCOME OF CONSOLIDATED SUBSIDIARIES***
LABA BERSIH		**19,231,994**	**280,204,095**	***NET INCOME***
LABA PER SAHAM	2aa,31	**0.0065**	**0.0912**	***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 the Indonesian language.

PT MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
DAN ANAK PERUSAHAAN
LAPORAN PERUBAHAN EKUITAS KONSOLIDASI
Tahun Yang Berakhir Pada Tanggal-tanggal
31 Desember 2009 dan 2008
(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, 2009 and 2008
(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 Equity Transactions of Subsidiaries/ Associated Companies*	Selisih Kurs Karena Penjabaran Laporan Keuangan/ *Translation Adjustments*	Saldo Laba/*Retained Earnings*		Jumlah Ekuitas/ *Total Equity*	
						Ditentukan Penggunaannya/ *Appropriated*	Tidak Ditentukan Penggunaannya/ *Unappropriated*		
Saldo per 31 Desember 2007		**98,006,465**	**123,187,436**	**15,858,446**	**570,230**	**6,492,210**	**277,176,619**	**521,291,406**	***Balance, December 31, 2007***
Selisih kurs karena penjabaran laporan keuangan anak perusahaan	2d	-	-	-	(132,316)	-	-	(132,316)	*Translation adjustments of subsidiaries' financial statements*
Saham treasuri	2q	(2,426,756)	(14,560,538)	-	-	-	(35,472,400)	(52,459,694)	*Treasury stock*
Pembalikan dampak perubahan atas transaksi ekuitas anak perusahaan/perusahaan asosiasi akibat penjualan Apexindo	2b,26,37a	-	-	(15,750,576)	-	-	-	(15,750,576)	*Reversal of effect of changes in equity transaction of subsidiaries/associated companies due to divestment of Apexindo*
Laba bersih		-	-	-	-	-	280,204,095	280,204,095	*Net income*
Saldo per 31 Desember 2008		**95,579,709**	**108,626,898**	**107,870**	**437,914**	**6,492,210**	**521,908,314**	**733,152,915**	***Balance, December 31, 2008***
Selisih kurs karena penjabaran laporan keuangan anak perusahaan	2d	-	-	-	509,587	-	-	509,587	*Translation adjustments of subsidiaries' financial statements*
Dividen tunai	32	-	-	-	-	-	(44,129,956)	(44,129,956)	*Cash dividend*
Laba bersih		-	-	-	-	-	19,231,994	19,231,994	*Net income*
Saldo per 31 Desember 2009		**95,579,709**	**108,626,898**	**107,870**	**947,501**	**6,492,210**	**497,010,352**	**708,764,540**	***Balance, December 31, 2009***

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 the Indonesian language.

PT MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
DAN ANAK PERUSAHAAN
LAPORAN ARUS KAS KONSOLIDASI
Tahun Yang Berakhir Pada Tanggal-tanggal
31 Desember 2009 dan 2008
(Disajikan dalam Dolar Amerika Serikat, kecuali dinyatakan lain)

PT MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
AND SUBSIDIARIES
CONSOLIDATED STATEMENTS OF CASH FLOWS
Years Ended December 31, 2009 and 2008
(Expressed in United States Dollars, unless otherwise stated)

	2009	2008	
Arus Kas dari Aktivitas Usaha			***Cash Flows from Operating Activities***
Penerimaan kas dari pelanggan	675,928,130	1,354,460,217	*Cash receipts from customers*
Uang muka dari pelanggan	2,996,449	4,641,042	*Advances from customers*
Pembayaran kas kepada pemasok dan karyawan	(514,402,378)	(814,205,365)	*Cash paid to suppliers and employees*
Penerimaan kas dari Anadarko	-	13,868,990	*Cash receipts from Anadarko*
Kas yang dihasilkan dari kegiatan usaha	164,522,201	558,764,884	*Cash generated from operations*
Pembayaran pajak penghasilan	(87,925,924)	(173,918,953)	*Income tax paid*
KAS BERSIH YANG DIPEROLEH DARI AKTIVITAS USAHA	**76,596,277**	**384,845,931**	***NET CASH PROVIDED BY OPERATING ACTIVITIES***
Arus Kas dari Aktivitas Investasi			***Cash Flows from Investing Activities***
Penerimaan dari pelepasan anak perusahaan - bersih	62,504,089	296,558,349	*Proceeds from disposal of subsidiaries - net*
Penerimaan bunga	9,431,179	11,355,335	*Interest received*
Pencairan (penambahan) investasi jangka pendek	6,492,010	(123,424,950)	*Withdrawal (additions) to short-term investments*
Hasil pelepasan aset tetap	1,332,924	1,116,239	*Proceeds from disposal of property, plant and equipment*
Penambahan aset minyak dan gas bumi	(182,136,169)	(241,234,339)	*Additions to oil and gas properties*
Perolehan aset tetap	(43,097,423)	(13,970,303)	*Acquisitions of property and equipment*
Penambahan aset lain-lain	(6,580,832)	-	*Additions to other assets*
Akuisisi anak perusahaan/ investasi saham	(2,044,706)	(8,000,031)	*Acquisition of subsidiaries/ investments in shares of stock*
Penerimaan dividen	-	10,630,816	*Cash received from dividends*
Penambahan akun-akun yang mempunyai hubungan istimewa	-	312,070	*Addition to related parties account*
Investasi pada proyek	-	(14,932,180)	*Investments in projects*
Uang muka atas penjualan hak partisipasi	-	(14,500,000)	*Advance paid from sale of working interest*
KAS BERSIH DIGUNAKAN UNTUK AKTIVITAS INVESTASI	**(154,098,928)**	**(96,088,994)**	***NET CASH USED IN INVESTING ACTIVITIES***
Arus Kas dari Aktivitas Pendanaan			***Cash Flows from Financing Activities***
Hasil yang diperoleh dari			*Proceeds from*
- Hutang bank	174,253,767	247,834,935	*Bank loans -*
- Hutang jangka panjang lainnya	201,674,468	-	*Other long-term obligations -*
- Pembelian saham treasuri	-	(52,459,694)	*Treasury stock purchases -*
Pembayaran atas			*Payment of*
- Hutang bank	(33,001,326)	(96,289,289)	*Bank loans -*
- Hutang jangka panjang lainnya	(228,403,583)	(135,344,000)	*Other long-term obligations -*
Pembayaran bunga dan beban pendanaan	(75,044,074)	(65,940,473)	*Payment of interest and financing charges*
Pembayaran dividen	(44,087,788)	-	*Dividends paid*
Perolehan wesel treasuri	(28,400,000)	(66,300,000)	*Acquisition of treasury notes*
Penyelesaian transaksi derivatif	(5,314,274)	-	*Settlement of derivative transactions*
Penarikan (penempatan) rekening bank yang dibatasi penggunaannya	20,301,633	(38,086,645)	*Withdrawal (placement) of restricted cash in banks*
KAS BERSIH YANG DIGUNAKAN UNTUK AKTIVITAS PENDANAAN	**(18,021,177)**	**(206,585,166)**	***NET CASH USED IN FINANCING ACTIVITIES***

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 the Indonesian language.

PT MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
DAN ANAK PERUSAHAAN
LAPORAN ARUS KAS KONSOLIDASI (lanjutan)
Tahun Yang Berakhir Pada Tanggal-tanggal
31 Desember 2009 dan 2008
(Disajikan dalam Dolar Amerika Serikat, kecuali dinyatakan lain)

PT MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
AND SUBSIDIARIES
CONSOLIDATED STATEMENTS OF CASH FLOWS
(continued)
Years Ended December 31, 2009 and 2008
(Expressed in United States Dollars, unless otherwise stated)

	2009	2008	
KENAIKAN (PENURUNAN) BERSIH KAS DAN SETARA KAS	**(95,523,828)**	**82,171,771**	***NET INCREASE (DECREASE) IN CASH AND CASH EQUIVALENTS***
KAS DAN SETARA KAS PADA AWAL TAHUN	**348,549,807**	**266,378,036**	***CASH AND CASH EQUIVALENTS AT BEGINNING OF YEAR***
KAS DAN SETARA KAS PADA AKHIR TAHUN	**253,025,979**	**348,549,807**	***CASH AND CASH EQUIVALENTS AT END OF YEAR***

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 the Indonesian language.

1. UMUM

a. Informasi Umum

PT Medco Energi Internasional Tbk (Perusahaan) didirikan dalam rangka Undang-undang Penanaman Modal Dalam Negeri No. 6 Tahun 1968 yang telah diubah dengan Undang-undang No. 12 tahun 1970, berdasarkan akta notaris No. 19 oleh 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 beberapa kali mengalami perubahan, perubahan yang terakhir dilakukan untuk menyesuaikan dengan Undang-undang Perseroan Terbatas No. 40 Tahun 2007. Perubahan terakhir tersebut diaktakan dengan akta notaris No. 33 tanggal 8 Agustus 2008, yang telah disetujui oleh Menteri Hukum dan Hak Asasi Manusia dalam surat keputusannya No. AHU-69951.AH.01.02 TH 2008 dan telah diumumkan dalam Berita Negara Republik Indonesia No. 12 tanggal 10 Februari 2009, tambahan No. 4180/2009.

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

Efektif mulai bulan April 2009, kantor pusat Perusahaan berpindah ke Gedung The Energy, SCBD, lot 11A, Jl. Jenderal Sudirman, Jakarta 12190.

Sesuai dengan Pasal 3 Anggaran Dasar Perusahaan, ruang lingkup aktivitasnya terdiri dari, antara lain, eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi, dan aktivitas energi lainnya, 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 (Grup) mempunyai karyawan masing-masing sekitar 2.029 (tidak diaudit) orang dan 2.131 (tidak diaudit) orang pada tanggal-tanggal 31 Desember 2009 dan 2008.

1. GENERAL

a. General Information

PT Medco Energi Internasional Tbk (the Company) was established within the framework of the Domestic Capital Investment Law No. 6/1968 as amended by Law No. 12/1970, based on 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 its 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 amendments of which were made to comply with the current Limited Liability Company Law No. 40 issued in 2007. The latest amendments were covered by notarial deed No. 33 dated August 8, 2008, which were approved by the Ministry of Law and Human Rights in its decision letter No. AHU-69951.AH.01.02 TH 2008 and has been published in the State Gazette of the Republic of Indonesia No. 12 dated February 10, 2009, Supplement No. 4180/2009.

The Company is domiciled in Jakarta and its head office is located at 16th Floor, Graha Niaga Building, Jl. Jenderal Sudirman, Kav. 58, Jakarta 12190.

Effective April 2009, the Company moved its head office to The Energy Building, SCBD lot 11A, Jl. Jenderal Sudirman, Jakarta 12190.

In accordance with Article 3 of the Company's Articles of Association, the scope of its activities comprises among others, exploration for and production of oil and natural gas, and other energy activities, 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 (the Group) have approximately 2,029 (unaudited) and 2,131 (unaudited) employees as of December 31, 2009 and 2008, respectively.

1. UMUM (lanjutan)

b. 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 Badan Pengawas Pasar Modal dan Lembaga Keuangan (BAPEPAM dan Lembaga Keuangan atau BAPEPAM-LK, dahulu 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-LK melalui suratnya No. S-2244/PM/1999. Saham baru sebanyak 321.730.290 saham diterbitkan dalam penawaran ini dan dicatatkan di BEJ pada tanggal 19 November 1999.

Pada bulan Mei 2005, Perusahaan mengirim surat kepada BAPEPAM-LK untuk memberitahukan rencananya untuk mencatatkan sahamnya yang telah ada dalam bentuk *Global Depository Receipts* (GDR) pada Bursa Efek Luxembourg (LSE). Pernyataan pendaftaran dinyatakan efektif oleh LSE pada tanggal 29 Juli 2005 dan 288.100 unit GDR (14.405.000 saham) tercatat di LSE.

Pada bulan Juni 2008, Perusahaan menyampaikan permintaan pada LSE untuk tidak lagi mencatatkan *Global Depositary Shares*-nya di bursa tersebut, dan efektif tanggal 18 Juli 2008, Perusahaan tidak lagi tercatat pada LSE. Pada bulan Juni 2008, Perusahaan juga menyampaikan permintaan pada Citibank N.A. untuk memberhentikan *Regulation S Deposit Agreement* dan Rule 144A *Deposit Agreement* yang berlaku efektif tanggal 18 Juli 2008.

Pada tanggal 31 Desember 2009 dan 2008, seluruh saham Perusahaan sejumlah 3.332.451.450 tercatat di Bursa Efek Indonesia (dahulu Bursa Efek Jakarta).

1. GENERAL (continued)

b. 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 Capital Market and Financial Institution Supervisory Agency (BAPEPAM and Lembaga Keuangan or BAPEPAM-LK, formerly known as Capital Market Supervisory Agency/BAPEPAM) in its 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-LK through letter No. S-2244/PM/1999. 321,730,290 new shares were issued and listed on the JSE on November 19, 1999.

In May 2005, the Company submitted a letter to BAPEPAM-LK advising the latter of its plan to list existing shares in the form of Global Depository Receipts (GDR) 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 the LSE.

In June 2008, the Company requested the LSE to delist its Global Depositary Shares, and such request became effective on July 18, 2008. In June 2008, the Company also submitted a request to Citibank N.A. to terminate the Regulation S Deposit Agreement and Rule 144A Deposit Agreement which became effective on July 18, 2008.

As of December 31, 2009 and 2008, all of the Company's 3,332,451,450 shares are listed on the Indonesia Stock Exchange (formerly Jakarta Stock Exchange).

1. UMUM (lanjutan)

c. Dewan Komisaris, Direksi, dan Komite Audit

Susunan Dewan Komisaris, Direksi Perusahaan dan Anggota Komite Audit adalah sebagai berikut:

1. GENERAL (continued)

c. Boards of Commissioners and Directors and Audit Committee

The Company's Boards of Commissioners and Directors and members of the Audit Committee are as follows:

		31 Desember/*December 31,* 2009 dan/*and 2008*	
Komisaris Utama	:	Ir. Hilmi Panigoro, MSc	*President Commissioner*
Komisaris Independen	:	Ir. Gustiaman Deru, MBA	*Independent Commissioners*
	:	Dr. Ir. Rachmat Sudibjo	
Komisaris	:	Ir. Yani Yuhani Rodyat	*Commissioners*
		Ir. Retno Dewi Arifin	
Direktur Utama	:	Ir. Darmoyo Doyoatmojo, MSc, MBA	*President Director*
Direktur	:	Ir. Lukman Mahfoedz	*Directors*
		Larry L. Luckey	
		Ir. Darwin Cyril Noerhadi, MBA	
Ketua Komite Audit	:	Dr. Ir. Rachmat Sudibjo	*Chairman of the Audit Committee*
Anggota Komite Audit	:	Ir. Hilmi Panigoro, MSc	*Members of the Audit Committee*
		Ir. Gustiaman Deru, MBA	
		Drs. Zulfikri Aboebakar	
		Drs. Djoko Sutardjo	

Gaji dan tunjangan lainnya yang dibayarkan kepada Komisaris dan Direksi sebesar AS$5,3 juta dan AS$5,1 juta masing-masing untuk tahun yang berakhir pada tanggal-tanggal 31 Desember 2009 dan 2008.

Salaries and other benefits paid to the Commissioners and Directors amounted to US$5.3 million and US$5.1 million for the years ended December 31, 2009 and 2008, respectively.

d. Anak Perusahaan

i. Pada tanggal-tanggal 31 Desember 2009 dan 2008, Perusahaan telah mengkonsolidasikan semua anak perusahaan sesuai dengan kebijakan sebagaimana diuraikan dalam Catatan 2b, "Prinsip Konsolidasi". Untuk tujuan penyajian, hanya anak-anak perusahaan yang material terhadap laporan keuangan konsolidasi Perusahaan dari jumlah aset/kewajiban, dan atau pendapatan/laba bersih yang disajikan dalam tabel di bawah ini:

d. Subsidiaries

i. As of December 31, 2009 and 2008, the Company has consolidated all of its subsidiaries in line with policies as described in Note 2b, "Principles of Consolidation". For presentation purposes, only subsidiaries which are material in terms of total assets/liabilities and/or revenue/net income to the Company's consolidated financial statements are presented in the table below:

The original consolidated financial statements included herein are in the Indonesian language.

1. UMUM (lanjutan)

1. GENERAL (continued)

d. Anak Perusahaan (lanjutan)

d. Subsidiaries (continued)

	Dimulainya kegiatan komersial/ *Start of commercial operations*	Persentase kepemilikan efektif/ *Effective percentage of ownership*		Jumlah aset (sebelum eliminasi) dalam jutaan/ *Total assets (before elimination) in millions*		
		2009	2008	2009	2008	
Eksplorasi dan produksi minyak dan gas						***Exploration and production of oil and gas***
PT Medco E&P Tarakan (MEPT) Indonesia	1992	100.00	100.00	44.6	37.5	*PT Medco E&P Tarakan (MEPT) Indonesia*
PT Medco E&P Kalimantan (MEPK) Indonesia [4])	1992	100.00	100.00	13.9	39.8	*PT Medco E&P Kalimantan (MEPK) Indonesia [4])*
PT Medco E&P Indonesia (MEPI) Indonesia [2])	1995	100.00	100.00	422.8	311.3	*PT Medco E&P Indonesia (MEPI) Indonesia [2])*
PT Medco E&P Tomori Sulawesi Indonesia	2005	100.00	100.00	62.2	64.7	*PT Medco E&P Tomori Sulawesi Indonesia*
PT Medco E&P Sembakung Indonesia	2005	100.00	100.00	46.6	48.9	*PT Medco E&P Sembakung Indonesia*
Medco Far East Limited Cayman Islands [2])	Non Aktif/ *Non Active*	100.00	100.00	115.0	116.0	*Medco Far East Limited Cayman Islands [2])*
Medco Simenggaris Pty., Ltd. Australia	Non Aktif/ *Non Active*	100.00	100.00	0.004	11.0	*Medco Simenggaris Pty., Ltd. Australia*
PT Medco E & P Simenggaris	Tahap eksplorasi/ *Exploration stage*	100.00	100.00	12.8	0.09	*PT Medco E &P Simenggaris*
PT Medco E&P Bengara Indonesia	Tahap eksplorasi/ *Exploration stage*	95.00	95.00	5.3	3.0	*PT Medco E&P Bengara Indonesia*
PT Medco E&P Lematang (MEPL) Indonesia	2003	100.00	100.00	129.2	54.0	*PT Medco E&P Lematang (MEPL) Indonesia*
Medco Energi Global Pte. Ltd. [1]) Singapura	2006	100.00	100.00	494.3	316.8	*Medco Energi Global Pte. Ltd. [1]) Singapore*
PT Medco CBM Sekayu Indonesia	Tahap eksplorasi/ *Exploration stage*	100.00	100.00	1.3	0.6	*PT Medco CBM Sekayu Indonesia*
PT Medco E&P Merangin Indonesia	Tahap eksplorasi/ *Exploration stage*	100.00	100.00	4.2	9.5	*PT Medco E&P Merangin Indonesia*

The original consolidated financial statements included herein are in the Indonesian language.

1. UMUM (lanjutan)

d. Anak Perusahaan (lanjutan)

1. GENERAL (continued)

d. Subsidiaries (continued)

	Dimulainya kegiatan komersial/ *Start of commercial operations*	Persentase kepemilikan efektif/ *Effective percentage of ownership* 2009	2008	Jumlah aset (sebelum eliminasi) dalam jutaan/ *Total assets (before elimination) in millions* 2009	2008	
Eksplorasi dan produksi minyak dan gas (lanjutan)						***Exploration and production of oil and gas (continued)***
Medco Kakap Holding Pte. Ltd. (MKH) Singapura [1] [2] [3]	2006	-	100.00	-	56.5	*Medco Kakap Holding Pte. Ltd. (MKH) Singapore [1] [2] [3]*
PT Medco E&P Malaka Indonesia	Tahap eksplorasi dan pengembangan/ *Exploration and development stage*	100.00	100.00	54.4	54.0	*PT Medco E&P Malaka Indonesia*
PT Medco E&P Rimau Indonesia (MEPR) [2]	2005	100.00	100.00	238.0	569.8	*PT Medco E&P Rimau Indonesia (MEPR) [2]*
PT Medco E&P Nunukan Indonesia	Tahap eksplorasi/ *Exploration stage*	100.00	100.00	2.3	3.8	*PT Medco E&P Nunukan Indonesia*
Medco Bawean (Holdings) Pte. Ltd. (MBHPL) Singapura [1]	2008	100.00	100.00	91.5	80.2	*Medco Bawean (Holdings) Pte. Ltd. (MBHPL) Singapore [1]*
Jasa penunjang operasi minyak dan gas						***Support services for oil and gas activities***
PT Exspan Petrogas Intranusa (EPI) Indonesia [1]	1999	99.99	99.99	30.9	30.4	*PT Exspan Petrogas Intranusa (EPI) Indonesia [1]*
Produksi kimia dan perdagangan						***Chemical production and trading***
PT Medco Downstream Indonesia Indonesia [1]	2004	100.00	100.00	166.5	111.2	*PT Medco Downstream Indonesia Indonesia [1]*
PT Medco Niaga Internasional Indonesia	2006	99.90	99.90	1.3	7.1	*PT Medco Niaga Internasional Indonesia*
Pembangkit listrik						***Electric power production***
PT Medco Power Indonesia (MPI) Indonesia [1]	2005	100.00	100.00	190.7	124.9	*PT Medco Power Indonesia (MPI) Indonesia [1]*
Lain-lain						***Others***
MEI Euro Finance Limited (MEFL) [2] Mauritius	2002	100.00	100.00	68.2	69.7	*MEI Euro Finance Limited (MEFL) [2] Mauritius*
Medco CB Finance B.V. Belanda	2006	100.00	100.00	224.7	215.4	*Medco CB Finance B.V. The Netherlands*
Medco Straits Services Pte. Ltd. Singapura [2]	2007	100.00	100.00	642.9	886.3	*Medco Straits Services Pte. Ltd. Singapore [2]*

1) dan anak perusahaan
2) sebesar 90%-95% dari jumlah aset merupakan piutang antar perusahaan dalam Grup yang dieliminasi dalam konsolidasi
3) Anak Perusahaan didivestasi selama tahun berjalan (Catatan 37a)
4) *Technical Assistance Contract* (TAC) Kalimantan telah berakhir di bulan Oktober 2008 (Catatan 37a)

1) and subsidiary/ subsidiaries
2) 90%-95% of the total assets represents intercompany accounts in the Group that are eliminated in the consolidation
3) Subsidiaries were divested in current year (Note 37a)
4) Kalimantan Technical Assistance Contract (TAC) was relinquished in October 2008 (Note 37a)

The original consolidated financial statements included herein are in the Indonesian language.

1. UMUM (lanjutan)

d. Anak Perusahaan (lanjutan)

ii. Grup mempunyai kerjasama operasi minyak dan gas atau kontrak Jasa/Perjanjian Partisipasi dan Pembagian Ekonomi di luar negeri pada tahun 2009 dan 2008 sebagai berikut:

1. GENERAL (continued)

d. Subsidiaries (continued)

ii. The Group has interests in the following overseas petroleum joint venture operations or Service Contracts/ Participation and Economic Sharing Agreements in 2009 and 2008:

Kerjasama Operasi/*Joint Venture*	Negara/*Country*	Hak Kepemilikan/*Ownership Interest* (%) 2009	2008
Brazos Block 437, 435, 492, 514, 451	USA	100.00	100.00
East Cameron (EC) 317/318 lease	USA	75.00	75.00
East Cameron (EC) 316	USA	100.00	-
Main Pass (MP) 64/65 lease	USA	75.00	75.00
Main Pass (MP) 57	USA	7.03	7.03
Mustang Island Block 758	USA	66.25	66.25
West Delta 52	USA	53.84	53.84
E.B. Schwing #1 lease	USA	33.33	33.33
MIRE lease	USA	33.33	-
Walker Ranch lease	USA	51.67	51.67
Walker Ranch – Montgomery lease	USA	12.00	12.00
Block E Offshore	Cambodia	41.25	41.25
Block 12	Cambodia	52.50	52.50
Nimr – Karim Area	Oman	51.00	51.00
Block 47 Ghadames Basin	Libya	50.00	50.00
Block 82	Yemen	38.25	38.25
Block 83	Yemen	38.25	38.25
Anaguid Block	Tunisia	40.00	40.00
West Cameron 557	USA	100.00	-
Martin	USA	33.33	-

iii. Grup melakukan sejumlah akuisisi dan penjualan aset sebagaimana diungkapkan dalam Catatan 37a.

iii. The Group has undertaken several acquisitions and divestments of assets as disclosed in Note 37a.

The original consolidated financial statements included herein are in the Indonesian language.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI

a. Dasar Penyusunan Laporan Keuangan Konsolidasi

Laporan keuangan konsolidasi telah disajikan sesuai dengan prinsip akuntansi yang berlaku umum sebagaimana dicakup pada Pernyataan Standar Akuntansi Keuangan (PSAK) dan peraturan BAPEPAM-LK.

Laporan keuangan konsolidasi, kecuali untuk laporan arus kas konsolidasi dan untuk akun-akun tertentu yang diukur dengan dasar sebagaimana dijelaskan di dalam kebijakan akuntansi terkait, telah disusun atas dasar akrual dengan menggunakan konsep biaya historis.

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), mata uang fungsional.

b. Prinsip Konsolidasi

Laporan keuangan konsolidasi termasuk akun-akun Perusahaan dan anak perusahaan dimana Perusahaan mempunyai kepemilikan saham langsung atau tidak langsung lebih dari 50%.

Anak Perusahaan dikonsolidasi dari tanggal dimana kendali dialihkan ke Grup dan dihentikan untuk dikonsolidasi dari tanggal dimana kendali lepas dari Grup. 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 aset bersih anak perusahaan.

Seluruh saldo dan transaksi antar perusahaan yang signifikan dieliminasi untuk mencerminkan posisi keuangan dan hasil operasi Grup sebagai satu entitas bisnis.

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 as promulgated by the Indonesian Statements of Financial Accounting Standards (PSAK) and the regulations of BAPEPAM-LK.

The consolidated financial statements, except for the consolidated statements of cash flows and certain accounts which are measured on the bases as described in the related accounting policies, have been prepared on the accrual basis using the historical cost concept.

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 currency used in the preparation of the consolidated financial statements is the United States Dollar (US Dollar), the functional currency.

b. Principles of Consolidation

The consolidated financial statements include the accounts of the Company and its subsidiaries 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 Group and cease to be consolidated from the date on which control is transferred out of the 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 interests 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 Group as one business entity.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI (lanjutan)

c. Akuisisi Usaha

Akuisisi dicatat dengan menggunakan metode pembelian sesuai dengan persyaratan PSAK No. 22, "Akuntansi Penggabungan Usaha". Biaya akuisisi dialokasikan ke aset dan kewajiban yang diidentifikasi yang diakui dengan menggunakan referensi nilai wajar pada tanggal transaksi pertukaran. Selisih antara biaya perolehan dengan kepemilikan atas nilai wajar aset 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 Aset Minyak dan Gas Bumi jika memenuhi syarat untuk dikapitalisasi dan diamortisasi selama masa Kontrak Bagi Hasil dengan menggunakan metode unit produksi atau sepanjang perjanjian kontrak yang sejenis atau 18 tahun.

Goodwill atas akuisisi perusahaan selain perusahaan minyak dan gas bumi diamortisasi selama masa operasi perusahaan tersebut atau 20 tahun yang mana lebih pendek.

Goodwill negatif diamortisasi dengan menggunakan metode garis lurus selama 20 tahun.

Aset 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 aset dan kewajiban yang diperoleh disesuaikan kemudian setelah perolehan, pada saat bukti tambahan telah tersedia untuk membantu mengestimasi nilai aset dan kewajiban tersebut pada saat perolehan, dan goodwill atau goodwill negatif disesuaikan, dimana nilai penyesuaian tersebut kemungkinan besar dapat dipulihkan berdasarkan manfaat ekonomis yang diharapkan di masa yang akan datang dan penyesuaian tersebut dilakukan pada akhir tahun akuntansi periode pertama setelah dilakukan akuisisi.

d. Transaksi dan Saldo Dalam Mata Uang Asing

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.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

c. Business Acquisitions

Acquisitions are accounted for by use of the purchase method in accordance with the requirements of PSAK No. 22, "Business Combinations". The cost of an acquisition is allocated to the identifiable assets and liabilities recognized using as reference their fair values at the date of the transaction. Any difference between the cost of the acquisition and the interest in the fair value of the identifiable assets and liabilities acquired as at the date of the exchange transaction is recognized as goodwill/negative goodwill.

Goodwill of the acquired oil and gas companies is presented as part of Oil and Gas Properties to the extent applicable for capitalization and is amortized over the period of the Production Sharing Contract using the unit-of-production method or equivalent contract or 18 years.

Goodwill of the acquired non-oil and gas companies is amortized over the operating life of the entity or 20 years, whichever is shorter.

Negative goodwill is amortized using the straight-line method over 20 years.

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 is adjusted, provided that the amount of the adjustment is probable of recovery based on the expected future economic benefits and such adjustments are made by the end of the first annual accounting period commencing after acquisition.

d. Foreign Currency Transactions and Balances

Transactions during the year involving currencies other than US Dollar are recorded in US Dollars at the prevailing rates of exchange in effect on the date of the transactions.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI (lanjutan)

d. Transaksi dan Saldo Dalam Mata Uang Asing (lanjutan)

Pada tanggal neraca, seluruh aset dan kewajiban moneter dalam mata uang selain Dolar AS dijabarkan dengan menggunakan kurs tengah yang berlaku pada tanggal tersebut. Keuntungan atau kerugian bersih dari selisih kurs dikreditkan atau dibebankan ke operasi berjalan.

Untuk tujuan konsolidasi, aset dan kewajiban dari anak perusahaan, yang menyelenggarakan pembukuan/mencatat akun-akunnya dalam Rupiah 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. Untuk entitas yang pembukuan/akun-akun diselenggarakan dalam mata uang Rupiah, Euro dan 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 2009 dan 2008 atas saldo dalam mata uang asing yang signifikan adalah sebagai berikut:

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

d. Foreign Currency Transactions and Balances (continued)

As of the balance sheet date, all monetary assets and liabilities denominated in currencies other than the US Dollar are translated at the middle exchange rates prevailing on those dates. The resulting net foreign exchange gains or losses are credited or charged to current operations.

For consolidation purposes, assets and liabilities of subsidiaries which maintain their books/accounts in Indonesian Rupiah, 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. For entities that maintain their books/accounts in Indonesian Rupiah, Euro and in Australian Dollar, but their functional currency is the US Dollar, for consolidation purposes, the accounts of these entities have been remeasured into the US Dollar in order to reflect more closely their economic substance.

As of December 31, 2009 and 2008, the rates of exchange used for significant foreign currency-denominated balances are as follows:

	2009	**2008**	
Rupiah/AS$1	9,400	10,950	*Rupiah/US$1*
Euro/AS$1	1.4372	1.4094	*Euro/US$1*
Dolar Australia/AS$1	0.8970	0.6900	*Australian Dollar/US$1*
Dolar Singapura /AS$1	0.7126	0.6947	*Singapore Dollar/US$1*
Poundsterling Inggris/AS$1	1.6079	1.4432	*British Poundsterling/US$1*
Yen Jepang 100/AS$1	1.0820	1.1071	*Japanese Yen 100/US$1*

Kurs beli dan jual Bank Indonesia pada tanggal-tanggal 31 Desember 2009 dan 2008 adalah sebagai berikut:

The Bank Indonesia buying and selling rates as of December 31, 2009 and 2008 are as follows:

	2009		**2008**		
	Jual/*Selling*	**Beli/*Buying***	**Jual/*Selling***	**Beli/*Buying***	
Rupiah/AS$1	9,900	8,900	11,450	10,450	*Rupiah/US$1*
Euro/AS$1	1.4373	1.4371	1.4096	1.4091	*Euro/US$1*
Dolar Australia/AS$1	0.8971	0.8969	0.6902	0.6898	*Australian Dollar/US$1*
Dolar Singapura /AS$1	0.7129	0.7123	0.6951	0.6944	*Singapore Dollar/US$1*
Poundsterling Inggris/AS$1	1.6081	1.6077	1.4434	1.4429	*British Poundsterling/US$1*
Yen Jepang 100/AS$1	1.0823	1.0817	1.1073	1.1069	*Japanese Yen 100/US$1*

The original consolidated financial statements included herein are in the Indonesian language.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI (lanjutan)

e. Transaksi-transaksi dengan Pihak-pihak yang mempunyai Hubungan Istimewa

Grup mengakui transaksi-transaksi dengan pihak-pihak yang mempunyai hubungan istimewa seperti dijelaskan pada PSAK No. 7, "Pengungkapan Pihak-pihak yang Mempunyai Hubungan Istimewa".

Seluruh transaksi yang signifikan dengan pihak-pihak yang mempunyai hubungan istimewa diungkapkan di catatan atas laporan keuangan konsolidasi.

f. Setara Kas

Deposito berjangka dan investasi jangka pendek lainnya dengan jangka waktu tiga bulan atau kurang sejak tanggal penempatan yang tidak digunakan sebagai jaminan atau dibatasi penggunaannya, diklasifikasikan sebagai "Setara Kas".

g. Investasi

Investasi terdiri dari:

i. Surat berharga dalam bentuk efek hutang dan ekuitas

Grup menerapkan PSAK No. 50, "Akuntansi Investasi Efek Tertentu", yang mengklasifikasikan surat berharga ke dalam tiga kategori, yaitu investasi yang diperdagangkan, dimiliki hingga jatuh tempo dan tersedia untuk dijual. Untuk menentukan keuntungan atau kerugian yang direalisasi atas surat berharga yang diperdagangkan dan tersedia untuk dijual, biaya efek yang dijual ditentukan dengan menggunakan metode masuk terakhir, keluar pertama.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

e. Transactions with Related Parties

The Group recognized transactions with related parties as defined in PSAK No. 7, "Related Party Disclosures".

All significant transactions with related parties are disclosed in the notes to the consolidated financial statements.

f. Cash Equivalents

Time deposits and other short-term investments with a maturity date of three months or less at the time of placement which are not used as collateral or are not restricted as to use, are classified as "Cash Equivalents".

g. Investments

Investments consist of:

i. Marketable securities in the form of debt and equity securities

The Group applies PSAK No. 50, "Accounting for Investments in Certain Securities", which classifies marketable securities into three categories: trading, held-to-maturity and available for sale. To determine realized gains or losses from trading and available for sale securities, the costs of securities sold are determined using the last-in, first-out method.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI (lanjutan)

g. Investasi (lanjutan)

i. Surat berharga dalam bentuk efek hutang dan ekuitas (lanjutan)

Diperdagangkan

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.

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 memenuhi klasifikasi tersedia untuk dijual tersebut dinyatakan pada 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 Perubahan Nilai Wajar Efek" yang disajikan di bagian Ekuitas di neraca konsolidasi.

ii. Deposito berjangka

Deposito berjangka yang digunakan sebagai jaminan atau yang mempunyai masa jatuh tempo yang lebih dari tiga bulan tetapi kurang dari satu tahun sejak tanggal penempatan dinyatakan sebesar biaya perolehan.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

g. Investments (continued)

i. Marketable securities in the form of debt and equity securities (continued)

Trading

Investments classified as trading are stated at fair value. The unrealized gain/loss on the appreciation/decline in the market value of the investments at the balance sheet date is credited or charged to current operations.

Held-to-maturity

Investments in debt securities which are held to maturity are stated at cost, adjusted for amortization of premiums or accretion of discounts to maturity.

Available-for-sale

Investments classified as available-for-sale are stated at fair value. Any unrealized gain/loss on the appreciation/decline in the market value of available-for-sale investments at the balance sheet date is credited/charged to "Unrealized Gain/Loss on Changes in Fair Value of Securities", under the Equity section of the consolidated balance sheets.

ii. 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)

iii. Investasi saham jangka panjang

Investasi saham dimana Grup 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 Grup pada laba (rugi) bersih perusahaan asosiasi setelah akuisisi, dividen yang diterima, penyesuaian penjabaran mata uang asing yang timbul dari penjabaran laporan keuangan dan amortisasi garis lurus atas selisih antara biaya investasi dan proporsi hak kepemilikan Grup atas aset bersih perusahaan penerima investasi pada tanggal akuisisi. Grup 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 Transaksi Ekuitas 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 dimaksudkan untuk segera dilepaskan atau dijual, disajikan di Aset Lain-lain.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

g. Investments (continued)

iii. Long-term investments in shares of stock

Investments in shares of stock wherein the Group has an ownership interest of at least 20% but not exceeding 50% are accounted for under the equity method.

Under this method, the cost of the investment is adjusted for the Group's share in the net earnings (losses) of the associated companies after acquisition, dividends received, foreign currency translation adjustments, and straight-line amortization of the difference between the cost of such investment and the Group's proportionate share in the underlying net assets of the investee at date of acquisition. The Group periodically evaluates the carrying values of goodwill, taking into consideration current results and future prospects of the associated entity.

The changes in the equity transactions of subsidiaries/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 newly acquired subsidiaries which are primarily intended for immediate disposal or sale, are presented under Other Assets.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI (lanjutan)

h. Rekening Bank yang Dibatasi Penggunaannya

Rekening bank yang dibatasi penggunaannya yang akan digunakan untuk membayar hutang yang jatuh tempo dalam satu tahun disajikan sebagai aset lancar. Rekening koran lainnya dan deposito berjangka yang dibatasi penggunaannya disajikan sebagai aset tidak lancar.

i. Penyisihan Piutang Ragu-ragu

Penyisihan piutang ragu-ragu dilakukan berdasarkan hasil penelaahan terhadap keadaan masing-masing akun piutang pada akhir tahun.

j. Persediaan

Persediaan minyak mentah, bahan kimia dan produk petroleum lainnya, suku cadang dan perlengkapan untuk operasi 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 berdasarkan penelaahan terhadap keadaan masing-masing persediaan pada akhir tahun.

Mulai 1 Januari 2009, Grup menerapkan PSAK No. 14 (Revisi 2008), "Persediaan". Penerapan PSAK No. 14 (Revisi 2008) tidak berdampak material terhadap laporan keuangan konsolidasi Grup.

k. Beban Dibayar di Muka

Beban dibayar di muka diamortisasi selama masa manfaat dengan menggunakan metode garis lurus.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

h. Restricted Cash in Banks

Restricted cash in banks which will be used to pay currently maturing obligations are presented under current assets. Other current accounts and time deposits which are restricted as to use are presented under non-current assets.

i. Allowance for Doubtful Accounts

An 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 crude oil, chemicals and other petroleum products, spare parts and supplies used for operations 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 the value of inventories is provided based on the review of the individual inventory items at the end of the year.

Starting January 1, 2009, the Group adopted PSAK No. 14 (Revised 2008), "Inventories". The adoption of PSAK No. 14 (Revised 2008) did not have a material effect on the consolidated financial statements of the Group.

k. Prepaid Expenses

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

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI (lanjutan)

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

I. Aset Tetap

Aset tetap dinyatakan sebesar biaya perolehan dikurangi akumulasi penyusutan dan penurunan nilai. Biaya perolehan aset tetap termasuk biaya penggantian bagian dari aset tetap pada saat terjadinya, jika kriteria pengakuan terpenuhi. Demikian pula, ketika pemeriksaan utama dilakukan, biaya pemeriksaan diakui sebagai biaya pengganti jika kriteria pengakuan terpenuhi. Semua biaya perbaikan dan perawatan yang tidak memenuhi kriteria pengakuan diakui pada laba rugi pada saat terjadinya.

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

I. Property, Plant and Equipment

Property, plant and equipment are stated at cost less accumulated depreciation and impairment losses. Such cost includes the cost of replacing part of the property, plant and equipment when that cost is incurred, if the recognition criteria are met. Likewise, when a major inspection is performed, its cost is recognized in the carrying amount of the property, plant and equipment as a replacement if the recognition criteria are satisfied. All other repairs and maintenance costs that do not meet the recognition criteria are recognized in profit and loss as incurred.

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

	Tahun/*Years*	
Bangunan dan prasarana	20	*Buildings and land improvements*
Mesin	20 - 25	*Machinery*
Peralatan *control panel*	12	*Control panel equipment*
Rig pengeboran darat	4 - 8	*Onshore drilling rigs*
Perlengkapan rig	4 - 10	*Rig equipment*
Peralatan telekomunikasi	5	*Telecommunication equipment*
Kendaraan bermotor	4 - 5	*Vehicles*
Leasehold improvements	3 - 8	*Leasehold improvements*
Peralatan kantor dan lainnya	3 - 5	*Office and other equipment*

Tanah dinyatakan berdasarkan biaya perolehan dan tidak disusutkan.

Land is stated at cost and is not depreciated.

Aset tetap dikeluarkan dari neraca konsolidasi pada saat penjualan atau saat tidak ada manfaat masa depan dari penggunaan atau penjualan. Segala keuntungan dan kerugian yang timbul dari pengeluaran aset (dihitung sebagai perbedaan penjualan bersih dan nilai tercatat dari aset) diakui dalam laba rugi pada saat aset dikeluarkan dari neraca konsolidasi.

An item of property, plant and equipment is derecognized from the consolidated balance sheet upon disposal or when no future economic benefits are expected from its use or disposal. Any gain or loss arising on derecognition of the asset (calculated as the difference between the net disposal proceeds and the carrying amount of the asset) is recognized to income in the period the asset is derecognized.

Nilai sisa aset, taksiran masa ekonomis dan metode penyusutan ditelaah dan dikaji dan disesuaikan secara prospektif, jika memadai, setiap akhir tahun keuangan.

The assets' residual values, useful lives and method of depreciation are reviewed and adjusted prospectively, if appropriate, at each financial year end.

Aset dalam pengerjaan dinyatakan sebesar biaya perolehan. Akumulasi biaya perolehan direklasifikasi ke akun aset tetap yang bersangkutan pada saat pembangunan selesai dan aset tersebut telah siap untuk digunakan.

Construction in progress is stated at cost. The accumulated costs are reclassified to the appropriate property, plant and equipment accounts when the construction is substantially completed and the asset is ready for its intended use.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI (lanjutan)

m. Sewa Guna Usaha

Penentuan apakah suatu perjanjian adalah, atau mengandung transaksi sewa guna usaha, didasarkan pada substansi perjanjian pada saat tanggal permulaan.

Sewa guna usaha diklasifikasikan sebagai sewa pembiayaan jika terjadi transfer secara substansial resiko dan manfaat atas kepemilikan; jika tidak, sewa guna usaha tersebut diklasifikasikan sebagai *operating lease*.

Dalam sewa pembiayaan, penyewa mencatat aset dan kewajiban dalam neraca pada awal masa sewa sebesar mana yang lebih rendah antara nilai wajar aset sewaan atau nilai kini atas pembayaran sewa minimum tersebut. Pembayaran sewa minimum harus dipisahkan antara beban pendanaan dan pelunasan kewajiban sewa guna usaha. Sewa kontinjensi diakui sebagai biaya pada saat terjadi. Beban pendanaan disajikan dalam laporan laba rugi konsolidasi tahun berjalan.

Aset sewa guna usaha (disajikan dalam aset tetap) disusutkan selama taksiran masa ekonomis dari aset tersebut atau jangka waktu sewa, mana yang lebih pendek apabila tidak ada kepastian Grup akan memiliki aset tersebut pada akhir kontrak.

Pada 2008, Grup memilih untuk menerapkan PSAK No. 30 (Revisi 2007) ini secara prospektif. Saldo yang terkait dengan sewa yang sudah ada sebelum Pernyataan ini berlaku telah dievaluasi untuk menentukan apakah klasifikasinya telah sesuai dengan PSAK revisi. Atas perjanjian sewa yang memenuhi kategori sewa pembiayaan, Grup sebagai penyewa, telah mengakui aset dan kewajiban seolah-olah standar revisi telah diterapkan sejak 1 Januari 2006.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

m. Assets under Capital Lease

The determination of whether an arrangement is, or contains, a lease is based on the substance of arrangement at inception date.

A lease is classified as a finance lease if it transfers substantially all the risks and rewards incidental to ownership; otherwise, the lease is classified as an operating lease.

Under a finance lease, a lessee shall recognize assets and liabilities in its balance sheets at the lower of the fair value of the leased property or the present value of the minimum lease payments, each determined at the inception of the lease. Minimum lease payments shall be apportioned between the finance charge and the reduction of the outstanding liability. Contingent rents shall be charged as expenses in the periods in which they are incurred. Finance charges are reflected in the consolidated statements of income for the current year.

Assets under capital lease (presented under property, plant and equipment) are depreciated over the shorter of the estimated useful life of the assets and the lease term, if there is no reasonable certainty that the Group will obtain ownership by the end of the lease term.

In 2008, the Group has chosen to apply PSAK No. 30 (Revised 2007) prospectively. All arrangements containing a lease that existed at the beginning of the earliest period presented were evaluated by the Group to determine their classification in accordance with this revised PSAK. When a lease met the criteria as a finance lease, the Group as a lessee, recognized the assets and liabilities as if the revised accounting policy had been applied since January 1, 2006.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI (lanjutan)

m. Sewa Guna Usaha (lanjutan)

Pada bulan September 2008, Ikatan Akuntan Indonesia menerbitkan Interpretasi Pernyataan Standar Akuntansi Keuangan No. 8 - Penentuan Apakah Suatu Perjanjian Mengandung Suatu Sewa dan Pembahasan Lebih Lanjut Ketentuan Transisi PSAK No. 30 (Revisi 2007) ("ISAK 8"). ISAK 8 berlaku terhadap laporan keuangan yang periodenya berakhir setelah dikeluarkannya interpretasi ini. ISAK 8 memberikan panduan untuk menentukan apakah suatu perjanjian, yang secara formal/ legal bukan suatu perjanjian sewa, merupakan suatu perjanjian sewa atau mengandung sewa yang harus diperlakukan sesuai dengan PSAK No. 30 (Revisi 2007), "Sewa". Salah satu perjanjian yang mungkin mengandung sewa adalah kontrak jual beli tenaga listrik antara produsen listrik independen dengan PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) ("PLN"). PT Medco Power Indonesia, anak perusahaan, memiliki kontrak jual beli listrik dengan PLN.

Terkait ISAK 8, PT Medco Power Indonesia dan Grup, telah menentukan dan menyimpulkan bahwa ISAK 8 tidak berlaku terhadap kontrak jual beli listrik yang ada.

n. Aset Minyak dan Gas Bumi

Anak Perusahaan yang bergerak di industri eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi menggunakan metode akuntansi *successful efforts*. Biaya geologi dan geofisika serta biaya eksplorasi lainnya dibebankan pada saat terjadinya.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

m. Assets under Capital Lease (continued)

In September 2008, the Indonesian Institute of Accountants issued Interpretation of Financial Accounting Standards No. 8 - Determining Whether An Arrangement Contains a Lease and Further Guidance on Transitional Provisions for PSAK No. 30 (Revised 2007) ("ISAK 8"). ISAK 8 is applicable for financial statements with a reporting period ending subsequent to the issuance of the interpretation. ISAK 8 provides guidance for determining whether an arrangement, although formally/legally is not a lease arrangement, represents a lease agreement or contains a lease that should be accounted for in accordance with PSAK No. 30 (Revised 2007), "Leases". A Power Purchase Agreement between an independent power producer and PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) ("PLN") may represent such an arrangement which may contain a lease. PT Medco Power Indonesia, a subsidiary, has power purchase agreements with PLN.

With respect to ISAK 8, PT Medco Power Indonesia and the Group have determined and concluded that ISAK 8 does not apply to such power purchase agreements.

n. Oil and Gas Properties

Subsidiaries engaged in oil and gas exploration and production use the successful efforts method of accounting for oil and gas activities. Geological and geophysical costs and other exploration costs are charged to expense as incurred.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI (lanjutan)

n. Aset Minyak dan Gas Bumi (lanjutan)

Biaya untuk memperoleh hak eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi dicatat sebagai *unoperated acreage,* yang terkait dengan aset dimana cadangan terbukti belum ditemukan, atau *operated acreage* jika cadangan terbukti telah ditemukan.

Biaya pengeboran sumur eksplorasi, termasuk biaya pengeboran sumur tes stratigrafi tahap eksplorasi, dikapitalisasi dan dicatat sebagai bagian dari aset 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 aset sumur, perlengkapan dan fasilitas dalam pengerjaan. Biaya tersebut dipindahkan ke aset sumur, perlengkapan dan fasilitas terkait pada saat pengeboran atau konstruksi selesai.

Penyusutan, deplesi dan amortisasi atas aset minyak dan gas bumi, kecuali untuk *unoperated acreage* dan aset 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. Penyusutan atas fasilitas pendukung dan peralatan dihitung dengan menggunakan metode garis lurus selama 4 (empat) sampai dengan 20 (dua puluh) tahun.

Unoperated acreage dinilai secara periodik untuk penurunan nilai, dan kerugian diakui pada saat penurunan nilai terjadi.

Berdasarkan PSAK No. 16 (Revisi 2007), estimasi awal biaya pembongkaran dan restorasi area diakui sebagai bagian dari biaya perolehan aset minyak dan gas bumi dan diamortisasi/dideplesi sebagai bagian dari biaya perolehan aset secara keseluruhan (Catatan 2s).

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

n. Oil and Gas Properties (continued)

Costs to acquire rights to explore 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 if proved reserves have been discovered.

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 to be 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 costs are transferred to wells and related equipment and facilities upon completion.

Depreciation, depletion 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. Depreciation for support facilities and equipment is calculated using straight-line method over 4 (four) to 20 (twenty) years.

Unoperated acreage is periodically assessed for impairment in value, and a loss is recognized at the time of impairment.

Under PSAK No. 16 (Revised 2007), the initial estimated costs for dismantlement and site restoration are recognized as part of costs of oil and gas properties and amortized/depleted as part of overall cost of the asset (Note 2s).

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI (lanjutan)

o. Aset Tidak Berwujud

Biaya-biaya untuk memperoleh dan menyiapkan penggunaan perangkat lunak dicatat sebagai aset tidak berwujud dan diamortisasi selama empat sampai lima tahun dengan menggunakan metode garis lurus.

p. Biaya Emisi

i. Obligasi/Hutang Wesel

Biaya emisi obligasi/hutang wesel dikurangi secara langsung dari hasil emisi obligasi/hutang wesel tersebut untuk menentukan hasil penerimaan bersih. Selisih antara hasil penerimaan bersih dengan nilai nominal kewajiban merupakan diskonto atau premium yang diamortisasi menggunakan metode garis lurus selama jangka waktu obligasi/ hutang wesel tersebut.

ii. 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 jangka waktu hutang bank terkait dengan menggunakan metode garis lurus.

iii. Biaya Emisi Saham

Biaya emisi saham disajikan sebagai pengurang terhadap tambahan modal disetor pada bagian Ekuitas.

q. Saham Treasuri

Perolehan kembali modal saham sebagai 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 semula diterbitkan dengan harga di atas nilai nominal, akun tambahan modal disetor terkait akan disesuaikan. Selisih lebih harga perolehan kembali atas harga penerbitan awal disesuaikan ke saldo laba.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

o. Intangible Assets

Costs to acquire and prepare software for use are recorded as intangible assets and amortized over four to five years using the straight-line method.

p. Issuance Costs

i. Bonds/Notes Payable

Bonds/notes payable issuance costs are deducted directly from the proceeds of the related bonds/notes payable to determine the net proceeds. The difference between the net proceeds and face value of the obligations represents a discount or premium which is amortized using the straight-line method over the term of the bonds/ notes.

ii. Loan Transaction Costs

Transaction costs of bank loans, which consist of fees paid to advisers, are deducted from the proceeds of the bank loans and are amortized over the term of the related loans using the straight-line method.

iii. Shares Issuance Costs

Shares issuance costs are presented as a reduction to additional paid-in capital under Equity.

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 adjusted. Any excess of the reacquisition cost over the original issuance price is adjusted to retained earnings.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI (lanjutan)

r. Program Pensiun dan Imbalan Kerja Lainnya

Grup menerapkan PSAK No. 24 (Revisi 2004), "Imbalan Kerja", dalam melakukan pengakuan atas kewajiban dan beban pensiun dan imbalan kerja lainnya.

i. Program Pensiun

Anak perusahaan yang bergerak di bidang eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi 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.

Biaya atas program pensiun iuran pasti tersebut diakui pada saat terjadinya.

ii. Imbalan Kerja Lainnya

Grup mengakui kewajiban imbalan kerja sesuai dengan Undang-undang Tenaga Kerja No. 13 Tahun 2003.

Sesuai PSAK No. 24 Revisi, biaya imbalan kerja 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 tahun pelaporan sebelumnya melebihi 10% dari nilai kini atau 10% dari nilai wajar dari aset program imbalan kerja, jika ada, mana yang lebih tinggi. Keuntungan atau kerugian ini diakui berdasarkan metode garis lurus selama rata-rata sisa masa kerja yang diharapkan dari karyawan yang ditanggung. Lebih lanjut, biaya jasa lalu yang timbul dari pengenalan program imbalan pasti atau perubahan kewajiban imbalan kerja dari rencana yang telah ada diamortisasi selama beberapa tahun sampai dengan imbalan tersebut dinyatakan menjadi hak karyawan.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

r. Pension and Other Employee Benefits

The Group applies PSAK No. 24 (Revised 2004), "Employee Benefits", in recognising liabilities and expenses relating to pension and other employee benefits.

i. Pension Plan

Subsidiaries involved in 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.

The costs of the defined contribution plans are accrued when incurred.

ii. Other Employee Benefits

The Group recognizes employee benefit liabilities in accordance with the requirements of Labor Law No. 13 Year 2003.

Under the Revised PSAK No. 24, the cost of providing employee benefits is determined using the projected unit credit actuarial valuation method. Actuarial gains or losses are recognized as income or expense when the net cumulative unrecognized actuarial gains and losses for each individual plan at the end of the previous reporting year exceeded the greater of 10% of the present value of the defined benefit obligation or 10% of the fair value of the plan assets, if any. These gains or losses are recognized on a straight-line basis over the expected average remaining work lives of the employees. Furthermore, 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.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI (lanjutan)

s. Kewajiban Pembongkaran Aset dan Restorasi Area

Grup mengakui kewajiban pembongkaran dan pemindahan aset, dan restorasi area atas fasilitas produksi minyak dan gas bumi, sumur, pipa, dan aset-aset yang terkait sesuai dengan persyaratan dalam kontrak bagi hasil atau sesuai dengan peraturan yang berlaku.

Estimasi awal biaya pembongkaran dan pemindahan aset minyak dan gas bumi dan restorasi area aset diakui sebagai komponen biaya perolehan, yang disusutkan/ dideplesikan dengan menggunakan metode unit produksi yang sejalan dengan tarif deplesi aset yang dipilih. Kewajiban pembongkaran dan pemulihan area aset-aset di Amerika Serikat (AS) telah diakui sesuai dengan *Statement of Financial Accounting Standards (SFAS)* No. 143, dimana ketentuan-ketentuannya secara substansi sama dengan ketentuan-ketentuan menurut PSAK No. 16 (Revisi 2007).

Dalam banyak kasus, kewajiban pembongkaran dan pemindahan aset, dan restorasi area fasilitas produksi minyak dan gas, sumur, pipa saluran dan aset terkait terjadi di masa yang akan datang. Provisi atas kewajiban pembongkaran dan pemindahan aset, dan restorasi area di masa yang akan datang adalah berupa estimasi terbaik pada tanggal pelaporan keuangan atas nilai kini dari pengeluaran di masa yang akan datang untuk melaksanakan kewajiban pembongkaran dan pemindahan aset, dan restorasi area tersebut, sesuai dengan ketentuan hukum yang berlaku pada tanggal pelaporan. Perkiraan kewajiban pembongkaran dan pemindahan aset, dan restorasi area di masa yang akan datang tersebut melibatkan estimasi manajemen mengenai saat aktivitas tersebut akan dilakukan, sejauh mana aktivitas tersebut harus dilakukan, dan juga teknologi yang akan digunakan di masa depan.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

s. Asset Abandonment and Site Restoration Obligation

The Group recognizes its obligations for future dismantlement and transfer of assets, and site restoration of oil and gas production facilities, wells, pipelines and related assets in accordance with the provisions in the production sharing contracts or in line with applicable regulations.

The initial estimated costs for dismantlement and site restoration of oil and gas properties are recognised as part of the acquisition costs of the assets, and are subsequently depreciated/depleted using the unit-of-production method in line with the selected assets depletion rate. The abandonment and site restoration obligations for assets located in the United States (US) have been recognized in accordance with the US Statement of Financial Accounting Standards (SFAS) No. 143, whereby the requirements are substantially the same with the requirements as per PSAK No. 16 (Revised 2007).

In most instances, the dismantlement and transfer of assets, and site restoration obligation of oil and gas production facilities, wells, pipelines and related assets will occur many years in the future. The provision for future dismantlement and transfer of assets, and site restoration obligation is the best estimate of the present value of the future expenditures required to undertake the dismantlement and transfer of assets, and site restoration obligation at the reporting date, based on current legal requirements. The estimate of future dismantlement and transfer of assets, and site restoration obligation therefore requires management to make judgments regarding the timing of removal and transfer, the extent of restoration activities required and future removal and restoration technologies.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI (lanjutan)

s. Kewajiban Pembongkaran Aset dan Restorasi Area (lanjutan)

Estimasi tersebut direview setiap tahun dan disesuaikan bila diperlukan. Penyesuaian dicerminkan dalam nilai kini atas provisi kewajiban pembongkaran dan pemindahan aset, dan restorasi area pada tanggal neraca, dimana juga dilakukan penyesuaian dengan jumlah yang sama atas nilai buku aset yang bersangkutan.

Pembalikan dari efek diskonto dalam penghitungan provisi diakui sebagai beban pendanaan.

t. Pengakuan Pendapatan dan Beban

Pendapatan dari penjualan minyak mentah dan gas diakui berdasarkan pengiriman ke pelanggan. Apabila volume dari minyak yang dilifting kurang/lebih dari hak Grup, maka piutang/hutang ke Pemerintah harus diakui.

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 pengeboran yang terakhir.

Pendapatan dari penjualan produk kimia dan produk migas lainnya diakui pada saat barang diserahkan kepada pelanggan.

Pendapatan dari penjualan tenaga listrik diakui pada saat diserahkan kepada pelanggan.

Penghasilan lain-lain diakui pada saat diperoleh.

Beban diakui pada saat terjadinya, dengan menggunakan metode akrual.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

s. Abandonment and Site Restoration Obligation (continued)

Such estimates are reviewed on an annual basis and adjusted each year as required. Adjustments are reflected in the present value of the dismantlement and transfer of assets, and site restoration obligation provision at the balance sheet date, with a corresponding change in the book value of the associated asset.

The unwinding of the effect of discounting the provision is recognized as a finance cost.

t. Revenue and Expense Recognition

Revenue from sales of crude oil and gas is recognized upon delivery to the customer. For lifting imbalances with the Government, wherein the volume of oil lifted is less/greater than the Group entitlement, a receivable or payable is accrued.

Revenues from drilling and other related services are 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 well drilled.

Revenues from sales of chemicals and other petroleum products are recognized upon delivery to the customer.

Revenues from sale of electric power are recognized upon delivery to the customer.

Other income/revenues are recognized when earned.

Expenses are recognized as incurred on an accrual basis.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI (lanjutan)

u. Pajak Penghasilan

Grup menghitung pajak penghasilan sesuai dengan PSAK No. 46, "Akuntansi Pajak Penghasilan".

Beban pajak kini dihitung berdasarkan taksiran laba kena pajak untuk tahun berjalan.

Aset dan kewajiban pajak tangguhan diakui atas perbedaan temporer antara dasar pencatatan di laporan keuangan dengan pelaporan pajak atas aset dan kewajiban pada tanggal pelaporan. Manfaat pajak di masa yang akan datang, seperti kerugian fiskal yang dapat dikompensasi, juga diakui sepanjang realisasi manfaat tersebut kemungkinan besar akan terjadi (*probable*).

Aset dan kewajiban pajak tangguhan diukur dengan tarif pajak yang diharapkan untuk berlaku pada tahun aset tersebut direalisasi atau kewajiban diselesaikan, berdasarkan tarif pajak (dan undang-undang pajak) yang berlaku pada tanggal neraca. Aset dan kewajiban pajak tangguhan dari masing-masing entitas disajikan sebesar nilai bersih pada laporan keuangan konsolidasi.

Anak Perusahaan yang terlibat dalam kegiatan eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi di Indonesia dikenai tarif pajak penghasilan badan sebesar antara 44% sampai 48%.

Anak Perusahaan yang terlibat dalam kegiatan eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi di luar Indonesia dikenai berbagai tarif pajak penghasilan badan, paling tinggi sebesar 50%.

Anak Perusahaan yang beroperasi dalam bidang selain minyak dan gas bumi di Indonesia dikenai tarif pajak sebesar 28% pada tahun 2009 (paling tinggi sebesar 30% pada tahun 2008).

Undang-undang Pajak Penghasilan No. 36/2008 yang mulai berlaku 1 Januari 2009, menerapkan tarif pajak atas penghasilan kena pajak kepada Wajib Pajak badan dalam negeri dan bentuk usaha tetap sebesar 28% pada tahun pajak 2009, dan akan menjadi sebesar 25% mulai tahun pajak 2010. Perhitungan pajak tangguhan tahun 2009 dan 2008 telah merujuk pada Undang-Undang Pajak Penghasilan No. 36/2008.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

u. Income Tax

The Group determines 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.

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 the carry-forward of 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 year when the 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.

Subsidiaries involved in oil and gas exploration and production in Indonesia are subject to income tax at rates ranging from 44% to 48%.

Subsidiaries involved in oil and gas exploration and production outside Indonesia are subject to various corporate income tax rates, up to maximum rate of 50%.

Subsidiaries involved in non-oil and gas activities in Indonesia are subject to corporate tax rate at 28% in 2009 (maximum of 30% in 2008).

Under the new Income Tax Law No. 36/2008 which is effective starting January 1, 2009, the tax rate applied to resident corporate tax-payers and permanent establishments shall be 28% in 2009, and 25% from 2010 onwards. The 2009 and 2008 deferred tax calculation reflects the new Income Tax Law No. 36/2008 as applicable.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI (lanjutan)

u. Pajak Penghasilan (lanjutan)

Perubahan atas kewajiban pajak (seperti surat ketetapan pajak atau klaim) dicatat jika Grup setuju dengan surat ketetapan pajak, atau sebagai pajak dibayar di muka pada saat dibayar, jika Grup mengajukan permohonan keberatan dan/atau banding. Pajak dibayar di muka akan diakui sebagai beban apabila hasil akhir yang dikeluarkan oleh Kantor Pajak atau Pengadilan Pajak tidak menguntungkan Grup.

v. Instrumen Derivatif

Sebagai bagian dari manajemen resiko keuangan, Grup melakukan kontrak *swap* dengan tujuan lindung nilai atas mata uang asing dan bunga dengan pihak luar. Kontrak-kontrak tersebut merupakan instrumen derivatif.

Grup menerapkan PSAK No. 55 (Revisi 1999), "Akuntansi Instrumen Derivatif dan Aktivitas Lindung Nilai", dalam membukukan transaksi derivatif. PSAK No. 55 mensyaratkan kriteria tertentu supaya instrumen derivatif dapat dicatat sebagai suatu lindung nilai.

Perubahan nilai wajar derivatif yang tidak memenuhi kriteria sebagai lindung nilai diakui dalam laporan laba rugi konsolidasi tahun berjalan. Perubahan nilai wajar derivatif yang memenuhi kriteria sebagai lindung nilai secara garis besar dicatat sesuai dengan perlakuan atas derivatif yang menjadi obyek lindung nilai tersebut.

Instrumen derivatif yang pada saat ini dimiliki oleh Grup tidak memenuhi kriteria untuk perlakuan akuntansi lindung nilai.

w. Kapitalisasi Biaya Pinjaman dan Rugi Selisih Kurs

Sesuai dengan PSAK No. 26 (Revisi 1997), "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 aset sudah siap digunakan sesuai tujuannya.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

u. Income Tax (continued)

Amendments to tax obligations (i.e. tax assessments or claims) are recorded when an assessment is accepted, or as prepaid taxes when payments are made and are appealed against by the Group. Any amount recorded as prepaid taxes will be expensed only when a negative outcome is received from the Tax Office or Tax Court.

v. Derivative Instruments

As part of its financial risk management, the Group enters into foreign currency and interest rate swaps for hedging purposes with external counterparties. These contracts represent derivative instruments.

The Group applies PSAK No. 55 (Revised 1999), "Accounting for Derivative Instruments and Hedging Activities", to account for its derivative transactions. For a derivative to qualify for hedge accounting, PSAK No. 55 requires certain criteria to be met.

Changes in the fair value of derivatives that do not meet the criteria of a hedge are recorded in the consolidated statement of income for the current year. Changes in the fair value of derivatives that meet the criteria of a hedge are generally treated in accordance with the treatment of the hedged item.

The Group's existing derivative instruments do not qualify for hedge accounting treatment.

w. Capitalization of Borrowing Costs and Foreign Exchange Losses

In accordance with PSAK No. 26 (Revised 1997), "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.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI (lanjutan)

x. Penurunan Nilai Aset

Sesuai dengan PSAK No. 48, "Penurunan Nilai Aset", nilai aset ditelaah untuk mengidentifikasi adanya kemungkinan penurunan ke nilai wajar apabila ada suatu kejadian atau perubahan kondisi yang mengindikasikan nilai tercatat aset tersebut tidak dapat dipulihkan seluruhnya.

y. Akuntansi Restrukturisasi Entitas Sepengendali

Berdasarkan PSAK No. 38 (Revisi 2004), "Akuntansi Restrukturisasi Entitas Sepengendali", selisih atas restrukturisasi entitas sepengendali diakui sebagai keuntungan atau kerugian jika kondisi-kondisi dalam PSAK terpenuhi. Jika tidak terpenuhi, maka selisih yang belum terealisasi dicatat di bagian Ekuitas dalam neraca konsolidasi.

z. 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 adalah segmen usaha, sedangkan informasi segmen sekunder berdasarkan segmen geografis.

aa. 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)

x. Impairment of Asset Value

In accordance with PSAK No. 48, "Impairment of Asset Values", 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. Accounting for Restructuring of Entities Under Common Control

In accordance with PSAK No. 38 (Revised 2004), "Accounting for Restructuring of Entities Under Common Control", any difference realized from a restructuring of entities under common control is recognized as a gain or loss if the conditions under the PSAK are met. Otherwise, any unrealized difference is recorded in Equity in the consolidated balance sheet.

z. Segment Information

Segment information is prepared using the accounting policies adopted for preparing and presenting the consolidated financial statements. The primary basis of reporting segment information is business segments, while secondary segment information is based on geographical segments.

aa. 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.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI (lanjutan)

bb. 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 aset dan kewajiban yang dilaporkan dan pengungkapan aset 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, klaim atas audit yang dilakukan pemerintah, dan litigasi.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

bb. 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 consolidated financial statements. While management uses its best estimates and judgment, actual results could differ from these estimates as future confirming events occur, particularly in respect of oil and gas reserves, government audit claims, and litigation.

3. KAS DAN SETARA KAS

3. CASH AND CASH EQUIVALENTS

Akun ini terdiri dari:

This account consists of:

	2009	2008	
Kas	123,195	89,269	*Cash on hand*
Bank			*Cash in banks*
Pihak yang mempunyai hubungan istimewa			*Related party*
Rupiah			*Rupiah*
PT Bank Himpunan Saudara 1906 Tbk	1,953,359	1,050,121	*PT Bank Himpunan Saudara 1906 Tbk*
Pihak ketiga			*Third parties*
Rupiah			*Rupiah*
PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk	8,509,839	144,093	*PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk*
PT Bank Mandiri (Persero) Tbk	2,525,770	1,331,753	*PT Bank Mandiri (Persero) Tbk*
PT Bank Danamon Indonesia Tbk	2,199,156	2,088,681	*PT Bank Danamon Indonesia Tbk*
Citibank, N.A.	1,458,310	3,634,889	*Citibank, N.A.*
PT Bank CIMB Niaga Tbk	1,336,937	660,420	*PT Bank CIMB Niaga Tbk*
PT Bank Internasional Indonesia Tbk	272,319	200,218	*PT Bank Internasional Indonesia Tbk*
PT Bank Central Asia Tbk	189,385	717,573	*PT Bank Central Asia Tbk*
PT Bank Permata Tbk	156,689	230,375	*PT Bank Permata Tbk*
The Hongkong and Shanghai Banking Corporation Ltd.	71,428	303,244	*The Hongkong and Shanghai Banking Corporation Ltd.*
Lain-lain (masing-masing di bawah AS$100.000)	73,995	81,198	*Others (each below US$100,000)*

The original consolidated financial statements included herein are in the Indonesian language.

3. KAS DAN SETARA KAS (lanjutan)

3. CASH AND CASH EQUIVALENTS (continued)

	2009	2008	
Dolar Amerika Serikat			*United States Dollars*
Citibank, N.A.	61,916,493	66,033,972	*Citibank, N.A.*
PT Bank Mandiri (Persero) Tbk	15,491,228	884,083	*PT Bank Mandiri (Persero) Tbk*
PT Bank CIMB Niaga Tbk	15,058,278	795,529	*PT Bank CIMB Niaga Tbk*
Bank Muscat	11,733,452	10,348,289	*Muscat Bank*
PT Bank Danamon Indonesia Tbk	10,871,075	2,393,954	*PT Bank Danamon Indonesia Tbk*
Standard Chartered Bank	4,286,093	383,758	*Standard Chartered Bank*
PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk	3,010,029	150,655	*PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk*
Capital One	2,919,496	8,042,081	*Capital One*
PT Bank Central Asia Tbk	2,087,158	344,890	*PT Bank Central Asia Tbk*
Julius Baer	1,000,965	-	*Julius Baer*
Deutsche Bank	717,644	717,644	*Deutsche Bank*
The Hongkong and Shanghai Banking Corporation Ltd.	604,430	1,746,901	*The Hongkong and Shanghai Banking Corporation Ltd.*
Lain-lain (masing-masing di bawah AS$100.000)	28,961	66,842	*Others (each below US$100,000)*
Mata uang asing lainnya	31,239	50,650	*Other foreign currencies*
Sub-jumlah	148,503,728	102,401,813	*Sub-total*
Setara kas			*Cash equivalents*
Pihak yang mempunyai hubungan istimewa			*Related party*
Rupiah			*Rupiah*
PT Bank Himpunan Saudara 1906 Tbk	2,219,437	2,706,070	*PT Bank Himpunan Saudara 1906 Tbk*
Dolar Amerika Serikat			*United States Dollars*
PT Bank Himpunan Saudara 1906 Tbk	19,999,661	20,000,000	*PT Bank Himpunan Saudara 1906 Tbk*
Pihak ketiga			*Third parties*
Rupiah			*Rupiah*
PT Bank Mandiri (Persero) Tbk	7,005,319	3,105,023	*PT Bank Mandiri (Persero) Tbk*
PT Bank CIMB Niaga Tbk	4,510,638	5,716,895	*PT Bank CIMB Niaga Tbk*
PT Bank Mega Tbk	1,063,830	-	*PT Bank Mega Tbk*
PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk	531,915	6,849,315	*PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk*
Citibank, N.A.	-	7,763,300	*Citibank, N.A.*
Bank of Tokyo - Mitsubishi UFJ	-	4,566,210	*Bank of Tokyo - Mitsubishi UFJ*
PT Bank Bukopin Tbk	-	315,069	*PT Bank Bukopin Tbk*

3. KAS DAN SETARA KAS (lanjutan) / *3. CASH AND CASH EQUIVALENTS (continued)*

	2009	2008	
Dolar Amerika Serikat			*United States Dollars*
PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk	33,276,737	29,502,923	*PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk*
PT Bank Mandiri (Persero) Tbk	28,303,205	65,500,919	*PT Bank Mandiri (Persero) Tbk*
PT Bank Permata Tbk	4,049,867	4,008,680	*PT Bank Permata Tbk*
JP Morgan	1,435,742	26,640,760	*JP Morgan*
PT Bank CIMB Niaga Tbk	1,002,574	50,000,000	*PT Bank CIMB Niaga Tbk*
Julius Baer	1,000,131	-	*Julius Baer*
Citibank, N.A.	-	13,500,000	*Citibank, N.A.*
Credit Suisse	-	4,383,561	*Credit Suisse*
PT Bank Mega Tbk	-	1,500,000	*PT Bank Mega Tbk*
Sub-jumlah	104,399,056	246,058,725	*Sub-total*
Jumlah	**253,025,979**	**348,549,807**	***Total***
Tingkat bunga per tahun			*Interest rate per annum*
Deposito berjangka			*Time deposits*
Rupiah	6.00% - 9.00%	11.50% - 13.00%	*Rupiah*
Dolar Amerika Serikat	0.08% - 5.85%	1.50% - 6.10%	*United States Dollars*

4. INVESTASI JANGKA PENDEK - Bersih / *4. SHORT-TERM INVESTMENTS - Net*

Akun ini terdiri dari:

This account consists of:

	2009	2008	
Surat berharga - diperdagangkan			*Marketable securities - trading*
Rupiah			*Rupiah*
Dana kelolaan manajer investasi	50,888,655	48,415,879	*Managed funds*
Unit reksadana	2,095,772	1,560,837	*Mutual fund units*
Obligasi	-	1,150,685	*Bonds*
Dolar Amerika Serikat			*United States Dollars*
Dana kelolaan manajer investasi	138,453,098	117,662,903	*Managed funds*
Unit reksadana	188,694	5,176,351	*Mutual fund units*
Jumlah	**191,626,219**	**173,966,655**	***Total***
Tingkat bunga per tahun			*Interest rate per annum*
Obligasi	-	12.25%	*Bonds*

Dana kelolaan manajer investasi terdiri dari saham-saham perusahaan publik, pendapatan tetap/surat hutang, pasar uang dan instrumen keuangan lainnya (Catatan 37c). Untuk tahun yang berakhir pada tanggal 31 Desember 2009, keuntungan dari investasi jangka pendek yang dibukukan oleh Grup termasuk keuntungan yang belum direalisasi dari investasi surat berharga sebesar AS$15,7 juta (2008: rugi sebesar AS$28,1 juta).

Investments in managed funds comprise of shares of publicly-listed companies, fixed income, money market and other financial instruments (Note 37c). For the year ended December 31, 2009, the gains from short-term investments booked by the Group included unrealized gains from marketable securities amounting to US$15.7 million (2008: loss of US$28.1 million).

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 Pelanggan / *a. By Customer*

	2009	2008	
Pihak yang mempunyai hubungan istimewa			*Related parties*
Petro Diamond Singapore (Pte) Ltd.	19,433,501	-	*Petro Diamond Singapore (Pte) Ltd.*
Petro Diamond Co. Ltd., Hongkong	-	6,790,493	*Petro Diamond Co. Ltd., Hongkong*
Sub-jumlah	19,433,501	6,790,493	*Sub-total*
Pihak ketiga			*Third parties*
Pelanggan dalam negeri	79,965,385	91,555,118	*Local customers*
Pelanggan luar negeri	22,880,043	31,596,713	*Foreign customers*
Sub-jumlah	102,845,428	123,151,831	*Sub-total*
Penyisihan piutang ragu-ragu	(1,903,339)	(113,914)	*Allowance for doubtful accounts*
Bersih	100,942,089	123,037,917	*Net*
Jumlah	**120,375,590**	**129,828,410**	***Total***

b. Berdasarkan Umur / *b. By Aging Category*

	2009	2008	
Belum jatuh tempo	77,953,175	83,950,119	*Not yet due*
1 - 30 hari setelah jatuh tempo	15,943,179	32,568,867	*1 - 30 days past due*
31 - 60 hari setelah jatuh tempo	6,025,497	11,376,720	*31 - 60 days past due*
61 - 90 hari setelah jatuh tempo	8,503,503	969,873	*61 - 90 days past due*
91 - 120 hari setelah jatuh tempo	701,005	384,125	*91 - 120 days past due*
Jatuh tempo lebih dari 120 hari	13,152,570	692,620	*More than 120 days past due*
Jumlah	122,278,929	129,942,324	*Total*
Penyisihan piutang ragu-ragu	(1,903,339)	(113,914)	*Allowance for doubtful accounts*
Bersih	**120,375,590**	**129,828,410**	***Net***

c. Berdasarkan Mata Uang / *c. By Currency*

	2009	2008	
Dolar Amerika Serikat	97,837,784	104,518,350	*United States Dollars*
Rupiah	24,152,688	20,866,642	*Rupiah*
Euro	168,742	4,557,332	*Euro*
Lain-lain	119,715	-	*Others*
Jumlah	122,278,929	129,942,324	*Total*
Penyisihan piutang ragu-ragu	(1,903,339)	(113,914)	*Allowance for doubtful accounts*
Bersih	**120,375,590**	**129,828,410**	***Net***

Perubahan dalam penyisihan piutang ragu-ragu adalah sebagai berikut:

The changes in the allowance for doubtful accounts are as follows:

	2009	2008	
Saldo awal tahun	113,914	348,688	*Balance at beginning of year*
Penyisihan selama tahun berjalan	1,887,131	113,914	*Provisions during the year*
Penghapusan tahun berjalan	(97,706)	(348,688)	*Written off during the year*
Saldo akhir tahun	**1,903,339**	**113,914**	***Balance at end of year***

The original consolidated financial statements included herein are in the Indonesian language.

5. PIUTANG USAHA - Bersih (lanjutan)

Pada tanggal 31 Desember 2009 dan 2008, piutang usaha di PT Dalle Energy Batam dan PT Mitra Energi Batam masing-masing sejumlah AS$0,8 juta dan AS$4,1 juta digunakan sebagai jaminan atas hutang bank (Catatan 20).

Manajemen berpendapat bahwa tidak terdapat risiko kredit yang terkonsentrasi secara signifikan atas piutang dari pihak ketiga.

Berdasarkan hasil penelaahan status dari akun piutang secara individual pada akhir tahun, manajemen berpendapat bahwa penyisihan piutang ragu-ragu adalah cukup untuk menutupi kerugian yang mungkin timbul dari tidak tertagihnya piutang tersebut.

5. TRADE RECEIVABLES - Net (continued)

As of December 31, 2009 and 2008, trade receivables of PT Dalle Energy Batam and PT Mitra Energi Batam amounting to US$0.8 million and US$4.1 million, respectively, were used as collateral for bank loans (Note 20).

Management believes that there are no significant concentrations of credit risk involving third party receivables.

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.

6. PIUTANG LAIN-LAIN - Bersih

Akun ini terdiri dari:

a. Berdasarkan Pihak/Jenis

6. OTHER RECEIVABLES - Net

This account consists of:

a. By Party/Nature

	2009	2008	
Pihak yang mempunyai hubungan istimewa			*Related party*
PT Donggi Senoro LNG	1,684,573	-	*PT Donggi Senoro LNG*
Pihak ketiga			*Third parties*
Sabre Systems International Pte. Ltd.	68,178,606	68,178,606	*Sabre Systems International Pte. Ltd.*
Pajak pertambahan nilai (PPN) yang dapat ditagihkan	41,225,299	28,292,798	*Reimbursable value added tax (VAT)*
Piutang bunga	14,603,405	5,043,361	*Interest receivable*
Piutang Kerjasama Operasi	11,411,269	16,113,590	*Joint Venture receivables*
PT Pertamina (Persero)	5,240,946	4,348,398	*PT Pertamina (Persero)*
PT Antareja Resources	5,000,000	-	*PT Antareja Resources*
PT Pelayanan Listrik Nasional Batam (PLN Batam)	4,153,131	4,391,343	*PT Pelayanan Listrik Nasional Batam (PLN Batam)*
Pinjaman karyawan	2,521,870	2,005,775	*Loans to employees*
PT Vivere Multi Kreasi	1,549,924	-	*PT Vivere Multi Kreasi*
Dalle Energy	1,212,624	1,314,961	*Dalle Energy*
Salamander Energy	1,061,603	224,815	*Salamander Energy*
Kantor Pelayanan Pajak	779,821	2,260,427	*Tax Office*
BPMIGAS	-	28,062,158	*BPMIGAS*
PT Tri Mitra Artha Sentosa	-	1,844,000	*PT Tri Mitra Artha Sentosa*
Lain-lain (masing-masing di bawah AS$1.000.000)	13,548,151	10,760,548	*Others (each below US$1,000,000)*
Sub-jumlah	170,486,649	172,840,780	*Sub-total*
Jumlah	**172,171,222**	**172,840,780**	***Total***
Bagian jangka panjang	15,435,119	10,195,312	*Long-term portion*
Penyisihan atas piutang ragu-ragu	(210,195)	(53,414)	*Allowance for doubtful accounts*
Bagian jangka panjang - bersih	**15,224,924**	**10,141,898**	***Long-term portion - net***
Bagian yang jatuh tempo dalam satu tahun	155,051,530	162,645,468	*Current portion*
Penyisihan atas piutang ragu-ragu	(6,123,836)	(6,437,847)	*Allowance for doubtful accounts*
Bagian yang jatuh tempo dalam satu tahun - bersih	**148,927,694**	**156,207,621**	***Current portion - net***

The original consolidated financial statements included herein are in the Indonesian language.

6. PIUTANG LAIN-LAIN - Bersih (lanjutan)

b. Berdasarkan Mata Uang

	2009	2008	
Dolar Amerika Serikat	125,324,613	134,575,476	*United States Dollar*
Rupiah	46,846,609	38,265,304	*Rupiah*
Jumlah	**172,171,222**	**172,840,780**	***Total***
Bagian jangka panjang	15,435,119	10,195,312	*Long-term portion*
Penyisihan atas piutang ragu-ragu	(210,195)	(53,414)	*Allowance for doubtful accounts*
Bagian jangka panjang - bersih	**15,224,924**	**10,141,898**	***Long-term portion - net***
Bagian yang jatuh tempo dalam satu tahun	156,736,103	162,645,468	*Current portion*
Penyisihan atas piutang ragu-ragu	(6,123,836)	(6,437,847)	*Allowance for doubtful accounts*
Bagian yang jatuh tempo dalam satu tahun - bersih	**150,612,267**	**156,207,621**	***Current portion - net***

Piutang dari Sabre Systems International Pte. Ltd. (SSI), anak perusahaan dari PT Mitra Rajasa Tbk (MIRA), merupakan piutang dari penjualan 48,72% saham PT Apexindo Pratama Duta Tbk yang dimiliki oleh Perusahaan. Piutang ini dikenakan bunga dengan jumlah tertentu seperti yang telah disepakati dalam Perjanjian Jual Beli (bagian yang belum dibayar yang disajikan sebagai bagian dari piutang bunga). Piutang tersebut telah jatuh tempo pada bulan September 2009 (Catatan 37a). Sampai dengan tanggal penyelesaian laporan keuangan konsolidasi, manajemen Perusahaan masih berdiskusi dengan manajemen SSI terkait penyelesaian piutang.

Piutang dari SSI dijamin dengan:

a. Gadai tingkat pertama atas saham MIRA yang dimiliki oleh PT Intikencana Pranajati dan PT Mitra Murni Expressindo;
b. Gadai tingkat pertama atas saham SSI yang diberikan oleh MIRA;
c. Jaminan perusahaan (*corporate guarantee*) yang dikeluarkan oleh MIRA ; dan
d. Jaminan pribadi dari pihak yang mempunyai hubungan istimewa dengan MIRA.

Piutang Pajak Pertambahan Nilai (PPN) yang dapat ditagihkan merupakan PPN yang dibayarkan oleh anak perusahaan yang bergerak di bidang eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi di Indonesia, yang dapat ditagih kembali dari BPMIGAS.

6. OTHER RECEIVABLES - Net (continued)

b. By Currency

The receivable from Sabre Systems International Pte. Ltd. (SSI), a subsidiary of PT Mitra Rajasa Tbk (MIRA), represents a receivable arising from the sale of the Company's 48.72% ownership interest in PT Apexindo Pratama Duta Tbk. The receivable earns interest at a certain amount as stipulated in the Sale and Purchase Agreement (the unpaid portion of which is presented as part of interest receivable). The receivable was due in September 2009 (Note 37a). As of the date of completion of the consolidated financial statements, the Company's management is still in discussion with SSI management regarding the settlement of the above receivable.

The receivable from SSI is secured with the following:

a. First ranking pledge over shares in MIRA owned by PT Intikencana Pranajati and PT Mitra Murni Expressindo;
b. First ranking pledge over shares in SSI owned by MIRA;
c. Corporate guarantee provided by MIRA; and
d. Personal guarantees from the related parties of MIRA.

Reimbursable Value Added Tax (VAT) represents VAT paid by subsidiaries involved in oil and gas exploration and production in Indonesia which is reimbursable from BPMIGAS.

6. PIUTANG LAIN-LAIN - Bersih (lanjutan)

Piutang dari BPMIGAS pada tahun 2008 merupakan piutang atas *underlifting* minyak mentah di blok Rimau dan juga uang muka yang dibayar oleh anak perusahaan untuk operasional BPMIGAS di lapangan (2009: nil).

Piutang kerjasama operasi merupakan piutang atas aktivitas eksplorasi dan produksi dari mitra kerjasama operasi.

Piutang dari PLN Batam terdiri dari biaya-biaya yang dibayarkan terlebih dahulu oleh anak perusahaan untuk pemasangan sistem Gas Turbin Genset dengan dua macam bahan bakar untuk PLN Batam. Uang muka tersebut akan dibayar kembali oleh PLN Batam secara cicilan dengan jumlah tetap untuk setiap hasil produksi energi listrik sebagaimana ditetapkan dalam perjanjian terkait (Catatan 37c).

Piutang dari PT Pertamina (Persero) (Pertamina) pada tanggal 31 Desember 2009 dan 2008 terutama merupakan tagihan atas jumlah yang telah dibayarkan oleh anak perusahaan untuk keperluan operasi minyak dan gas bagian Pertamina dalam TAC Kalimantan, terkait dengan penyerahan kembali TAC Kalimantan tersebut di bulan Oktober 2008 (Catatan 37a).

Berdasarkan penelaahan status dari masing-masing akun piutang lain-lain pada akhir tahun, manajemen berpendapat bahwa penyisihan piutang ragu-ragu adalah cukup untuk menutupi kemungkinan kerugian atas tidak tertagihnya akun-akun tersebut.

6. OTHER RECEIVABLES - Net (continued)

Receivables from BPMIGAS in 2008 represent underlifting of crude oil in the Rimau block as well as advances by subsidiaries for BPMIGAS field operational activities (2009: nil)

Joint venture receivables represent receivables for exploration and production activities from joint venture partners.

Receivables from PLN Batam consist of amounts advanced by subsidiaries to install a Gas Turbine Genset Dual Fuel system for PLN Batam. These advances will be repaid by PLN Batam on an installment basis at a fixed amount per unit of production output of electricity as stated in the related agreements (Note 37c).

Accounts receivable from PT Pertamina (Persero) (Pertamina) as of December 31, 2009 and 2008 mainly consist of the amounts billed for the expenditures incurred by a subsidiary for Pertamina oil and gas operations under the Kalimantan TAC, subsequent to the relinquishment of Kalimantan TAC in October 2008 (Note 37a).

Based on the review of the other receivables at the end of the year, management is of the opinion that the allowance for doubtful accounts is adequate to cover possible losses from uncollectible accounts.

7. PERSEDIAAN - Bersih

Persediaan terdiri dari:

7. INVENTORIES – Net

Inventories consist of:

	2009	2008	
Suku cadang, perlengkapan sumur dan lainnya	35,184,962	26,892,509	*Spareparts, well supplies and others*
Produk kimia dan produk petrolium lainnya	6,378,085	11,712,105	*Chemical and other petroleum products*
Jumlah	41,563,047	38,604,614	*Total*
Penyisihan penurunan nilai	(1,589,435)	(6,613,315)	*Allowance for decline in value*
Bersih	**39,973,612**	**31,991,299**	***Net***

Perubahan penyisihan penurunan nilai persediaan adalah sebagai berikut:

The movements in the allowance for decline in value of inventories are as follows:

	2009	2008	
Saldo awal tahun	6,613,315	2,291,304	*Balance at beginning of year*
Penyisihan selama tahun berjalan	115,828	6,050,385	*Provision during the year*
Penghapusan	-	(1,728,374)	*Write-offs*
Pemulihan penurunan nilai	(5,139,708)	-	*Recovery of decline in value*
Saldo akhir tahun	**1,589,435**	**6,613,315**	***Balance at end of year***

The original consolidated financial statements included herein are in the Indonesian language.

7. PERSEDIAAN - Bersih (lanjutan)

Seluruh persediaan telah diasuransikan kepada berbagai perusahaan asuransi pada tanggal-tanggal 31 Desember 2009 dan 2008 (Catatan 12 dan 13). Manajemen berpendapat bahwa nilai pertanggungan cukup untuk menutupi kemungkinan kerugian atas aset yang dipertanggungkan.

Berdasarkan hasil penelaahan terhadap kondisi fisik dan nilai realisasi bersih dari persediaan pada akhir tahun, manajemen berpendapat bahwa penyisihan penurunan nilai persediaan adalah cukup.

7. INVENTORIES - Net (continued)

All inventories were insured with various insurance companies as of December 31, 2009 and 2008 (Notes 12 and 13). Management believes that the insurance coverage is adequate to cover possible losses on the assets insured.

Based on the review of the physical condition and net realizable values of inventories at the end of the year, management is of the opinion that the allowance for decline in value of inventories is adequate.

8. PAJAK DIBAYAR DI MUKA / *8. PREPAID TAXES*

Rincian akun ini adalah sebagai berikut: / *The details of this account are as follows:*

	2009	2008	
Perusahaan			*Company*
Pajak penghasilan badan lebih bayar	2,526,285	2,696,647	*Corporate income tax overpayments*
Pajak pertambahan nilai	1,051,056	354,166	*Value added tax*
Sub-jumlah	3,577,341	3,050,813	*Sub-total*
Anak Perusahaan			*Subsidiaries*
Pajak pertambahan nilai	13,378,642	6,807,765	*Value added tax*
Pajak penghasilan badan lebih bayar	8,671,382	3,801,392	*Corporate income tax overpayments*
Sub-jumlah	22,050,024	10,609,157	*Sub-total*
Jumlah	**25,627,365**	**13,659,970**	***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:*

	2009	2008	
Lancar			*Current*
Pihak yang mempunyai hubungan istimewa			*Related party*
Rupiah			*Rupiah*
PT Bank Himpunan Saudara 1906 Tbk	425,532	-	*PT Bank Himpunan Saudara 1906 Tbk*
Pihak ketiga			*Third parties*
Rupiah			*Rupiah*
PT Bank Central Asia Tbk	1,432,007	-	*PT Bank Central Asia Tbk*
PT Bank CIMB Niaga Tbk	907,924	-	*PT Bank CIMB Niaga Tbk*
Dolar Amerika Serikat			*United States Dollars*
PT Bank CIMB Niaga Tbk	300,936	-	*PT Bank CIMB Niaga Tbk*
Jumlah	**3,066,399**	**-**	***Total***

The original consolidated financial statements included herein are in the Indonesian language.

9. REKENING BANK YANG DIBATASI PENGGUNAANNYA (lanjutan)

9. RESTRICTED CASH IN BANKS (continued)

	2009	2008	
Tidak Lancar			*Non-Current*
Pihak yang mempunyai hubungan istimewa			*Related party*
Rupiah			*Rupiah*
PT Bank Himpunan Saudara 1906 Tbk	10,034,045	9,571,164	*PT Bank Himpunan Saudara 1906 Tbk*
Pihak ketiga			*Third parties*
Rupiah			*Rupiah*
PT Bank CIMB Niaga Tbk	4,973,410	5,655,446	*PT Bank CIMB Niaga Tbk*
PT Bank Mandiri (Persero) Tbk	478,723	1,040,333	*PT Bank Mandiri (Persero) Tbk*
PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk	234,525	414,529	*PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk*
PT Bank Central Asia Tbk	106,383	2,231,925	*PT Bank Central Asia Tbk*
PT Bank Bukopin Tbk	58,511	-	*PT Bank Bukopin Tbk*
Dolar Amerika Serikat			*United States Dollars*
PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk	17,217,578	10,877,128	*PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk*
PT Bank Mandiri (Persero) Tbk	800,407	-	*PT Bank Mandiri (Persero) Tbk*
PT Bank Danamon Indonesia Tbk	-	17,005,869	*PT Bank Danamon Indonesia Tbk*
Citibank, N.A.	-	6,475,220	*Citibank, N.A.*
Standard Chartered Bank	-	4,000,000	*Standard Chartered Bank*
Jumlah	**33,903,582**	**57,271,614**	***Total***

Saldo kas di bank yang dibatasi penggunaannya (Rupiah) di PT Bank Himpunan Saudara 1906 Tbk, PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk, PT Bank Mandiri (Persero) Tbk dan PT Bank CIMB Niaga Tbk merupakan deposito berjangka dan giro Anak Perusahaan yang digunakan untuk jaminan hutang karyawan.

Restricted cash in banks (Rupiah) in PT Bank Himpunan Saudara 1906 Tbk, PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk, PT Bank Mandiri (Persero) Tbk and PT Bank CIMB Niaga Tbk represent Subsidiaries' time deposits and current accounts used for employee loans collateral.

Sebagian dari saldo kas di bank yang dibatasi penggunaannya (Dolar Amerika Serikat dan Rupiah) di PT Bank Himpunan Saudara 1906 Tbk, PT Bank Central Asia Tbk, PT Bank CIMB Niaga Tbk, PT Bank Bukopin Tbk dan PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk merupakan rekening yang dicadangkan (*escrow*) atau rekening kas "waterfall" sehubungan dengan hutang bank yang diperoleh oleh Anak Perusahaan dari bank tersebut (Catatan 20).

A portion of the restricted cash in banks (US Dollars and Rupiah) in PT Bank Himpunan Saudara 1906 Tbk, PT Bank Central Asia Tbk, PT Bank CIMB Niaga Tbk, PT Bank Bukopin Tbk and PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk represents escrow accounts or Cash Waterfall accounts in relation to bank loans obtained by the Subsidiaries from such banks (Note 20).

Saldo kas di PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk (Dolar Amerika Serikat) merupakan rekening yang dicadangkan (*escrow*) untuk melaksanakan kewajiban merestorasi area sehubungan dengan operasi minyak dan gas di Indonesia (Catatan 13).

Restricted cash in bank in PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk (US Dollars) represents escrow accounts for the funding of abandonment and site restoration obligations relating to oil and gas operations in Indonesia (Note 13).

Deposito berjangka (Dolar Amerika Serikat) di Citibank, N.A. pada tahun 2008 yang dibatasi penggunaannya merupakan jaminan yang memadai sehubungan dengan transaksi derivatif antara Perusahaan dengan bank tersebut (Catatan 19).

Restricted time deposits (US Dollars) in Citibank, N.A. in 2008 represent eligible collateral in connection with derivative transactions between the Company and the bank (Note 19).

9. REKENING BANK YANG DIBATASI PENGGUNAANNYA (lanjutan)

Dana (Dolar Amerika Serikat) yang ditempatkan pada Standard Chartered Bank dan PT Bank Danamon Indonesia Tbk. pada tahun 2008 merupakan penempatan sehubungan dengan fasilitas bank yang diperoleh Grup (Catatan 20).

9. RESTRICTED CASH IN BANKS (continued)

The funds (US Dollars) placed in Standard Chartered Bank and PT Bank Danamon Indonesia Tbk in 2008 are in relation to the bank credit facilities obtained by the Group (Note 20).

	2009	2008	
Tingkat bunga per tahun			*Interest rate per annum*
Deposito berjangka			*Time deposits*
Rupiah	6.00% - 9.00%	7.00% - 9.25%	*Rupiah*
Dolar Amerika Serikat	0.08% - 5.85%	0.50% - 4.00%	*United States Dollars*

10. INVESTASI SAHAM

Akun ini terdiri dari sebagai berikut:

10. INVESTMENTS IN SHARES OF STOCK

This account consists of the following:

	2009				
	Persentase Kepemilikan/ *Percentage of Ownership (%)*	Biaya Perolehan/ *Cost*	Akumulasi Bagian Hak atas Laba (Rugi) Bersih/ *Accumulated Equity in Net Earnings (Losses)*	Nilai Tercatat Bersih/ *Net Carrying Value*	
Dengan Metode Ekuitas					*Equity Method*
PT Donggi Senoro LNG (DSLNG)	20	10,000,000	(4,421,037)	5,578,963	*PT Donggi Senoro LNG (DSLNG)*
Kuala Langsa (Blok-A) Limited (KLL), dahulu ConocoPhillips Aceh Ltd (CPAL)	50	216,000	284,978	500,978	*Kuala Langsa (Block-A) Limited (KLL), formerly ConocoPhillips Aceh Ltd (CPAL)*
Sarulla Operation Limited	37.25	44,737	-	44,737	*Sarulla Operation Limited*
Dengan Metode Biaya Perolehan					*Cost Method*
PT Energi Sengkang (ES)	5	3,760,000	-	3,760,000	*PT Energi Sengkang (ES)*
Jumlah		**14,020,737**	**(4,136,059)**	**9,884,678**	***Total***

	2008				
	Persentase Kepemilikan/ *Percentage of Ownership (%)*	Biaya Perolehan/ *Cost*	Akumulasi Bagian Hak atas Laba (Rugi) Bersih/ *Accumulated Equity in Net Earnings (Losses)*	Nilai Tercatat Bersih/ *Net Carrying Value*	
Dengan Metode Ekuitas					*Equity Method*
PT Donggi Senoro LNG (DSLNG)	20	8,000,000	(1,666,139)	6,333,861	*PT Donggi Senoro LNG (DSLNG)*
Kuala Langsa (Blok-A) Limited (KLL), dahulu ConocoPhillips Aceh Ltd (CPAL)	50	216,000	177,955	393,955	*Kuala Langsa (Block-A) Limited (KLL), formerly ConocoPhillips Aceh Ltd (CPAL)*
Sarulla Operation Limited	37.25	31	-	31	*Sarulla Operation Limited*
Dengan Metode Biaya Perolehan					*Cost Method*
PT Energi Sengkang (ES)	5	3,760,000	-	3,760,000	*PT Energi Sengkang (ES)*
Jumlah		**11,976,031**	**(1,488,184)**	**10,487,847**	***Total***

The original consolidated financial statements included herein are in the Indonesian language.

10. INVESTASI SAHAM (lanjutan)

Bagian hak atas laba (rugi) bersih perusahaan asosiasi untuk tahun yang berakhir pada tanggal-tanggal 31 Desember 2009 dan 2008 adalah sebagai berikut:

10. INVESTMENTS IN SHARES OF STOCK (continued)

The equity in net earnings (losses) of associated entities for the years ended December 31, 2009 and 2008 are as follows:

	2009	2008	
DSLNG	(2,754,898)	(1,666,139)	*DSLNG*
KLL	107,023	177,955	*KLL*
PT Apexindo Pratama Duta Tbk (Catatan 37a)	-	10,399,920	*PT Apexindo Pratama Duta Tbk (Note 37a)*
PT Trada International (Catatan 37a)	-	1,033,895	*PT Trada International (Note 37a)*
Bersih	**(2,647,875)**	**9,945,631**	***Net***

11. INVESTASI PADA PROYEK

Investasi pada proyek terdiri dari sebagai berikut:

11. INVESTMENTS IN PROJECTS

Investments in projects consist of the following:

	2009	2008	
Proyek Jeruk	15,895,986	15,895,986	*Jeruk Project*
Proyek Pembangkit Listrik Lainnya	6,460,869	15,843,099	*Other Power Projects*
Jumlah	**22,356,855**	**31,739,085**	***Total***

i. Proyek Jeruk

Akun tersebut merupakan pengeluaran untuk Proyek Jeruk yang dibayarkan oleh Grup kepada Cue Sampang Pty., Ltd. (Cue) dan Singapore Petroleum Company Ltd. (SPC), sehubungan dengan Perjanjian Proyek Jeruk yang dilakukan antara Grup dengan Cue dan SPC pada tanggal 4 Januari 2006 (Catatan 37a).

Pada tahun 2008, Grup mengakui kerugian penurunan nilai aset atas proyek Jeruk sekitar AS$20 juta. Rugi penurunan nilai tersebut mencerminkan perbedaan antara nilai buku dengan nilai terdiskonto (tingkat diskonto 12%) atas nilai buku aset Jeruk yang diperkirakan akan dapat diperoleh kembali melalui pemulihan biaya di masa yang akan datang dari blok yang bersangkutan.

ii. Proyek Pembangkit Listrik

Akun tersebut merupakan pengeluaran di sejumlah proyek pembangkit listrik terutama untuk proyek Sarulla geothermal dan proyek *combined cycle* di Batam (Catatan 37c).

i. Jeruk Project

This account represents disbursements for the Jeruk Project made by the Group to Cue Sampang Pty., Ltd. (Cue) and Singapore Petroleum Company Ltd. (SPC), in accordance with the Jeruk Project Agreement entered into by the Group with Cue and SPC on January 4, 2006 (Note 37a).

In 2008, the Group recognized a loss from impairment of approximately US$20 million on the Jeruk Project. The impairment loss was recognized to reflect the difference between the book value and the recovery of Jeruk assets book value on discounted basis (12% discount rate) through expected future cost recovery from the block.

ii. Power Projects

This account represents expenditures for several power projects mainly Sarulla geothermal project and a combined cycle project in Batam (Note 37c).

12. ASET TETAP – Bersih

12. PROPERTY, PLANT AND EQUIPMENT - Net

Akun ini terdiri dari sebagai berikut:

This account consists of the following:

2009

	Saldo Awal/ *Beginning Balance*	Penambahan/ *Additions*	Pengurangan/ *Deductions*	Reklasifikasi/ *Reclassifications*	Penjabaran Laporan Keuangan/ *Translation Adjustments*	Saldo Akhir/ *Ending Balance*	
Biaya							*Cost*
Tanah	3,836,122	-	-	-	11,700	3,847,822	*Land*
Bangunan dan prasarana	17,555,327	449,777	-	5,997,553	285,759	24,288,416	*Buildings and land improvements*
Mesin	83,721,124	16,763,831	(535,088)	12,451,791	10,493,676	122,895,334	*Machinery*
Peralatan panel pengendali	13,151,110	80,083	-	3,176,150	-	16,407,343	*Control panel equipment*
Peralatan dan perlengkapan pengeboran	36,281,584	2,220,180	(12,526,860)	(8,430,084)	-	17,544,820	*Drilling rigs and equipment*
Kendaraan bermotor	4,834,397	166,886	(546,932)	19,844	53,411	4,527,606	*Vehicles*
Peralatan kantor dan lainnya	9,378,910	2,534,525	(95,878)	443,852	142,461	12,403,870	*Office and other equipment*
Leasehold improvements	5,565,818	433,345	(49,223)	864,868	1,819	6,816,627	*Leasehold improvements*
Peralatan telekomunikasi	62,736	1,143	-	-	10,351	74,230	*Telecommunication equipment*
Aset sewa guna usaha	18,500,000	-	-	-	-	18,500,000	*Assets under capital lease*
Aset dalam penyelesaian	39,041,865	62,892,412	(1,603,168)	(14,523,974)	598,648	86,405,783	*Construction in progress*
Jumlah Biaya	231,928,993	85,542,182	(15,357,149)	-	11,597,825	313,711,851	*Total Cost*
Akumulasi Penyusutan							*Accumulated Depreciation*
Bangunan dan prasarana	3,569,865	1,259,741	-	-	53,928	4,883,534	*Buildings and land improvements*
Mesin	18,835,315	5,619,954	(397,909)	6,035,428	1,955,131	32,047,919	*Machinery*
Peralatan panel pengendali	5,103,251	1,614,290	-	-	-	6,717,541	*Control panel equipment*
Peralatan dan perlengkapan pengeboran	28,386,973	2,670,456	(12,526,860)	(5,899,595)	(22,668)	12,608,306	*Drilling rigs and equipment*
Kendaraan bermotor	4,685,927	290,008	(460,208)	(8,040)	19,918	4,527,605	*Vehicles*
Peralatan kantor dan lainnya	5,075,273	2,008,285	(299,718)	(127,793)	83,468	6,739,515	*Office and other equipment*
Leasehold improvements	5,526,660	198,090	(9,772)	-	567	5,715,545	*Leasehold improvements*
Peralatan telekomunikasi	22,431	13,740	-	-	5,068	41,239	*Telecommunication equipment*
Aset sewa guna usaha	3,306,875	1,202,497	-	-	-	4,509,372	*Assets under capital lease*
Jumlah Akumulasi Penyusutan	74,512,570	14,877,061	(13,694,467)	-	2,095,412	77,790,576	*Total Accumulated Depreciation*
Nilai Buku Bersih	**157,416,423**					**235,921,275**	***Net Book Value***

2008

	Saldo Awal *Beginning Balance*	Penambahan/ *Additions*	Pengurangan/ *Deductions*	Reklasifikasi/ *Reclassifications*	Penjabaran Laporan Keuangan/ *Translation Adjustments*	Dampak Tidak Dikonsolidasinya Apexindo/ *Effect of Deconsolidation of Apexindo*	Saldo Akhir/ *Ending Balance*	
Biaya								*Cost*
Tanah	8,262,881	18,541	-	(2,724,200)	32,968	(1,754,068)	3,836,122	*Land*
Bangunan dan prasarana	20,096,314	39,258	(98,742)	-	(372,976)	(2,108,527)	17,555,327	*Buildings and land improvements*
Mesin	94,505,680	673,359	(1,125,327)	-	(10,332,588)	-	83,721,124	*Machinery*
Peralatan panel pengendali	13,498,657	177,727	(456,459)	-	(68,815)	-	13,151,110	*Control panel equipment*
Peralatan dan perlengkapan pengeboran	610,406,115	6,766,808	-	130,537	-	(581,021,876)	36,281,584	*Drilling rigs and equipment*
Kendaraan bermotor	9,523,832	463,061	(310,651)	13,775	(50,589)	(4,805,031)	4,834,397	*Vehicles*
Peralatan kantor dan lainnya	10,345,283	2,230,259	(274,077)	(13,775)	(151,313)	(2,757,467)	9,378,910	*Office and other equipment*
Leasehold improvements	6,346,426	-	(780,590)	-	(18)	-	5,565,818	*Leasehold improvements*
Peralatan telekomunikasi	37,213	40,362	(5,604)	-	(9,235)	-	62,736	*Telecommunication equipment*
Aset sewa guna usaha	18,500,000	-	-	-	-	-	18,500,000	*Assets under capital lease*
Aset dalam penyelesaian	27,303,132	10,332,599	(722,884)	2,593,663	(215,242)	(249,403)	39,041,865	*Construction in progress*
Jumlah Biaya	818,825,533	20,741,974	(3,774,334)	-	(11,167,808)	(592,696,372)	231,928,993	*Total Cost*
Akumulasi Penyusutan								*Accumulated Depreciation*
Bangunan dan prasarana	2,992,397	1,084,415	(44,448)	-	(41,425)	(421,074)	3,569,865	*Buildings and land improvements*
Mesin	16,137,134	5,150,582	(974,046)	-	(1,478,355)	-	18,835,315	*Machinery*
Peralatan panel pengendali	3,163,074	1,942,650	(2,473)	-	-	-	5,103,251	*Control panel equipment*
Peralatan dan perlengkapan pengeboran	252,763,730	9,626,556	-	(277)	-	(234,003,036)	28,386,973	*Drilling rigs and equipment*
Kendaraan bermotor	8,757,265	408,464	(246,411)	7,862	(12,324)	(4,228,929)	4,685,927	*Vehicles*
Peralatan kantor dan lainnya	5,029,763	1,995,508	(84,484)	-	(52,414)	(1,813,100)	5,075,273	*Office and other equipment*
Leasehold improvements	4,857,639	668,791	-	(7,585)	7,815	-	5,526,660	*Leasehold improvements*
Peralatan telekomunikasi	16,054	12,840	(3,087)	-	(3,376)	-	22,431	*Telecommunication equipment*
Aset sewa guna usaha	2,104,375	1,202,500	-	-	-	-	3,306,875	*Assets under capital lease*
Jumlah Akumulasi Penyusutan	295,821,431	22,092,306	(1,354,949)	-	(1,580,079)	(240,466,139)	74,512,570	*Total Accumulated Depreciation*
Nilai Buku Bersih	**523,004,102**						**157,416,423**	***Net Book Value***

The original consolidated financial statements included herein are in the Indonesian language.

12. ASET TETAP - Bersih (lanjutan)

12. PROPERTY, PLANT AND EQUIPMENT - Net (continued)

Beban penyusutan dialokasikan sebagai berikut:

Allocation of depreciation expense is as follows:

	2009	2008	
Beban pokok penjualan	9,339,511	17,716,639	*Cost of sales*
Beban usaha (Catatan 29)	5,537,550	4,375,667	*Operating expenses (Note 29)*
Jumlah	**14,877,061**	**22,092,306**	***Total***

PT Medco Sarana Kalibaru (MSK) dan PT Medco Methanol Bunyu (MMB) memiliki beberapa bidang tanah yang terletak di Kalibaru, Cilincing, Jakarta dan Pondok Indah, Jakarta dengan Hak Guna Bangunan (HGB) untuk 20 tahun, masing-masing akan jatuh tempo di tahun 2012 dan 2019. Manajemen berpendapat bahwa sertifikat HGB tersebut dapat diperpanjang pada saat jatuh tempo.

PT Medco Sarana Kalibaru (MSK) and PT Medco Methanol Bunyu (MMB) own several pieces of land located in Kalibaru, Cilincing, Jakarta and Pondok Indah, Jakarta with Building Use Rights (Hak Guna Bangunan or HGB) for 20 years until 2012 and 2019, respectively. Management believes that the HGB certificates can be extended upon their expiration.

Aset dalam pengerjaan pada tanggal 31 Desember 2009 terutama merupakan konstruksi pabrik *ethanol*, *combined cycle power facility,* dan pembangkit listrik proyek Singa masing-masing dengan tingkat penyelesaian sebesar 96%, 99% dan 99% (2008: konstruksi pabrik *ethanol*, konstruksi atas fasilitas *gas booster* dan *compression* serta jaringan pipa di gunung Megang, dan pembangunan *combined cycle power facility*). Proyek-proyek ini diperkirakan akan selesai dalam tahun 2010.

Construction in progress as of December 31, 2009 mainly represents the construction of an ethanol plant, combined cycle power facility, and Singa power plant project which was 96%, 99% and 99% completed, respectively (2008: construction of an ethanol plant, construction of a gas booster, compression and pipeline facility at Gunung Megang and construction of a combined cycle power facility). These projects are expected to be fully completed in 2010.

Bunga dan biaya pendanaan lainnya dikapitalisasi sebagai bagian dari aset tetap masing-masing sebesar AS$1 juta dan AS$64 ribu pada tanggal-tanggal 31 Desember 2009 dan 2008.

Interest and other financing costs capitalized as part of property, plant and equipment amounted to US$1 million and US$64 thousand as of December 31, 2009 and 2008, respectively.

Aset tetap tertentu digunakan sebagai jaminan atas hutang yang diperoleh Anak Perusahaan (Catatan 20).

Certain property and equipment are used as collateral for the loans obtained by the Subsidiaries (Note 20).

Seluruh persediaan dan aset tetap, kecuali tanah, telah diasuransikan terhadap risiko kebakaran, pencurian dan risiko lainnya dengan nilai pertanggungan sebesar AS$240 juta dan Rp295 milyar pada tanggal 31 Desember 2009 dan AS$317 juta dan Rp298 milyar pada tanggal 31 Desember 2008. Manajemen berpendapat bahwa nilai pertanggungan tersebut adalah cukup untuk menutupi kemungkinan kerugian atas aset yang dipertanggungkan.

All inventories and property, plant and equipment, except land, were insured against fire, theft and other possible risks for US$240 million and Rp295 billion as of December 31, 2009 and US$317 million and Rp298 billion as of December 31, 2008. Management believes that the insurance coverage is adequate to cover possible losses on the assets insured.

Perusahaan mengadakan komitmen sewa guna usaha dengan PT Airfast Indonesia (Airfast) meliputi aircraft dengan masa leasing 10 tahun (Catatan 37c). Kewajiban sewa guna usaha disajikan sebagai hutang lain-lain (Catatan 16).

The Company has a lease commitment with PT Airfast Indonesia (Airfast) covering an aircraft with a lease term of 10 years (Note 37c). The related lease payable is presented in other payables (Note 16).

12. ASET TETAP - Bersih (lanjutan)

Berdasarkan hasil penelaahan atas aset tetap secara individu pada 31 Desember 2008, Grup mengakui kerugian penurunan nilai aset tetap dan persediaan di Medco Methanol Bunyu pada tahun 2008 masing-masing sebesar AS$1,3 juta dan AS$1,4 juta. Rugi penurunan nilai tersebut diakui terkait dengan penghentian operasi methanol pada bulan Februari 2009 (Catatan 37c).

Manajemen berkeyakinan bahwa tidak ada penurunan nilai aset tetap lainnya pada tanggal 31 Desember 2009.

12. PROPERTY, PLANT AND EQUIPMENT - Net (continued)

Based on the review of the individual property, plant and equipment values as of December 31, 2008, the Group recognized an impairment loss in 2008 on the fixed assets and inventory of Medco Methanol Bunyu amounting to US$1.3 million and US$1.4 million, respectively. The impairment loss was recognized in relation to the closure of the methanol operations in February 2009 (Note 37c).

Management believes that there is no impairment in the value of property, plant and equipment as of December 31, 2009.

13. ASET MINYAK DAN GAS BUMI - Bersih

a. Akun ini terdiri dari sebagai berikut:

13. OIL AND GAS PROPERTIES - Net

a. This account consists of the following:

	2009	2008	
Sumur dan perlengkapan terkait dan fasilitasnya	1,037,047,184	1,093,224,761	*Wells and related equipment and facilities*
Sumur, perlengkapan dan fasilitas dalam pengerjaan	297,932,896	243,929,847	*Uncompleted wells, equipment and facilities*
Unoperated acreage	57,250,831	62,395,232	*Unoperated acreage*
Penyesuaian nilai wajar	56,478,420	56,478,420	*Fair value adjustments*
Operated acreage	55,695,330	60,927,259	*Operated acreage*
Perlengkapan kantor	13,908,511	10,798,245	*Office equipment*
Kendaraan bermotor	775,133	775,133	*Vehicles*
Jumlah	1,519,088,305	1,528,528,897	*Total*
Akumulasi penyusutan, deplesi dan amortisasi	(720,615,609)	(771,209,845)	*Accumulated depreciation, depletion and amortization*
Nilai Buku Bersih	**798,472,696**	**757,319,052**	***Net Book Value***

		2009				
Area Kepemilikan	**Lokasi/ *Location***	**Saldo Awal/ *Beginning Balance* 31 Desember/ *December 31, 2008***	**Penambahan/ *Additions***	**Pengurangan/ *Deductions***	**Saldo Akhir/ *Ending Balance* 31 Desember/ *December 31, 2009***	***Area of Interest***
Langsa*)	Aceh	17,465,734	-	17,465,734	-	*Langsa*)*
Blok A	Aceh	53,084,922	670,295	-	53,755,217	*Block A*
Kampar/*S.S. Extension*	Sumatera Selatan/ *South Sumatera*	110,896,185	29,036,532	26,647,117	113,285,600	*Kampar/S.S. Extension*
Rimau	Sumatera	150,300,371	8,089,594	20,100,652	138,289,313	*Rimau*
Senoro Toili	Sulawesi	28,041,016	7,960,345	878,172	35,123,189	*Senoro Toili*
Lematang	Sumatera	38,367,347	80,566,082	-	118,933,429	*Lematang*
Tarakan	Kalimantan	18,968,121	1,991,031	3,152,377	17,806,775	*Tarakan*
Merangin-I	Sumatera	6,422,294	63,499	5,543,667	942,126	*Merangin-I*
Bawean	Jawa Timur/ *East Java*	51,221,730	156,548	796,418	50,581,860	*Bawean*
Bengara-I	Kalimantan	803,179	648,177	-	1,451,356	*Bengara-I*
Simenggaris	Kalimantan	8,343,546	51,760	177,614	8,217,692	*Simenggaris*
Nunukan	Kalimantan	2,277,228	-	-	2,277,228	*Nunukan*
Bangkanai	Kalimantan	-	-	-	-	*Bangkanai*

The original consolidated financial statements included herein are in the Indonesian language.

13. ASET MINYAK DAN GAS BUMI - Bersih (lanjutan) *13. OIL AND GAS PROPERTIES - Net (continued)*

		2009				
Area Kepemilikan	**Lokasi/ *Location***	**Saldo Awal/ *Beginning Balance* 31 Desember/ *December 31, 2008***	**Penambahan/ *Additions***	**Pengurangan/ *Deductions***	**Saldo Akhir/ *Ending Balance* 31 Desember/ *December 31, 2009***	***Area of Interest***
Sembakung	Kalimantan	16,074,291	1,371,809	4,588,118	12,857,982	*Sembakung*
Yapen**)	Papua	1,539,652	-	1,539,652	-	*Yapen**)*
CBM Sekayu	Sumatera	500,000	352,645	-	852,645	*CBM Sekayu*
Main Pass	AS/*USA*	34,274,266	1,709,698	1,106,450	34,877,514	*Main Pass*
East Cameron	AS/*USA*	7,035,343	28,376,973	804,646	34,607,670	*East Cameron*
Mustang	AS/*USA*	18,634,995	826,023	8,022,227	11,438,791	*Mustang*
Brazos	AS/*USA*	18,513,403	190,547	1,722,687	16,981,263	*Brazos*
West Delta	AS/*USA*	3,133,720	-	3,133,720	-	*West Delta*
Blok-blok lainnya di AS	AS/*USA*	3,132,954	2,268,294	2,672,037	2,729,211	*Other Blocks in the USA*
Area 47 Libya	Libya	110,161,572	16,103,499	-	126,265,071	*Area 47 Libya*
Block E Cambodia**)	Cambodia	1,980,000	-	1,980,000	-	*Block E Cambodia**)*
Block 12 Cambodia	Cambodia	1,732,738	-	-	1,732,738	*Block 12 Cambodia*
Yemen	Yemen	501,751	-	162,287	339,464	*Yemen*
Tunisia	Tunisia	15,074,173	52,389	-	15,126,562	*Tunisia*
Kakap*)	Natuna	38,838,521	1,157,449	39,995,970	-	*Kakap*)*
		757,319,052	**181,643,189**	**140,489,545**	**798,472,696**	

		2008				
Area Kepemilikan	**Lokasi/ *Location***	**Saldo Awal/ *Beginning Balance* 31 Desember/ *December 31, 2007***	**Penambahan/ *Additions***	**Pengurangan/ *Deductions***	**Saldo Akhir/ *Ending Balance* 31 Desember/ *December 31, 2008***	***Area of Interest***
Langsa	Aceh	38,909,523	167,928	21,611,717	17,465,734	*Langsa*
Blok A	Aceh	53,103,373	-	18,451	53,084,922	*Block A*
Kampar/*S.S. Extension*	Sumatera Selatan/ *South Sumatera*	88,092,788	48,311,173	25,507,776	110,896,185	*Kampar/S.S. Extension*
Rimau	Sumatera	133,356,228	42,240,153	25,296,010	150,300,371	*Rimau*
Senoro Toili	Sulawesi	35,531,310	887,570	8,377,864	28,041,016	*Senoro Toili*
Lematang	Sumatera	6,455,873	31,911,474	-	38,367,347	*Lematang*
Tuban*)	Jawa Timur/ *East Java*	21,982,066	2,859,495	24,841,561	-	*Tuban*)*
Sanga-Sanga/ Samboja **)	Kalimantan	2,877,494	-	2,877,494	-	*Sanga-Sanga/ Samboja **)*
Tarakan	Kalimantan	18,503,041	17,541,567	17,076,487	18,968,121	*Tarakan*
Merangin-I	Sumatera	2,817,674	3,604,620	-	6,422,294	*Merangin-I*
Bawean	Jawa Timur/ *East Java*	50,699,440	940,709	418,419	51,221,730	*Bawean*
Bengara-I	Kalimantan	50,606	752,573	-	803,179	*Bengara-I*
Simenggaris	Kalimantan	15,252,830	1,252,383	8,161,667	8,343,546	*Simenggaris*
Nunukan	Kalimantan	2,934,347	183,581	840,700	2,277,228	*Nunukan*
Bangkanai	Kalimantan	3,294,625	-	3,294,625	-	*Bangkanai*
Sembakung	Kalimantan	26,989,170	14,231,353	25,146,232	16,074,291	*Sembakung*
Yapen	Papua	1,539,652	-	-	1,539,652	*Yapen*
CBM Sekayu	Sumatera	-	500,000	-	500,000	*CBM Sekayu*
Main Pass	AS/*USA*	34,538,782	1,815,119	2,079,635	34,274,266	*Main Pass*
East Cameron	AS/*USA*	9,376,452	-	2,341,109	7,035,343	*East Cameron*
Mustang	AS/*USA*	20,371,077	206,496	1,942,578	18,634,995	*Mustang*
Brazos	AS/*USA*	19,480,850	613,481	1,580,928	18,513,403	*Brazos*
West Delta	AS/*USA*	3,663,291	692,303	1,221,874	3,133,720	*West Delta*
Blok-blok lainnya di AS	AS/*USA*	-	4,848,585	1,715,631	3,132,954	*Other Blocks in the USA*
Area 47 Libya	Libya	51,364,372	58,797,200	-	110,161,572	*Area 47 Libya*
Block E Cambodia	Cambodia	3,200,001	-	1,220,001	1,980,000	*Block E Cambodia*
Block 12 Cambodia	Cambodia	3,300,454	-	1,567,716	1,732,738	*Block 12 Cambodia*
Yemen	Yemen	1,311,768	-	810,017	501,751	*Yemen*
Tunisia	Tunisia	10,168,195	4,905,978	-	15,074,173	*Tunisia*
Kakap	Natuna	42,664,624	800,157	4,626,260	38,838,521	*Kakap*
		701,829,906	**238,063,898**	**182,574,752**	**757,319,052**	

*) Anak perusahaan dan hak kepemilikan didivestasi pada tahun berjalan/
The Subsidiary and its working interest were divested in the current year

**) Hak kepemilikan telah berakhir pada tahun berjalan/
Working interest was relinquished in the current year

The original consolidated financial statements included herein are in the Indonesian language.

13. ASET MINYAK DAN GAS BUMI - Bersih (lanjutan)

b. Biaya Eksplorasi yang Ditangguhkan

Jumlah tersebut di bawah merupakan biaya eksplorasi yang ditangguhkan di masing-masing blok yang signifikan, menunggu hasil akhir apakah terdapat penemuan cadangan ataukah merupakan sumur kering.

13. OIL AND GAS PROPERTIES - Net (continued)

b. Deferred Exploration Expenditures

The below amounts represent the significant deferred exploration expenditures pending ultimate result of either successful or dry hole wells in the respective blocks.

Nama lokasi/ *Location name*	Nama pemilik izin lokasi/ *Contract holder*	Tahun perolehan izin eksplorasi/ *Year the license was granted*	Tahun berakhirnya kontrak/ *Contract expiry*	Persentase hak partisipasi kepemilikan/ Percentage of *working interest*	Akumulasi jumlah biaya eksplorasi yang telah dibukukan sebagai aset minyak dan gas bumi pada tanggal 31 Desember 2009/ *Accumulated exploration cost capitalised as oil and gas properties as of December 31, 2009* (Dalam ribuan/ *In thousands)*
Indonesia					
Kampar/S.S. Extension	PT Medco E&P Indonesia	1993	2013	100%	4,668
Rimau	PT Medco E&P Rimau	2003	2023	95%	958
Simenggaris	PT Medco E&P Simenggaris	1998	2028	41.5%	9,275
Senoro Toili	PT Medco E&P Tomori Sulawesi	1997	2027	50%	8,858
Merangin-I	PT Medco E&P Merangin	2003	2033	80%	3
Bengara-I	PT Medco E&P Bengara	1999	2029	58.33%	2,925
Sub-jumlah/*Sub-total* Indonesia					**26,687**
Luar negeri/ *International*					
Area 47 Libya	Medco International Venture Ltd.	2006	2035	50%	126,265
Tunisia	Medco Tunisia Anaguid	2008	2027	40%	15,127
Yemen	Medco Yemen Arat Ltd.	2008	2022	38.25%	6,879
Cambodia Block 12	Medco Cambodia Tonle Sap	2007	2032	52.50%	1,733
Sub-jumlah Internasional/*Sub-total International*					**150,004**
Jumlah/*Total*					**176,691**

c. Lain-lain

Pada tahun 2009, Grup menjual Medco E&P Langsa Ltd. dan Medco Kakap Holding Pte. Ltd., yang masing-masing memegang 70% dan 25% hak partisipasi di blok Langsa dan Kakap (Catatan 37a).

Pada tahun 2008, Grup menjual PT Medco E&P Tuban yang memegang 25% hak partisipasi dalam JOB-Tuban (Catatan 37a).

c. Others

In 2009, the Group divested Medco E&P Langsa Ltd. and Medco Kakap Holding Pte. Ltd., which held a 70% and 25% working interest in Langsa and Kakap Blocks, respectively (Note 37a).

In 2008, the Group divested PT Medco E&P Tuban which held a 25% working interest in JOB-Tuban (Note 37a).

13. ASET MINYAK DAN GAS BUMI - Bersih (lanjutan)

c. Lain-lain (lanjutan)

Pada tahun 2009, Grup mengakui kerugian penurunan nilai aset Mustang dan West Delta akibat penurunan estimasi cadangan minyak/gas bumi masing-masing sebesar AS$7,3 juta dan AS$2,5 juta. Nilai buku Mustang dan West Delta setelah pengakuan kerugian penurunan nilai pada tanggal 31 Desember 2009 masing-masing sebesar AS$11,4 juta dan nol.

Pada tahun 2008, Grup mengakui kerugian penurunan nilai aset masing-masing sebesar AS$13,8 juta dan AS$3,3 juta atas aset di Blok Sembakung dan Blok Bangkanai.

Pada bulan September 2009, izin eksplorasi di Blok Yapen telah berakhir dan tidak diperpanjang. Oleh karena itu, sisa nilai buku aset sebesar AS$1,5 juta telah dihapuskan dan diakui sebagai biaya lain-lain pada laporan laba rugi konsolidasi pada tahun 2009.

Pada bulan Desember 2009, Grup telah menyampaikan surat pengembalian hak partisipasinya di Cambodia Blok E ke otoritas yang berwenang. Oleh karena itu, sisa nilai buku sebesar AS$1,9 juta telah dihapuskan dan diakui sebagai biaya lain-lain pada laporan laba rugi konsolidasi pada tahun 2009.

Sebagaimana diuraikan dalam Catatan 37a, Kontrak Bantuan Teknis (TAC) Wilayah Kerja Tarakan, Sanga-Sanga, dan Samboja yang terletak di Kalimantan Timur telah berakhir pada tanggal 15 Oktober 2008 dan tidak diperpanjang. Oleh karena itu, sisa nilai buku aset minyak dan gas bumi terkait dengan blok ini pada saat berakhirnya kontrak tersebut sekitar AS$2,9 juta telah dikeluarkan dari neraca konsolidasi Grup (dimana atas biaya aset yang belum dipulihkan melalui mekanisme "*cost recovery*" ditagihkan ke Pertamina).

Bunga dan biaya pendanaan lainnya yang dikapitalisasi sebagai bagian dari aset minyak dan gas bumi masing-masing sebesar AS$1,8 juta dan AS$292 ribu pada tanggal-tanggal 31 Desember 2009 dan 2008.

Aset minyak dan gas bumi Medco US LLC dengan nilai buku sebesar AS$100,6 juta digunakan sebagai jaminan atas hutang bank yang diperoleh dari *Compass BBVA Bank* (Catatan 20).

13. OIL AND GAS PROPERTIES - Net (continued)

c. Others (continued)

In 2009, the Group recognized a loss on impairment due to decrease in reserve balance in Mustang and West Delta field of US$7.3 million and US$2.5 million, respectively. The net book value as of December 31, 2009 of Mustang and West Delta fields after recognition of impairment is US$11.4 million and nil, respectively.

In 2008, the Group recognized impairment losses of US$13.8 million and US$3.3 million, respectively, on its assets in Sembakung and Bangkanai Blocks.

In September 2009, the exploration license of the Yapen Block has expired and was not extended. As a result, the remaining net book value of US$1.5 million was written off and charged as other expense in the 2009 consolidated statement of income.

In December 2009, the Group submitted a letter for the relinquishment of Block E Cambodia to the relevant authority. As a result, the remaining net book value of US$1.9 million was written off and recognised as other expense in the 2009 consolidated statement of income.

As disclosed in Note 37a, the Technical Assistance Contracts (TAC) in Tarakan, Sanga-Sanga and Samboja Working Areas in East Kalimantan expired on October 15, 2008 and were not extended. As a result, the remaining book value of oil and gas properties relating to these blocks amounting to approximately US$2.9 million was derecognized from the Group consolidated balance sheet (whereby the cost of assets that had not been claimed for cost recovery were billed to Pertamina for reimbursement).

Interest and other financing costs capitalized as part of oil and gas properties amounted to US$1.8 million and US$292 thousand as of December 31, 2009 and 2008, respectively.

The oil and gas property of Medco US LLC with a net book value of US$ 100.6 million is used as collateral for the loan obtained by the subsidiary from Compass BBVA Bank (Note 20).

13. ASET MINYAK DAN GAS BUMI - Bersih (lanjutan)

c. Lain-lain (lanjutan)

Pada tahun 2009, Grup merevisi taksiran cadangan terbukti (P1) di blok-blok Rimau, Sembakung, Tarakan, Kampar dan *South Sumatra Extension* berdasarkan laporan Gaffney, Cline & Associates (GCA) tertanggal 15 Maret 2010. Penyesuaian atas saldo taksiran cadangan tersebut menurunkan beban deplesi sebesar AS$35,60 juta, dan menaikkan laba bersih sebesar AS$19,96 juta (jika dibandingkan dengan perhitungan berdasarkan taksiran cadangan terbukti sebelumnya).

Pada tanggal-tanggal 31 Desember 2009 dan 2008, 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$963 juta dan AS$841 juta.

Berdasarkan penelaahan atas aset minyak dan gas secara individu pada akhir tahun, manajemen berkeyakinan bahwa tidak diperlukan penyisihan penurunan nilai lebih lanjut atas aset minyak dan gas pada tanggal 31 Desember 2009.

13. OIL AND GAS PROPERTIES - Net (continued)

c. Others (continued)

In 2009, the Group revised its proved reserves (P1) estimation in Rimau, Sembakung, Tarakan, Kampar and South Sumatra Extension blocks, based on the reports of Gaffney, Cline & Associates (GCA) dated March 15, 2010. As a result, depletion expense decreased by US$35.60 million and net income increased by US$19.96 million (compared to the amounts calculated based on previous estimated proved reserves).

As of December 31, 2009 and 2008, all wells and related equipment and facilities of subsidiaries involved in oil and gas exploration and production activities were insured for US$963 million and US$841 million, respectively.

Based on the review of the individual oil and gas properties at the end of the year, the management is of the opinion that no further impairment in value of oil and gas properties is necessary as of December 31, 2009.

14. ASET LAIN-LAIN

Akun ini terdiri dari sebagai berikut:

14. OTHER ASSETS

This account consists of the following:

	2009	2008	
Lancar			*Current*
Uang muka	880,807	971,348	*Advances*
Lain-lain	472,251	-	*Others*
Jumlah	**1,353,058**	**971,348**	***Total***
Tidak lancar			*Non-current*
Bonus penandatangan kontrak - bersih	25,289,787	22,008,200	*Signing bonuses - net*
Setoran jaminan	3,425,233	1,245,630	*Security deposits*
Uang muka pembelian/sewa aset tetap	3,228,907	6,257,838	*Advance payments for purchase/rental of property and equipment*
Lain-lain	6,615,527	6,009,271	*Others*
Jumlah	**38,559,454**	**35,520,939**	***Total***

Bonus penandatangan kontrak berkaitan dengan perjanjian antara Perusahaan dan Oman Oil Company dan Petroleum Development Oman LLC dan Kesepakatan Bagi Hasil di Blok 82 dan 83 di Yemen (Catatan 36b).

Saldo uang muka pembelian/sewa aset tetap terdiri dari pembayaran-pembayaran uang muka untuk perolehan/sewa berbagai aset.

Signing bonuses related to a service contract entered into with Oman Oil Company and Petroleum Development Oman LLC and Production Sharing Agreements for Blocks 82 and 83 in Yemen (Note 36b).

Advance payments for purchase/rental of property and equipment represent payments made in relation to the acquisition/rental of various assets.

The original consolidated financial statements included herein are in the Indonesian language.

15. HUTANG USAHA

15. TRADE PAYABLES

Rincian dari akun ini adalah sebagai berikut:

This account consists of the following:

a. Berdasarkan Pemasok

a. By Supplier

	2009	2008	
Pihak ketiga			*Third parties*
Pemasok dalam negeri	68,200,269	73,474,308	*Local suppliers*
Pemasok luar negeri	27,174,705	16,569,894	*Foreign suppliers*
Jumlah	**95,374,974**	**90,044,202**	***Total***

b. Berdasarkan Umur

b. By Aging Category

	2009	2008	
Sampai dengan 1 bulan	46,572,458	58,427,722	*Up to 1 month*
1 - 3 bulan	30,177,259	22,003,744	*1 - 3 months*
3 - 6 bulan	14,832,055	4,637,923	*3 - 6 months*
6 bulan - 1 tahun	790,397	3,916,683	*6 months - 1 year*
Lebih dari 1 tahun	3,002,805	1,058,130	*More than 1 year*
Jumlah	**95,374,974**	**90,044,202**	***Total***

c. Berdasarkan Mata Uang

c. By Currency

	2009	2008	
Dolar Amerika Serikat	66,972,962	83,151,861	*United States Dollar*
Rupiah	28,227,964	6,390,019	*Rupiah*
Dolar Singapura	32,000	13,986	*Singapore Dollar*
Euro	142,048	488,336	*Euro*
Jumlah	**95,374,974**	**90,044,202**	***Total***

Hutang usaha baik dari pemasok lokal maupun luar negeri, tidak dijamin dan secara umum mempunyai masa kredit 30 sampai dengan 60 hari.

Trade payables to both local and foreign suppliers are unsecured and generally have credit terms of 30 to 60 days.

16. HUTANG JANGKA PANJANG LAINNYA

16. OTHER NON-CURRENT LIABILITIES

a. Hutang lain-lain

a. Other payables

	2009	2008	
Hutang kontrak konstruksi	33,092,389	-	*Construction contract payable*
Hutang *overlifting*	17,140,785	5,952,785	*Overlifting payable*
Hutang sewa guna usaha	14,040,845	15,387,794	*Lease payable*
Hutang kerjasama operasi	10,666,328	16,517,802	*Joint Venture payables*
BP	4,536,217	4,536,217	*BP*
PLN Batam	1,185,148	1,208,789	*PLN Batam*
Citra Panji Manunggal	1,413,883	-	*Citra Panji Manunggal*
Lain-lain	7,424,677	10,875,267	*Others*
Jumlah	**89,500,272**	**54,478,654**	***Total***
Bagian yang jatuh tempo dalam satu tahun	**31,294,599**	**29,466,130**	***Current portion***
Bagian jangka panjang - bersih	**58,205,673**	**25,012,524**	***Long-term portion - net***

The original consolidated financial statements included herein are in the Indonesian language.

16. HUTANG JANGKA PANJANG LAINNYA (lanjutan)

Hutang kontrak konstruksi merupakan hutang kepada Mitsui & Co. Plant Systems, Ltd. (Mitsui) atas pembangunan pembangkit listrik *combined cycle* di Batam (Catatan 37c). Hutang ini dilindungi dengan fasilitas kredit dari bank yang akan digunakan untuk membayar kewajiban tersebut. Fasilitas kredit tersebut akan menjadi hutang jangka panjang setelah proyek selesai.

Hutang *overlifting* ke BPMIGAS pada tahun 2009 dan 2008 terutama berasal dari Blok Rimau dan Tomori.

Hutang sewa guna usaha merupakan hutang sewa pembiayaan ke PT Airfast Indonesia (Airfast) sehubungan dengan perjanjian sewa pesawat dengan Airfast (Catatan 12 dan 37c).

Pada tanggal 31 Desember 2009 dan 2008, pembayaran sewa guna usaha minimal di masa yang akan datang berdasarkan perjanjian tersebut adalah sebagai berikut:

16. OTHER NON-CURRENT LIABILITIES (continued)

The construction contract payable represents payable to Mitsui & Co. Plant Systems, Ltd. (Mitsui) in relation to the construction of the combined cycle power plant in Batam (Note 37c). This payable is covered by a credit facility from a bank which will be used to pay off this obligation. Such credit facility shall become a long-term loan upon completion of the project.

The overlifting payable to BPMIGAS in 2009 and 2008 primarily relates to the Rimau and Tomori Blocks.

The lease payable represents a finance lease payable to PT Airfast Indonesia (Airfast) with respect to an aircraft leasing agreement (Notes 12 and 37c).

Future minimum lease payments under the above-mentioned lease commitment as of December 31, 2009 and 2008 are as follows:

Tahun Jatuh tempo	2009	2008	*Years Due*
2009	-	3,330,000	*2009*
2010	3,330,000	3,330,000	*2010*
2011	3,330,000	3,330,000	*2011*
2012-2016	14,152,500	14,152,500	*2012-2016*
Jumlah	**20,812,500**	**24,142,500**	***Total***
Bunga	(6,771,655)	(8,754,706)	*Amount applicable to interest*
Hutang Sewa guna usaha	**14,040,845**	**15,387,794**	***Obligation under capital lease***
Bagian yang jatuh tempo dalam waktu satu tahun	1,539,135	1,346,949	***Portion due within one year***
Bagian jangka panjang	**12,501,710**	**14,040,845**	***Long-term portion***

Hutang kerjasama operasi merupakan hutang atas aktivitas eksplorasi dan produksi yang berkaitan dengan kontrak kerjasama dimana Grup bukan merupakan operator.

Hutang kepada BP merupakan jumlah yang akan dibayar oleh PT Medco E&P Tomori Sulawesi, anak perusahaan, pada saat produksi blok Senoro telah mencapai volume tertentu sebagaimana ditetapkan dalam perjanjian.

Joint venture payables represent payables for exploration and production activities related to certain non-Group operated joint ventures.

Payable to BP represents the amount to be paid by PT Medco E&P Tomori Sulawesi, a subsidiary, once the production from the Senoro Block has reached the volume stipulated in the agreement.

16. HUTANG JANGKA PANJANG LAINNYA (lanjutan)

16. OTHER NON-CURRENT LIABILITIES (continued)

b. Uang muka dari pelanggan

b. Advances from customers

	2009	2008	
Pihak yang mempunyai hubungan istimewa			*Related party*
Petro Diamond Singapore (Pte) Ltd.	126,472,218	121,418,155	*Petro Diamond Singapore (Pte) Ltd.*
Bagian yang jatuh tempo dalam satu tahun	95,493,965	-	*Portion due within one year*
Bagian jangka panjang	**30,978,253**	**121,418,155**	***Long-term portion***
Pihak-pihak ketiga			*Third parties*
Lain-lain	**20,951,067**	**15,168,478**	*Others*

Uang muka dari Petro Diamond Singapore (Pte) Ltd. pada tanggal-tanggal 31 Desember 2009 dan 2008, merupakan uang muka atas Perjanjian Jual Beli Minyak Mentah dan Perjanjian Pembayaran Di Muka (Catatan 37c).

Advances from Petro Diamond Singapore (Pte) Ltd. as of December 31, 2009 and 2008 represent advance payments in relation to the Crude Oil Sale and Purchase Agreement and Prepayment Agreement (Note 37c).

17. HUTANG PAJAK

17. TAXES PAYABLE

Akun ini terdiri dari:

This account consists of:

	2009	2008	
Perusahaan			*Company*
Pajak penghasilan			*Income tax*
Pasal 4(2)	57,610	19,199	*Article 4(2)*
Pasal 15	35,813	39,442	*Article 15*
Pasal 21	359,026	279,469	*Article 21*
Pasal 23	66,701	90,515	*Article 23*
Pasal 26	834,565	819,173	*Article 26*
Sub-jumlah	1,353,715	1,247,798	*Sub-total*
Anak Perusahaan			*Subsidiaries*
Pajak penghasilan badan	13,574,418	29,489,467	*Corporate income tax*
Pajak penghasilan			*Income tax*
Pasal 4(2)	405,263	36,335	*Article 4(2)*
Pasal 15	13,859	50,602	*Article 15*
Pasal 21	1,375,805	1,326,269	*Article 21*
Pasal 22	31,022	19,566	*Article 22*
Pasal 23	643,653	2,441,361	*Article 23*
Pasal 26	131,062	116,668	*Article 26*
Pajak pertambahan nilai (PPN)	8,821,873	10,747,518	*Value added tax (VAT)*
Denda pajak	682,354	590,863	*Tax penalties*
Sub-jumlah	25,679,309	44,818,649	*Sub-total*
Jumlah	**27,033,024**	**46,066,447**	***Total***

The original consolidated financial statements included herein are in the Indonesian language.

17. HUTANG PAJAK (lanjutan)

Surat Ketetapan Pajak

Berikut ini adalah status audit pajak dan surat ketetapan pajak yang signifikan dari Grup:

a. Perusahaan

Perusahaan memiliki empat kasus banding ke Pengadilan Pajak atas keputusan keberatan atas Surat Ketetapan Pajak (”SKP”) tahun pajak 2004 sebesar Rp7,41 milyar dan Rp7,40 milyar masing-masing untuk Pajak Penghasilan (“PPh”) Pasal 26 dan Pajak Pertambahan Nilai (”PPN”) dan SKP tahun pajak 2005 sebesar Rp4,22 milyar dan Rp2,21 milyar masing-masing untuk PPN dan PPh Pasal 26.

Sehubungan dengan banding Perusahaan terhadap SKP tahun pajak 2004, Pengadilan Pajak telah memutuskan mengabulkan permohonan banding PPN dan menolak permohonan banding atas PPh Pasal 26. Untuk tahun pajak 2005, belum ada keputusan yang diterima dari Pengadilan Pajak atas banding tersebut. Namun demikian, manajemen berkeyakinan bahwa Perusahaan memiliki posisi yang kuat dan akan bisa memperoleh kembali sisa yang masih belum diputuskan.

Audit oleh Kantor Pajak untuk tahun pajak 2006 telah ditutup.

Audit oleh Kantor Pajak untuk tahun pajak 2007 telah selesai. Perusahaan mengajukan keberatan atas SKP tahun pajak 2007 sebesar AS$65 juta dan Rp11,1 milyar atas tidak diperkenankan kerugian dari investasi sebagai pengurang pajak dalam perhitungan PPh Badan dan PPN. Kantor Pajak menolak seluruh permohonan keberatan.

Perusahaan akan mengajukan banding atas penolakan tersebut kepada Pengadilan Pajak.

b. PT Exspan Petrogas Intranusa (EPI)

EPI memiliki dua kasus banding ke Pengadilan Pajak atas keputusan keberatan atas Surat Ketetapan Pajak (SKP) tahun pajak 2004 sebesar Rp1,3 milyar untuk PPh Badan dan Rp1,3 milyar untuk PPN.

Pada Januari 2010, EPI menerima keputusan banding dari Pengadilan Pajak yang menyetujui banding atas PPN dan PPh badan.

17. TAXES PAYABLE (continued)

Tax Assessments

Summarized below is the status of current significant tax audits and tax assessments within the Group:

a. The Company

The Company has four appeals to the Tax Court regarding the decisions on its objections to the assessment letters (“SKP”) for fiscal year 2004 amounting to Rp7.41 billion and Rp7.40 billion for income tax Article 26 and Value Added Tax (“VAT”), respectively, and for the fiscal year 2005 amounting to Rp4.22 billion and Rp2.21 billion for VAT and income tax Article 26, respectively.

In connection with the Company’s appeals against the assessment letters for fiscal year 2004, the Tax Court granted the appeals on VAT and rejected the appeals on income tax Article 26. For fiscal year 2005, no decision has been received from the Tax Court regarding the appeals. Nevertheless, management believes that the Company has a strong position and will be able to recover the remaining outstanding amounts paid.

The tax audit by the Indonesian Tax Office (ITO) for fiscal year 2006 had been closed.

The tax audit by the ITO for fiscal year 2007 has been completed. The Company filed its objections on the 2007 tax assessments amounting to US$65 million and Rp11.1 billion for disallowing the loss on investment as a fiscal deduction for corporate income tax and VAT, respectively. The Tax Office rejected the Company’s objections.

The Company will file tax appeals on such rejections to the Tax Court.

b. PT Exspan Petrogas Intranusa (EPI)

EPI has two appeals to the Tax Court regarding the decision on its objections to the assessments for fiscal year 2004 amounting to Rp1.3 billion for corporate income tax and Rp1.3 billion for VAT.

In January 2010, EPI received the Tax Court decision granting its appeals on VAT and corporate income tax.

17. HUTANG PAJAK (lanjutan)

Surat Ketetapan Pajak (lanjutan)

b. PT Exspan Petrogas Intranusa (EPI) (lanjutan)

Audit pajak oleh Kantor Pajak untuk tahun 2005 dan 2006 telah ditutup.

Audit pajak oleh Kantor Pajak untuk tahun pajak 2007 telah selesai dilakukan. EPI sedang dalam proses keberatan kepada Kantor Pajak atas SKP PPh badan, PPh Pasal 21 dan PPh Pasal 23 sejumlah Rp2,3 milyar dan belum ada surat keputusan atas keberatan yang diterima sampai saat ini.

c. PT Medco Power Indonesia (MPI) dan anak perusahaannya

Audit pajak oleh Kantor Pajak untuk tahun pajak 2007 dan sebelum tahun 2005 atas MPI telah ditutup. Audit pajak untuk tahun pajak 2008 sedang dilakukan dan belum ada surat ketetapan pajak yang diterima sampai saat ini.

Audit pajak oleh Kantor Pajak atas PT Medco Energi Menamas (MEM) untuk tahun pajak 2005 telah ditutup.

Audit pajak oleh Kantor Pajak atas PT Dalle Energy Batam (DEB) untuk tahun pajak 2005 dan 2006 sedang dalam proses dan belum ada surat ketetapan pajak yang diterima sampai saat ini.

Audit pajak oleh Kantor Pajak atas PT Mitra Energi Batam (MEB) untuk tahun pajak 2007 telah ditutup.

d. PT Medco Downstream Indonesia (MDI) dan anak perusahaannya

Audit pajak oleh Kantor Pajak atas PT Medco LPG Kaji (MLK) untuk tahun pajak 2007 dan sebelum tahun 2006 telah ditutup.

Audit pajak oleh Kantor Pajak atas MLK untuk tahun pajak 2008 masih dalam proses dan belum ada surat ketetapan pajak yang diterima.

Audit pajak oleh Kantor Pajak atas PT Medco Sarana Kalibaru (MSK) untuk tahun pajak 2007 telah ditutup.

Audit pajak oleh Kantor Pajak atas MSK untuk tahun pajak 2008 masih dalam proses dan belum ada surat ketetapan pajak yang diterima.

Audit pajak oleh Kantor Pajak atas PT Medco Methanol Bunyu (MMB) untuk tahun pajak 2005 dan 2006 telah ditutup.

17. TAXES PAYABLE (continued)

Tax Assessments (continued)

b. PT Exspan Petrogas Intranusa (EPI) (continued)

The tax audits by the ITO for fiscal years 2005 and 2006 have been closed.

The tax audit by the ITO for fiscal year 2007 has been completed. EPI filed objections to the ITO on tax assessment letters on corporate income tax, income tax Articles 21 and 23 totaling Rp2.3 billion and no decision letter on the objections has been received to date.

c. PT Medco Power Indonesia (MPI) and its subsidiaries

The tax audits by the ITO on MPI for 2007 and all fiscal years prior to 2005 have been closed. The tax audit for fiscal year 2008 is still on-going and no assessment letter has been received to date.

The tax audit by the ITO on PT Medco Energi Menamas (MEM) for fiscal year 2005 has been closed.

The tax audits by the ITO on PT Dalle Energy Batam (DEB) for fiscal years 2005 and 2006 are still on-going and no assessment letter has been received to date.

The tax audit by the ITO for fiscal year 2007 on PT Mitra Energi Batam (MEB) has been closed.

d. PT Medco Downstream Indonesia (MDI) and its subsidiaries

The tax audits by the ITO on PT Medco LPG Kaji (MLK) for fiscal years 2007 and prior to 2006 have been closed.

The tax audit by the ITO on MLK for fiscal year 2008 is still on-going and no assessment letter has been received to date.

The tax audit by the ITO on PT Medco Sarana Kalibaru (MSK) for fiscal year 2007 has been closed.

The tax audit by the ITO on MSK for fiscal year 2008 is still on-going and no assessment letter has been received to date.

The tax audits by the ITO on PT Medco Methanol Bunyu (MMB) for fiscal years 2005 and 2006 have been closed.

17. HUTANG PAJAK (lanjutan)

e. PT Medco E&P Lematang (MEPL)

Audit pajak oleh Kantor Pajak untuk tahun pajak 2005, 2006, 2007 dan 2008, sedang dilakukan dan belum ada surat ketetapan pajak yang diterima sampai saat ini.

f. PT Medco E&P Tarakan (MEPT)

Audit pajak oleh Kantor Pajak untuk tahun pajak 2005, 2006, 2007 dan 2008, sedang dilakukan dan belum ada surat ketetapan pajak yang diterima sampai saat ini.

g. PT Medco Energi Nusantara (dahulu PT Medco E&P Asahan)

Audit pajak oleh Kantor Pajak untuk tahun pajak 2005, 2006, 2007 dan 2008, sedang dilakukan dan belum ada surat ketetapan pajak yang diterima sampai saat ini.

h. PT Medco E&P Kalimantan (MEPK)

Audit pajak oleh Kantor Pajak untuk tahun pajak 2006, sedang dalam proses dan belum ada surat ketetapan pajak yang diterima sampai saat ini.

i. PT Medco E&P Rimau (MEPR)

Audit pajak oleh Kantor Pajak untuk tahun pajak 2005, 2006, 2007 dan 2008, sedang dalam proses dan belum ada surat ketetapan pajak yang diterima sampai saat ini.

j. PT Medco E&P Malaka (MEPM)

Audit pajak oleh Kantor Pajak untuk tahun pajak 2008, sedang dalam proses dan belum ada surat ketetapan pajak yang diterima sampai saat ini.

k. Exspan Airsenda Inc. (EAS) & Exspan Airlimau Inc. (EAL)

Audit pajak oleh Kantor Pajak Amerika Serikat (Kantor Pajak AS) atas EAS dan EAL belum secara resmi ditutup namun telah selesai dilaksanakan pada bulan Agustus 2008 untuk tahun pajak 2004 dan bulan Januari 2009 untuk tahun pajak 2005, 2006 dan 2007. Sampai saat ini, Kantor Pajak AS belum mengeluarkan hasil atas audit tersebut.

Kantor Pajak (Indonesia) sedang melakukan audit pajak atas Bentuk Usaha Tetap (BUT) dari EAS dan EAL untuk tahun pajak 2005 dan 2006. Sampai saat ini, tidak ada surat ketetapan pajak yang dikeluarkan oleh Kantor Pajak.

17. TAXES PAYABLE (continued)

e. PT Medco E&P Lematang (MEPL)

The tax audits by the ITO for the fiscal years 2005, 2006, 2007 and 2008 are still on-going, and no assessment letter has been received to date.

f. PT Medco E&P Tarakan (MEPT)

The tax audits by the ITO for the fiscal years 2005, 2006, 2007 and 2008 are still on-going, and no assessment letter has been received to date.

g. PT Medco Energi Nusantara (formerly PT Medco E&P Asahan)

The tax audits by the ITO for the 2005, 2006, 2007 and 2008 fiscal years are still on-going and no assessment letter has been received to date.

h. PT Medco E&P Kalimantan (MEPK)

The tax audit by the ITO for fiscal year 2006 is still on-going and no assessment letter has been received to date.

i. PT Medco E&P Rimau (MEPR)

The tax audits by the ITO for the fiscal years 2005, 2006, 2007 and 2008 are still on-going and no assessment letter has been received to date.

j. PT Medco E&P Malaka (MEPM)

The tax audit by the ITO for fiscal year 2008 is still on-going and no assessment letter has been received to date.

k. Exspan Airsenda Inc. (EAS) & Exspan Airlimau Inc. (EAL)

The tax audits by the Internal Revenue Service of the United States (IRS) on EAS and EAL have not been officially closed but have been completed in August 2008 for fiscal year 2004 and in January 2009 for fiscal years 2005, 2006 and 2007. To date, the IRS has not issued the results of such audits.

The ITO has been conducting tax audits on the Permanent Establishments (PE) of EAS and EAL for the fiscal years 2005 and 2006. To date, no tax assessment has been issued by the ITO.

17. HUTANG PAJAK (lanjutan)

l. Exspan Cumi-Cumi dan Medco Lematang Ltd.

Exspan Cumi-Cumi Inc. (ECCI) dan Medco Lematang Ltd. (MLL), anak perusahaan, menerima Surat Ketetapan Pajak (SKP) sejumlah Rp17,4 milyar pada tahun 2002, mengenai kekurangan pembayaran Pajak Pertambahan Nilai (PPN) untuk tahun-tahun sebelum akuisisi hak kepemilikan blok dibawah operator terdahulu masing-masing PSC. ECCI telah menyerahkan kembali PSCnya ke Pemerintah Indonesia.

Perjanjian jual dan beli dengan masing-masing pemilik terdahulu dari hak kepemilikan PSC menetapkan bahwa kewajiban yang timbul sebelum akuisisi oleh ECCI dan MLL, tetap menjadi tanggung jawab dari pemilik terdahulu. Oleh karena itu, tidak ada pembayaran ataupun provisi yang dibuat atas ketetapan-ketetapan tersebut oleh ECCI dan MLL.

m. Administrasi

Berdasarkan peraturan perpajakan Indonesia, Perusahaan dan anak perusahaan menghitung, menetapkan, dan membayar sendiri jumlah pajak yang terhutang. Surat pelaporan pajak konsolidasi tidak diperkenankan dalam peraturan perpajakan Indonesia. Kantor Pajak hanya dapat menetapkan dan mengubah kewajiban perpajakan tahun 2007 dan sebelumnya paling lama pada tahun pajak 2013. Sejak 1 Januari 2008, kadaluwarsa penetapan pajak tersebut telah dirubah menjadi 5 tahun dari yang sebelumnya 10 tahun. Manajemen berkeyakinan Grup telah mentaati ketentuan perpajakan yang berlaku di Indonesia.

Untuk yurisdiksi pajak lainnya manajemen juga secara substansi berkeyakinan bahwa telah mentaati ketentuan perundang-undangan perpajakan yang berlaku dalam hal pelaporan pajak.

17. TAXES PAYABLE (continued)

l. Exspan Cumi-Cumi and Medco Lematang Ltd.

Exspan Cumi-Cumi Inc. (ECCI) and Medco Lematang Ltd. (MLL), subsidiaries, received tax assessments totaling Rp17.4 billion in 2002 for the underpayment of Value Added Tax (VAT) for years prior to the acquisition of these working interests from the previous operators of the respective PSCs. Subsequently, ECCI has relinquished the PSC to the Government of Indonesia.

The Sales and Purchase Agreements with the respective previous PSC working interest owners provided that liabilities incurred prior to acquisition by ECCI and MLL remain the responsibility of the former owners. Accordingly, no provision or payment has been made for these assessments by ECCI and MLL.

m. Administration

Under taxation laws of Indonesia, the Company and subsidiaries compute, determine and pay their tax liabilities on the basis of self-assessment. Consolidated tax returns are prohibited under the Indonesia taxation laws. The ITO may assess or amend taxes for 2007 tax obligation and prior years not later than tax year 2013. Starting January 1, 2008, the statute of limitation for tax assessment is amended to 5 years which was previously 10 years. Management believes the Group has fully complied with its tax filing requirements in Indonesia.

For other tax jurisdictions, management believes it has substantially complied with the applicable laws in regard to tax filing requirements.

18. BEBAN YANG MASIH HARUS DIBAYAR DAN PROVISI LAIN-LAIN

18. ACCRUED EXPENSES AND OTHER PROVISIONS

	2009	2008	
Sewa	19,283,999	12,346,181	*Rentals*
Bunga	3,927,469	4,968,816	*Interest*
Kerjasama operasi	2,330,239	4,034,621	*Joint ventures*
Imbalan kerja (Catatan 33)	2,166,790	-	*Employee benefits (Note 33)*
Tenaga kerja	795,835	721,679	*Labor supply*
Provisi dan beban yang masih harus dibayar - lain-lain	15,139,806	22,252,810	*Other provisions and accruals*
Jumlah	**43,644,138**	**44,324,107**	***Total***

The original consolidated financial statements included herein are in the Indonesian language.

19. DERIVATIF / *19. DERIVATIVES*

Pihak ketiga/ *Counterparties*	Jenis/*Type*	2009 Aset Derivatif/ *Derivative Assets*	2009 Kewajiban Derivatif/ *Derivative Liabilities*	2009 Keuntungan/ (Kerugian)/ *Gain (Loss)*	2008 Aset Derivatif/ *Derivative Assets*	2008 Kewajiban Derivatif/ *Derivative Liabilities*	2008 Keuntungan (Kerugian)/ *Gain (Loss)*
Perusahaan/*Company*							
Standard Chartered Bank	Perjanjian swap tingkat bunga atas mata uang silang/ *Cross-currency interest rate swap*	-	-	2,884,012	-	5,401,426	(5,577,156)
Citibank, N.A.	Perjanjian swap tingkat bunga atas mata uang silang/ *Cross-currency interest rate swap*	-	-	1,794,048	-	4,590,908	(4,693,156)
PT ANZ Panin Bank	Perjanjian swap atas mata uang silang/ *Cross-currency swap*	2,018,869	-	2,018,869	-	-	-
Anak Perusahaan/ *Subsidiaries*							
Lain-lain- bersih/ *others-net*		-	-	-	-	-	229,078
Jumlah/*Total*		2,018,869	-	6,696,929	-	9,992,334	(10,041,234)
Dikurangi yang jatuh tempo dalam satu tahun/ *Less current portion*		-	-		-	9,992,334	
Bagian yang jatuh tempo lebih dari satu tahun/ *Long-term portion*		2,018,869	-		-	-	

The original consolidated financial statements included herein are in the Indonesian language.

19. DERIVATIF (lanjutan)

Grup melakukan transaksi swap tingkat bunga atas mata uang silang, opsi pertukaran mata uang asing, dan kontrak *forward* mata uang asing sebagai instrumen lindung nilai untuk mengelola resiko atas tingkat bunga dan mata uang asing. Seluruh kontrak yang dilakukan Grup mempunyai kewajiban yang mendasari.

Informasi lebih lanjut mengenai berbagai kontrak derivatif Grup adalah sebagai berikut:

19. DERIVATIVES (continued)

The Group entered into cross-currency interest rate swaps, currency option contracts, and foreign currency forward contracts as hedging instruments to manage its foreign interest rate and currency risks. All contracts entered into by the Group have underlying obligations.

Further information relating to the derivatives undertaken by the Group is as follows:

Pihak ketiga/ *Counterparties*	Jenis/*Type*	Nilai nominal/ *Notional amount*		Tanggal pertukaran awal/ *Initial exchange date*	Tanggal pertukaran akhir/ *Final exchange date*	Syarat/*Terms and Conditions*
		Dalam AS$/ *In US$*	Dalam IDR/ *In IDR*			
Perusahaan/*Company*						
Standard Chartered Bank	Perjanjian swap tingkat bunga atas mata uang silang/ *Cross-currency interest rate swap*	25,000,000	228,125,000,000	5 Agustus 2004/ *August 5, 2004*	10 Juli 2009/ *July 10, 2009* Telah diselesaikan pada bulan Juli 2009/ *Settled in July 2009*	Perusahaan menerima bunga tetap sebesar 13,125% per tahun atas nilai nominal Rupiah dan membayar bunga tetap 7,23% per tahun atas nominal Dolar AS setiap tanggal 10 Oktober, 10 Januari, 10 April, dan 10 Juli. Pada pertukaran akhir, Perusahaan harus membayar nilai nominal Dolar AS dan menerima nilai pasar dari nilai nominal Rupiah. Berdasarkan perjanjian, jika kurs spot dari Dolar AS/Rupiah adalah sebesar atau lebih dari Rp10.000 setiap tanggal pembayaran kupon obligasi selama masa berlakunya perjanjian, maka ketentuan *top up* provisi untuk *mark to market* akan berlaku. *The Company shall receive a fixed interest rate of 13.125% per year on the Rupiah notional amount and pay a fixed interest rate of 7.23% per year on the US Dollar notional amount every October 10, January 10, April 10 and July 10. On the final exchange date, the Company shall pay the US Dollar notional amount and receive the Indonesian Rupiah. Under the agreement, if the US Dollar/Indonesian Rupiah spot rate is at or above Rp10,000 at obligation coupon payment dates during the term of the agreement, the mark to market provisions shall apply.*

The original consolidated financial statements included herein are in the Indonesian language.

19. DERIVATIF (lanjutan) / *19. DERIVATIVES (continued)*

Pihak ketiga/ *Counterparties*	Jenis/*Type*	Nilai nominal/*Notional amount*		Tanggal pertukaran awal/*Initial exchange date*	Tanggal pertukaran akhir/*Final exchange date*	Syarat/*Terms and Conditions*
		Dalam AS$/ *In US$*	Dalam IDR/ *In IDR*			
Perusahaan/*Company*						
Citibank, N.A.	Perjanjian swap tingkat bunga atas mata uang silang/ *Cross-currency interest rate swap*	25,000,000	226,250,000,000	19 Oktober 2004/ *October 19, 2004*	12 Juli 2009/ *July 12, 2009* Telah diselesaikan pada bulan Juli 2009/ *Settled in July 2009*	Perusahaan menerima tingkat bunga tetap sebesar 13,125% per tahun atas nilai nominal Rupiah dan membayar pada tingkat bunga mengambang setara dengan Dolar AS Libor-BBA ditambah 2,45% atas nilai nominal Dolar AS setiap tiga bulan pada tanggal 12 Januari, 12 April, 12 Juli, dan 12 Oktober. Pertukaran akhir, Perusahaan membayar nilai nominal Dolar AS dan menerima nilai nominal Rupiah. Berdasarkan perjanjian, Citibank dapat meminta jaminan dalam Dolar AS jika selisih penyesuaian ke nilai pasar *(mark to market)* tinggi dari AS$1.250.000 (Catatan 9). *The Company shall receive a fixed interest rate of 13.125% per year on the Rupiah notional amount and pay a floating interest rate of equivalent to US Dollar Libor-BBA plus 2.45% on the US Dollar notional amount every three months every January 12, April 12, July 12 and October 12. On the final exchange date, the Company pays the US Dollar notional amount and receives the Indonesian Rupiah notional amount. Under the agreement, Citibank may demand collateral in US Dollars if its mark to market exposure is higher than US$1,250,000 (Note 9).*
PT ANZ Panin Bank	Perjanjian swap atas mata uang silang/ *Cross-currency swap*	20,000,000	202,400,000,000	8 September 2009/ *September 8, 2009*	15 Juni 2012/ *June 15, 2012*	Perusahaan menerima tingkat bunga tetap sebesar 13,375% per tahun atas nilai nominal Rupiah dan membayar pada tingkat bunga tetap 6% atas nilai nominal Dolar AS setiap tiga bulan pada tanggal 15 Maret, 15 Juni, 15 September, dan 15 Desember. Pada pertukaran akhir, Perusahaan membayar nilai nominal Dolar AS dan menerima nilai nominal Rupiah. *The Company shall receive a fixed interest rate of 13.375% per year on the Rupiah notional amount and pay a fixed interest rate of 6% on the US Dollar notional amount every March 15, June 15, September 15 and December 15. On the final exchange date, the Company pays the US Dollar notional amount and receives the Indonesian Rupiah notional amount.*

20. HUTANG / *20. LOANS*

	2009	2008	
Hutang Bank Jangka Pendek	60,982,254	50,198,115	*Short-Term Bank Loans*
Hutang Bank Jangka Panjang			
Bagian yang jatuh tempo dalam satu tahun	67,265,025	9,861,934	*Long-Term Bank Loans Current portion*
	128,247,279	60,060,049	
Hutang Bank Jangka Panjang Bagian hutang jangka panjang	368,491,424	288,387,656	*Long-Term Bank Loans Long-term portion*
Jumlah	**496,738,703**	**348,447,705**	***Total***

The original consolidated financial statements included herein are in the Indonesian language.

20. HUTANG (lanjutan)

20. LOANS (continued)

a. Hutang Bank

a. Bank Loans

Kreditur/*Lenders*	2009 Jumlah/*Total*	2009 Jatuh Tempo Dalam Satu Tahun/ *Maturing Within One Year*	2009 Jangka Panjang/ *Non-current*	2008 Jumlah/ *Total*	2008 Jatuh Tempo Dalam Satu Tahun/ *Maturing Within One Year*	2008 Jangka Panjang/ *Non-current*
Dolar AS/*US Dollar*						
Pihak ketiga/*Third parties*						
PT Bank Mandiri (Persero) Tbk	175,000,000	50,000,000	125,000,000	175,000,000	50,000,000	125,000,000
PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk	80,000,000	50,000,000	30,000,000	80,000,000	-	80,000,000
Sumitomo Mitsui Banking Corporation - Cabang Singapura/ *Singapore Branch*	40,000,000	-	40,000,000	40,000,000	-	40,000,000
PT Bank Central Asia Tbk	22,602,595	5,775,082	16,827,513	13,962,643	988,273	12,974,370
PT CIMB NiagaTbk	11,480,000	1,391,515	10,088,485			
Compass BBVA Bank	12,950,000	-	12,950,000	-	-	-
Sub-jumlah/*Sub-total*	**342,032,595**	**107,166,597**	**234,865,998**	**308,962,643**	**50,988,273**	**257,974,370**
Rupiah/*IDR*						
Pihak yang mempunyai hubungan istimewa/ *Related Party*						
PT Bank Himpunan Saudara 1906 Tbk (Dalam mata uang asli/*In original currency)* 2009: Rp5.4 milyar/*billion* 2008: nil	577,363	577,363	-	-	-	-
Pihak ketiga/*Third parties*						
PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk (Dalam mata uang asli/*In original currency)* 2009: Rp904 milyar/*billion* 2008: nil	96,250,000	-	96,250,000	-	-	-
PT Bank Central Asia Tbk (Dalam mata uang asli/*In original currency)* 2009: Rp124 milyar/*billion* 2008: Rp111.7 milyar/*billion*	13,205,566	5,197,536	8,008,030	10,202,951	3,541,303	6,661,648
PT Bank Bukopin Tbk (Dalam mata uang asli/*In original currency)* 2009: Rp0.1 milyar/*billion* 2008: Rp0.3 milyar/*billion*	13,104	13,104	-	26,895	15,646	11,249
PT Bank CIMB Niaga Tbk (Dalam mata uang asli/*In original currency)* 2009: Rp268.1 milyar/*billion* 2008: Rp288.7 milyar/*billion*	28,521,811	4,310,425	24,211,386	26,374,274	3,604,384	22,769,890
PT Bank Mandiri (Persero) Tbk (Dalam mata uang asli/*In original currency)* 2009: Rp103.2 milyar/*billion* 2008: nil	10,982,254	10,982,254	-	-	-	-
Lembaga Pembiayaan Ekspor Indonesia (LPEI) sebelumnya/ *formerly* PT Bank Ekspor Indonesia (Persero) (Dalam mata uang asli/*In original currency)* 2009: Rp52.9 milyar/*billion* 2008: Rp10.6 milyar/*billion*	5,156,010	-	5,156,010	970,499	-	970,499
PT Bank Rakyat Indonesia (Persero) Tbk (Dalam mata uang asli/*In original currency)* 2009: nil 2008: Rp18.18 milyar/*billion*	-	-	-	1,712,329	1,712,329	-
PT Bank Danamon Indonesia Tbk (Dalam mata uang asli/*In original currency)* 2009: nil 2008: Rp2.12 milyar/*billion*	-	-	-	198,114	198,114	-
Sub-jumlah/*Sub-total*	**154,706,108**	**21,080,682**	**133,625,426**	**39,485,062**	**9,071,776**	**30,413,286**
Jumlah/*Total*	**496,738,703**	**128,247,279**	**368,491,424**	**348,447,705**	**60,060,049**	**288,387,656**

The original consolidated financial statements included herein are in the Indonesian language.

20. HUTANG (lanjutan)

a. Hutang Bank (lanjutan)

Informasi lebih lanjut mengenai hutang bank adalah sebagai berikut:

20. LOANS (continued)

a. Bank Loans (continued)

Further information relating to bank loans is as follows:

Kreditur/*Lenders*	Tanggal efektif hutang/*Loan effectivity date*	Jadwal pelunasan/ *Repayment schedule*	Jaminan/*Security*
Perusahaan/ *Company*			
PT Bank Mandiri (Persero) Tbk Fasilitas Kredit Modal Kerja/ *Working Capital Credit Facility*	Maret/*March* 2008	Maret/*March* 2010 Perjanjian perpanjangan hutang ditandangani pada bulan Maret 2010/ *Extension of the loan agreement was signed in March 2010*	Fasilitas ini tidak dijamin dengan agunan khusus./ *The Loan Facility is unsecured.*
Fasilitas Kredit Investasi/ *Investment Credit Facility*	Desember/ *December* 2007	Desember/ *December* 2012	Fasilitas ini tidak dijamin dengan agunan khusus./ *The Loan Facility is unsecured.*
PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk			
Fasilitas Pendanaan Umum/ *General Corporate Facility*	Juni/*June* 2007	Juni/*June* 2010	Fasilitas ini tidak dijamin dengan agunan khusus./ *The Loan Facility is unsecured.*
Fasilitas Kredit Term Loan/ *Term Loan Facility*	Juli/*July* 2007	Juli/*July* 2012	Fasilitas ini tidak dijamin dengan agunan khusus./ *The Loan Facility is unsecured.*
Sumitomo Mitsui Banking Corporation, Cabang Singapura/*Singapore Branch* Fasilitas Kredit Term Loan/ *Term Loan Facility*	Agustus/*August* 2007	Mei/*May* 2011	Fasilitas ini tidak dijamin dengan agunan khusus./ *The Loan Facility is unsecured.*
PT Medco Power Indonesia			
PT Bank CIMB Niaga Tbk Pendanaan Proyek/ *Project Financing*	Mei/*May* 2007	Tranche A 41 cicilan/ *installments* (2011 - 2014) Tranche B 60 cicilan/ *installments* (2008 - 2013) Dibayar penuh lebih awal pada bulan Januari 2010/*Early settlement in January 2010*	Dijamin dengan penjaminan fidusia atas mesin TM 2500, kontrak jual beli listrik dengan PLN Batam, klaim asuransi, rekening bank yang dibatasi penggunaanya. Khusus untuk fasilitas Tranche A dijamin dengan *Standby Letter of Credit (SBLC) (Catatan 9 dan 12)./* *Collateralized by a fiduciary right over a TM 2500 machine, Power Sale and Purchase Agreement with PLN Batam, insurance claims and restricted cash in bank. The Tranche A facility is also collateralized by a Standby Letter of Credit (SBLC) (Notes 9 and 12).*

20. HUTANG (lanjutan)

20. LOANS (continued)

a. Hutang Bank (lanjutan)

a. Bank Loans (continued)

Kreditur/*Lenders*	Tanggal efektif hutang/*Loan effectivity date*	Jadwal pelunasan/ *Repayment schedule*	Jaminan/*Security*
PT Mitra Energi Batam (MEB)			
PT Bank Central Asia Tbk (BCA) Pendanaan Proyek/ *Project Financing*	Agustus/*August* 2004	36 cicilan/ *installments* (2005-2011)	Dijamin dengan seluruh aset tetap MEB, hak atas piutang atas Proyek Panaran I; saham MEB; uang muka yang dibayarkan sebagai jaminan untuk Rolls Royce, obligasi kinerja (*performance bond*), hak atas asuransi proyek, dan seluruh akun-akun BCA yang berkaitan dengan proyek (Catatan 5, 9 dan 12)./ *Collateralized by all of MEB's property and equipment, rights over receivables from the Panaran I Project, shares of stock of MEB, advance payment guarantee for Rolls Royce, performance bond, rights on project insurance, and all BCA accounts related to the project (Notes 5, 9 and 12).*
PT Bank Central Asia Tbk Fasilitas Kredit Investasi/ *Investment Credit Facility*	November 2007	36 cicilan/ *installments* (2007-2011)	Dijamin dengan seluruh aset tetap MEB, hak atas piutang atas Proyek Panaran I; saham MEB; uang muka yang dibayarkan sebagai jaminan untuk Rolls Royce, obligasi kinerja (*performance bond*), hak atas asuransi proyek, dan seluruh akun-akun BCA yang berkaitan dengan proyek (Catatan 5, 9 dan 12)./ *Collateralized by all of MEB's property and equipment, rights over receivables from the Panaran I Project, shares of stock of MEB, advance payment guarantee for Rolls Royce, performance bond, rights on project insurance, and all BCA accounts related to the project (Notes 5, 9 and 12).*
PT Bank Central Asia Tbk Fasilitas Kredit Konsumsi/ *Consumer Credit Facility*	Agustus/*August* 2005	Dibayar penuh pada bulan Agustus 2009/*Fully paid in August* 2009	Dijamin dengan sebuah wisma tamu (Catatan 12)./ *Collateralized by a guest house (Note 12).*
PT Bank Central Asia Tbk Fasilitas Kredit Investasi/ *Investment Credit Facility*	Oktober/*October* 2009	48 cicilan/ *installments* (2009 – 2013)	Dijamin dengan seluruh aset tetap MEB, hak atas piutang atas Proyek Panaran I; saham MEB; uang muka yang dibayarkan sebagai jaminan untuk Rolls Royce, obligasi kinerja (*performance bond*), hak atas asuransi proyek, dan seluruh akun-akun BCA yang berkaitan dengan proyek (Catatan 5, 9 dan 12)./ *Collateralized by all of MEB's property and equipment, rights over receivables from the Panaran I Project, shares of stock of MEB, advance payment guarantee for Rolls Royce, performance bond, rights on project insurance, and all BCA accounts related to the project (Notes 5, 9 and 12).*
PT Bank Central Asia Tbk Fasilitas Kredit Konsumsi/ *Consumer Credit Facility*	Agustus/*August* 2008	43 cicilan/ *installments* (2008-2012)	Dijamin dengan kendaraan operasional (Catatan 12)./ *Collateralized by the company's motor vehicle (Note 12).*
PT Bank Bukopin Tbk Fasilitas Kredit Konsumsi/ *Consumer Credit Facility*	Agustus/*August* 2007	20 cicilan/ *installments* (2007-2010)	Dijamin dengan deposito berjangka (Catatan 9)./ *Collateralized by time deposits (Note 9).*

20. HUTANG (lanjutan)

20. LOANS (continued)

a. Hutang Bank (lanjutan)

a. Bank Loans (continued)

Kreditur/*Lenders*	Tanggal efektif hutang/*Loan effectivity date*	Jadwal pelunasan/ *Repayment schedule*	Jaminan/*Security*
PT Dalle Energy Batam(DEB)			
PT Bank CIMB Niaga Tbk Hutang Sindikasi/ *Syndicated Loans*	Desember/ *December 2005*	60 cicilan/ *installments* (2006-2013)	Dijamin dengan piutang pihak ketiga, mesin-mesin, saham dari DEB, Kontrak *Engineering, Procurement dan Construction* (EPC) dan Perjanjian Pembelian Tenaga Listrik (PPA) (Catatan 5, 9 dan 12)./ *Collateralized by third party receivables, machinery, shares of stock of DEB, an Engineering, Procurement and Construction Contract (EPC) and Power Purchase Agreement (PPA) (Notes 5, 9 and 12).*
PT Bank CIMB Niaga Tbk Hutang Sindikasi/ *Syndicated Loan* Pendanaan Proyek/ *Project Financing Combined Cycle Power Plant (CCPP)*	Juli / *July* 2008	Tujuh tahun setelah tanggal operasi komersial yang dijadwalkan/*Seven years after date of scheduled commercial operation*	Dijamin dengan saham baru milik pemegang saham DEB, *conversion reserves account, debt reserves account,* penjaminan fidusia atas hak tagih dari PLN Batam atas tenaga listrik yang dihasilkan khusus dari CCPP (Catatan 5, 9 dan 12)./ *Collateralized by new shares issued to DEB shareholders, conversion reserves account, debt reserves account, fiduciary right over receivable from PLN Batam related to power supply produced by CCPP (Notes 5, 9 and 12).*
Lembaga Pembiayaan Ekspor Indonesia (LPEI) Sebelumnya/*formerly* PT Bank Ekspor Indonesia (Persero) Hutang Sindikasi/ *Syndicated Loan* Pendanaan Proyek/ *Project Financing Combined Cycle Power Plant (CCPP)*	Juli/ *July* 2008	Tujuh tahun setelah tanggal operasi komersial yang dijadwalkan/ *Seven years after date of scheduled commercial operation*	Dijamin dengan saham baru milik pemegang saham DEB, *conversion reserves account, debt reserves account,* penjaminan fidusia atas hak tagih dari PLN Batam atas tenaga listrik yang dihasilkan khusus dari CCPP (Catatan 5, 9 dan 12)./ *Collateralized by new shares issued to DEB shareholders, conversion reserves account, debt reserves account, fiduciary right over receivables from PLN Batam related to power supply produced by CCPP (Notes 5, 9 and 12).*
PT Medco Sarana Kalibaru (MSK)			
PT Bank Mandiri (Persero) Tbk Pendanaan *Trust Receipts/ Trust Receipts*	Oktober/*October* 2009	April/*April* 2010	Fasilitas Kredit ini tidak dijamin dengan agunan khusus./ *The Loan Facility is unsecured.*
PT Bank Rakyat Indonesia (Persero) Tbk Fasilitas Pinjaman Investasi/ *Investment Credit Facility*	Agustus/*August* 2005	Dibayar penuh pada bulan Agustus 2009 *Fully paid in August* 2009	Dijamin dengan tanah dan bangunan milik MSK di Kalibaru berikut kilang pengolahan serta dermaga, mesin-mesin dan peralatan pipa (Catatan 12)./ *Collateralized by land and buildings owned by MSK in Kalibaru including the blending plant, docking area (Jetty), machinery, and piping equipment (Note 12).*
PT Medco E&P Lematang			
PT Bank Central Asia Tbk Pendanaan Proyek/ *Project Financing*	Juni/*June* 2007 Perubahan terakhir ditandatangani Februari 2010/ *Latest amendment signed in February 2010*	23 cicilan/ *installments* (2009 - 2014)	Dijamin dengan piutang atas penjualan gas Lapangan Singa, Blok Lematang Sumatera Selatan, dana yang terdapat dalam *escrow account, debt service account* dan *operating account* di BCA (Catatan 5 dan 9)./ *Collateralized by receivables from gas sales from the Singa Field in the Lematang Block, South Sumatera, escrow accounts, debt service account and operating account in BCA (Notes 5 and 9).*

The original consolidated financial statements included herein are in the Indonesian language.

20. HUTANG (lanjutan)

20. LOANS (continued)

a. Hutang Bank (lanjutan)

a. Bank Loans (continued)

Kreditur/*Lenders*	Tanggal efektif hutang/*Loan effectivity date*	Jadwal pelunasan/ *Repayment schedule*	Jaminan/*Security*
Medco US LLC (MEUS)			
Compass BBVA Bank Pendanaan Proyek/ *Project Financing*	Juni/*June* 2009	Juni/*June* 2011	Dijamin dengan hak gadai pertama atas aktiva minyak dan gas bumi di Amerika Serikat (Catatan 13)./ *Secured by first mortgage on the MEUS' oil and gas properties in the United States (Note 13).*
PT Usaha Tani Sejahtera			
PT Bank Himpunan Saudara 1906 Tbk	Mei/*May* 2009	Mei/*May* 2010	Dijamin dengan Cessie Piutang Dagang atas seluruh penjualan dan deposito berjangka (Catatan 5 dan 9)./ *Secured by accounts receivable from sales and time deposit (Notes 5 and 9).*
PT Mitra Energi Gas Sumatera			
PT Bank CIMB Niaga Tbk Pendanaan Proyek/ *Project Financing*	Oktober/*October* 2009	33 cicilan atau maksimum sampai dengan jatuh tempo kontrak sewa/ *installments or until the maturity of the lease contract* (2010-2013)	Dijamin dengan mesin dan peralatan, penerimaan dari kontrak penyewaan fasilitas jalur pipa, saham, rekening penampung, dan pengalihan atas hak dan kepentingan (Catatan 5, 9 dan 12)./ *Secured by machinery and equipment, proceeds from the pipeline lease contract, shares, escrow account, and assignment of rights (Notes 5, 9 and 12).*

	2009	2008	
Tingkat bunga per tahun			*Interest rate per annum*
Rupiah	9.00% - 13.25%	9.00% - 14.50%	*Rupiah*
Dolar Amerika Serikat	2.52% - 8.25%	4.33% - 8.50%	*United States Dollar*

b. Fasilitas Bank

b. Bank Facilities

Pada tanggal 31 Desember 2009, Grup mempunyai fasilitas bank sebagai berikut:

As of December 31, 2009, the Group has the following outstanding bank facilities:

Bank	Fasilitas/*Facility*	Jumlah Fasilitas Maksimum/*Maximum Facility Amount*	Fasilitas yang Tidak Dipakai pada Tanggal 31 Desember 2009/ *Unused Portion of the Facility as of December 31, 2009*
Fasilitas Umum Bank/ *General Banking Facility*			
Standard Chartered Bank	Fasilitas Bank/ *Banking Facilities*	AS$/*US$*28,000,000	AS$/*US$*17,900,000
Citibank, N.A., Cabang Indonesia/*Indonesia Branch*	Fasilitas Pembukaan Letter of Credit/ *Letter of Credit Facility*	AS$/*US$*15,000,000	AS$/*US$*3,900,000
PT Bank Mandiri (Persero) Tbk	Fasilitas Non-Cash Loan/ *Non-Cash Loan Facility*	AS$/*US$*50,000,000	AS$/*US$*30,618,671
	Foreign Exchange Line	AS$/*US$*25,000,000	AS$/*US$*25,000,000
PT Bank Danamon Indonesia Tbk	Fasilitas Bank Garansi, Fasilitas *Standby Letter of Credit/ Bank Guarantee Facility, Standby Letter of Credit Facility*	AS$/*US$*50,000,000	AS$/*US$*32,395,466
PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk	Fasilitas Non-Cash Loan/ *Non-Cash Loan Facility*	AS$/*US$*18,000,000	AS$/*US$*18,000,000

The original consolidated financial statements included herein are in the Indonesian language.

20. HUTANG (lanjutan)

b. Fasilitas Bank (lanjutan)

20. LOANS (continued)

b. Bank Facilities (continued)

Bank	Fasilitas/*Facility*	Jumlah Fasilitas Maksimum/*Maximum Facility Amount*	Fasilitas yang Tidak Dipakai pada Tanggal 31 Desember 2009/ *Unused Portion of the Facility as of December 31, 2009*
Fasilitas Pendanaan Umum dan Pembiayaan Kembali *USD Bond/General Corporate Facility and Refinancing USD Bond*			
PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk	Fasilitas Kredit Term Loan/ *Term Loan Facility*	AS$/*US*$125,000,000	AS$/*US*$18,000,000
PT Dalle Energy Batam (DEB)			
PT Bank CIMB Niaga Tbk Hutang Sindikasi/ *Syndicated Loan*	Fasilitas Kredit Konstruksi/ *Loan Construction Facility*	Tranche A: AS$/*US$*2,345,462/ Rp22,706,422,018 Tranche B: AS$/*US$*7,591,743 Tranche C: Rp69,828,852,114	Tranche A: Rp6,315,058,644 Tranche B: AS$/*US$*7,591,743 Tranche C: Rp69,828,852,114
Lembaga Pembiayaan Ekspor Indonesia (LPEI) sebelumnya/*formerly* PT Bank Ekspor Indonesia (Persero) Hutang Sindikasi/ *Syndicated Loan*	Fasilitas Kredit Konstruksi/ *Loan Construction Facility*	AS$/*US$*7,880,754/ Rp76,293,577,982 AS$/*US*$25,508,257	Rp23,319,411,768 AS$/*US*$25,508,257
Medco US LLC			
Compass BBVA Bank	Fasilitas Kredit yang Dapat Diperpanjang/ *Revolving Credit Facility*	AS$/*US$*50,000,000	AS$/*US$*37,000,000

The original consolidated financial statements included herein are in the Indonesian language.

20. HUTANG (lanjutan)

c. Lain-lain

Berdasarkan perjanjian atas hutang-hutang tersebut Grup harus mematuhi batasan-batasan tertentu, antara lain untuk memperoleh persetujuan tertulis dari pemberi pinjaman sebelum melakukan transaksi-transaksi tertentu seperti mengadakan penggabungan usaha, pengambilalihan, likuidasi atau perubahan status serta Anggaran Dasar, mengurangi modal dasar, ditempatkan dan disetor; pembatasan dalam pemberian pinjaman kepada pihak ketiga; penjaminan negatif, dan menjaminkan aset atau pendapatannya dengan pengecualian secara khusus; pembatasan dalam mengubah aktivitas utama dan pembagian dividen; dan harus mematuhi rasio-rasio keuangan tertentu.

Pada tanggal-tanggal 31 Desember 2009 dan 2008, Manajemen berpendapat bahwa Grup mematuhi pembatasan-pembatasan atas masing-masing kewajiban, kecuali DEB.

Pada tanggal-tanggal 31 Desember 2009 dan 2008, DEB tidak memenuhi persyaratan atas rasio keuangan untuk hutang yang diperoleh dari PT CIMB Niaga Tbk. Namun demikian, pada Februari 2010 dan Januari 2009, DEB telah memperoleh pengabaian atas pembatasan rasio keuangan yang secara efektif membebaskan DEB dari pemenuhan atas pembatasan rasio keuangan tersebut.

20. LOANS (continued)

c. Others

The Group, under the loan agreements, is subject to various restrictive covenants, among others to obtain written approval from the lenders, before entering into certain transactions such as mergers, takeovers, liquidation or change in status and Articles of Association, reducing the authorized, issued and fully paid capital; restrictions on lending money to third parties; negative pledges, and collateralizing assets or revenue with certain exceptions; restrictions on change in core business activities and payments of dividends; and requirement to comply with certain financial ratios.

As of December 31, 2009 and 2008, in management's opinion, the Group is in compliance with the covenants of all respective obligations, except DEB.

As of December 31, 2009 and 2008, DEB did not meet the financial ratio requirements of the loan obtained from PT CIMB Niaga Tbk. Nevertherless, in February 2010 and January 2009, DEB has obtained a waiver which effectively exempted DEB from meeting the required financial ratio covenants.

21. KEWAJIBAN JANGKA PANJANG LAINNYA / *21. OTHER LONG-TERM OBLIGATIONS*

	2009	2008	
Wesel Bayar			***Notes Payable***
Wesel bayar digaransi (GN) jatuh tempo pada tahun 2010	190,067,000	190,067,000	*Guaranteed Notes (GN) due in 2010*
Wesel bayar treasuri	(101,863,000)	(100,863,000)	*Treasury notes*
Bersih	88,204,000	89,204,000	*Net*
Dikurangi diskonto yang belum diamortisasi	128,925	527,224	*Less unamortized discounts*
Bersih	88,075,075	88,676,776	*Net*
Dikurangi bagian yang jatuh tempo dalam satu tahun	88,075,075	-	*Less current portion*
Bagian jangka panjang	**-**	**88,676,776**	***Long-term portion***
Obligasi yang Dapat Dikonversi yang Digaransi			***Guaranteed Convertible Bonds***
Jatuh tempo pada tahun 2011	-	213,416,782	*Due in 2011*
Wesel bayar tresuri	-	(64,302,513)	*Treasury notes*
Bersih	-	149,114,269	*Net*
Dikurangi diskonto yang belum diamortisasi	-	1,002,107	*Less unamortized discount*
Bersih	-	148,112,162	*Net*
Dikurangi bagian yang jatuh tempo dalam satu tahun	-	-	*Less current portion*
Bagian jangka panjang	**-**	**148,112,162**	***Long-term portion***
Medium-Term Notes			***Medium-Term Notes***
Jatuh tempo pada tahun 2011	20,600,000	-	*Due in 2011*
Jatuh tempo pada tahun 2012	21,500,000	-	*Due in 2012*
Bersih	42,100,000	-	*Net*
Dikurangi diskonto yang belum diamortisasi	270,328		*Less unamortized discount*
Bersih	41,829,672	-	*Net*
Dikurangi bagian yang jatuh tempo dalam satu tahun	-	-	*Less current portion*
Bagian jangka panjang	**41,829,672**	**-**	***Long-term portion***
Obligasi Rupiah			***Rupiah Bonds***
Jatuh tempo pada tahun 2009	-	123,287,671	*Due in 2009*
Jatuh tempo pada tahun 2012	54,627,660	-	*Due in 2012*
Jatuh tempo pada tahun 2014	104,946,808	-	*Due in 2014*
Obligasi treasuri	-	(15,342,466)	*Treasury bonds*
Bersih	159,574,468	107,945,205	*Net*
Dikurangi diskonto yang belum diamortisasi	888,366	120,173	*Less unamortized discounts*
Bersih	158,686,102	107,825,032	*Net*
Dikurangi bagian yang jatuh tempo dalam satu tahun	-	107,825,032	*Less current portion*
Bagian jangka panjang	**158,686,102**	**-**	***Long-term portion***
Tingkat bunga per tahun			*Interest rates per annum*
Rupiah	13.38% -14.25%	13.13%	*Rupiah*
Dolar Amerika Serikat	7.25% - 8.75%	7.25% - 8.75%	*United States Dollars*

The original consolidated financial statements included herein are in the Indonesian language.

21. KEWAJIBAN JANGKA PANJANG LAINNYA (lanjutan)

21. OTHER LONG-TERM OBLIGATIONS (continued)

Informasi lain mengenai kewajiban jangka panjang lainnya sebagai berikut:

Further information relating to other long-term obligations is as follows:

Kewajiban Jangka Panjang/ *Long-Term Obligation*	Pokok/*Principal*	Peringkat/ *Rating*	Terdaftar/ *Listed*	Jatuh Tempo/ *Maturity*	Kupon/ *Coupon*	Jaminan/*Security*
Perusahaan/*Company*						
Obligasi Konversi/ *Convertible Bonds*	AS$/*US$*176,900,000	Standard & Poor's: B+ (2008)	Bursa Efek Singapura/ *Singapore Stock Exchange*	2011 Telah dibayar penuh pada tanggal 12 Mei 2009/ *Fully paid on May 12, 2009*	0%	Memberikan jaminan yang tidak terbatas dan mengikat dari MEI kepada pemegang obligasi berkaitan dengan kesanggupan dan ketepatan pembayaran oleh Medco CB atas seluruh jumlah yang sewaktu-waktu jatuh tempo dan terhutang sehubungan dengan obligasi awal./ *MEI provided an unconditional and irrevocable guarantee to the bondholders with respect to the ability and punctual payment by Medco CB over all amounts becoming due and payable in respect of the initial bonds.*
Wesel Bayar/ *Notes Payable*	AS$/*US$*325,411,000	Standard & Poor's : B (Mei/*May* 2009) Moody's B3 (Maret/*March* 2009)	Bursa Efek Singapura/ *Singapore Stock Exchange*	22 Mei/*May* 2010 Tanggal *Put/ Put date:* 22 Mei/*May* 2008	8.75% Dibayar setiap setengah tahun/ *Payable semi-annually*	Wesel bayar yang digaransi (GN) yang diterbitkan oleh MEFL dijamin oleh Perusahaan. *Negative pledge* atas seluruh aset yang bergerak dan tidak bergerak yang dimiliki oleh Perusahaan kepada pemegang obligasi sebagaimana dinyatakan dalam Sertifikat Jumbo Obligasi kecuali dinyatakan termasuk dalam pengembalian (Catatan 12)./ *The Guaranteed Notes (GN) issued by MEFL are guaranteed by the Company. Negative pledge on all movable and non-movable properties of the Company as stated in the Jumbo Bond Certificate except as noted in the agreement (Note 12).*

The original consolidated financial statements included herein are in the Indonesian language.

21. KEWAJIBAN JANGKA PANJANG LAINNYA (lanjutan)

21. OTHER LONG-TERM OBLIGATIONS (continued)

Kewajiban Jangka Panjang/ *Long-Term Obligation*	Pokok/*Principal*	Peringkat/ *Rating*	Terdaftar/ *Listed*	Jatuh Tempo/ *Maturity*	Kupon/ *Coupon*	Jaminan/*Security*
Perusahaan/*Company*						
Obligasi Rupiah I/ *Rupiah Bonds I*	Rp1,350,000,000,000	PT Pemeringkat Efek Indonesia (PEFINDO) : AA- (2008)	Bursa Efek Indonesia/ *Indonesia Stock Exchange*	2009 Telah dibayar penuh pada tanggal 13 Juli 2009/ *Fully paid on July 13, 2009*	13.125% Terhutang setiap kuartal/ *Payable quarterly*	Obligasi ini tidak dijamin dengan agunan khusus./ *This obligation is unsecured.*
Obligasi Rupiah II/ *Rupiah Bonds II*	Rp1,500,000,000,000 Tranche A sebesar/ *Tranche A amounting to* Rp513,500,000,000 Tranche B sebesar/ *Tranche B amounting to* Rp986,500,000,000	PT Pemeringkat Efek Indonesia (PEFINDO) : AA- (2009)	Bursa Efek Indonesia/ *Indonesia Stock Exchange*	Tranche A: Juni/*June* 2012 Tranche B: Juni/*June* 2014	Tranche A: 13.375% Tranche B: 14.25% Terhutang setiap kuartal/ *Payable quarterly*	Obligasi ini tidak dijamin dengan agunan khusus./ *This obligation is unsecured.*
Medium-Term Notes/ *Medium-Term Notes*	AS$/*US$*42,100,000 Tranche A sebesar/*Tranche A amounting to* AS$/*US$*20,600,000 Tranche B sebesar/*Tranche B amounting to* AS$/*US$*21,500,000	PT Pemeringkat Efek Indonesia (PEFINDO) : AA- (2009)	-	Tranche A: Desember/ *December* 2011 Tranche B: Desember/ *December* 2012	Tranche A: 7.25% Tranche B: 8.00% Terhutang setiap kuartal/ *Payable quarterly*	Obligasi ini tidak dijamin dengan agunan khusus./ *This obligation is unsecured.*

a. Pembatasan-pembatasan atas Hutang

Berdasarkan syarat-syarat dan kondisi-kondisi dari perjanjian sehubungan dengan kewajiban jangka panjang tersebut, Grup harus mematuhi batasan-batasan tertentu, antara lain memperoleh persetujuan dari pemberi pinjaman/wali amanat yang ditunjuk sebelum melakukan tindakan-tindakan seperti: merger atau akuisisi, mengurangi modal dasar, diterbitkan dan disetor penuh dari modal saham Perusahaan, mengubah bisnis utama, pembatasan atas pemberian pinjaman kepada pihak ketiga, menjaminkan dan mengalihkan aset Perusahaan, penerbitan obligasi atau memperoleh hutang dari pihak-pihak lain, mengajukan permintaan bangkrut atau penundaan pembayaran hutang sebelum pembayaran pokok dan bunga obligasi, mengumumkan dan membayar dividen melebihi persentasi tertentu dari laba bersih konsolidasi dan harus memenuhi rasio keuangan tertentu.

Pada tanggal 31 Desember 2009, manajemen berpendapat bahwa Grup mematuhi pembatasan-pembatasan atas masing-masing kewajiban jangka panjang lainnya.

a. Debt Covenants

Under the terms and conditions of these long-term obligations, the Group is subject to various restrictive covenants, among others, obtaining approval from the lenders/designated trustees prior to undertaking certain actions such as: mergers or acquisitions, reducing the authorized, issued and fully paid capital stock of the Company, changing of main business activities; restrictions on granting loans to third parties, pledging and transferring the Company's assets, issuing bonds or obtaining loans from other parties, proposing to file for bankruptcy or delaying loan payments prior to the payment of bond interest and principal, and declaring and paying dividends in excess of a certain percentage of consolidated net income, and is required to comply with certain financial ratios.

As of December 31, 2009, in management's opinion, the Group is in compliance with the covenants of all respective long-term obligations.

21. KEWAJIBAN JANGKA PANJANG LAINNYA (lanjutan)

b Wali Amanat

Grup telah menunjuk Wali Amanat sebagai perantara antara Grup dengan Pemegang Obligasi. Adapun Wali Amanat masing-masing untuk Obligasi Konversi, Wesel Bayar Digaransi, dan Obligasi Rupiah I dan II adalah Deutsche Bank Trustees (Hongkong) Limited, Bank of New York dan PT Bank CIMB Niaga Tbk.

c. Lain-lain

Pelunasan Pokok dan Bunga Obligasi Rupiah I tahun 2004

Pada tanggal 13 Juli 2009, Perusahaan telah melunasi seluruh pokok Obligasi Rupiah Medco Energi Internasional I Tahun 2004. Nilai pokok obligasi yang dilunasi adalah sebesar Rp1,35 triliun, termasuk obligasi yang telah dibeli kembali sejumlah Rp200 milyar.

Pelunasan Obligasi Konversi

Pada bulan April 2009, semua Pemegang Obligasi Konversi yang diterbitkan oleh Medco CB Finance B.V. melakukan *put option* atas nilai pokok obligasi sebesar AS$100,6 juta. Pada tanggal 12 Mei 2009, telah dilakukan pembayaran kepada pemegang obligasi sebesar AS$124,7 juta (pokok dan bunga). Jumlah sisa sebesar AS$76,3 juta yang merupakan obligasi treasuri telah dibatalkan. Dengan demikian, pada tanggal 31 Desember 2009, Grup sudah tidak memiliki kewajiban atas obligasi konversi tersebut.

Wesel Bayar Digaransi

Pada bulan Mei 2008, sebagian Pemegang Obligasi melakukan *put option* sebesar AS$135 juta atas wesel bayar digaransi yang akan jatuh tempo pada Mei 2010. Pada tanggal 31 Desember 2009, jumlah wesel bayar digaransi terhutang adalah AS$88 juta (bersih) setelah dikurangi dengan wesel bayar treasuri sebesar AS$101,8 juta.

21. OTHER LONG-TERM OBLIGATIONS (continued)

b. Trustees

The Group engaged Trustees to act as the intermediaries between the Group and the Bondholders. The Trustees for the Convertible Bonds, Guaranteed Notes and Rupiah Bonds I and II are Deutsche Bank Trustees (Hongkong) Limited, Bank of New York and PT Bank CIMB Niaga Tbk, respectively.

c. Others

Repayment of Rupiah Bonds I year 2004

On July 13, 2009, the Company fully paid the Medco Energi Internasional 2004 1st Rupiah Bonds. The total principal amount retired was Rp1.35 trillion, including related treasury bonds of Rp200 billion.

Repayment of Convertible Bonds

In April 2009, all the Bondholders of the Guaranteed Convertible Bonds issued by Medco CB Finance B.V. exercised their put option on the outstanding principal amount of US$100.6 million. On May 12, 2009, total payments made to the Bondholders amounted to US$124.7 million (principal and interest). The treasury bonds amounting to US$76.3 million have been extinguished. As of December 31, 2009, the Group no longer has outstanding convertible bonds.

Guaranteed Notes

In May 2008, some of the Bondholders of the guaranteed notes maturing in May 2010 exercised their put options amounting to US$135 million. As of December 31, 2009, the total outstanding guaranteed notes amounted to US$88 million (net) after deducting treasury notes of approximately US$101.8 million.

22. GOODWILL NEGATIF

Pada tanggal 31 Desember 2009, saldo goodwill negatif hanya berasal dari akuisisi PT Medco E&P Tarakan sebesar AS$35.242 (2008: AS$58.672).

22. NEGATIVE GOODWILL

As of December 31, 2009, the remaining negative goodwill balance relates solely to the acquisition of PT Medco E&P Tarakan amounting to US$35,242 (2008: US$58,672).

	2009	2008	
Saldo awal	58,672	844,364	*Beginning balance*
Amortisasi	(23,430)	(785,692)	*Amortization*
Saldo akhir	**35,242**	**58,672**	***Ending balance***

23. HAK MINORITAS

23. MINORITY INTERESTS

a. Hak minoritas atas aset bersih anak perusahaan:

a. Minority interests in net assets of subsidiaries:

	2009	2008	
PT Medco Energi Menamas	5,584,119	4,899,011	*PT Medco Energi Menamas*
PT Dalle Energy Batam	5,172,140	1,786,767	*PT Dalle Energy Batam*
Medco LLC	4,980,279	3,623,359	*Medco LLC*
PT Medco Gajendra Power Services	3,118,729	1,839,051	*PT Medco Gajendra Power Services*
PT Muara Enim Multi Power	21,194	17,769	*PT Muara Enim Multi Power*
PT Exspan Petrogas Intranusa	6,846	3,574	*PT Exspan Petrogas Intranusa*
PT Medco Methanol Bunyu	-	2,695	*PT Medco Methanol Bunyu*
Jumlah	**18,883,307**	**12,172,226**	***Total***

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

b. Minority interests in net losses (income) of subsidiaries:

	2009	2008	
Medco LLC	(1,369,972)	(2,637,936)	*Medco LLC*
PT Medco Gajendra Power Services	(1,084,428)	(1,402,306)	*PT Medco Gajendra Power Services*
PT Dalle Energy Batam	(683,616)	423,024	*PT Dalle Energy Batam*
PT Medco Energi Menamas	(12,461)	(350,177)	*PT Medco Energi Menamas*
PT Muara Enim Multi Power	(459)	561	*PT Muara Enim Multi Power*
Medco Power Venture Pte. Ltd.	-	25,092	*Medco Power Venture Pte. Ltd.*
PT Medco Power Sumatra	-	20,922	*PT Medco Power Sumatra*
PT Apexindo Pratama Duta Tbk (Catatan 37a)	-	(4,932,666)	*PT Apexindo Pratama Duta Tbk (Note 37a)*
PT Exspan Petrogas Intranusa	-	(2,763)	*PT Exspan Petrogas Intranusa*
PT Medco Methanol Bunyu	-	(453)	*PT Medco Methanol Bunyu*
Bersih	**(3,150,936)**	**(8,856,702)**	***Net***

The original consolidated financial statements included herein are in the Indonesian language.

24. MODAL SAHAM

24. CAPITAL STOCK

2009

Pemegang Saham	Jumlah Saham/ *Number of Shares*	Persentase Kepemilikan/ *Percentage of Ownership*	Jumlah/ *Amount* Rp'000	Jumlah/ *Amount* US$	*Shareholders*
Encore Energy Pte. Ltd.	1,689,393,006	50,70%	168,939,301	51,285,313	*Encore Energy Pte. Ltd.*
PT Medco Duta	8,094,182	0.24%	809,418	242,771	*PT Medco Duta*
PT Multifabrindo Gemilang	2,000,000	0.06%	200,000	60,693	*PT Multifabrindo Gemilang*
Masyarakat (masing-masing dibawah 5%)	1,632,964,262	49.00%	163,296,426	49,565,687	*Public (each below 5%)*
Jumlah	3,332,451,450	100.00%	333,245,145	101,154,464	*Total*
Dikurangi saham treasuri	(390,454,500)	(11.72%)	(39,045,450)	(5,574,755)	*Less treasury stock*
Bersih	**2,941,996,950**	**88.28%**	**294,199,695**	**95,579,709**	***Net***

2008

Pemegang Saham	Jumlah Saham/ *Number of Shares*	Persentase Kepemilikan/ *Percentage of Ownership*	Jumlah/ *Amount* Rp'000	Jumlah/ *Amount* US$	*Shareholders*
Encore Energy Pte. Ltd.	1,689,393,006	50.70%	168,939,301	51,285,313	*Encore Energy Pte. Ltd.*
PT Medco Duta	30,104,552	0.90%	3,010,455	910,390	*PT Medco Duta*
PT Multifabrindo Gemilang	2,000,000	0.06%	200,000	60,693	*PT Multifabrindo Gemilang*
Masyarakat (masing-masing dibawah 5%)	1,610,953,892	48.34%	161,095,389	48,898,068	*Public (each below 5%)*
Jumlah	3,332,451,450	100.00%	333,245,145	101,154,464	*Total*
Dikurangi saham treasuri	(390,454,500)	(11.72%)	(39,045,450)	(5,574,755)	*Less treasury stock*
Bersih	**2,941,996,950**	**88.28%**	**294,199,695**	**95,579,709**	***Net***

Pada tanggal 5 Mei 2006, dalam Rapat Umum Pemegang Saham Luar Biasa, pemegang saham menyetujui untuk merubah keputusan Rapat Umum Pemegang Saham Luar Biasa tanggal 23 Juni 2000 dan 25 Juni 2001 dalam hal penjualan kembali saham treasuri Perusahaan.

On May 5, 2006, in an Extraordinary Shareholders' Meeting, the shareholders approved the changes to the resolutions of the Company's Extraordinary Meetings dated June 23, 2000 and June 25, 2001 with regard to the sale of the Company's treasury shares.

Berdasarkan keputusan Rapat Umum Pemegang Saham Luar Biasa tersebut, pemegang saham memberikan kuasa dan wewenang kepada Direksi Perusahaan untuk melakukan segala tindakan yang diperlukan sehubungan dengan pengalihan, penjualan dan pertukaran saham treasuri Perusahaan dengan tetap mematuhi peraturan perundang-undangan yang berlaku termasuk peraturan pasar modal.

As decided in the Extraordinary Shareholders' Meeting, the shareholders granted authority to the Company's Board of Directors to carry out necessary actions related to the assignment, sale and exchange of the Company's treasury shares in compliance with applicable laws and regulations, including capital market regulations.

Pada bulan Mei 2008, dalam Rapat Umum Pemegang Saham Luar Biasa, pemegang saham telah menyetujui pembelian kembali saham-saham Perusahaan yang telah diterbitkan dan disetor penuh sampai jumlah maksimum 3,29% dari seluruh jumlah saham yang telah diterbitkan dan dengan biaya maksimum AS$80 juta untuk jangka waktu 18 bulan, yang berakhir pada bulan November 2009.

In May 2008, in an Extraordinary Shareholders' Meeting, the shareholders agreed to buy back the Company's issued and fully paid shares up to 3.29% of its total issued shares at a total cost of up to US$80 million within 18 months, ending in November 2009.

24. MODAL SAHAM (lanjutan)

Selanjutnya, sesuai dengan Keputusan Ketua BAPEPAM-LK No. KEP-401/BL/2008 tanggal 9 Oktober 2008, tentang pembelian kembali saham yang dikeluarkan oleh emiten atau perusahaan publik dalam kondisi pasar yang berpotensi krisis, perusahaan publik atau emiten dalam kondisi pasar yang berpotensi krisis dapat membeli kembali saham sebanyak maksimal 20% dari modal disetor dan hanya dapat dilakukan dalam jangka waktu 3 bulan sejak keterbukaan informasi disampaikan ke BAPEPAM-LK.

Dengan adanya peraturan tersebut, pada tanggal 13 Oktober 2008, Perusahaan mengumumkan rencana untuk membeli kembali sebanyak 333.245.145 saham atau 10% dari modal disetor. Dana yang dicadangkan untuk melakukan program pembelian kembali saham ini adalah sebesar AS$100 juta. Program ini dilakukan dalam kurun waktu 3 bulan setelah pengumuman tersebut.

Hasil dari program pembelian kembali, Perusahaan telah melakukan pembelian kembali sejumlah 166.857.500 saham atau 5,01% dari seluruh jumlah saham yang telah diterbitkan dan disetor penuh, dengan nilai sekitar Rp508 milyar atau setara dengan AS$51,8 juta, terdiri atas:

a. Sejumlah 85.561.000 saham atau 2,57% dengan harga rata- rata Rp3.869 atas program pembelian kembali saham berdasarkan Rapat Umum Pemegang Saham bulan Mei 2008;
b. Sejumlah 81.296.000 saham atau 2,44% dibeli kembali dengan harga rata-rata Rp2.178 atas program kedua sesuai dengan peraturan Keputusan Ketua BAPEPAM-LK No. KEP-401/BL/2008.

Pada tanggal 31 Desember 2009 dan 2008, saldo saham treasuri sejumlah 390.454.500 saham atau 11,72% dari jumlah saham yang beredar dan dibayar penuh.

Perusahaan melakukan pembukuan atas perolehan kembali modal saham dengan menggunakan metode nilai nominal (Catatan 2q).

24. CAPITAL STOCK (continued)

As stipulated in the Decision Letter of the Chairman of BAPEPAM-LK No. KEP-401/BL/2008 dated October 9, 2008 with respect to the buy-back of shares issued by a public company during potential market crisis conditions, a company is allowed to buy-back its shares up to a maximum of 20% of paid-up capital during potential market crisis conditions. The share buy back should be executed within 3 months from the submission of the disclosure of such plan to the BAPEPAM-LK.

In light of the above regulation, on October 13, 2008, the Company announced its plan to buy-back 333,245,145 shares or equivalent to 10% of its paid-up capital. In order to implement its buy back program, the Company set aside funds in the amount of US$100 million. The buy-back program was conducted within a period of 3 months from the announcement.

At the conclusion of the buy-back program, the Company bought back a total of 166,857,500 shares or 5.01% of its total issued and fully paid shares at a total cost of approximately Rp508 billion or equivalent to US$51.8 million consisting of :

a. 85,561,000 shares or 2.57% of the total issued and fully paid share capital purchased at an average price of Rp3,869 for share buy-back program based on Extraordinary Shareholders' Meeting in May 2008;
b. 81,296,000 shares or 2.44% of the total issued and fully paid share capital purchased at an average price of Rp2,178 for the second share buy-back program based on Decision Letter of the Chairman of BAPEPAM-LK No. KEP-401/BL/2008.

As of December 31, 2009 and 2008, the outstanding treasury shares totaled 390,454,500 shares representing 11.72% of the total issued and fully paid shares.

The Company adopted the par value method in recording its treasury stock transactions (Note 2q).

25. TAMBAHAN MODAL DISETOR

25. ADDITIONAL PAID-IN CAPITAL

Akun ini terdiri dari:

This account consists of:

	2009	2008	
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	1,073,325	*Resale of shares*
Pembagian saham bonus pada tahun 1998	(32,254,579)	(32,254,579)	*Distribution of bonus shares in 1998*
Penurunan modal disetor dari saham treasuri	(33,600,836)	(33,600,836)	*Deduction of additional paid-in capital on treasury shares*
Jumlah	**108,626,898**	**108,626,898**	***Total***

26. DAMPAK PERUBAHAN TRANSAKSI EKUITAS ANAK PERUSAHAAN/PERUSAHAAN ASOSIASI

26. EFFECTS OF CHANGES IN THE EQUITY TRANSACTIONS OF SUBSIDIARIES/ ASSOCIATED COMPANIES

Akun ini terdiri dari modal sumbangan.

This account consists of donated capital.

27. PENJUALAN DAN PENDAPATAN USAHA LAINNYA

27. SALES AND OTHER OPERATING REVENUES

Rincian penjualan dan pendapatan usaha lainnya yang diperoleh Grup adalah sebagai berikut:

The breakdown of the sales and other operating revenues of the Group are as follows:

a. Berdasarkan jenis pendapatan

a. By nature of revenues

	2009	2008	
Penjualan minyak dan gas bersih	470,205,454	841,007,989	*Net oil and gas sales*
Pendapatan dari kontrak lain dan jasa terkait	83,772,440	145,027,255	*Revenues from other contracts and related services*
Penjualan tenaga listrik	66,069,563	81,868,075	*Electric power sales*
Penjualan kimia dan produk petroleum lainnya bersih	47,753,921	215,914,911	*Net sales of chemical and other petroleum products*
Jumlah	**667,801,378**	**1,283,818,230**	***Total***

Pendapatan dari kontrak lain dan jasa terkait termasuk pendapatan dari PT Apexindo Pratama Duta Tbk untuk tiga bulan pada tahun 2008 sebelum didivestasi pertama kali (Catatan 37a).

Revenues from other contracts and related services include revenues of PT Apexindo Pratama Duta Tbk for the first three months of 2008 prior to its initial divestment (Note 37a).

27. PENJUALAN DAN PENDAPATAN USAHA LAINNYA (lanjutan)

27. SALES AND OTHER OPERATING REVENUES (continued)

b. Berdasarkan pelanggan

b. By customers

	2009	2008	
Pihak yang mempunyai hubungan istimewa			*Related parties*
Petro Diamond Singapore (Pte) Ltd.	284,276,793	-	*Petro Diamond Singapore (Pte) Ltd.*
Petro Diamond Co. Ltd., Hongkong	25,103,223	68,203,362	*Petro Diamond Co. Ltd., Hongkong*
Pihak ketiga			*Third parties*
Pelanggan dalam negeri	238,909,942	682,806,712	*Local customers*
Pelanggan luar negeri	119,511,420	532,808,156	*Foreign customers*
Jumlah	**667,801,378**	**1,283,818,230**	***Total***

Rincian pendapatan dari pelanggan yang melebihi 10% dari jumlah pendapatan yang dilaporkan berasal dari:

The details of revenues from customers which exceeded 10% of the total reported revenues, are as follows:

	2009	2008	
Petro Diamond Singapore (Pte) Ltd.	284,276,793	-	*Petro Diamond Singapore (Pte) Ltd.*
PT PLN Persero	93,194,310	67,980,451	*PT PLN Persero*
Petroleum Development Oman	74,999,964	13,408,711	*Petroleum Development Oman*
BPMIGAS dan PT Pertamina (Persero)	65,875,887	247,492,908	*BPMIGAS and PT Pertamina (Persero)*
Petro Diamond Co. Ltd., Hongkong	25,103,223	68,203,362	*Petro Diamond Co. Ltd., Hongkong*
Itochu Petroleum Co. (S) Pte. Ltd.	-	351,788,274	*Itochu Petroleum Co. (S) Pte. Ltd.*
Jumlah	**543,450,177**	**748,873,706**	***Total***

28. BEBAN POKOK PENJUALAN DAN BIAYA LANGSUNG LAINNYA

28. COST OF SALES AND OTHER DIRECT COSTS

Grup mempunyai beban-beban sebagai berikut dalam mengoperasikan, memproses dan menjual produk dan jasanya:

The Group incurred the following costs to operate, process and sell their products and services:

a. Biaya Produksi dan Lifting

a. Production and Lifting Costs

Akun ini terdiri dari:

This account consists of:

	2009	2008	
Biaya overhead operasi lapangan	98,773,440	121,862,052	*Field operations overhead*
Operasi dan pemeliharaan	38,540,436	35,096,860	*Operations and maintenance*
Pipa dan biaya transportasi	17,247,016	22,457,010	*Pipeline and transportation fees*
Pendukung operasi	11,487,417	15,906,881	*Operational support*
Jumlah	**166,048,309**	**195,322,803**	***Total***

The original consolidated financial statements included herein are in the Indonesian language.

28. BEBAN POKOK PENJUALAN DAN BIAYA LANGSUNG LAINNYA (lanjutan)

b. Penyusutan, Deplesi dan Amortisasi

Akun penyusutan, deplesi dan amortisasi, adalah sebagai berikut:

28. COST OF SALES AND OTHER DIRECT COSTS (continued)

b. Depreciation, Depletion and Amortization

This account represents depreciation, depletion and amortization for the following:

	2009	2008	
Operasi minyak dan gas bumi	65,123,382	102,195,909	*Oil and gas operations*
Kontrak lainnya dan jasa terkait	6,108,914	13,790,010	*Other contracts and related services*
Tenaga listrik	3,651,265	3,179,307	*Electric power*
Kimia dan produk petroleum lainnya	2,579,332	3,819,922	*Chemical and other petroleum products*
Jumlah	**77,462,893**	**122,985,148**	***Total***

c. Biaya Kontrak Lainnya dan Jasa Terkait

Akun ini terutama terdiri dari biaya jasa pengoperasian blok di Oman dan biaya operasi dalam tiga bulan pertama 2008 dari PT Apexindo Pratama Duta Tbk, sebelum di divestasi pertama kali (Catatan 37a).

c. Cost of Other Contracts and Related Services

This account mainly represents operational cost to operate the Oman block and operating expenses for the first three months of 2008 of PT Apexindo Pratama Duta Tbk prior to its initial divestment (Note 37a).

d. Beban Pokok Penjualan Kimia dan Produk Petroleum Lainnya

Akun ini terdiri dari:

d. Cost of Sales of Chemical and Other Petroleum Products

This account consists of:

	2009	2008	
Biaya penjualan solar	34,952,590	166,058,202	*Cost of high speed diesel fuel sales*
Gaji dan tunjangan lainnya	2,603,435	2,180,963	*Salaries and other allowances*
Gas	2,225,357	27,452,300	*Feed gas*
Bahan bakar	1,567,810	1,406,505	*Fuel*
Biaya operasi kilang	997,858	4,644,653	*Processing plant operational costs*
Tenaga kerja kontrak	565,974	268,607	*Contract labor*
Material dan perlengkapan	442,500	583,358	*Materials and supplies*
Sewa	135,778	10,308,359	*Rentals*
Lain-lain	180,230	195,876	*Others*
Jumlah biaya produksi	43,671,532	213,098,823	*Total production costs*
Persediaan:			*Inventories:*
Pada awal tahun	4,409,530	451,779	*At beginning of year*
Pada akhir tahun	(2,088,490)	(4,409,530)	*At end of year*
Jumlah	**45,992,572**	**209,141,072**	***Total***

The original consolidated financial statements included herein are in the Indonesian language.

28. BEBAN POKOK PENJUALAN DAN BIAYA LANGSUNG LAINNYA (lanjutan)

e. Beban Pokok Penjualan Tenaga Listrik

Akun ini terdiri dari sebagai berikut:

	2009	2008	
Biaya produksi listrik	42,801,153	58,954,720	*Electricity production costs*
Gaji dan imbalan lainnya	1,815,064	1,735,756	*Salaries and benefits*
Jumlah	**44,616,217**	**60,690,476**	***Total***

f. Beban Eksplorasi

Akun ini terdiri dari:

	2009	2008	
Biaya sumur kering	11,642,614	8,711,187	*Dry hole costs*
Overhead eksplorasi	7,218,060	11,841,568	*Exploration overhead*
Seismik	4,080,392	16,645,342	*Seismic*
Geologi dan geofisika	1,249,088	3,882,702	*Geological and geophysical*
Cadangan penyisihan sumur yang ditutup sementara	-	21,857,874	*Provision for suspended wells*
Jumlah	**24,190,154**	**62,938,673**	***Total***

Biaya sumur kering pada tahun 2009 dan 2008 terutama berasal dari sumur di sejumlah blok di Indonesia masing-masing sejumlah AS$9,1 juta dan AS$8,7 juta. Sedangkan biaya cadangan penyisihan sumur yang ditutup sementara pada tahun 2008 berasal dari sumur di sejumlah blok di Indonesia.

g. Biaya Pembelian Minyak Mentah

Akun ini terdiri dari biaya pembelian minyak mentah oleh Grup dari BPMIGAS dan Pertamina.

Tidak terdapat pembelian ke satu pihak yang melebihi 10% dari pendapatan selama tahun 2009 dan 2008.

28. COST OF SALES AND OTHER DIRECT COSTS (continued)

e. Cost of Electric Power Sales

This account consists of the following:

f. Exploration Costs

This account consists of:

Dry hole costs in 2009 and 2008 primarily relate to wells in the Indonesian blocks amounting to US$9.1 million and US$8.7 million, respectively. Provision for suspended wells in 2008 primarily relates to wells in the Indonesian blocks.

g. Cost of Crude Oil Purchases

This account consists of cost of crude oil purchased by the Group from BPMIGAS and Pertamina.

There were no purchases from a single vendor which exceeded 10% of revenues during 2009 and 2008.

29. BEBAN USAHA / *29. OPERATING EXPENSES*

	2009	2008	
Umum dan administrasi			*General and administrative*
Gaji, upah dan imbalan kerja lainnya	65,682,859	52,744,780	*Salaries, wages and other employee benefits*
Honorarium profesional	13,745,713	17,636,458	*Professional fees*
Perawatan dan perbaikan	6,150,090	4,421,237	*Repairs and maintenance*
Penyusutan (Catatan 12)	5,537,550	4,375,667	*Depreciation (Note 12)*
Asuransi	5,358,891	3,923,482	*Insurance*
Peralatan dan perlengkapan kantor	4,693,446	3,369,467	*Office supplies and equipment*
Beban kontrak	4,418,979	3,973,403	*Contract charges*
Penyisihan piutang ragu-ragu	3,938,218	5,304,193	*Provision for doubtful accounts*
Sewa	3,132,804	6,655,292	*Rental*
Lain-lain (masing-masing di bawah AS$100.000)	24,927,172	25,835,748	*Others (each below US$100,000)*
Sub-jumlah	137,585,722	128,239,727	*Sub-total*
Penjualan			*Selling*
Beban ekspor	14,592,836	17,129,906	*Export expenses*
Perjalanan dinas	2,346,595	5,071,749	*Business travel*
Iklan dan promosi	1,892,719	2,782,993	*Advertising and promotion*
Beban jamuan	502,255	1,138,434	*Entertainment*
Sub-jumlah	19,334,405	26,123,082	*Sub-total*
Jumlah Beban Usaha	**156,920,127**	**154,362,809**	***Total Operating Expenses***

30. PAJAK PENGHASILAN / *30. INCOME TAX*

a. Beban pajak Perusahaan dan Anak Perusahaan terdiri dari sebagai berikut:

a. Tax expenses of the Company and Subsidiaries consist of the following:

	2009	2008	
Pajak kini			*Current tax expense*
Anak Perusahaan	(72,915,436)	(170,362,566)	*Subsidiaries*
Manfaat (beban) pajak tangguhan			*Deferred tax benefit (expense)*
Perusahaan	9,138,756	(11,157,860)	*Company*
Anak Perusahaan	35,609,254	(26,650,404)	*Subsidiaries*
Sub-jumlah	44,748,010	(37,808,264)	*Sub-total*
Jumlah Beban Pajak	**(28,167,426)**	**(208,170,830)**	***Total Tax Expense***

The original consolidated financial statements included herein are in the Indonesian language.

30. PAJAK PENGHASILAN (lanjutan)

b. Pajak Kini

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

30. INCOME TAX (continued)

b. Current Tax

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

	2009	2008	
Laba konsolidasian sebelum beban pajak	**50,550,356**	**497,231,627**	***Consolidated income before tax expense***
Dikurangi laba sebelum pajak penghasilan Anak Perusahaan	(77,026,293)	(324,076,090)	*Less income before tax expense of Subsidiaries*
Laba (rugi) sebelum pajak - Perusahaan	(26,475,937)	173,155,537	***Income (loss) before tax of the Company***
Dividen dari Anak Perusahaan	111,989,900	285,286,254	***Dividend from Subsidiaries***
Laba sebelum pajak Perusahaan	**85,513,963**	**458,441,791**	***Income before tax of the Company***
Perbedaan temporer			***Temporary differences***
Imbalan kerja lain-lain	764,075	173,462	*Other employee benefits*
Penyusutan aset tetap	621,142	259,467	*Depreciation of property and equipment*
(Keuntungan) kerugian surat berharga yang belum direalisasikan	(32,163,676)	25,176,431	*Unrealized (gain) loss on marketable securities*
(Keuntungan) kerugian transaksi derivatif yang belum direalisasikan	(12,646,853)	10,269,596	*Unrealized (gain) loss from derivative transactions*
Amortisasi beban ditangguhkan	4,550,677	605,602	*Amortization of deferred charges*
Perbedaan tetap			***Permanent differences***
Beban bunga	2,096,390	14,994,560	*Interest expense*
Beban yang tidak dapat dikurangkan	4,761,613	4,045,578	*Non-deductible expenses*
Keuntungan bersih dari perusahaan asosiasi	-	(10,422,933)	*Net gain from associated companies*
Pendapatan tidak kena pajak	(124,075,119)	(281,252,790)	*Non-taxable income*
Pendapatan yang dikenai pajak final	(2,743,620)	(248,239,883)	*Income subjected to final income tax*
Provisi lain-lain	(698,120)	12,761,962	*Other provisions*
Rugi fiskal tahun berjalan Perusahaan	**(74,019,528)**	**(13,187,157)**	***Tax loss of the Company for the year***
Rugi fiskal tahun lalu	(104,410,713)	(102,839,198)	*Prior years tax losses*
Koreksi rugi fiskal	82,489,517	11,615,642	*Adjustment to prior year tax loss*
Rugi fiskal kumulatif Perusahaan pada akhir tahun	**(95,940,724)**	**(104,410,713)**	***The Company's accumulated tax loss carry forward at year end***

The original consolidated financial statements included herein are in the Indonesian language.

30. PAJAK PENGHASILAN (lanjutan)

b. Pajak Kini (lanjutan)

Perusahaan tidak melakukan penyisihan untuk beban pajak kini untuk tahun yang berakhir pada tanggal-tanggal 31 Desember 2009 dan 2008 karena Perusahaan masih dalam posisi rugi fiskal.

c. Pajak Tangguhan

Rincian dari aset dan kewajiban pajak tangguhan dari Grup adalah sebagai berikut:

30. INCOME TAX (continued)

b. Current Tax (continued)

No provision for current income tax was made by the Company for the years ended December 31, 2009 and 2008 because the Company is still in a tax loss position.

c. Deferred Tax

The details of the Group's deferred tax assets and liabilities are as follows:

	31 Desember 2009/*December 31, 2009*				
	31 Desember/ *December 31, 2008*	Kumulatif aset/ kewajiban pajak tangguhan atas Anak Perusahaan yang dijual/ *Cumulative deferred tax assets/liabilities of divested subsidiaries*	Dibebankan (dikreditkan) ke laporan laba rugi konsolidasi/ *Charged (credited) to consolidated statements of income*	31 Desember/ *December 31, 2009*	
Perusahaan					*Company*
Aset Pajak Tangguhan					*Deferred Tax Assets*
Rugi fiskal	5,058,211	-	(18,926,970)	23,985,181	*Tax losses*
Kewajiban imbalan kerja	302,841	-	(191,019)	493,860	*Employee benefit liabilities*
Kerugian yang belum direalisasi atas surat berharga	6,148,372	-	6,148,372	-	*Unrealized loss on marketable securities*
Kerugian transaksi derivatif yang belum direalisasikan	2,875,487	-	2,875,487	-	*Unrealized loss from derivative transactions*
Amortisasi biaya yang ditangguhkan	-	-	(771,012)	771,012	*Amortization of deferred expenses*
Penyusutan aset tetap	141,018	-	(155,286)	296,304	*Depreciation of property, plant and equipment*
Sub-jumlah	14,525,929	-	(11,020,428)	25,546,357	*Sub-total*
Kewajiban Pajak Tangguhan					*Deferred Tax Liabilities*
Keuntungan yang belum direalisasi atas surat berharga	-	-	1,743,612	(1,743,612)	*Unrealized income on marketable securities*
Keuntungan transaksi derivatif yang belum direalisasikan	-	-	504,717	(504,717)	*Unrealized income from derivative transactions*
Amortisasi biaya yang ditangguhkan	(366,657)	-	(366,657)	-	*Amortization of deferred expenses*
Sub-jumlah	(366,657)	-	1,881,672	(2,248,329)	*Sub-total*
Aset Pajak Tangguhan Bersih - Perusahaan	14,159,272	-	(9,138,756)	23,298,028	*Net Deferred Tax Assets - Company*
Anak Perusahaan	43,366,946	-	(26,279,624)	69,646,570	*Subsidiaries*
Aset Pajak Tangguhan Grup - Bersih	**57,526,218**	**-**	**(35,418,380)**	**92,944,598**	***Deferred Tax Assets Group - Net***
Kewajiban Pajak Tangguhan Anak Perusahaan	**(89,645,349)**	**8,260,025**	**(9,209,376)**	**(72,175,948)**	***Deferred Tax Liabilities Subsidiaries***
Manfaat Pajak Tangguhan			**(44,627,756)**		***Deferred Tax Benefit***
Dampak selisih kurs			**(120,254)**		***Effect of foreign exchange***
Manfaat Pajak Tangguhan Bersih			**(44,748,010)**		***Net Deferred Tax Benefit***

The original consolidated financial statements included herein are in the Indonesian language.

30. PAJAK PENGHASILAN (lanjutan)

30. INCOME TAX (continued)

c. Pajak Tangguhan (lanjutan)

c. Deferred Tax (continued)

	31 Desember 2008/*December 31, 2008*				
	31 Desember/ *December 31, 2007*	Kumulatif aset/ kewajiban pajak tangguhan atas Anak Perusahaan yang tidak dikonsolidasi/ *Cumulative deferred tax assets/liabilities of deconsolidated subsidiaries*	Dibebankan (dikreditkan) ke laporan laba rugi konsolidasi/ *Charged (credited) to consolidated statements of income*	31 Desember/ *December 31, 2008*	
Perusahaan					*Company*
Aset Pajak Tangguhan					*Deferred Tax Assets*
Rugi fiskal	25,735,043	-	20,676,832	5,058,211	*Tax losses*
Kewajiban imbalan kerja	311,371	-	8,530	302,841	*Employee benefit liabilities*
Kerugian yang belum direalisasi atas surat berharga	-	-	(6,148,372)	6,148,372	*Unrealized loss on marketable securities*
Kerugian transaksi derivatif yang belum direalisasi	-	-	(2,875,487)	2,875,487	*Unrealized loss from derivative transactions*
Penyusutan aset tetap	105,905	-	(35,113)	141,018	*Depreciation of property and equipment*
Sub-jumlah	26,152,319	-	11,626,390	14,525,929	*Sub-total*
Kewajiban Pajak Tangguhan					*Deferred Tax Liabilities*
Amortisasi biaya yang ditangguhkan	(487,380)	-	(120,723)	(366,657)	*Amortization of deferred expense*
Keuntungan yang belum direalisasi atas surat berharga	(347,807)	-	(347,807)	-	*Unrealized gain from marketable securities*
Sub-jumlah	(835,187)	-	(468,530)	(366,657)	*Sub-total*
Aset Pajak Tangguhan Bersih - Perusahaan	25,317,132	-	11,157,860	14,159,272	*Net Deferred Tax Assets - Company*
Anak Perusahaan	56,904,847	-	13,537,901	43,366,946	*Subsidiaries*
Aset Pajak Tangguhan Grup - Bersih	**82,221,979**	**-**	**24,695,761**	**57,526,218**	***Deferred Tax Assets Group - Net***
Kewajiban Pajak Tangguhan Anak Perusahaan	**(107,686,120)**	**30,818,263**	**12,777,492**	**(89,645,349)**	***Deferred Tax Liabilities Subsidiaries***
Beban Pajak Tangguhan			**37,473,253**		***Deferred Tax Expense***
Dampak selisih kurs			**335,011**		***Effect of foreign exchange***
Beban Pajak Tangguhan Bersih			**37,808,264**		***Net Deferred Tax Expense***

The original consolidated financial statements included herein are in the Indonesian language.

30. PAJAK PENGHASILAN (lanjutan)

c. Pajak Tangguhan (lanjutan)

Rekonsiliasi antara beban pajak dengan hasil perhitungan menggunakan tarif pajak *statutory* yang berlaku atas laba sebelum beban pajak, adalah sebagai berikut:

30. INCOME TAX (continued)

c. Deferred Tax (continued)

A reconciliation between the tax expense and the amount computed by applying the statutory tax rate to income before tax expense, is as follows:

	2009	2008	
Laba konsolidasian sebelum beban pajak	**50,550,356**	**497,231,627**	***Consolidated income before tax expense***
Dikurangi laba sebelum pajak penghasilan Anak Perusahaan	(77,026,293)	(324,076,090)	*Less income before tax expense of Subsidiaries*
Laba (rugi) sebelum pajak Perusahaan	(26,475,937)	173,155,537	***Income (loss) before tax of the Company***
Dividen dari anak perusahaan	111,989,900	285,286,254	***Dividend from subsidiaries***
Laba sebelum pajak Perusahaan	**85,513,963**	**458,441,791**	***Income before tax of the Company***
Manfaat (beban) pajak menggunakan tarif pajak *statutory* yang berlaku	(23,943,910)	(137,532,537)	***Tax benefit (expense) using statutory tax rates***
Dampak pajak dari beda tetap:			*Tax effects of permanent differences:*
Pendapatan yang sudah dikenai pajak penghasilan final	768,214	74,471,965	*Income already subjected to final income tax*
Beban yang tidak dapat dikurangkan	(1,333,252)	(1,213,673)	*Non-deductible expenses*
Keuntungan bersih dari Perusahaan asosiasi	-	3,126,880	*Net gain from associated companies*
Beban bunga	(586,989)	(4,498,368)	*Interest expense*
Pendapatan yang tidak dikenakan pajak	34,741,033	84,375,837	*Non-taxable income*
Provisi lain-lain	195,474	(3,828,589)	*Other provisions*
Koreksi rugi fiskal	169,200	(3,484,693)	*Adjustment to tax loss*
Dampak perubahan tarif pajak	(871,014)	(1,426,398)	*Effect of change in tax rate*
Rugi yang belum diakui	-	(21,148,284)	*Unrecognized tax loss*
Manfaat (beban) pajak:			*Tax benefit (expense):*
Perusahaan	9,138,756	(11,157,860)	*Company*
Anak Perusahaan	(37,306,182)	(197,012,970)	*Subsidiaries*
Beban Pajak - Bersih	**(28,167,426)**	**(208,170,830)**	***Tax Expense - Net***

The original consolidated financial statements included herein are in the Indonesian language.

31. LABA PER SAHAM

a. Laba per saham

Perhitungan laba per saham dasar berdasarkan 2.941.996.950 dan 3.069.398.834 saham, yang masing-masing merupakan jumlah rata-rata tertimbang saham pada tahun yang berakhir pada tanggal-tanggal 31 Desember 2009 dan 2008.

31. EARNINGS PER SHARE

a. Earnings per share

The computation of basic earnings per share is based on 2,941,996,950 and 3,069,398,834 shares, representing the weighted average number of shares for the years ended December 31 , 2009 and 2008, respectively.

	2009	2008	
Laba per saham			*Earnings per share*
Laba bersih untuk tahun berjalan	19,231,994	280,204,095	*Net income for the year*
Laba per saham dasar	0.0065	0.0912	*Basic earnings per share*

b. Laba per saham dilusian

Perusahaan tidak menghitung laba per saham dilusian karena tidak terdapat dampak dilutif yang potensial (*anti dilutive*) dari saham biasa.

b. Diluted earnings per share

The Company did not compute diluted earnings per share since there were no potentially dilutive ordinary shares (anti dilutive).

32. DIVIDEN TUNAI

Pada bulan Juni 2009, pemegang saham pada rapat umum pemegang saham tahunan menyetujui pembagian dividen kas sejumlah AS$0,0150 per saham atau setara dengan AS$44 juta (tidak termasuk bagian dari saham treasuri sejumlah AS$50 juta). Dividen telah dibayar pada bulan Agustus 2009.

Tidak ada pembagian dividen dalam tahun yang berakhir pada tanggal 31 Desember 2008.

32. CASH DIVIDENDS

In June 2009, the stockholders in their annual general meeting approved the distribution of cash dividends amounting to US$0.0150 per share or equivalent to approximately US$44 million (excluding amounts attributable to treasury stocks of US$50 million). The dividends were paid in August 2009.

No dividends were declared for the year ended December 31, 2008.

33. PROGRAM PENSIUN DAN IMBALAN KERJA LAINNYA

a. 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.

Program pensiun dikelola oleh Dana Pensiun Lembaga Keuangan (DPLK) PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk dan DPLK Jiwasraya yang masing-masing akta pendiriannya disetujui oleh Menteri Keuangan Republik Indonesia dengan surat keputusannya No. Kep. 1100/KM.17/1998 tanggal 23 November 1998 dan No. Kep.171-KMK/7/1993 tanggal 16 Agustus 1993. Program pensiun tersebut didanai dengan kontribusi baik dari Anak Perusahaan masing-masing sebesar 6% dan 7% dari gaji kotor maupun dari karyawan masing-masing sebesar 2% dan 3% dari gaji kotor.

33. PENSION AND OTHER EMPLOYEE BENEFITS

a. Pension Plans

Subsidiaries involved in oil and gas exploration and production activities 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 (DPLK) PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk and DPLK Jiwasraya whose deeds of establishment were approved by the Minister of Finance of the Republic of Indonesia in its decision letters No. Kep. 1100/KM.17/1998 dated November 23, 1998 and No. Kep.171-KMK/7/1993 dated August 16, 1993, respectively. The pension plans are funded by contributions from both the Subsidiaries at 6% and 7% of gross salaries and their employees at 2% and 3% of gross salaries, respectively.

33. PROGRAM PENSIUN DAN IMBALAN KERJA LAINNYA (lanjutan)

a. Program Pensiun

Perubahan atas pensiun iuran pasti dari Anak Perusahaan yang bergerak dalam eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi adalah sebagai berikut:

33. PENSION AND OTHER EMPLOYEE BENEFITS (continued)

a. Pension Plans

The movements of the defined contribution pension plans of the Subsidiaries involved in the oil and gas exploration and production are as follows:

	2009	2008	
Saldo awal	243,304	72,869	*Beginning balance*
Biaya pensiun tahun berjalan	1,884,329	1,728,665	*Pension cost*
Iuran pensiun yang dibayar dalam tahun berjalan	(2,117,211)	(1,558,165)	*Pension contributions paid*
Kerugian (keuntungan) selisih kurs	157,805	(65)	*Loss (gain) on foreign exchange*
Saldo akhir	**168,227**	**243,304**	***Ending balance***

b. Program Imbalan Kerja Lainnya

Grup mengakui kewajiban imbalan kerja untuk karyawan yang memenuhi syarat sesuai dengan peraturan yang berlaku. Imbalan pasca kerja untuk karyawan yang bekerja di bidang minyak dan gas bumi didanai dengan penempatan dana pada PT AIG Life, PT Asuransi Allianz Life Indonesia dan PT Asuransi Jiwa Manulife Indonesia.

Jumlah karyawan yang berhak memperoleh imbalan tersebut masing-masing adalah 2.029 dan 2.131 orang pada 31 Desember 2009 dan 2008.

i. Analisa kewajiban imbalan kerja yang diakui di dalam neraca konsolidasi adalah sebagai berikut:

b. Other Employee Benefits

The Group also recognizes employee benefit obligations for its qualified 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 PT AIG Life, PT Asuransi Allianz Life Indonesia and PT Asuransi Jiwa Manulife Indonesia.

The number of employees eligible for the benefits is 2,029 and 2,131 as of December 31, 2009 and 2008, respectively.

i. An analysis of employee benefits obligations recognized in the consolidated balance sheets is as follows:

	2009	2008	
Nilai sekarang kewajiban imbalan kerja	73,939,064	39,829,028	*Present value of employee benefits obligations*
Nilai wajar aset program imbalan kerja	(66,617,532)	(38,620,877)	*Fair value of plan assets*
Kewajiban imbalan kerja yang tidak dilakukan pendanaan	7,321,532	1,208,151	*Unfunded employee benefits obligations*
Jasa masa lalu yang belum diakui	(22,223)	(77,111)	*Unrecognized past service cost - non vested*
Keuntungan aktuaria yang belum diakui	(1,041,924)	(578,393)	*Unrecognized actuarial loss*
Kewajiban imbalan kerja	6,257,385	552,647	*Employee benefits obligations*
Disajikan sebagai beban dibayar di muka	-	2,811,300	*Presented as prepaid expenses*
Disajikan pada beban yang masih harus dibayar (Catatan 18)	(2,166,790)	-	*Presented as accrued expenses (Note 18)*
Kewajiban imbalan kerja - bersih	**4,090,595**	**3,363,947**	***Employee benefits obligations - net***

The original consolidated financial statements included herein are in the Indonesian language.

33. PROGRAM PENSIUN DAN IMBALAN KERJA LAINNYA (lanjutan)

b. Program Imbalan Kerja Lainnya (lanjutan)

ii. Analisa biaya imbalan kerja pada laporan laba rugi konsolidasi adalah sebagai berikut:

33. PENSION AND OTHER EMPLOYEE BENEFITS (continued)

b. Other Employee Benefits (continued)

ii. An analysis of the employee benefits costs in the consolidated statements of income is as follows:

	2009	2008	
Biaya jasa kini	7,544,033	6,343,769	*Current service costs*
Beban bunga	6,032,745	5,043,314	*Interest expense*
Kerugian aktuaria yang diakui	9,332,839	3,920,107	*Actuarial loss recognized*
Biaya pesangon	2,904,832	453,156	*Termination costs*
Biaya jasa lalu yang diakui segera	411,940	77,645	*Immediate recognition of past service costs*
Amortisasi jasa masa lalu	2,740	164,588	*Amortization of past service costs*
Amortisasi kerugian aktuaria	4,840	16,181	*Amortization of actuarial losses*
Pengembalian dari aset yang diharapkan	(2,747,380)	(2,724,861)	*Expected return on plan assets*
Kurtailmen	(1,429,801)	7,443,756	*Curtailment*
Lain-lain	(268,117)	(22,572)	*Others*
Jumlah	**21,788,671**	**20,715,083**	***Total***

iii. Analisa mutasi kewajiban imbalan kerja di neraca konsolidasi adalah sebagai berikut:

iii. An analysis of the movements of employee benefits obligations in the consolidated balance sheets is as follows:

	2009	2008	
Saldo awal tahun	552,647	10,694,766	*Balance at beginning of year*
Biaya imbalan kerja pada tahun berjalan	21,788,671	20,715,083	*Employee benefit costs*
Kontribusi pada tahun berjalan	(13,767,580)	(22,844)	*Contributions for the year*
Imbalan kerja yang dibayarkan	(3,235,595)	(23,876,969)	*Benefits paid to employees*
Dampak selisih kurs	919,242	(1,345,253)	*Effect of foreign exchange*
Pengaruh dari tidak dikonsolidasinya Apexindo	-	(5,612,136)	*Effect of Apexindo deconsolidation*
Saldo akhir tahun	**6,257,385**	**552,647**	***Balance at end of year***
Disajikan sebagai beban dibayar di muka	-	2,811,300	*Presented as prepaid expenses*
Disajikan pada beban yang masih harus dibayar (Catatan 18)	(2,166,790)	-	*Presented as accrued expenses (Note 18)*
Kewajiban imbalan kerja - bersih	**4,090,595**	**3,363,947**	***Employee benefits obligations - net***

The original consolidated financial statements included herein are in the Indonesian language.

33. PROGRAM PENSIUN DAN IMBALAN KERJA LAINNYA (lanjutan)

b. Program Imbalan Kerja Lainnya (lanjutan)

iv. Kewajiban imbalan kerja pada tahun 2009 dan 2008 dihitung oleh PT Dayamandiri Dharmakonsilindo (untuk non E&P grup) dan Biro Pusat Aktuaria (untuk E&P grup), aktuaris independen, dengan menggunakan asumsi sebagai berikut:

33. PENSION AND OTHER EMPLOYEE BENEFITS (continued)

b. Other Employee Benefits (continued)

iv. The employee benefits obligations in 2009 and 2008 were calculated by PT Dayamandiri Dharmakonsilindo (for non E&P Group) and Biro Pusat Aktuaria (for E&P Group), independent actuaries, using the following assumptions:

	2009	2008	
Tingkat diskonto	10.0% - 10.7%	10.2% - 11.6%	*Discount rates*
Tingkat pengembalian yang diharapkan dari aset:			*Expected rate of return on assets:*
- Portofolio IDR	0% - 6%	0% - 6%	*- IDR Portfolio*
Tingkat proyeksi kenaikan gaji	10% - 12%	10% - 13%	*Salary increment rate*
Tingkat mortalitas	TMI 1999 dan/*and* CSO'80	TMI 1999 dan/*and* CSO'80	*Mortality rate*
Tingkat morbiditas (*disability rate*)	0.03% - 10% tingkat mortalitas/ *mortality rate*	0.03% - 10% tingkat mortalitas/ *mortality rate*	*Morbidity rate (disability rate)*
Tingkat pengunduran diri	0.05% - 1% terutama sesuai tingkat usia/*primarily in line with age profile*	0% - 2% terutama sesuai tingkat usia/*primarily in line with age profile*	*Resignation rate*
Proporsi pengambilan pensiun dini	-	-	*Proportion of early retirements*
Proporsi pengambilan pensiun normal	100%	100%	*Proportion of normal retirements*

34. SIFAT HUBUNGAN DAN TRANSAKSI-TRANSAKSI DENGAN PIHAK-PIHAK YANG MEMPUNYAI HUBUNGAN ISTIMEWA

a. Sifat Hubungan Istimewa

i. PT Bank Himpunan Saudara 1906 Tbk mempunyai pemegang saham mayoritas dan kendali manajemennya yang sama dengan Perusahaan.

ii. PT Medco Inti Dinamika (INTI) mempunyai sebagian anggota manajemen yang sama dengan Perusahaan.

iii. PT Medco Duta (DUTA) adalah salah satu pemegang saham Perusahaan.

iv. INTI merupakan pemegang saham utama PT Bank Himpunan Saudara 1906 Tbk.

v. Mitsubishi Corporation ("MC") adalah salah satu pemegang saham pengendali tidak langsung Perusahaan melalui Encore Energy Pte. Ltd., Petro Diamond Co. Ltd. Hongkong ("PDH") dan Petro Diamond Singapore (Pte) Ltd. ("PDS"), adalah anak perusahaan MC.

vi. PT Donggi Senoro LNG (DSLNG) adalah perusahaan asosiasi dimana Perusahaan memilki penyertaan saham sebesar 20%.

34. NATURE OF RELATIONSHIPS AND TRANSACTIONS WITH RELATED PARTIES

a. Nature of Relationships

i. The major stockholder and management of PT Bank Himpunan Saudara 1906 Tbk are the same as those of the Company.

ii. PT Medco Inti Dinamika (INTI) has the same key members of management as the Company.

iii. PT Medco Duta (DUTA) is a stockholder of the Company.

iv. INTI is the major stockholder of PT Bank Himpunan Saudara 1906 Tbk.

v. Mitsubishi Corporation ("MC") is one of the indirect controlling shareholders of the Company through Encore Energy Pte. Ltd., Petro Diamond Co. Ltd. Hongkong ("PDH") and Petro Diamond Singapore (Pte) Ltd. ("PDS"), are subsidiaries of MC.

vi. PT Donggi Senoro LNG (DSLNG) is an associated company wherby the Company has 20% ownership interest.

34. SIFAT HUBUNGAN DAN TRANSAKSI-TRANSAKSI DENGAN PIHAK-PIHAK YANG MEMPUNYAI HUBUNGAN ISTIMEWA (lanjutan)`

b. Transaksi-transaksi dengan Pihak-pihak yang Mempunyai Hubungan Istimewa

Dalam melakukan kegiatan usahanya, Grup melakukan transaksi-transaksi tertentu dengan pihak-pihak yang mempunyai hubungan istimewa. Transaksi-transaksi tersebut meliputi penempatan rekening giro dan deposito berjangka, serta rekening Bank yang dibatasi penggunaannya di PT Bank Himpunan Saudara 1906 Tbk, penjualan minyak mentah ke Petro Diamond Pte. Ltd., piutang dari Petro Diamond Pte. Ltd., piutang lain-lain dari DSLNG, hutang uang muka dari Petro Diamond Pte. Ltd., dan hutang ke PT Bank Himpunan Saudara 1906 Tbk.

Transaksi dengan pihak yang memiliki hubungan istimewa dilakukan dengan syarat dan kondisi yang normal sebagaimana halnya jika dilakukan dengan pihak ketiga. Ikhtisar akun-akun dan saldo pihak-pihak yang mempunyai hubungan istimewa adalah sebagai berikut:

34. NATURE OF RELATIONSHIPS AND TRANSACTIONS WITH RELATED PARTIES (continued)

b. Transactions with Related Parties

In the normal course of business, the Group entered into certain transactions with related parties. These transactions included current accounts and time deposit placements, as well as restricted cash accounts in PT Bank Himpunan Saudara 1906 Tbk, crude oil sales to Petro Diamond Pte. Ltd., receivables from Petro Diamond Pte. Ltd., other receivables from DSLNG, advances from Petro Diamond Pte. Ltd., and bank loans from PT Bank Himpunan Saudara 1906 Tbk.

Transactions with related parties were undertaken on an arm's length basis, at similar prices and conditions as those done with third parties. A summary of related party accounts and balances follow:

	2009		2008		
	Jumlah/ *Amount*	Persentase terhadap jumlah/ *Percentage to related totals (%)*	Jumlah/ *Amount*	Persentase terhadap jumlah/ *Percentage to related totals (%)*	
Aset					***Assets***
Kas dan setara kas	24,172,457	1.18	23,756,191	1.20	*Cash and cash equivalents*
Piutang usaha	19,433,501	0.95	6,790,493	0.34	*Trade receivables*
Rekening bank yang dibatasi penggunaannya	10,459,577	0.51	9,571,164	0.48	*Restricted cash in bank*
Piutang lain-lain	1,684,573	0.08	-	-	*Other receivables*
Kewajiban					***Liabilities***
Uang muka dari pelanggan	126,472,218	9.63	121,418,155	9.83	*Advances from customer*
Hutang bank	577,363	0.04	-	-	*Bank loan*
Penjualan dan pendapatan usaha lainnya					***Sales and other operating revenues***
Penjualan bersih minyak	309,380,016	46.33	68,203,362	5.31	*Net oil sales*

The original consolidated financial statements included herein are in the Indonesian language.

35. INFORMASI SEGMEN

Grup mengklasifikasikan dan mengevaluasi informasi keuangan mereka menjadi dua segmen pelaporan besar yaitu segmen usaha sebagai segmen primer dan segmen geografis sebagai segmen sekunder.

a. Segmen Usaha

Grup saat ini bergerak di bidang usaha sebagai berikut:

i. Eksplorasi dan produksi minyak dan gas

ii. Kontrak lain dan jasa terkait

iii. Kimia

iv. Tenaga listrik

v. Perdagangan

vi. Pendanaan untuk memenuhi kegiatan operasi Grup

Informasi segmen Grup adalah sebagai berikut:

35. SEGMENT INFORMATION

The Group classifies and evaluates its financial information into two major reportable segments which are the business segment as the primary segment and the geographical segment as the secondary segment.

a. Business Segment

The Group is presently engaged in the following business activities:

i. Exploration for and production of oil and gas

ii. Other contracts and related services

iii. Chemicals

iv. Electric power generation

v. Trading

vi. Funding for Group operations

Segment information of the Group is as follows:

	2009								
2009	Eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi/ *Exploration for and production of oil and gas*	Kontrak lainnya dan jasa terkait/ *Other contracts and related services*	Kimia/ *Chemical*	Tenaga Listrik/ *Electric power generation*	Perdagangan/ *Trading*	Pendanaan untuk memenuhi kegiatan operasi Grup/ *Funding for Group operation*	Eliminasi/ *Elimination*	Konsolidasi/ *Consolidated*	***2009***
Penjualan ekstern	161,348,709	83,158,389	47,753,921	66,069,563	309,470,796	-	-	667,801,378	*External sales*
Penjualan antar segmen	281,710,892	10,262,369	4,384,901	-	-	-	(296,358,162)	-	*Inter-segment sales*
Jumlah pendapatan	443,059,601	93,420,758	52,138,822	66,069,563	309,470,796	-	(296,358,162)	667,801,378	*Total revenues*
HASIL									***RESULTS***
Hasil segmen	87,744,742	6,521,804	(14,916,470)	5,272,916	(11,060,674)	(132,568)	(1,233,501)	72,196,249	*Segment results*
Laba usaha								72,196,249	*Income from operations*
Keuntungan (kerugian) dari pelepasan anak perusahaan	29,588,628	-	-	1,651,719	-	(568,327)	-	30,672,020	*Gain (loss) on disposal of subsidiaries*
Bagian hak atas laba (rugi) dari perusahaan asosiasi – bersih	107,023	-	(2,754,898)	-	-	-	-	(2,647,875)	*Equity in net income (losses) of associated entities - net*
Beban bunga - bersih	(1,659,131)	(1,909,945)	(468,200)	(4,385,788)	(22,685,369)	(19,035,072)	-	(50,143,505)	*Interest expense - net*
Keuntungan atas Investasi jangka pendek bersih	105,730	-	-	-	24,045,844	-	-	24,151,574	*Gains on short-term investment - net*
Biaya pendanaan - - bersih	(1,590,995)	(33,576)	(31,792)	(258,660)	(6,791,761)	(1,825,031)	-	(10,531,815)	*Financing charges - net*
Keuntungan dari transaksi derivatif	-	-	-	-	6,696,929	-	-	6,696,929	*Gain from derivative transactions*
Kerugian penurunan nilai aset	(12,738,625)	-	-	-	-	-	-	(12,738,625)	*Loss on impairment assets*
Keuntungan (kerugian) dari selisih kurs - bersih	8,111,200	1,451,800	(6,704,429)	1,141,650	(19,850,493)	115	-	(15,850,157)	*Gain (loss) on foreign exchange - net*
Lain-lain - bersih	2,732,931	(1,757,084)	(7,279,312)	1,512,615	(3,837,772)	17,374,183	-	8,745,561	*Others - net*
Laba (rugi) sebelum beban pajak	112,401,503	4,272,999	(32,155,101)	4,934,452	(33,483,296)	(4,186,700)	(1,233,501)	50,550,356	*Income (loss) before tax expense*
Manfaat (beban) pajak	(34,613,890)	(1,123,376)	177,126	(1,687,111)	9,138,758	(58,933)	-	(28,167,426)	*Tax benefit (expense)*
Hak minoritas atas laba bersih anak perusahaan yang dikonsolidasi	(1,369,972)	-	-	(1,780,964)	-	-	-	(3,150,936)	*Minority interests in net earnings of consolidated subsidiaries*
LABA (RUGI) BERSIH	76,417,641	3,149,623	(31,977,975)	1,466,377	(24,344,538)	(4,245,633)	(1,233,501)	19,231,994	***NET INCOME (LOSS)***

The original consolidated financial statements included herein are in the Indonesian language.

35. INFORMASI SEGMEN (lanjutan)

35. SEGMENT INFORMATION (continued)

a. Segmen Usaha (lanjutan)

a. Business Segment (continued)

	2009								
	Eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi/ *Exploration for and production of oil and gas*	Kontrak lainnya dan jasa terkait/ *Other contracts and related services*	Kimia/ *Chemicals*	Tenaga listrik/ *Electric power generation*	Perdagangan/ *Trading*	Pendanaan untuk memenuhi kegiatan operasi Grup/ *Funding for Group operations*	Eliminasi/ *Elimination*	Konsolidasi/ *Consolidated*	
INFORMASI LAIN ASET									***OTHER INFORMATION ASSETS***
Aset segmen	3,157,256,168	77,096,354	158,231,133	180,482,474	1,429,641,625	172,008,948	(3,166,448,857)	2,008,267,845	*Segment assets*
Investasi saham	500,978	-	5,578,963	3,804,737	279,366,904	-	(279,366,904)	9,884,678	*Investments in shares of stock*
Investasi pada proyek	15,895,986	-	-	6,460,869	-	-	-	22,356,855	*Investments in projects*
TOTAL ASET	3,173,653,132	77,096,354	163,810,096	190,748,080	1,709,008,529	172,008,948	(3,445,815,761)	2,040,509,378	***TOTAL ASSETS***
KEWAJIBAN									***LIABILITIES***
Kewajiban segmen	2,380,241,289	56,987,077	159,292,809	116,551,108	1,205,494,669	317,614,461	(2,923,355,124)	1,312,826,289	*Segment liabilities*
Pembelian barang modal	198,611,245	5,219,293	2,566,383	58,814,878	4,065,882	-	-	269,277,681	*Capital expenditures*
Penyusutan, deplesi dan amortisasi	65,956,780	6,457,996	3,404,174	4,296,433	2,885,060	-	-	83,000,443	*Depreciation, depletion and amortization*
Beban non-kas selain penyusutan, deplesi dan amortisasi	34,200,379	555,729	4,517,103	994,184	369,930	-	-	40,637,325	*Non-cash expenses other than depreciation, deplation and amortization*
Kas bersih yang diperoleh dari (digunakan untuk) aktivitas usaha	57,531,014	18,466,352	(5,582,024)	13,379,118	(7,084,017)	(114,166)	-	**76,596,277**	***Net cash provided by (used in) operating activities***
Kas bersih yang diperoleh dari (digunakan untuk) aktivitas investasi	(132,347,362)	(4,282,977)	(3,431,309)	(22,491,419)	7,738,555	715,584	-	**(154,098,928)**	***Net cash provided by (used in) investing activities***
Kas bersih yang diperoleh dari (digunakan untuk) aktivitas pendanaan	24,167,518	(231,947)	8,046,588	(3,021,715)	100,147,684	(147,129,305)	-	**(18,021,177)**	***Net cash provided by (used in) financing activities***

	2008								
	Eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi/ *Exploration for and production of oil and gas*	Kontrak lainnya dan jasa terkait/ *Other contracts and related services*	Kimia/ *Chemicals*	Tenaga listrik/ *Electric power generation*	Perdagangan/ *Trading*	Pendanaan untuk memenuhi kegiatan operasi Grup/ *Funding for Group operations*	Eliminasi/ *Elimination*	Konsolidasi/ *Consolidated*	
Penjualan ekstern	403,198,621	143,222,028	215,914,911	81,868,075	439,614,595	-	-	1,283,818,230	*External sales*
Penjualan antar segmen	395,637,010	13,433,326	-	-	-	-	(409,070,336)	-	*Inter-segment sales*
Jumlah pendapatan	798,835,631	156,655,354	215,914,911	81,868,075	439,614,595	-	(409,070,336)	1,283,818,230	*Total revenues*
HASIL									***RESULTS***
Hasil segmen	343,439,811	32,349,861	(10,750,162)	5,638,991	(22,103,228)	(121,096)	(4,678,683)	343,775,494	*Segment results*
Laba usaha								343,775,494	*Income from operations*
Keuntungan (kerugian) dari transaksi derivatif	-	229,078	-	-	(10,270,312)	-	-	(10,041,234)	*Gain (loss) from derivative transactions*
Keuntungan (kerugian) dari selisih kurs - bersih	(7,042,911)	(3,519,273)	2,580,745	445,309	(1,256,430)	9,639	-	(8,782,921)	*Gain (loss) on foreign exchange - net*
Pendapatan (beban) bunga - bersih	2,159,882	(5,900,902)	3,412	(5,430,828)	(1,264,977)	(35,729,316)	-	(46,162,729)	*Interest income (expense) - net*
Bagian hak atas laba (rugi) dari perusahaan asosiasi - bersih	177,955	-	(1,666,139)	-	11,433,815	-	-	9,945,631	*Equity in net income (losses) of associated entities - net*

The original consolidated financial statements included herein are in the Indonesian language.

35. INFORMASI SEGMEN (lanjutan) / *35. SEGMENT INFORMATION (continued)*

a. Segmen Usaha (lanjutan) / *a. Business Segment (continued)*

	2008								
	Eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi/ *Exploration for and production of oil and gas*	Kontrak lainnya dan jasa terkait/ *Other contracts and related services*	Kimia/ *Chemicals*	Tenaga listrik/ *Electric power generation*	Perdagangan/ *Trading*	Pendanaan untuk memenuhi kegiatan operasi Grup/ *Funding for Group operations*	Eliminasi/ *Elimination*	Konsolidasi/ *Consolidated*	
Kerugian atas investasi jangka pendek - bersih	(5,744)	-	-	-	(33,853,365)	-	-	(33,859,109)	*Losses on short-term investments - net*
Keuntungan dari pelepasan anak perusahaan	-	-	-	-	223,211,391	37,250,166	-	260,461,557	*Gain on disposal of subsidiaries*
Biaya pendanaan - bersih	(1,075,059)	(272,901)	(54,850)	(234,358)	(13,282,011)	(2,335,938)	-	(17,255,117)	*Financing charges - net*
Kerugian atas penurunan nilai aset	(36,536,279)	-	(2,671,741)	-	-	-	-	(39,208,020)	*Loss on impairment of assets*
Pendapatan dari *uplift*	14,807,500	-	-	-	-	-	-	14,807,500	*Uplift income*
Pendapatan dari terminasi Anadarko	-	-	-	-	25,340,200	-	-	25,340,200	*Income from Anadarko termination*
Lain-lain - bersih	4,519,726	(2,270,575)	2,173,060	2,883,555	(9,919,555)	93,053	731,111	(1,789,625)	*Others - net*
Laba (rugi) sebelum beban pajak	320,444,881	20,615,288	(10,385,675)	3,302,669	168,035,528	(833,492)	(3,947,572)	497,231,627	*Income (loss) before tax expense*
Beban pajak	(186,083,106)	(3,289,122)	(2,833,148)	(1,566,374)	(14,338,713)	(60,367)	-	(208,170,830)	*Tax expense*
Hak minoritas atas laba bersih anak perusahaan yang dikonsolidasi	89,440	(7,560,765)	-	(1,385,377)	-	-	-	(8,856,702)	*Minority interests in net income of consolidated subsidiaries*
LABA (RUGI) BERSIH	134,451,215	9,765,401	(13,218,823)	350,918	153,696,815	(893,859)	(3,947,572)	280,204,095	***NET INCOME (LOSS)***
INFORMASI LAIN									***OTHER INFORMATION***
ASET									***ASSETS***
Aset segmen	2,786,407,026	572,772,266	143,074,689	109,320,793	1,913,058,803	274,162,151	(3,860,799,014)	1,937,996,714	*Segment assets*
Investasi saham	393,955	-	6,333,861	3,760,031	165,099,908	8,139,408	(173,239,316)	10,487,847	*Investments in shares of stock*
Invetasi pada proyek	15,895,986	-	-	15,843,099	-	-	-	31,739,085	*Investments in projects*
JUMLAH ASET	2,802,696,967	572,772,266	149,408,550	128,923,923	2,078,158,711	282,301,559	(4,034,038,330)	1,980,223,646	***TOTAL ASSETS***
KEWAJIBAN									***LIABILITIES***
Kewajiban segmen	2,058,595,780	318,950,641	167,604,468	113,802,711	2,012,070,901	424,614,346	(3,860,799,014)	1,234,839,833	*Segment liabilities*
Pembelian barang modal	284,304,832	4,876,462	4,106,564	2,105,750	-	-	-	295,393,608	*Capital expenditures*
Penyusutan, deplesi dan amortisasi	102,195,909	14,067,200	3,934,933	4,421,394	2,741,379	-	-	127,360,815	*Depreciation, depletion and amortization*
Beban non-kas selain penyusutan, deplesi dan amortisasi	90,582,179	-	-	1,236,586	150,547	10,868,206	-	102,837,518	*Non-cash expenses other than depreciation, depletion and amortization*
Kas Bersih yang diperoleh dari (digunakan untuk) aktivitas usaha	350,592,410	35,115,987	(4,670,584)	(9,542,219)	13,350,337	-	-	384,845,931	***Net cash provided by (used in) operating activities***
Kas Bersih yang diperoleh dari (digunakan untuk) aktivitas investasi	(244,151,160)	(44,535,151)	(12,374,968)	(23,411,307)	227,641,092	742,500	-	(96,088,994)	***Net cash provided by (used in) investing activities***
Kas Bersih yang diperoleh dari (digunakan untuk) aktivitas pendanaan	2,290,297	(4,183,293)	(1,063,270)	(22,545,860)	(10,005,005)	(171,078,035)	-	(206,585,166)	***Net cash provided by (used in) financing activities***

The original consolidated financial statements included herein are in the Indonesian language.

35. INFORMASI SEGMEN (lanjutan)

b. Segmen Geografis

Tabel berikut ini menampilkan distribusi pendapatan Grup berdasarkan pasar geografis dan aset Grup berdasarkan letak geografis:

Pendapatan

Segmen geografis	2009	2008
Indonesia	273,205,163	682,806,712
Luar negeri		
Asia	309,380,017	483,593,640
Timur Tengah	74,476,693	85,854,206
Amerika Serikat	10,739,505	31,563,672
Jumlah	**667,801,378**	**1,283,818,230**

Jumlah Aset

Lokasi geografis	2009	2008
Indonesia	4,119,047,383	5,415,128,173
Luar negeri	1,367,277,756	599,133,803
Jumlah	5,486,325,139	6,014,261,976
Eliminasi	(3,445,815,761)	(4,034,038,330)
Setelah Eliminasi	**2,040,509,378**	**1,980,223,646**

Aktivitas Grup terkonsentrasi di beberapa lokasi geografis yang signifikan (Asia, Amerika Serikat dan Timur Tengah). Aktivitas utama berpusat di Indonesia.

36. KESEPAKATAN BAGI HASIL MINYAK DAN GAS

a. Kesepakatan Bagi Hasil - Indonesia

Mayoritas Anak Perusahaan yang bergerak di bidang minyak dan gas bumi berlokasi di Indonesia dan beroperasi berdasarkan berbagai kesepakatan bagi hasil masing-masing dengan BPMIGAS. Uraian umum kesepakatan dan ketentuan dalam peraturan baru minyak dan gas bumi yang berlaku tersebut adalah sebagai berikut:

i. Kontrak Bagi Hasil (PSC) - Indonesia

PSC diberikan untuk mencari dan mengembangkan cadangan hidrokarbon komersial di area tertentu sebelum berproduksi secara komersial. 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.

35. SEGMENT INFORMATION (continued)

b. Geographical Segment

The following table shows the distribution of the Group's revenues by geographical market and the Group's assets by geographical location:

Revenues

Geographical segment		
Indonesia	682,806,712	273,205,163
Overseas		
Asia	483,593,640	309,380,017
Middle East	85,854,206	74,476,693
United States of America	31,563,672	10,739,505
Total	**1,283,818,230**	**667,801,378**

Total Assets

Geographical location	2008	2009
Indonesia	5,415,128,173	4,119,047,383
Overseas	599,133,803	1,367,277,756
Total	6,014,261,976	5,486,325,139
Elimination	(4,034,038,330)	(3,445,815,761)
After Elimination	**1,980,223,646**	**2,040,509,378**

The Group activities are concentrated into several major geographic locations (Asia, USA and the Middle East). The main concentration of activities is in Indonesia.

36. OIL AND GAS PRODUCTION SHARING ARRANGEMENTS

a. Production Sharing Arrangements – Indonesia

The majority of the Group's oil and gas subsidiaries are located in Indonesia and operate under various production sharing arrangements with BPMIGAS. A general description of those arrangements and applicable oil and gas law is as follows:

i. Production Sharing Contracts (PSC) - Indonesia

A PSC is awarded to explore for and to establish commercial hydrocarbon reserves in a specified area prior to commercial production. 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.

36. KESEPAKATAN BAGI HASIL MINYAK DAN GAS (lanjutan)

a. Kesepakatan Bagi Hasil - Indonesia (lanjutan)

i. Kontrak Bagi Hasil (PSC) - Indonesia (lanjutan)

Tanggung jawab dari kontraktor dalam PSC umumnya termasuk menyediakan dana atas semua aktivitas serta menyiapkan dan melaksanakan program kerja dan anggaran. Sebagai imbalannya, kontraktor diijinkan untuk melakukan lifting atas minyak mentah dan produksi gas yang menjadi haknya.

Bagi hasil dalam bentuk *First Tranche Petroleum ("FTP")* sebesar 20% dari total produksi sebelum dikurangi *cost recovery* tersedia untuk Pemerintah dan kontraktor sesuai dengan persentase hak bagi hasil masing-masing.

Jumlah produksi setelah FTP adalah jumlah yang tersedia untuk pemulihan biaya (*cost recovery*) bagi kontraktor, yang 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 mentah dan gas bumi yang tersisa, selanjutnya kontraktor berhak atas 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.

PSC di Indonesia wajib memenuhi *domestic 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.

ii. *Joint Operating Body (JOB)* - Indonesia

Dalam JOB, kegiatan operasional dilakukan oleh badan operasi bersama yang dikepalai oleh Pertamina dan dibantu oleh kontraktor sebagai pihak kedua dalam JOB. Dalam JOB, 37,5%-50% dari produksi merupakan milik Pertamina dan sisanya adalah bagian yang dapat dibagikan dan dibagikan kepada kedua belah pihak dengan cara yang sama seperti PSC.

36. OIL AND GAS PRODUCTION SHARING ARRANGEMENTS (continued)

a. Production Sharing Arrangements – Indonesia (continued)

i. Production Sharing Contracts (PSC) - Indonesia (continued)

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 and dispose of its share of crude oil and gas production.

A sharing in the form of First Tranche Petroleum ("FTP") of 20% out of total production before deduction of cost recovery is available to the Government and the contractor in line with their entitlement shares.

The balance of production after FTP is available for cost recovery for the contractor which is 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 is entitled to the balance 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.

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 profit share for oil.

ii. Joint Operating Body (JOB) - Indonesia

In a JOB, operations are conducted by a joint operating body headed by Pertamina and assisted by the contractor through their respective secondees to the JOB. In a JOB, 37.5%-50% of the production is retained by Pertamina, and the balance is the shareable portion which is split between the parties in the same way as for a PSC.

36. KESEPAKATAN BAGI HASIL MINYAK DAN GAS (lanjutan)

a. Kesepakatan Bagi Hasil - Indonesia (lanjutan)

iii. Kontrak Bantuan Teknis (TAC) - Indonesia

TAC diberikan pada wilayah yang belum atau telah berproduksi untuk jangka waktu tertentu, tergantung pada perjanjian kontraknya. Produksi minyak atau gas bumi dibagi terlebih dahulu menjadi bagian yang tidak dapat dibagikan (*non-shareable*) dan bagian yang dapat dibagikan (*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 PT Pertamina (Persero) (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 kepada kedua belah pihak dengan cara yang sama seperti PSC.

Kontraktor diwajibkan untuk membayar bonus produksi kepada BPMIGAS apabila jumlah produksi tertentu tercapai.

Pada saat kontrak berakhir atau diputuskan, pelepasan sebagian kontrak area, atau penutupan lapangan, kontraktor 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 berdasarkan usulan dari masing-masing kontrak.

Grup pada saat ini memiliki 12 PSC, 1 TAC dan 2 JOB di Indonesia.

Komitmen pengeluaran untuk kegiatan eksplorasi dan pengembangan sehubungan dengan kontrak-kontrak tersebut di atas pada tanggal 31 Desember 2009 adalah sebesar AS$124 juta.

36. OIL AND GAS PRODUCTION SHARING ARRANGEMENTS (continued)

a. Production Sharing Arrangements - Indonesia (continued)

iii. Technical Assistance Contracts (TAC) - Indonesia

A TAC is awarded when a field has prior or existing production and is awarded for a certain number of years depending on the contract terms. The oil or gas production is first divided into non-shareable and shareable portions. The non-shareable portion represents the production which is expected from the field (based on historic production of the field) at the time the TAC is signed and accrues to PT Pertamina (Persero) (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 between the parties in the same way as for a PSC.

Contractors are obliged to pay a production bonus to BPMIGAS if certain production levels are attained.

Upon the expiration or termination of the contract, relinquishment of part of the Contract Area, or abandonment of any fields, the contractors may be required to remove all equipment and installations from the Contract Area, and perform site restoration activities in accordance with the terms of the contract or applicable government regulations. The cost of abandonment and site restoration work is cost recoverable under the respective contract.

The Group currently has 12 PSCs, 1 TAC and 2 JOB in Indonesia.

The remaining commitment for exploration and development expenditures relating to the above contracts as of December 31, 2009 is US$124 million.

36. KESEPAKATAN BAGI HASIL MINYAK DAN GAS (lanjutan)

b. Kesepakatan Bagi Hasil - Internasional

Grup memiliki kesepakatan bagi hasil di Libya, Tunisia, Yemen dan Kamboja, dan kontrak jasa di Oman dengan kerangka fiskal sebagai berikut:

36. OIL AND GAS PRODUCTION SHARING ARRANGEMENTS (continued)

b. Production Sharing Arrangements - International

The Group has production sharing arrangements in Libya, Tunisia, Yemen and Cambodia, and a service contract in Oman with the following fiscal arrangements:

Anak Perusahaan/ *Subsidiary*	Kepemilikan Blok/ *Block Ownership*	Negara/ *Country*	Jangka Waktu Kontrak/ *Contract Term*	Perjanjian Bagi Hasil, Konsesi/ *Production Sharing Agreement, Concession*	
				Pemerintah Setempat/ *Local Government*	Anak Perusahaan/ *Subsidiary*
Medco Tunisia Anaguid Ltd.	Blok/*Block* Anaguid	Tunisia	2 tahun untuk eksplorasi/ *2 years for exploration*	Berupa pajak sebesar 50%/ *In the form of tax of 50%*	Pendapatan dari jumlah produksi setelah pajak 50%/ *Proceeds from total production net after tax of 50%*
Medco Oman LLC	Karim Small Field	Oman	10 tahun/ *years*	96,02% dari keuntungan/ *96.02% of profit oil*	3,98% dari keuntungan/ *3.98% of profit oil*
Medco International Venture Ltd.	Blok/*Block* 47	Libya	5 tahun/ *years*	86,3% dari jumlah produksi/ *86.3% of total production*	13,7% dari jumlah produksi/ *13.7% of total production*
Medco Yemen Amed Ltd.	Blok/*Block* 82	Yemen	20 tahun/ *years*	80% dari keuntungan (apabila produksi diatas 25.000 bopd)/ *80% of profit oil (for production over 25,000 bopd)*	20% dari keuntungan (apabila produksi diatas 25.000 bopd)/ *20% of profit oil (for production over 25,000 bopd)*
Medco Yemen Arat Ltd.	Blok/*Block* 83	Yemen	20 tahun/ *years*	75% dari keuntungan (apabila produksi diatas 25.000 bopd)/ *75% of profit oil (for production over 25,000 bopd)*	25% dari keuntungan (apabila produksi diatas 25.000 bopd)/ *25% of profit oil (for production over 25,000 bopd)*
Medco International Petroleum Ltd. dan/and Medco Cambodia Tonle Sap	Blok/*Block* E dan/and Blok/*Block* 12 (kedua kontrak memiliki jangka waktu dan kerangka fiskal yang sama/*both contracts have the same terms and fiscal arrangements*)	Kamboja/ *Cambodia*	25 tahun/ *years*	42% dari keuntungan (apabila produksi diatas 10.000 bopd)/ *42% of profit oil (for production over 10,000 bopd*)	58% dari keuntungan (apabila produksi diatas *10.000 bopd)/ 58% of profit oil (for production over 10,000 bopd)*

Komitmen pengeluaran yang masih tersisa untuk kegiatan eksplorasi sehubungan dengan kontrak-kontrak tersebut di atas pada tanggal 31 Desember 2009 adalah sebesar AS$144,5 juta.

The total remaining commitment for exploration expenditures relating to the above contracts as of December 31, 2009 is US$144.5 million.

37. KONTRAK, PERJANJIAN DAN IKATAN YANG MATERIAL

a. Akuisisi dan Pengalihan yang Signifikan

i. Pada bulan Maret 2008, Perusahaan menjual 65.828.000 saham yang merupakan sekitar 2,5% dari total saham Apexindo, yang dilaksanakan melalui perusahaan efek yang terdaftar di Bursa Efek Indonesia (BEI) ("Transaksi"). Saham tersebut dijual dengan harga Rp2.400 per saham, dengan nilai keseluruhan sebesar Rp157,99 milyar.

Setelah Transaksi, Perusahaan memiliki 1.287.045.106 saham di Apexindo, yang merupakan sekitar 48,87% dari seluruh modal disetor Apexindo. Oleh karena itu, Apexindo tidak lagi dikonsolidasi, dan selanjutnya disajikan sebagai investasi dengan metode ekuitas (Catatan 10).

Pada bulan Juni 2008, Perusahaan menandatangani Perjanjian Jual Beli Saham (PJBS) dengan PT Mitra Rajasa Tbk (MIRA) untuk menjual sisa sahamnya dengan harga Rp2.450 per saham dengan nilai keseluruhan transaksi sebesar sekitar AS$340,9 juta. Transaksi ini mendapat persetujuan dari Rapat Umum Pemegang Saham Luar Biasa pada tanggal 7 Agustus 2008 dan efektif pada bulan September 2008. Harga jual sejumlah AS$340,9 juta tersebut dibayarkan dengan cara sebagai berikut:

a. Sejumlah AS$272,7 juta dibayar tunai pada saat transaksi tersebut efektif pada bulan September 2008; dan

b. Sejumlah AS$68,2 juta dibayar dengan *Guaranteed Secured Bonds* yang diterbitkan oleh Sabre Systems International Pte. Ltd., anak perusahaan MIRA. Surat hutang ini jatuh tempo pada bulan September 2009 dan dicatat sebagai aset lancar - piutang lain-lain di neraca konsolidasi (Catatan 6).

Dengan efektifnya penjualan tersebut maka Perusahaan tidak lagi memiliki saham di Apexindo, dan mencatat total keuntungan sebesar AS$246 juta dari pelepasan tersebut di tahun 2008. Penjualan saham Apexindo telah dikenakan pajak final.

37. SIGNIFICANT CONTRACTS, AGREEMENTS AND COMMITMENTS

a. Major Acquisitions and Transfers

i. In March 2008, the Company sold 65,828,000 shares representing approximately 2.5% of the total shares of Apexindo executed through a securities company registered with the Indonesia Stock Exchange (IDX) (the "Transaction"). The shares were sold at Rp2,400 per share with a total transaction value of Rp157.99 billion.

Upon completion of this Transaction, the Company owned 1,287,045,106 shares in Apexindo representing approximately 48.87% of Apexindo's total issued and paid-up capital. As a result, Apexindo was deconsolidated, and then presented as an investment under the equity method (Note 10).

Subsequently, in June 2008, the Company signed an Agreement for the Sale and Purchase of Shares (SPS) with PT Mitra Rajasa Tbk (MIRA) to sell its remaining shares in Apexindo at the price of Rp2,450 per share with a total transaction value of approximately US$340.9 million. The transaction was approved by the Extraordinary General Meeting of Shareholders held on August 7, 2008 and effectively completed in September 2008. The total consideration of US$340.9 million for the shares was paid in the following manner:

a. US$272.7 million was paid in cash upon the completion of the transaction in September 2008; and

b. US$68.2 million was paid with Guaranteed Secured Bonds issued by Sabre Systems International Pte. Ltd., a subsidiary of MIRA. The bonds will be due in September 2009, and are presented as part of current assets-other receivables in the consolidated balance sheets (Note 6).

Upon the completion of the transaction, the Company no longer had any interests in Apexindo, and recognized a total gain of US$246 million from the divestment in 2008. The sale of Apexindo shares was subjected to final tax.

37. KONTRAK, PERJANJIAN DAN IKATAN YANG MATERIAL (lanjutan)

a. Akuisisi dan Pengalihan yang Signifikan (lanjutan)

Ringkasan di bawah adalah data keuangan tahun 2008 dari Apexindo, yang tidak dikonsolidasi lagi pada tanggal 31 Desember 2008 (sebelum eliminasi):

37. SIGNIFICANT CONTRACTS, AGREEMENTS AND COMMITMENTS (continued)

a. Major Acquisitions and Transfers (continued)

Summarised below is the 2008 financial data of Apexindo which was no longer consolidated as of December 31, 2008 (before eliminations):

	2008 Pada saat/sampai dengan tanggal efektif divestasi/ *As at/up to effective date of divestment*		
	Jumlah aset/ *Total assets* AS$ juta/ *US$ million*	Jumlah kewajiban dan hak minoritas/ *Total liabilities and minority interests* AS$ juta/ *US$ million*	Laba bersih/ *Net income* AS$ juta/ *US$ million*
PT Apexindo Pratama Duta Tbk	484.2	234.8	31.78

ii. Pada bulan Mei 2008, Grup menandatangani perjanjian pembelian 15% saham PT Medco Ethanol Lampung (“MEL”) dari PT Trada Bioenergy dengan jumlah nilai transaksi sebesar AS$1,3 juta. Sebelum pembelian saham tersebut, Grup telah memiliki kepemilikan saham sebesar 85% atas MEL. Perjanjian ini efektif pada bulan Juli 2008. Pada tanggal 31 Desember 2009 dan 2008, Grup memiliki 100% saham di MEL.

ii. In May 2008, the Group entered into a sale and purchase agreement to acquire a 15% ownership interest in PT Medco Ethanol Lampung (“MEL”) from PT Trada Bioenergy with a total transaction value of US$1.3 million. Before the acquisition, the Group owned 85% equity in MEL. The agreement is effective in July 2008. As of December 31, 2009 and 2008, the Group has a 100% ownership interest in MEL.

iii. Pada bulan Mei 2008, Medco Energi US LLC (“MEUS”) menyelesaikan perjanjian dengan Vada Group LP (“Vada”) dimana MEUS akan mendapatkan hak partisipasi atas sumur-sumur yang akan dibor oleh Vada. Berikut adalah tiga sumur yang dibor dalam program tersebut:
   a. Sumur North West Bayou Choctaw, Schwing Lease di Iberville Parish, LA
   b. South Bosco prospect, yang merupakan bagian dari Mire Lease di South Bosco, Acadia Parish, LA
   c. North Bayou Fordoche prospect, yang merupakan bagian dari Martin Lease di North Bayou Fordoche Parish, LA.

iii. In May 2008, Medco Energi US LLC (“MEUS”) completed an arrangement with Vada Group LP (“Vada”) in which MEUS would earn a participation right in a program of wells to be drilled by Vada. Three well prospects were drilled under this program as follows:
   a. North West Bayou Choctaw, Schwing Lease in Iberville Parish, LA
   b. South Bosco prospect, part of the Mire Lease in South Bosco, Acadia Parish, LA
   c. North Bayou Fordoche prospect, part of the Martin Lease in North Bayou Fordoche Parish, LA.

37. KONTRAK, PERJANJIAN DAN IKATAN YANG MATERIAL (lanjutan)

a. Akuisisi dan Pengalihan yang Signifikan (lanjutan)

iv. Pada bulan Juni 2008, Grup menandatangani Perjanjian Jual Beli dengan PT Tri Mitra Artha Sentosa ("TMAS") untuk menjual 28,375% saham PT Trada International ("TI") dengan jumlah harga AS$14,1 juta. Saham tersebut diperoleh pada tahun 2007 dengan harga AS$12,3 juta. Dengan pelepasan tersebut, pada tanggal 31 Desember 2008, Grup tidak lagi memiliki saham atas TI.

v. Pada bulan Juni 2008, Medco Energi US LLC membeli 66,67% hak partisipasi di *Walker Ranch* dari Trek Resources Inc. dengan nilai perolehan sebesar AS$2,2 juta.

Pada bulan Desember 2008, MEUS menandatangani Perjanjian Hak Partisipasi dengan Oxy USA WTP LP ("Oxy") dan mentransfer 15% hak partisipasi di *Walker Ranch lease* kepada Oxy dengan nilai sebesar AS$497 ribu. Pada tanggal 31 Desember 2009, hak partisipasi MEUS di *Walker Ranch lease* menjadi 51,67%.

vi. Pada bulan Juli 2008, Grup menandatangani Perjanjian Jual Beli Saham dengan PT Pertamina Hulu Energi dan PT Pertamina Gas (Pertamina), atas seluruh saham yang dimiliki pada PT Medco E&P Tuban (Tuban), suatu anak perusahaan, yang memiliki 25% hak partisipasi di JOB Tuban, dengan harga jual bersih sekitar AS$38 juta.

37. SIGNIFICANT CONTRACTS, AGREEMENTS AND COMMITMENTS (continued)

a. Major Acquisitions and Transfers (continued)

iv. In June 2008, the Group signed a Sale and Purchase Agreement with PT Tri Mitra Artha Sentosa ("TMAS") to sell a 28.375% ownership interest in PT Trada International ("TI") for a total price of US$14.1 million. The shares were acquired in 2007 for US$12.3 million. With the divestment, as of December 31, 2008, the Group no longer has any equity interest in TI.

v. In June 2008, Medco Energi US LLC completed the purchase of a 66.67% working interest in the Walker Ranch lease from Trek Resources Inc. for US$2.2 million.

In December 2008, MEUS signed a Participation Agreement with Oxy USA WTP LP ("Oxy") and assigned a 15% working interest in the Walker Ranch lease to Oxy for US$497 thousand. As of December 31, 2009, MEUS' current working interest in the Walker Ranch lease is 51.67%.

vi. In July 2008, the Group signed a Share Sale and Purchase Agreement with PT Pertamina Hulu Energi and PT Pertamina Gas (Pertamina) to sell all of its ownership interest in PT Medco E&P Tuban (Tuban), a subsidiary, which held a 25% participating interest in the Tuban JOB, for a net price of approximately US$38 million.

37. KONTRAK, PERJANJIAN DAN IKATAN YANG MATERIAL (lanjutan)

a. Akuisisi dan Pengalihan yang Signifikan (lanjutan)

Transaksi tersebut berlaku efektif pada bulan September 2008, dimana secara konsolidasi Grup mengakui keuntungan pelepasan sebesar AS$14 juta yang disajikan dalam Pendapatan Lain-lain.

vii. Pada bulan Oktober 2007, Grup mengalihkan 24% dari 86% hak partisipasi atas Proyek Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi Sarulla sebesar 300MW, di Sumatra Utara ("Proyek Sarulla") ke Itochu Corporation (Itochu) yang telah dibayarkan sesuai dengan syarat dan ketentuan yang ada dalam perjanjian pengalihan.

Pada bulan yang sama, Grup juga mengalihkan 25% dari 62,2% sisa hak partisipasi atas Proyek Sarulla (setelah pengalihan ke Itochu) kepada Kyuden International Corporation ("Kyushu"), yang dibayarkan dalam tiga tahap sesuai dengan syarat dan ketentuan yang ada dalam perjanjian pengalihan. Sisa hak partisipasi sebesar 62,2% yang dimiliki oleh Grup adalah termasuk 12,25% pengalihan dengan syarat tertentu dari Ormat kepada Grup.

Transaksi-transaksi tersebut diatas berlaku efektif pada bulan Juli 2008, sehingga hak partisipasi Grup di dalam proyek Sarulla menjadi sebesar 37,25%.

viii. Pada bulan Agustus 2008, Grup menandatangani perjanjian Pemegang Saham (PPS) dengan Kuwait Energy dan Pemerintah Somalia untuk mengatur kegiatan Somalia Petroleum Corporation (SPC) yang akan menjadi perusahaan minyak nasional Somalia. Grup memiliki 24,5% saham di SPC.

37. SIGNIFICANT CONTRACTS, AGREEMENTS AND COMMITMENTS (continued)

a. Major Acquisitions and Transfers (continued)

The transaction was closed in September 2008, whereby on consolidated basis, the Group recognized a gain on disposal of US$14 million which was presented as Other Income.

vii. In October 2007, the Group transferred 24% of its 86% interest in Sarulla Geothermal Power Project of 300 MW, in North Sumatra ("Sarulla Project") to Itochu Corporation (Itochu), which was paid in line with the terms and conditions in the related transfer agreement.

In the same month, the Group also transferred 25% of its remaining 62.2% participating interest (after sale to Itochu) in the Sarulla Project to Kyuden International Corporation ("Kyushu"), which was paid in three stages in line with the terms and conditions in the related transfer agreement. The remaining 62.2% participating interest owned by the Group includes the 12.25% conditional transfer of participating interest from Ormat to the Group.

The above transactions became effective among the parties in July 2008. As a result, the Group's participating interest in the Sarulla project became 37.25%.

viii. In August 2008, the Group signed a Shareholders Agreement (SHA) with Kuwait Energy and the Government of Somalia to govern the activities of Somalia Petroleum Corporation (SPC), which will be the national oil company of Somalia. The Group owns 24.5% equity in SPC.

37. KONTRAK, PERJANJIAN DAN IKATAN YANG MATERIAL (lanjutan)

a. Akuisisi dan Pengalihan yang Signifikan (lanjutan)

ix. Pada bulan Agustus 2008, Grup mengambil alih 16% saham di PT Dalle Energy Batam dengan nilai nominal Rp14,8 milyar sehingga jumlah kepemilikan di PT Dalle Energy Batam menjadi 75,01%.

x. Pada bulan Oktober 2008, Kontrak Bantuan Teknis (TAC) Wilayah Kerja Tarakan, Sanga-Sanga, Samboja yang terletak di Kalimantan Timur yang dipegang oleh PT Medco E&P Kalimantan (Medco Kalimantan), anak perusahaan yang dimiliki 100% oleh Perusahaan, telah berakhir. Perseroan telah berusaha memperpanjang kerjasamanya di tahun 2008 dalam bentuk Kerja Sama Operasi (KSO) dengan PT Pertamina EP, tetapi tidak mencapai kesepakatan komersial dengan PT Pertamina EP.

Oleh karena itu, pada bulan Oktober 2008, Medco Kalimantan mengalihkan seluruh kewajiban serta tanggung jawab pengelolaan atas wilayah kerja tersebut kepada PT Pertamina EP ("Pertamina EP"). Pengalihan tanggung jawab ini juga termasuk pengalihan tanggung jawab atas 179 orang pegawai yang telah beralih status hukumnya menjadi pegawai Pertamina EP.

Dengan berakhirnya TAC tersebut, maka Grup mengalami penurunan produksi minyak dan gas bumi sekitar 4.456 barel minyak per hari (BOPD) dan 1,08 juta kaki kubik gas per hari (MMSCFD). Selain itu juga terjadi kehilangan cadangan terbukti dan terduga minyak dan gas sekitar 1,8 juta barel setara minyak bumi.

xi. Pada bulan Oktober 2008, namun berlaku efektif pada bulan Desember 2008, Medco Energi US LLC menandatangani kesepakatan kepemilikan partisipasi dengan Cibola Energy Ltd., pemegang dari *Montgomery prospect*, untuk memperoleh 12% hak partisipasi atas *Southwest Quarter dari* sektor 12 Blok 181 dengan nilai perolehan sebesar AS$390.000.

37. SIGNIFICANT CONTRACTS, AGREEMENTS AND COMMITMENTS (continued)

a. Major Acquisitions and Transfers (continued)

ix. In August 2008, the Group acquired an additional 16% ownership interest in PT Dalle Energy Batam for a total value of Rp14.8 billion, which increased the Group's ownership interest in PT Dalle Energy Batam to become 75.01%.

x. In October 2008, the Technical Assistance Contract in (TAC) Tarakan, Sanga-Sanga and Samboja Working Areas in East Kalimantan which was held and operated by PT Medco E&P Kalimantan (Medco Kalimantan), a wholly owned subsidiary of the Company, expired and was not extended. The Company intended to extend the contract in the form of Joint Operation (KSO) but an agreement on commercial terms was not reached with PT Pertamina EP.

As a consequence, in October 2008, Medco Kalimantan transferred all liabilities and responsibilities over the working areas to PT Pertamina EP ("Pertamina EP"). The transfer of responsibilities included the transfer of 179 employees to Pertamina EP, who are now employed by Pertamina EP.

The expiration of the TAC reduced the Company's oil and gas production by 4,456 barrels of oil per day (BOPD) and 1.08 million cubic feet per day of gas (MMSCFD). Meanwhile, the loss of proved and probable oil and gas reserves was approximately 1.8 million barrel oil equivalent.

xi. In October 2008, but effective in December 2008, Medco Energi US LLC signed a participation agreement with Cibola Energy Ltd., holder of the Montgomery prospect, to acquire a 12% working interest in the Southwest Quarter of Section 12 Block 181 for US$390,000.

37. KONTRAK, PERJANJIAN DAN IKATAN YANG MATERIAL (lanjutan)

a. Akuisisi dan Pengalihan yang Signifikan (lanjutan)

xii. Pada bulan Desember 2008, Grup dan Anadarko Global Holdings Company (Anadarko) menandatangani *Mutual Termination Agreement* (MTA) atas Perjanjian Kerjasama Eksplorasi (EJVA) yang ditandanganinya pada tahun 2005. Dengan ditandanganinya MTA ini, maka:

a. Segala perjanjian terkait dengan perjanjian EJVA ini, diakhiri.
b. Anadarko setuju untuk membayar AS$13,8 juta untuk melunasi pengeluaran yang dilakukan oleh Grup berkaitan dengan kegiatan eksplorasi bersama yang menjadi komitmen Anadarko berdasarkan EJVA.
c. Terkait dengan Perjanjian Pengeboran Nunukan (NDA) dan Perjanjian Jual Beli Nunukan, Anadarko wajib membayar sejumlah AS$1,6 juta kepada Grup.
d. Sehubungan dengan NDA pada tahun 2007, Anadarko akan mengusahakan untuk mengebor sumur yang diwajibkan berdasarkan PSC sebelum atau pada 30 Juni 2010. Jika hal tersebut tidak terlaksana, maka Anadarko harus membayar kepada Grup sebesar AS$25 juta dikurangi biaya-biaya yang secara wajar telah dikeluarkan sehubungan dengan kewajiban pengeboran sumur tersebut.

xiii. Pada tahun 2003, Santos, yang merupakan Operator dari PSC Sampang (yang berlokasi di Madura, Indonesia), memilih untuk melakukan pengeboran atas risiko sendiri untuk sumur minyak Jeruk-1. Singapore Petroleum Company (“SPC”) dan Cue Energy Resources Limited (“Cue”) sebagai partner lainnya di PSC Sampang memutuskan tidak berpartisipasi dalam pengeboran sumur tersebut. Santos selanjutnya mengalihkan 50% dari risiko sumur Jeruk-1 tersebut kepada Grup.

Pengalihan tersebut disetujui pihak yang berwenang di Indonesia, namun demikian partisipasi langsung dalam PSC Sampang tidak berubah.

Perjanjian Kerjasama Operasi (“JOA”) dari PSC Sampang mengatur hak untuk berpartisipasi kembali bagi partner yang semula memutuskan tidak ikut berpartisipasi, jika ternyata pengeboran tersebut berhasil dan akan dilakukan pengembangan di masa yang akan datang.

37. SIGNIFICANT CONTRACTS, AGREEMENTS AND COMMITMENTS (continued)

a. Major Acquisitions and Transfers (continued)

xii. In December 2008, the Group and Anadarko Global Holdings Company (Anadarko) executed a Mutual Termination Agreement (MTA) relating to the Exploration Joint Venture Agreement (EJVA) signed in 2005. With this termination agreement:

a. All Agreements related to the EJVA were also terminated.
b. Anadarko agreed to pay US$13.8 million to settle all expenses incurred by the Group with respect to exploration activities under the EJVA.
c. In relation with the Nunukan Drilling Agreement (NDA) and the Nunukan Sale and Purchase Agreement, Anadarko shall pay to the Group an amount of US$1.6 million.
d. In relation with the NDA in 2007, Anadarko shall use its reasonable endeavors to spud the well required to be drilled pursuant to the PSC on or before June 30, 2010. If such activity does not occur, Anadarko shall pay to the Group approximately US$25 million less the amount which has been properly incurred with respect to the obligation.

xiii. In 2003, Santos, the Operator of Sampang PSC (located in Madura, Indonesia), opted to sole-risk the drilling of an exploration well, Jeruk-1 well. Singapore Petroleum Company (“SPC”) and Cue Energy Resources Limited (“Cue”) as the partners in the Sampang PSC elected not to participate. Santos subsequently farmed-out 50% of the drilling risk in the Jeruk-1 well to the Group.

This farm-out was approved by the Indonesian Authorities, nevertheless direct participation in the Sampang PSC remained unchanged.

The Joint Operation Agreement (“JOA”) of Sampang PSC contained provisions for back-in rights for those partners electing not to participate in the event of well success and future field development.

37. KONTRAK, PERJANJIAN DAN IKATAN YANG MATERIAL (lanjutan)

a. Akuisisi dan Pengalihan yang Signifikan (lanjutan)

xiii. (lanjutan)

Menyusul penemuan cadangan minyak bumi dari Lapangan Jeruk pada tahun 2004, SPC dan Cue memutuskan untuk berpartisipasi kembali dalam sumur Jeruk-1, yang dengan demikian mengakhiri partisipasi Grup. Atas partisipasi kembali tersebut, SPC dan Cue memiliki kewajiban untuk membayar sejumlah kompensasi kepada Grup.

Pada awal tahun 2006, SPC dan Cue menandatangani suatu perjanjian komersil ("*economic agreement")* dengan Grup, di mana SPC dan Cue mengalihkan 18,2% dan 6,8% hak ekonomis dari 40% dan 15% hak partisipasi mereka masing-masing di Lapangan Jeruk, sehingga Grup memperoleh hak ekonomis bersih sebesar 25% dari Lapangan Jeruk. Sebagai bagian dari *economic agreement* tersebut, Grup membayar secara proporsional biaya pengeboran sumur Jeruk dan setuju untuk memberikan pengabaian atas kompensasi yang harus ditanggung oleh SPC dan Cue atas partisipasi mereka kembali.

Meskipun Otoritas yang berwenang di Indonesia memberikan persetujuan atas perjanjian ekonomis tersebut, hak partisipasi langsung atas PSC Sampang (termasuk Lapangan Jeruk) tidak berubah.

Pada awal tahun 2008, Santos sebagai operator dari Lapangan Jeruk, menjelaskan bahwa pengeboran lebih lanjut atas lapangan Jeruk telah ditunda, menunggu hasil penelaahan atas berbagai skenario pengembangan dan keputusan atas komersialisasi dan isu teknis yang dapat berpengaruh terhadap kelayakan dari pengembangan yang akan dilakukan. Meskipun demikian, berdasarkan ketentuan yang ada di PSC, biaya proyek Jeruk merupakan bagian dari keseluruhan biaya PSC Sampang, sehingga dapat dipulihkan dari produksi yang berasal dari lapangan minyak dan gas bumi lainnya yang ada di PSC Sampang. Grup juga memiliki hak untuk memperoleh pemulihan atas biaya proyek Jeruk sebagaimana tersebut diatas melalui mekanisme yang diatur dalam "*economic agreement*".

37. SIGNIFICANT CONTRACTS, AGREEMENTS AND COMMITMENTS (continued)

a. Major Acquisitions and Transfers (continued)

xiii. (continued)

Following the successful discovery of the Jeruk Field in 2004, SPC and Cue determined to reinstate their interests in Jeruk-1 well, thereby terminating the Group's involvement. For the reinstatement, SPC and Cue were obligated to pay certain amounts to the Group.

In early 2006, SPC and Cue entered into a commercial agreement ("economic agreement") with the Group involving the transfer of 18.2% and 6.8% interest out of their respective 40% and 15% interests in the Jeruk Field, which enabled the Group to gain an undivided, 25% economic interest in the Jeruk Field. As part of the economic agreement, the Group reimbursed its proportionate share of Jeruk costs and agreed to waive the back-in premium due from SPC and Cue.

Whilst the Indonesian Authorities have sanctioned the commercial agreement between the participants, Sampang PSC interests (including Jeruk Field interests) remain unchanged.

In early 2008, Santos, the operator of the Jeruk Field, disclosed that further drilling in the Jeruk Field has been put on hold pending the review of development scenarios and the resolution of commercial and technical issues that may impact the viability of any development. Nevertheless, under the PSC Jeruk costs represent part of overall Sampang PSC cost pool, and therefore Jeruk costs can be recovered from the production proceeds of other fields within Sampang PSC. The Group is also entitled to such recovery of Jeruk project costs under and through the mechanism as set out in the "economic agreement".

37. KONTRAK, PERJANJIAN DAN IKATAN YANG MATERIAL (lanjutan)

a. Akuisisi dan Pengalihan yang Signifikan (lanjutan)

xiv. Pada bulan Februari 2009, Grup menandatangani Perjanjian Pembelian Aset dengan Energy Resources Technology GOM, Inc. (ERT) untuk mengakuisisi 100% hak partisipasi di Blok 316, East Cameron Area, Teluk Meksiko, Amerika Serikat dengan nilai transaksi sekitar AS$18 juta. Grup adalah operator dari East Cameron Blok 316.

xv. PTTEP Merangin Company Limited, perusahaan minyak dan gas asal Thailand, melalui Perjanjian *Farmout* dan Akta Pengalihan Hak Kepemilikan, mengalihkan seluruh hak kepemilikannya sebesar 40% pada PSC Merangin I ke PT Medco E&P Merangin yang efektif pada tanggal 14 Januari 2009. Pengalihan hak kepemilikan ini telah mendapatkan persetujuan BPMIGAS pada bulan April 2009.

xvi. Pada bulan April 2009, Grup menandatangani Perjanjian Pembelian Aset dengan Energy Resources Technology GOM, Inc. (ERT) untuk mengakuisisi 100% hak partisipasi di Blok 557, West Cameron Area, Teluk Meksiko, Amerika Serikat dengan nilai transaksi sekitar AS$0,4 juta. Grup adalah operator dari West Cameron Blok 557.

xvii. Pada awalnya, Grup (melalui Medco Kakap Holding Pte Ltd, anak perusahaan) memiliki 16% hak partisipasi di PSC Kakap. Pada bulan Mei 2009, Grup melaksanakan hak pembelian terlebih dahulu (*pre-emptive exercise*) atas 9% hak partisipasi dalam PSC Kakap yang dimiliki oleh Santos International Holding Pty Ltd. Dengan pembelian tersebut, Grup meningkatkan hak partisipasinya di PSC Kakap menjadi 25%.

37. SIGNIFICANT CONTRACTS, AGREEMENTS AND COMMITMENTS (continued)

a. Major Acquisitions and Transfers (continued)

xiv. In February 2009, the Group signed an Asset Purchase Agreement with Energy Resources Technology GOM, Inc. (ERT) to acquire a 100% participating interest in Block 316, East Cameron Area in the Gulf of Mexico, USA for an amount of US$18 million. The Group is the operator of East Cameron Block 316.

xv. PTTEP Merangin Company Limited, a Thailand-based oil and gas company, through a Farmout Agreement and Deed of Assignment of Interest, assigned all of its 40% working interest in the Merangin I PSC to PT Medco E&P Merangin effective January 14, 2009. The assignment of working interest has been approved by BPMIGAS in April 2009.

xvi. In April 2009, the Group signed an Asset Purchase Agreement with Energy Resources Technology GOM Inc. (ERT) to acquire a 100% participating interest in Block 557, West Cameron Area in the Gulf of Mexico, USA for an amount of US$0.4 million. The Group is the operator of West Cameron Block 557.

xvii. Initially, the Group (through Medco Kakap Holding Pte Ltd, a subsidiary) had a 16% working interest in the Kakap PSC. In May 2009, the Group executed a pre-emptive right to acquire 9% working interest in the Kakap PSC owned by Santos International Holding Pty Ltd. With the acquisition, the Group increased its working interest to 25%.

37. KONTRAK, PERJANJIAN DAN IKATAN YANG MATERIAL (lanjutan)

a. Akuisisi dan Pengalihan yang Signifikan (lanjutan)

xvii. (lanjutan)

Pada bulan Juni 2009, Grup menandatangani dua Perjanjian Jual Beli Saham (PJBS) bersyarat dengan Star Energy Holding Pte. Ltd. (Star) untuk menjual 25% hak partisipasi di Blok Kakap PSC melalui penjualan 100% seluruh saham Grup di Medco Kakap Holding Pte Ltd, Natuna UK Kakap (Kakap 2) Ltd. dan Novus Nominee Pty. Ltd. Perjanjian jual beli atas perusahaan-perusahaan tersebut dengan Star akan berlaku efektif apabila segala ketentuan yang ditetapkan dalam perjanjian telah dipenuhi.

Pada bulan Juli 2009, ketentuan yang ditetapkan dalam perjanjian telah terpenuhi dan dengan demikian penjualan menjadi efektif. Grup menerima sejumlah AS$70,3 juta sebagai penyelesaian atas penjualan tersebut. Sejak efektifnya penjualan ini, maka Grup tidak lagi mengkonsolidasi laporan keuangan anak perusahaan yang dijual, dan sebagai konsekuensinya, cadangan minyak dan gas bumi terbukti Grup menurun sebesar 4.635 MBOE (ribu barel setara minyak).

xviii. Pada bulan Juni 2009, Grup menandatangani Perjanjian Pengikatan Jual Beli Saham dan Subrogasi (PPJBSS) bersyarat untuk mengakuisisi PT Duta Tambang Sumber Alam (DTSA) dan PT Duta Tambang Rekayasa (DTR) dari PT Medco Mining (MM), dengan jumlah keseluruhan nilai transaksi sebesar AS$0,8juta.

Transaksi ini dikategorikan sebagai transaksi dengan perusahaan afiliasi karena Grup dan MM dikendalikan secara tidak langsung oleh pemegang saham yang sama. Penetapan nilai transaksi ini telah dikaji oleh penilai independen sebagaimana yang diwajibkan dalam Peraturan BAPEPAM No. IX.E.1., yang menyimpulkan bahwa transaksi ini adalah wajar. Oleh karena itu, manajemen berkeyakinan bahwa transaksi tersebut tidak akan merugikan Grup karena adanya penetapan harga yang tidak wajar, dan dengan demikian transaksi ini bukan merupakan Transaksi Benturan Kepentingan sebagaimana didefinisikan dalam peraturan BAPEPAM No. IX.E.1.

37. SIGNIFICANT CONTRACTS, AGREEMENTS AND COMMITMENTS (continued)

a. Major Acquisitions and Transfers (continued)

xvii. (continued)

In June 2009, the Group signed two conditional Share Sales Purchase Agreements (SSPA) with Star Energy Holding Pte. Ltd. (Star) to sell 25% working interest in the Kakap PSC Block through the sale of 100% of the Group's shares in Medco Kakap Holding Pte Ltd., Natuna UK Kakap (Kakap 2) Ltd. and Novus Nominee Pty. Ltd. The sale and purchase of such entities with Star will be effective once all requirements set forth in the agreement, have been met.

In July 2009, all the conditions precedent had been met and the divestments became effective. The Group received a total consideration of US$70.3 million upon closing of the divestments. Subsequent to the effective date of the divestments, the divested companies were no longer included in the Group's consolidated financial statements, and as a consequence, the Group's oil and gas reserves declined by 4,635 MBOE (thousand barrel oil equivalent).

xviii. In June 2009, the Group signed a Conditional Sales Purchase and Subrogation Agreement (CSPA) to acquire PT Duta Tambang Sumber Alam (DTSA) and PT Duta Tambang Rekayasa (DTR) from PT Medco Mining (MM), with a total transaction value of US$0.8 million.

The transaction is categorized as a related party transaction as the Group and (MM) are indirectly controlled by the same shareholders. The determination of transaction value was supported by an independent appraisal as required by the BAPEPAM Rule No. IX.E.1., which concluded that this transaction was fair. As such, management believes that the transaction will not cause any disadvantage to the Group due to an unfair price determination, and therefore it does not fall under Conflict of Interest Transaction as defined in the BAPEPAM Rule No. IX.E.1.

37. KONTRAK, PERJANJIAN DAN IKATAN YANG MATERIAL (lanjutan)

a. Akuisisi dan Pengalihan yang Signifikan (lanjutan)

xviii. (lanjutan)

Akuisisi tersebut telah diselesaikan pada bulan Agustus 2009. Oleh karena itu, DTSA dan DTR telah dimasukkan dalam laporan keuangan konsolidasi per 31 Desember 2009.

xix. Pada bulan Desember 2009, Grup menandatangani Perjanjian Jual Beli dengan PT Cenergy Power untuk menjual 20% kepemilikannya di PT Dalle Energy Batam dengan nilai nominal Rp35,6 milyar sehingga menurunkan hak kepemilikan Grup di PT Dalle Energy Batam menjadi 55%.

xx. Pada bulan September 2009, Grup menandatangani Perjanjian Jual Beli Saham (PJBS) bersyarat dengan Pyramid International Holding Inc. (PIH) untuk menjual 100% kepemilikannya di Medco E&P Langsa Ltd. (MEPL), anak perusahaan, yang memiliki 70% hak partisipasi di Blok Langsa TAC dengan nilai jual sebesar AS$1,5 juta. Pada bulan Oktober 2009, penjualan MEPL diselesaikan dan berlaku efektif setelah segala ketentuan yang ditetapkan PJBS telah dipenuhi.

xxi. PTTEP Bengara I Company Limited, perusahaan minyak dan gas asal Thailand, melalui *Withdrawal Agreement* dan Akta Pengalihan Hak Kepemilikan, mengalihkan hak kepemilikannya sebesar 23,33% pada PSC Bengara I ke PT Medco E&P Bengara efektif pada tanggal 14 November 2009.

xxii. Pada tahun 2008 dan 2009, direksi Perusahaan melaksanakan program optimalisasi aset sebagai berikut:

(a) Menyelesaikan penjualan seluruh hak partisipasi Grup dalam blok Kakap, Langsa, dan Tuban. Penjualan minimum 30% hak partisipasi di PSC Bawean (dari jumlah hak partisipasi sebesar 100%), dan 23% hak partisipasi di PSC Lematang (dari jumlah hak partisipasi yang dimiliki sebesar 74,12%) saat ini masih dalam proses.

37. SIGNIFICANT CONTRACTS, AGREEMENTS AND COMMITMENTS (continued)

a. Major Acquisitions and Transfers (continued)

xviii. (continued)

The acquisitions were closed in August 2009. Accordingly, DTSA and DTR have been included in the December 31, 2009 consolidated financial statements.

xix. In December 2009, the Group signed a Sale and Purchase Agreement with PT Cenergy Power to sell its 20% ownership interest in PT Dalle Energy Batam for a total value of Rp35.6 billion, which decreased the Group's ownership interest in PT Dalle Energy Batam to become 55%.

xx. In September 2009, the Group signed a conditional Share Sale and Purchase Agreement (SSPA) with Pyramid International Holding Inc. (PIH) to sell its 100% ownership interest in Medco E&P Langsa Ltd. (MEPL), a subsidiary which owns 70% working interest in the Langsa TAC Block, for a sale consideration of US$1.5 million. In October 2009, the sale of MEPL was closed and became effective as the requirements set forth in the agreement had been met.

xxi. PTTEP Bengara I Company Limited, a Thailand-based oil and gas company, through a Withdrawal Agreement and Deed of Assignment of Interest, assigned its 23.33% working interest in the Bengara I PSC to PT Medco E&P Bengara effective November 14, 2009.

xxii. In 2008 and 2009, the Company's directors undertook an asset optimization program as follows:

(a) Completed the sale of the Group's entire participating interests in the Kakap, Langsa and Tuban blocks. The sales of a minimum 30% non-operating interest in the Bawean PSC (out of the total owned interest of 100%), and a 23% interest in the Lematang PSC (out of the total owned interest of 74.12%) are still ongoing.

37. KONTRAK, PERJANJIAN DAN IKATAN YANG MATERIAL (lanjutan)

a. Akuisisi dan Pengalihan yang Signifikan (lanjutan)

xxii. (lanjutan)

(b) Memulai penjualan saham minoritas dari PT Medco Power Indonesia, yang merupakan *subholding* Grup yang bergerak dalam bisnis pembangkit listrik, yang sampai saat ini masih dalam proses.

(c) Memulai penjualan saham minoritas dari PT Medco Ethanol Lampung, yang merupakan suatu anak perusahaan Grup yang bergerak dalam bisnis ethanol, yang saat ini dihentikan sementara menunggu operasi komersial penuh.

(d) Memulai penjualan seluruh kepemilikan di PT Exspan Petrogas Intranusa, yang merupakan *subholding* dari jasa penunjang minyak dan gas bumi, yang sampai saat ini masih dalam proses.

(e) Memutuskan untuk melanjutkan penelaahan untuk optimalisasi nilai Medco Energi Global Pte., Ltd. (MEG), yang merupakan *subholding* Grup yang bergerak dalam bidang eksplorasi dan produksi minyak di luar Indonesia, dan/atau aset individu MEG, yang sampai saat ini masih dalam proses.

b. Perjanjian Pasokan Gas

Pada tanggal 31 Desember 2009, Grup mempunyai kontrak-kontrak Perjanjian Pasokan Gas dan Jual Beli Tenaga Listrik yang signifikan dan masih berlaku sebagai berikut:

37. SIGNIFICANT CONTRACTS, AGREEMENTS AND COMMITMENTS (continued)

a. Major Acquisitions and Transfers (continued)

xxii. (continued)

(b) Initiated the sale of a minority interest in PT Medco Power Indonesia, a sub-holding of the Group's power businesses, which is still in process.

(c) Initiated the sale of a minority interest in PT Medco Ethanol Lampung, a subsidiary of the Group involved in the ethanol business, which is put on hold pending full commercial operation.

(d) Initiated the sale of its entire interest in PT Exspan Petrogas Intranusa, a subholding of the Group oilfield support services business, which is still in process.

(e) Resolved to continue to study ways to optimize the value of Medco Energi Global Pte., Ltd. (MEG), a subholding of the Group engaged in international exploration and production businesses, and/or its individual assets, which is still in process.

b. Gas Supply Agreements

The significant existing Gas Supply and Transfer of Power Purchase Agreements of the Group as of December 31, 2009, are as follows:

37. KONTRAK, PERJANJIAN DAN IKATAN YANG MATERIAL (lanjutan)

b. Perjanjian Pasokan Gas (lanjutan)

37. SIGNIFICANT CONTRACTS, AGREEMENTS AND COMMITMENTS (continued)

b. Gas Supply Agreements (continued)

Perusahaan/*Company*	Tanggal Perjanjian/*Date of Agreement*	Komitmen/*Commitment*	Tahun Kontrak/ *Contract Year*
PT Medco E&P Indonesia			
PT Pupuk Sriwidjaja (Persero)	7 Agustus/ *August* 2007	Komitmen untuk memasok gas rata-rata sebanyak 45 BBTU/hari ("BBTUD") dengan harga rata-rata AS$3,59/MMBTU./ *Commitment to supply 45 BBTU of gas/day ("BBTUD") at an average price of US$3.59/ MMBTU.*	15 tahun/*years.*
PT Mitra Energi Buana	24 Juli/ *July* 2006	Komitmen untuk memasok dan menjual gas 2,5 BBTUD dan harga gas berkisar dari AS$2,65/ MMBTU sampai dengan AS$3,59/MMBTU./ *Commitment to supply and sell 2.5 BBTUD of gas at an agreed price ranging from US$2.65/MMBTU to US$3.59/MMBTU.*	7 tahun atau sampai pada saat seluruh jumlah yang disepakati telah dipasok, yang mana lebih dulu./ *7 years or until such quantity has been fully supplied, whichever occurs first.*
PT Perusahaan Listrik Negara (Persero)	20 Januari/ *January* 2006 dirubah dengan perjanjian/ *amended with agreement dated* 2 Desember/ *December* 2008	Komitmen untuk memasok gas sebesar 15,7 BBTUD dengan estimasi nilai kontrak AS$320,93 juta (naik sebesar AS$103,83 juta dari kontrak awal)./ *Commitment to supply gas involving 15.7 BBTUD of gas with an estimated total value of US$320.93 million (increased by US$103.83 million from the original contract).*	7 tahun/*years.*
PT Meta Epsi Pejebe Power Generation (MEPPO-GEN)	20 Januari/ *January* 2006	Komitmen untuk memasok gas sebesar 14,5 BBTUD selama masa kontrak, dengan harga AS$2,3/MMBTU./ *Commitment to supply gas involving 14.5 BBTUD of gas during contract term, at an agreed price of US$2.3/MMBTU.*	6 tahun atau sampai jumlah yang disepakati telah terpenuhi./ *6 years or when such quantity has been fully supplied.*

The original consolidated financial statements included herein are in the Indonesian language.

37. KONTRAK, PERJANJIAN DAN IKATAN YANG MATERIAL (lanjutan)

37. SIGNIFICANT CONTRACTS, AGREEMENTS AND COMMITMENTS (continued)

b. Perjanjian Pasokan Gas (lanjutan)

b. Gas Supply Agreements (continued)

Perusahaan/*Company*	Tanggal Perjanjian/*Date of Agreement*	Komitmen/*Commitment*	Tahun Kontrak/ *Contract Year*
PT Medco E&P Indonesia			
ConocoPhillips (Grissik) Ltd	9 Juli/ *July* 2004	Komitmen untuk membeli gas sesuai dengan perjanjian./ *Commitment to purchase gas as stated in the agreement.*	5 tahun sejak kondisi yang disepakati di dalam perjanjian dipenuhi./ *5 years commencing on the date after all conditions set forth in the agreement are met.*
PT Pertamina (Persero)	16 Januari/ *January* 2004 Perjanjian dirubah beberapa kali dan terakhir/ *the agreement has been amended several times the latest on* 1 Januari/ *January* 2010	Komitmen untuk mengirim dan menjual LPG sesuai dengan kondisi yang ditetapkan di dalam perjanjian./ *Commitment to deliver and sell LPG pursuant to the conditions set forth in the agreement.*	5 tahun atau sampai seluruh jumlah yang di sepakati telah dipasok, yang mana lebih dahulu./ *5 years or until such quantity has been fully supplied, whichever occurs first.*
PT Perusahaan Listrik Negara (Persero)	19 Juli/ *July* 2003	Komitmen untuk memasok dan menjual gas 7,3 BBTUD dan harga gas sebesar AS$1,15/MMBTU untuk satu tahun pertama pengiriman. Setelah itu, harga gas dihitung berdasarkan rumus sesuai kontrak. Sejak Desember 2007 tidak ada penyerahan gas lebih lanjut./ *Commitment to supply and sell 7.3 BBTUD of gas at a gas price of US$1.15/MMBTU for the fist year of delivery. Subsequently, the gas price will be calculated based on a formula as per the contract. Gas delivery has been discontinued since December 2007.*	9 tahun atau sampai seluruh jumlah yang di sepakati telah dipasok./ *9 years or until such quantity has been fully supplied.*
PT Perusahaan Listrik Negara (Persero)	30 Desember/ *December* 2003 dan dirubah dengan perjanjian/*and amended with agreement dated* 12 Desember/ *December* 2009	Komitmen untuk memasok dan menjual gas 7 BBTUD untuk Desember 2009 sampai Maret 2010 dan 12,5 BBTUD untuk April 2010 sampai Mei 2013 dan harga gas sebesar AS$4,32/MMBTU sampai dengan AS$4,86/MMBTU./ *Commitment to supply and sell 7 BBTUD of gas for December 2009 to March 2010 and 12.5 BBTUD for April 2010 to May 2013 and at a gas price ranging from US$4.32/MMBTU to US$4.86/MMBTU.*	10 tahun atau sampai seluruh jumlah yang sepakati telah dipasok./ *10 years or until such quantity has been fully supplied.*
PT Perusahaan Listrik Negara (Persero)	30 Desember/ *December* 2002 dan dirubah dengan perjanjian/*and amended with agreement dated* 12 Desember/ *December* 2004	Komitmen untuk memasok dan menjual gas 56.182 BBTU dan harga gas sebesar AS$2,376/MMBTU sampai dengan AS$2,506/MMBTU untuk tahun pertama dan AS$2,685/MMBTU untuk tahun kedua sampai berakhirnya perjanjian./ *Commitment to supply and sell 56,182 BBTU of gas at a gas price ranging from US$2.376/ MMBTU to US$2.506/MMBTU for the first year and at US$2.685/MMBTU for the second year until the end of the contract.*	11 tahun/*years.*

The original consolidated financial statements included herein are in the Indonesian language.

37. KONTRAK, PERJANJIAN DAN IKATAN YANG MATERIAL (lanjutan)

37. SIGNIFICANT CONTRACTS, AGREEMENTS AND COMMITMENTS (continued)

b. Perjanjian Pasokan Gas (lanjutan)

b. Gas Supply Agreements (continued)

Perusahaan/*Company*	Tanggal Perjanjian/*Date of Agreement*	Komitmen/*Commitment*	Tahun Kontrak/ *Contract Year*
PT Medco E&P Indonesia			
PT Perusahaan Listrik Negara (Persero)	30 Desember/ *December* 2002 dirubah beberapa kali dan terakhir Februari 2010 mengenai tambahan jumlah gas sebesar 250 BBTU/ *the agreement has been amended several times the latest in February 2010 in relation with additional gas supply of 250 BBTU*	Komitmen untuk memasok dan menjual gas total 9.651 BBTU dan harga gas sebesar Rp12.000/MMBTU pada tahun pertama dan sebesar AS$1,88/MMBTU sampai AS$2,1/ MMBTU dari tahun kedua dan sampai kontrak selesai tahun 2012, serta harga sebesar AS$2,74/MMBTU untuk kelebihan pasokan gas harian mulai 21 November 2005./ *Commitment to supply and sell 9,651 BBTU of gas at a gas price of Rp12,000/MMBTU in the first year and in the range of US$1.88/MMBTU to US$2.1/MMBTU from second year onward up to 2012, and a price of US$2.74/MMBTU for gas in excess of agreed daily delivery to PLN starting November 21, 2005.*	10 tahun atau sampai seluruh jumlah yang sepakati telah dipasok./ *10 years or until such quantity has been fully supplied.*
Perusahaan Daerah Kota Tarakan	22 Januari/ *January* 2009	Komitmen untuk memasok gas sebesar 1-3 BBTUD dengan harga gas sebesar AS$3 per MMBTU dengan eskalasi kenaikan harga 2,5% per tahun./ *Commitment to supply 1-3 BBTUD of gas at a price of US$3 per MMBTU, escalating by 2.5% per year.*	*10 tahun/years.*
Perusahaan Daerah Mura Energi	4 Agustus/ *August* 2009	Komitmen untuk memasok gas sebesar 2,5 BBTUPD yang berasal dari Lapangan Temelat dengan estimasi nilai kontrak AS$8,073 juta./ *Commitment to supply 2.5 BBTUPD of gas produced from the Temelat Field with contract value estimated at US$8.073 million.*	10 tahun sejak April 2011./ *10 years starting from April 2011.*
Perusahaan Daerah Pertambangan dan Energi	4 Agustus/ *August* 2009	Komitmen untuk memasok gas sebesar maksimum 0,5 BBTUPD yang berasal dari Blok *South Sumatra Extension./* *Commitment to supply maximum of 0.5 BBTUPD of gas produced from South Sumatra Extension Block.*	September 2009 sampai dengan Nopember 2013./ *September 2009 up to November 2013.*

The original consolidated financial statements included herein are in the Indonesian language.

37. KONTRAK, PERJANJIAN DAN IKATAN YANG MATERIAL (lanjutan)

37. SIGNIFICANT CONTRACTS, AGREEMENTS AND COMMITMENTS (continued)

b. Perjanjian Pasokan Gas (lanjutan)

b. Gas Supply Agreements (continued)

Perusahaan/*Company*	Tanggal Perjanjian/*Date of Agreement*	Komitmen/*Commitment*	Tahun Kontrak/ *Contract Year*
PT Medco E&P Indonesia			
PT Perusahaan Gas Negara (Persero) Tbk.	4 Desember/ *December* 2009	Komitmen untuk memasok gas alam yang berasal dari Lapangan Keramasan, Blok Sumatra Selatan dan Tengah sebesar 14 ribu BBTU dan nilai maksimum sejumlah AS$60,7 juta./ *Commitment to supply natural gas from Keramasan Field in South and Central Sumatra with total gas volume of 14 thousand BBTU at a maximum value of US$60.7 million.*	Desember 2009 sampai dengan Nopember 2011./ *December 2009 up to November 2011.*
PT Medco E&P Lematang			
PT Perusahaan Listrik Negara (Persero)	21 Maret/ *March* 2007 dirubah pada tanggal/ *amended on* 10 September/ *September* 2009	Komitmen untuk memasok gas sebesar 68,6 BBTUD dengan estimasi nilai kontrak AS$443 juta./ *Commitment to supply 68.6 BBTUD of gas with an estimated total value of US$443 million.*	Sampai berakhirnya kontrak PSC atau sampai jumlah yang disepakati telah terpenuhi./ *Until PSC contract expires or such quantity has been fully supplied.*
PT Perusahaan Gas Negara (Persero) Tbk	4 Desember/ *December* 2009	Komitmen untuk memasok gas alam yang berasal dari Lapangan Singa di Blok Lematang sebesar 53 ribu BBTU dan nilai maksimum sejumlah AS$287,11 juta./ *Commitment to supply natural gas from Singa Field in Lematang Block with the total gas volume of 53 thousand BBTU and maximum value of US$287.11 million.*	3 tahun dan 2 bulan sejak bulan Maret 2010./ *3 years and 2 months starting March 2010.*
PT Medco Methanol Bunyu			
PT Pertamina (Persero)	31 Desember/ *December* 2002 dirubah dengan perjanjian/ *amended with agreement dated* 29 Maret/ *March* 2007	Komitmen untuk membeli minimum 15 BBTUD gas dari Tarakan PSC dan Lapangan Bunyu dengan harga yang telah disetujui, dan terakhir dengan harga sebesar AS$2,55 per MMBTU. Pada tanggal 11 Maret 2009, Grup dan PT Pertamina (Persero) sepakat melakukan penghentian lebih awal./ *Commitment to take or pay a minimum of 15 BBTUD of gas supplied from the Tarakan PSC area and Bunyu Field at gas prices as specified in the agreement and was subsequently amended to US$2.55 per MMBTU. On March 11, 2009, the Group and PT Pertamina (Persero) agreed to execute an early termination of the agreement.*	10 tahun/*years.*

37. KONTRAK, PERJANJIAN DAN IKATAN YANG MATERIAL (lanjutan)

37. SIGNIFICANT CONTRACTS, AGREEMENTS AND COMMITMENTS (continued)

b. Perjanjian Pasokan Gas (lanjutan)

b. Gas Supply Agreements (continued)

Perusahaan/*Company*	Tanggal Perjanjian/*Date of Agreement*	Komitmen/*Commitment*	Tahun Kontrak/ *Contract Year*
PT Medco E&P Malaka			
PT Pupuk Iskandar Muda (Persero)	10 Desember/ *December* 2007 dirubah pada tanggal/ *amended on* 2 Desember/ *December* 2008	Komitmen untuk memasok 110 BBTUD dengan harga AS$6,50 + 0,35 x (*bulk urea prilled price* - 425/34) per MMBTU ditambah 60% keuntungan diluar harga dasar gas apabila harga pupuk di pasar internasional di atas AS$360 per ton./ *Commitment to supply 110 BBTUD of gas at a selling price of US$6.50 + 0.35 x (bulk urea prilled price - 425/34) per MMBTU and 60% additional profit on top of the gas floor price when the fertilizer price on the international market exceeds US$360 per ton.*	7,5 tahun/*years.*
PT Perusahaan Listrik Negara (Persero)	9 April/ *April* 2008	Komitmen untuk memasok gas sebesar 14,3 BBTUD dengan estimasi nilai kontrak AS$565,99 juta./ *Commitment to supply 14.3 BBTUD of gas with an estimated total value of US$565.99 million.*	17 tahun/*years.*
PT Medco E&P Tomori			
PT Donggi Senoro LNG	22 Januari/ *January* 2009	Komitmen untuk memasok gas sebesar 227 BBTUD dengan harga gas dihitung berdasarkan rumus tertentu dalam AS$/MMBTU yang dikaitkan dengan nilai Harga Minyak Mentah Gabungan Jepang (JCC)./ *Commitment to supply 227 BBTUD of gas with the price calculated based on certain agreed formula expressed in US$/MMBTU using the value of the Japan Crude Cocktail (JCC) as basis.*	15 tahun/*years* (dimulai sejak tanggal Operasi Kilang LNG./ *starting from the date of commercial operations of the LNG Plant*).
PT Medco E&P Simenggaris			
PT Pertamina Gas dan/*and* PT Medco Gas Indonesia	28 Agustus/ *August* 2009	Komitmen untuk memasok gas sebesar 20 maksimum BBTUPD yang berasal dari Lapangan Sembakung Selatan./ *Commitment to supply a maximum of 20 BBTUPD of gas produced from South Sembakung Field.*	11 tahun sejak kwartal 4 tahun 2011./ *11 years starting from the fourth quarter of 2011.*

The original consolidated financial statements included herein are in the Indonesian language.

37. KONTRAK, PERJANJIAN DAN IKATAN YANG MATERIAL (lanjutan)

c. Perjanjian Lain-lain

i. Perjanjian Pengelolaan Kilang Metanol Bunyu

Pada bulan April 1997, Grup melakukan Perjanjian dengan Pertamina ("Perjanjian Operasi") terkait dengan Operasi Kilang Metanol Bunyu, yang berlaku untuk 20 tahun efektif dari tanggal 1 April 1997. Berdasarkan perjanjian tersebut, Pertamina setuju untuk mengalihkan tanggung jawab untuk mengelola operasi kilang Methanol Bunyu kepada Grup. Sebagai kompensasi, Grup 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 ini terakhir diubah dengan Perubahan dan Pernyataan Kembali Perjanjian Pengelolaan Kilang Methanol Bunyu tanggal 18 Desember 2008, yang perubahan berlaku secara retrospektif dari 1 April 2008 dan tidak efektif sampai dengan tercapainya kondisi tertentu.

Karena pasokan gas yang terus menurun, pada tanggal 1 Februari 2009, Grup memutuskan untuk menghentikan operasi dan selanjutnya mengajukan pengakhiran Perjanjian Operasi ke Pertamina. Pada tanggal 17 Desember 2009, Grup dan Pertamina menandatangani Kesepakatan Pengakhiran Lebih Awal atas Perjanjian Operasi. Pada tanggal 29 Desember 2009, Grup dan Pertamina menandatangani berita acara untuk penyerahan kembali kilang Methanol Bunyu ke Pertamina. Berdasarkan perjanjian-perjanjian tersebut, Grup wajib melakukan rekondisi terhadap kilang methanol. Kewajiban terkait hal ini diperkirakan sebesar AS$6,7 juta sudah dicatat dalam laporan keuangan konsolidasi pada tahun 2009.

Dengan penghentian operasi tersebut, Grup mengakui kerugian penurunan nilai aset dari aset tetap dan persediaan pada tahun 2008 masing-masing sebesar AS$1,3 juta dan AS$1,4 juta (Catatan 12). Pendapatan Grup dari operasi methanol turun dari AS$38,8 juta pada tahun 2008 menjadi AS$2 juta pada tahun 2009.

37. SIGNIFICANT CONTRACTS, AGREEMENTS AND COMMITMENTS (continued)

c. Other Agreements

i. Methanol Bunyu Refinery Operations Agreement

In April 1997, the Group entered into an Operations Agreement with Pertamina ("Operation Agreement") related to the Bunyu Methanol Plant, which was valid for 20 years effective from April 1, 1997. Under this agreement, Pertamina agreed to hand over the responsibilities to operate the management of the Bunyu Methanol refinery to the Group. As compensation, the Group agreed to pay a fixed rental fee and a non-fixed rental fee in US Dollars equivalent to the sales of methanol produced, with the price determined in accordance with the agreement. The latest amendment to the agreement was made through the Amendment and Restatement of the Bunyu Methanol Plant Operations Agreement dated December 18, 2008 which is valid retrospectively from April 1, 2008 and not effective until certain conditions are met.

Due to the continuing decline in gas supply, on February 1, 2009, the Group decided to close down the methanol plant, and subsequently proposed to Pertamina the termination of the Operation Agreement. On December 17, 2009, the Group and Pertamina entered into Agreement for the Early Termination of the Operation Agreement. On December 29, 2009, the Group and Pertamina signed minutes for the return of the Bunyu Methanol plant to Pertamina. Under these agreements, the Group is obligated to perform reconditioning of the methanol plant. An obligation relating to the reconditioning estimated at US$6.7 million was accrued in the 2009 consolidated financial statements.

As a consequence of the termination of the Operation Agreement discussed above, the Group recognized an impairment loss on its fixed assets and inventory amounting to US$1.3 million and US$1.4 million in 2008 (Note 12). The Group's revenues from methanol operations decreased from US$38.8 million in 2008 to US$2 million in 2009.

37. KONTRAK, PERJANJIAN DAN IKATAN YANG MATERIAL (lanjutan)

c. Perjanjian Lain-lain (lanjutan)

ii. Perjanjian Off Take

Pada bulan Agustus 2004, Grup melakukan Perjanjian *Off Take* dengan Nitracom International Pte. Ltd. (Nitracom) dan PT Unitrada Komutama (Trada). Berdasarkan perjanjian tersebut, Grup harus menyediakan methanol minimum 150.000 metrik ton kepada Nitracom per tahun dan 120.000 metrik ton kepada Trada per tahun. Perjanjian tersebut berlaku untuk tiga tahun dan akan diperbaharui secara otomatis untuk tiga tahun lagi kecuali pemberitahuan untuk pemutusan telah diberikan oleh pihak-pihak yang bersangkutan berdasarkan persyaratan-persyaratan yang ditetapkan dalam perjanjian.

Terkait dengan keputusan penghentian produksi methanol di bulan Februari 2009 sebagaimana diuraikan pada Catatan 37, pada bulan Maret 2009, Grup mengajukan pemutusan kontrak ini, dan pemutusan telah berlaku efektif mulai 18 April 2009.

iii. Transaksi Minyak Mentah

Pada bulan Desember 2008, Grup mengadakan Perjanjian Jual Beli Minyak Mentah dengan Petro Diamond Singapore (Pte) Ltd. (PDS), dimana Grup antara lain telah setuju untuk memasok minyak mentah sekitar 250.000 barel per bulan efektif mulai tanggal 1 Januari 2009 sampai dengan 31 Desember 2011 dengan harga berdasarkan *Indonesian Crude Price (ICP)* dari *Sumatra Light Crude (SLC)* ditambah dengan premium tertentu per barel sebagaimana ditentukan dalam perjanjian. Efektif pada tanggal yang sama, Grup mengadakan perjanjian Pembayaran Di Muka dengan PDS sehubungan dengan penjualan minyak mentah, dimana Grup menerima uang muka sebesar AS$130 juta (*gross)*, yang dicatat sebagai uang muka dari pelanggan. Pendapatan diakui pada saat minyak mentah telah dikirimkan ke PDS.

PDS adalah anak perusahaan yang dimiliki sepenuhnya oleh Mitsubishi Corporation (Mitsubishi) yang merupakan pemegang saham tidak langsung dari Grup.

Penunjukan Mitsubishi sebagai pembeli dilakukan melalui tender terbuka tapi terbatas, dengan kriteria-kriteria yang telah ditetapkan.

37. SIGNIFICANT CONTRACTS, AGREEMENTS AND COMMITMENTS (continued)

c. Other Agreements (continued)

ii. Off Take Agreement

In August 2004, the Group entered into an Off Take agreement with Nitracom International Pte. Ltd. (Nitracom) and PT Unitrada Komutama (Trada). Under the agreement, the Group shall supply a minimum methanol quantity of 150,000 metric tons per year to Nitracom and 120,000 metric tons per year to Trada. The agreement shall be valid for three years and shall be automatically renewed for another three-year term unless notice of termination is given by either party based on the requirements as stated in the agreement.

In light of the decision to cease methanol productions in February 2009 as discussed in Note 37, in March 2009, the Group requested for the termination of this contract between the counterparties, which termination became effective on April 18, 2009.

iii. Crude Oil Transaction

In December 2008, the Group entered into a Crude Oil Sale and Purchase Agreement with Petro Diamond Singapore (Pte) Ltd. (PDS), whereby the Group agreed to, among others, supply crude oil of approximately 250,000 barrels per month effective January 1, 2009 to December 31, 2011 at a price based on Indonesian Crude Price (ICP) of Sumatra Light Crude (SLC) plus a certain premium per barrel as stated in the agreement. On the same date, the Group entered into a Prepayment Agreement with PDS in relation to such crude oil sale, whereby the Group received an advance of US$130 million (gross), which is recorded as advances from customer. Revenue is recognized upon actual delivery of crude oil to PDS.

PDS is a wholly-owned subsidiary of Mitsubishi Corporation (Mitsubishi). Mitsubishi is an indirect shareholder of the Group.

The appointment of Mitsubishi as the buyer of crude oil was conducted through an open but limited tender, with certain established criteria.

37. KONTRAK, PERJANJIAN DAN IKATAN YANG MATERIAL (lanjutan)

c. Perjanjian Lain-lain (lanjutan)

iv. Pengembangan Potensi Sumber Energi Panas Bumi

(a) Pada bulan April 2007, Grup dan Kyushu Electric Power (KEP) menandatangani Perjanjian Pengembangan Usaha Bersama dan Kerjasama Patungan, yang merupakan suatu landasan kerjasama di masa depan bagi usaha pembangkit listrik.

(b) Pada bulan April 2007, suatu Konsorsium non institusi yang dibentuk oleh Grup bersama dengan Ormat International Inc. dan Itochu Corporation mengadakan perjanjian dengan PT PB Power Indonesia (PBPI), dimana PBPI setuju untuk menyediakan jasa tertentu untuk Proyek Sarulla.

v. Perjanjian Operasi dan Pemeliharaan

Seperti disyaratkan dalam Perjanjian Operasi dan Pemeliharaan (*O&M Agreement)* yang ditandatangani oleh Konsorsium Fortum dan Grup dengan PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) (PLN) pada tahun 2005, suatu Perusahaan dengan Tujuan Khusus (SPC) didirikan sebagai Operator atas pembangkit listrik tenaga uap Tanjung Jati B, yang bertanggung jawab atas pelaksanaan jasa-jasa yang disebutkan dalam *O&M Agreement* dengan jangka waktu 24 tahun. Untuk tujuan ini, pada bulan April 2006, didirikan PT TJB Power Services (TJBPS), anak perusahaan, yang akan bertindak sebagai Operator tersebut.

Atas jasa operasi dan pemeliharaan tersebut TJBPS memperoleh *fee* tahunan dalam mata uang Rupiah dan Dolar AS selama masa kontrak, yang akan disesuaikan dengan tingkat inflasi, nilai tukar, dan tingkat operasi di masa depan.

37. SIGNIFICANT CONTRACTS, AGREEMENTS AND COMMITMENTS (continued)

c. Other Agreements (continued)

iv. Development of Geothermal Potential

(a) In April 2007, the Group and Kyushu Electric Power (KEP) entered into a Joint Business Development and Cooperation Agreement whereby the parties agreed to collaborate in future power business opportunities.

(b) In April 2007, an unincorporated Consortium formed by the Group together with Ormat International Inc. and Itochu Corporation, entered into an agreement with PT PB Power Indonesia (PBPI), whereby PBPI agreed to undertake certain services for the Sarulla Project.

v. Operation and Maintenance Agreement

Under an Operation and Maintenance Agreement (O&M Agreement) entered into by the Consortium of Fortum and the Group with PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) (PLN) in 2005, a Special Purpose Company was established to be the Operator of the Tanjung Jati B coal fired steam power plant and be responsible for the execution of the services as stated in the O&M agreement for 24 years. For this purpose, in April 2006, PT TJB Power Services (TJBPS), a subsidiary, was established to undertake the role as the Operator.

For the operation and maintenance services, TJBPS earns annual fees in Rupiah and US Dollars throughout the contract term, which are adjusted in line with inflation, exchange rates and the level of future operations.

37. KONTRAK, PERJANJIAN DAN IKATAN YANG MATERIAL (lanjutan)

c. Perjanjian Lain-lain (lanjutan)

vi. Perjanjian Pengadaan Barang/Jasa Pembangkit Listrik Tenaga Gas

Pada tanggal 3 Maret 2008, Grup menandatangani perjanjian pengadaan barang/jasa pembangkit listrik tenaga gas untuk memasok listrik di Sumatera Utara dengan Konsorsium - PT Menamas, PT Betasurya Tatagraha dan PT Sakti Mas Mulia. Kontrak ini bernilai AS$16,2 juta dan Rp24,3 milyar.

vii. Perjanjian Pembelian Tenaga Listrik

(a) PT Mitra Energi Batam (MEB), anak perusahaan, mengadakan Perjanjian Tenaga Listrik dengan PT Pelayanan Listrik Nasional Batam (PLN Batam), dimana MEB berkewajiban untuk mengadakan, mengoperasikan dan memelihara 2 unit Generator Turbin Gas Bahan Bakar Ganda, dan PLN Batam berkewajiban membeli tenaga listrik yang diproduksi oleh kedua unit tersebut. Kedua unit tersebut mulai menghasilkan listrik pada tahun 2004.

Perjanjian tersebut menetapkan PLN Batam wajib membeli sejumlah minimum kwh tertentu per tahun selama periode perjanjian, dengan harga tertentu yang terdiri dari komponen modal investasi, bahan bakar, serta pemeliharaan dan *overhead*.

(b) PT Dalle Energy Batam (DEB), anak perusahaan, mengadakan Perjanjian Pembelian Tenaga Listrik dengan PT Pelayanan Listrik Nasional Batam (PLN Batam), dimana DEB berkewajiban untuk mengadakan, mengoperasikan dan memelihara 2 unit Generator Turbin Gas dan *Chiller*, dan PLN Batam berkewajiban membeli tenaga listrik yang diproduksi oleh kedua unit tersebut selama 12 tahun sampai dengan 2018 (yang diperpanjang menjadi 15 tahun sampai dengan 2025) sejak tanggal operasi komersial mesin *Combined Cycle*. Kedua unit tersebut mulai menghasilkan listrik pada tahun 2005 dan 2006.

37. SIGNIFICANT CONTRACTS, AGREEMENTS AND COMMITMENTS (continued)

c. Other Agreements (continued)

vi. Agreement to Build a Power Plant

On March 3, 2008, the Group entered into an agreement with a Consortium - PT Menamas, PT Betasurya Tatagraha and PT Sakti Mas Mulia, to build a power plant for electricity supply in North Sumatera. The contract value is approximately US$16.2 million and Rp24.3 billion.

vii. Power Purchase Agreements

(a) PT Mitra Energi Batam (MEB), a subsidiary, entered into a Power Purchase Agreement with PT Pelayanan Listrik Nasional Batam (PLN Batam), wherein MEB is required to procure, operate and maintain 2 Gas Turbine Generator Dual Fuel units, and PLN Batam is required to purchase the electricity generated by the units. The units commenced operations in 2004.

Under the Agreement, PLN Batam is required to purchase certain minimum kwh per year throughout the contract years, at certain prices which comprise of capital investment, fuel, maintenance and overhead components.

(b) PT Dalle Energy Batam (DEB), a subsidiary, entered into a Power Purchase Agreement with PT Pelayanan Listrik Nasional Batam (PLN Batam), wherein DEB is required to procure, operate and maintain 2 Gas Turbine Generator units and Chiller, and PLN Batam is required to purchase the power supply generated by the units over a period of 12 years until 2018 (which was extended to 15 years until 2025) commencing from the commercial operation date of Combined Cycle Plant. The units commenced operations in 2005 and 2006.

37. KONTRAK, PERJANJIAN DAN IKATAN YANG MATERIAL (lanjutan)

c. Perjanjian Lain-lain (lanjutan)

vii. Perjanjian Pembelian Tenaga Listrik (lanjutan)

Perjanjian tersebut menetapkan PLN Batam wajib membeli sejumlah minimum kwh tertentu per tahun selama periode perjanjian, dengan harga tertentu yang dinyatakan dalam perjanjian.

viii. Perjanjian Sewa Pesawat Terbang

Pada bulan Mei 2006, Grup mengadakan Perjanjian Sewa Pesawat dengan PT Airfast Indonesia (Airfast) dimana Perusahaan akan menyewa pesawat terbang dari Airfast selama sepuluh tahun dari tanggal pengiriman pesawat terbang. Berdasarkan Perjanjian, Perusahaan harus membayar sewa bulanan dan biaya jasa berdasarkan kesepakatan sebagaimana ditetapkan dalam perjanjian, yang akan dibebankan selama dua tahun setelah tanggal pengiriman pesawat.

Sisa komitmen terkait dengan sewa ini adalah sebagaimana disajikan pada Catatan 16.

ix. Perjanjian Rekayasa Teknik, Pengadaan dan Konstruksi (EPC)

Pada bulan November 2008, Grup bersama-sama dengan PT Citra Panji Manunggal (Citra) sebagai kontraktor, menandatangani Perjanjian Rekayasa Teknik, Pengadaan dan Konstruksi (EPC) atas fasilitas *Gas Booster* dan *Compression* di Gunung Megang serta jaringan pipa senilai AS$14,3 juta untuk mengalirkan gas dari Gunung Megang ke Lapangan Singa, Sumatra Selatan.

Proyek ini telah selesai dan mulai beroperasi pada kwartal akhir 2009.

37. SIGNIFICANT CONTRACTS, AGREEMENTS AND COMMITMENTS (continued)

c. Other Agreements (continued)

vii. Power Purchase Agreements (continued)

Under the Agreement, PLN Batam is required to purchase certain minimum kwh per year throughout the contract years, at certain prices as stated in the agreement.

viii. Aircraft Leasing Agreement

In May 2006, the Group entered into a Charter Agreement with PT Airfast Indonesia (Airfast) whereby the Company shall lease an aircraft from Airfast for ten years from the delivery date of the aircraft. Under the Agreement, the Company shall pay monthly rental fees, and service fee which shall be based on service fee arrangements chargeable for two years after the delivery date of the aircraft.

The remaining commitments under this lease are as outlined in Note 16.

ix. Engineering, Procurement, and Construction (EPC) Contract

In November 2008, the Group and PT Citra Panji Manunggal (Citra) as the contractor, executed a contract for Engineering, Procurement, and Construction (EPC) for the construction of a Gas Booster and Compression facility at Gunung Megang and pipeline facilities at a cost of US$14.3 million where gas will flow from Gunung Megang to Singa Field, South Sumatra.

This project has been completed and started operations in the last quarter of 2009.

37. KONTRAK, PERJANJIAN DAN IKATAN YANG MATERIAL (lanjutan)

c. Perjanjian Lain-lain (lanjutan)

x. Perjanjian Pengembangan *Coal Bed Methane* (CBM)

Pada bulan Mei 2008, Grup, melalui PT Medco CBM Sekayu, bersama dengan Ephindo (South Sumatra Energy Inc.) dan BPMIGAS menandatangani Kontrak Bagi Hasil Produksi CBM (PSC) untuk melakukan kegiatan pengembangan CBM pertama di Indonesia. Pengembangan CBM ini berjangka waktu 30 tahun, dimana tiga tahun pertama merupakan komitmen pasti Konsorsium untuk melakukan pemboran *core hole,* eksplorasi, *dewatering* dan uji produksi sebesar AS$1 juta.

Pada bulan Februari 2009, Grup menandatangani Pokok-Pokok Perjanjian (HOA) dengan Arrow Energy (Indonesia) Holdings Pte. Ltd. (Arrow). Grup dan Arrow akan bekerjasama melakukan kegiatan eksplorasi dan pengembangan Coal Bed Methane (CBM) di wilayah kerja minyak dan gas konvensional yang dimiliki oleh Grup. Masing-masing pihak akan memiliki hak partisipasi sebesar 50%.

Selanjutnya Grup dan Arrow secara bersama-sama akan melakukan negosiasi atas Kontrak Kerjasama Produksi CBM dengan pemerintah Indonesia agar kegiatan eksplorasi dapat dilakukan sesegera mungkin.

xi. Kontrak Konstruksi

Pada bulan September 2009, PT Mitra Energi Batam telah menandatangani Kontrak Konstruksi dengan Hyundai Engineering Co., Ltd. dan Kontrak Pasokan dengan Mitsui & Co. Plant Systems Ltd. sehubungan dengan pembangunan 19,764 kW pembangkit listrik *Add-on Combined Cycle Power Plant* di Batam. Transaksi ini akan berlaku efektif apabila syarat dan kondisi yang disetujui dalam perjanjian telah dipenuhi. Pada tanggal penyelesaian laporan keuangan konsolidasi, belum semua kondisi dan syarat tersebut terpenuhi, sehingga transaksi ini belum efektif.

37. SIGNIFICANT CONTRACTS, AGREEMENTS AND COMMITMENTS (continued)

c. Other Agreements (continued)

x. Agreement for the Development of Coal Bed Methane (CBM)

In May 2008, the Group, through PT Medco CBM Sekayu, together with Ephindo (South Sumatra Energy Inc.), and BPMIGAS signed a CBM Production Sharing Contract (PSC) to carry out activities in the first CBM development in Indonesia. The CBM development is effective for 30 years whereby in the first three years, the Consortium's firm commitment is to perform core hole drilling, exploration, dewatering, and production testing in the amount of US$1 million.

In February 2009, the Group and Arrow Energy (Indonesia) Holdings Pte. Ltd. (Arrow) have signed a Heads of Agreement (HOA). The Group and Arrow will cooperate to explore for and develop Coal Bed Methane (CBM) over the Group's conventional oil and gas PSC working area. Each of the parties shall have a 50% participating interest.

The Group and Arrow will work together to expeditiously negotiate a CBM Production Sharing Contract with the Indonesian regulatory authorities aimed at commencing exploration operations as soon as possible.

xi. Construction Contracts

In September 2009, PT Mitra Energi Batam entered into a Construction Contract with Hyundai Engineering Co., Ltd. and Supply Contract with Mitsui & Co. Plant Systems Ltd. in relation with the construction of a 19.764 kW Net Power Output Combined Cycle Power Plant in Batam. The above transaction will become effective after all terms and conditions as stated in the agreement are met. As of the date of the completion of the consolidated financial statements, certain conditions have not been met, as such, the agreement has not yet taken effect.

37. KONTRAK, PERJANJIAN DAN IKATAN YANG MATERIAL (lanjutan)

c. Perjanjian Lain-lain (lanjutan)

xii. Perjanjian Pembangunan Proyek

Pada bulan Oktober 2009, PT Medco Power Indonesia menandatangani Perjanjian Pembangunan Proyek dengan PT Universal Batam Energy (UBE) dimana para pihak sepakat untuk bekerjasama dalam proyek penyaluran gas alam ke Pulau Batam dan pembangunan pembangkit tenaga listrik tenaga gas 120 MW. Transaksi ini akan berlaku efektif apabila syarat dan kondisi yang disetujui dalam perjanjian telah dipenuhi.

xiii. Perjanjian Manajemen Investasi

Perusahaan mengadakan perjanjian manajemen investasi portofolio dengan PT Kresna Graha Sekurindo Tbk, Kapital Asia Company Ltd, PT Insight Investment Management, PT Andalan Artha Advisindo Sekuritas dan Julius Baer (bertindak sebagai Manajer Investasi), dimana Perusahaan menunjuk manajer investasi untuk menginvestasi dan mengelola portofolio Perusahaan. Berdasarkan perjanjian tersebut, portofolio investasi terdiri dari kas dan instrumen keuangan, dalam bentuk saham yang diperdagangkan, surat-surat berharga, reksa dana dan efek lainnya.

Oleh karena itu, Manajer Investasi harus melaporkan nilai aset bersih dari portofolio investasi setiap bulan kepada Perusahaan. Manajer Investasi berhak atas imbalan manajemen dari Nilai Aset Bersih portofolio investasi. Jumlah aset bersih dari dana Perusahaan yang dikelola oleh para Manajer Investasi tersebut masing-masing adalah sebesar AS$189 juta dan AS$167 juta pada tanggal 31 Desember 2009 dan 2008. Investasi ini disajikan sebagai bagian dari "Investasi Jangka Pendek" dalam neraca konsolidasi (Catatan 4).

37. SIGNIFICANT CONTRACTS, AGREEMENTS AND COMMITMENTS (continued)

c. Other Agreements (continued)

xii. Project Development Agreement

In October 2009, PT Medco Power Indonesia entered into a Project Development Agreement with PT Universal Batam Energy (UBE) wherein all parties agreed to supply natural gas to Pulau Batam and to build a 120 MW gas electric power plant. The above transaction will become effective after all terms and conditions are met.

xiii. Portfolio Investment Management Agreement

The Company entered into portfolio investment management agreements with PT Kresna Graha Sekurindo Tbk, Kapital Asia Company Ltd, PT Insight Investment Management, PT Andalan Artha Advisindo Sekuritas and Julius Baer (acting as "Fund Managers"), whereby the Company appointed these Fund Managers to invest and manage the Company's investment portfolio. Based on such agreements, the investment portfolio will consist of cash and financial instruments, in the form of traded shares of stocks, commercial papers, mutual fund units and other marketable securities.

Accordingly, the Fund Managers are required to report every month the net asset value of the Company's respective investment portfolios under their management. The Fund Managers are entitled to management fee based on the Net Asset Value of the investment portfolio. The total net asset value of the Company's funds managed by the Fund Managers amounted to US$189 million and US$167 million as of December 31 , 2009 and 2008, respectively. These are presented as part of "Short-term Investments" in the consolidated balance sheets (Note 4).

38. KONTINJENSI

a. Litigasi

Grup menghadapi berbagai kasus hukum yang timbul dari kegiatan bisnis yang normal. Berikut ini adalah kasus-kasus yang sedang dihadapi oleh Grup:

i. Arbitrasi dengan Synergy

Pada tahun 2005 Grup menandatangani *Share Purchase and Sale Agreement ("SSPA")* dengan Synergy Petroleum Limited ("Synergy") untuk pembelian seluruh saham Perkasa Equatorial Sembakung Ltd. ("PESL"), yang merupakan pemegang 100% hak partisipasi dalam *Technical Assistance Contract* untuk wilayah Sembakung ("TAC Sembakung"). Di dalam SSPA disebutkan bahwa Synergy akan membebaskan/menanggung MFEL dan/atau Grup dari klaim tertentu dari pihak ketiga yang diajukan setelah tanggal akuisisi, sehubungan dengan kegiatan finansial dan operasional TAC Sembakung dalam tahun sebelum tanggal penyelesaian transaksi pembelian tersebut.

Setelah tanggal pembelian tersebut, klaim sebesar AS$1,9 juta ditagihkan oleh pihak ketiga. Grup, dengan itikad baik, melakukan pembayaran atas klaim tersebut, dan mengingat adanya pembebasan/ penanggungan atas masalah ini sebagaimana dinyatakan dalam SSPA, Grup meminta pengembalian dari Synergy. Namun demikian, Synergy gagal dan/atau menolak untuk memenuhi permintaan tersebut. Atas penolakan tersebut Grup mengambil langkah arbitrasi terhadap Synergy untuk memperoleh pengembalian jumlah tersebut pada bulan Oktober 2007 melalui *Singapore International Arbitration Center (SIAC)* di Singapura ("Arbitrase").

38. CONTINGENCIES

a. Litigation

The Group is party to various legal actions that have arisen in the normal course of business. The following is an overview of the cases which the Group is involved in:

i. Arbitration against Synergy

In 2005, the Group entered into a Share Purchase and Sale Agreement ("SSPA") with Synergy Petroleum Limited ("Synergy") for the acquisition of all issued shares of Perkasa Equatorial Sembakung Ltd. ("PESL"), which held a 100% participating interest in a Technical Assistance Contract for the Sembakung field (the "Sembakung TAC"). The SSPA provided that Synergy should indemnify the Group from certain third parties' claims made subsequent to the acquisition, related to the financial matters and operations of the Sembakung TAC during the years prior to the acquisition closing date.

Subsequent to the acquisition, claims totaling US$1.9 million were made by third parties. The Group, in good faith, made payments of the foregoing amounts, and in light of the indemnification as provided in the SSPA, requested reimbursements from Synergy. However, Synergy failed and/or refused to meet the Group's request. In response to the refusal, the Group in October 2007 initiated an arbitration proceeding to claim the amount against Synergy to the Singapore International Arbitration Center (SIAC) in Singapore (the "Arbitrator").

38. KONTINJENSI (lanjutan)

a. Litigasi (lanjutan)

i. Arbitrasi dengan Synergy (lanjutan)

Pada kwartal ketiga 2009, Group dan Synergy akhirnya sepakat untuk melakukan penyelesaian diluar arbitrase, dimana Synergy sepakat untuk membayar jumlah tertentu dari klaim tersebut yang telah dilakukan di kwartal ketiga 2009. Dengan pembayaran tersebut, kasus dengan Synergy telah selesai.

ii. Gugatan hukum Hamzah Bin M. Amin atas Blok A PSC

Pada bulan September 2008, Hamzah Bin M. Amin dan 5 penduduk desa lainnya ("Penggugat") mengajukan gugatan hukum kepada PT Medco E&P Malaka ("Tergugat"), anak perusahaan, atas erosi tanah karena kegiatan eksplorasi yang dilakukan oleh Asamera Oil, pemilik sebelumnya dari PSC Blok A di sumur Alur Rambong I yang menyebabkan kerusakan yang material pada tanah milik Penggugat. Kasus tersebut didaftarkan di Pengadilan Negeri Idi. Penggugat menuntut tergugat sebagai operator Blok A untuk membayar ganti rugi akibat erosi tanah sekitar Rp4,8 milyar. Bagian Group adalah sebesar 41,67% (sesuai dengan hak partisipasi di PSC Blok A) dari kemungkinan jumlah ganti rugi yang dituntut, atau sebesar sekitar Rp1,99 milyar.

Sampai dengan tanggal laporan keuangan konsolidasi, proses pengadilan masih berlangsung, dan oleh karenanya keputusan pengadilan belum dikeluarkan atau belum diketahui. Manajemen tidak dapat memperkirakan hasil akhir dari gugatan hukum tersebut. Namun demikian, manajemen berkeyakinan bahwa tuntutan tersebut tidak memiliki dasar yang kuat, sehingga Grup tidak melakukan pencadangan atas tuntutan tersebut.

38. CONTINGENCIES (continued)

a. Litigation (continued)

i. Arbitration against Synergy (continued)

In the third quarter of 2009, the Group and Synergy finally agreed for an out of arbitration settlement, whereby Synergy agreed to pay certain amount of the claims which was received in the third quarter of 2009. In line with the settlement, the case against Synergy was closed.

ii. Hamzah Bin M. Amin's lawsuit relating to Block A PSC

In September, 2008, Hamzah Bin M. Amin and 5 other villagers ("Plaintiff") filed a legal claim against PT Medco E&P Malaka ("Defendant"), a subsidiary, alleging that land erosion from the exploration activities by Asamera Oil, the previous owner of the Block A PSC in Alur Rambong I well, resulted in material damage to the Plaintiffs' land. The case was registered at Idi District Court. The Plaintiffs demand that the Defendant, as the operator of Block A, should pay compensation from land erosion totaling approximately Rp4.8 billion. The Group's portion is 41.67% (in line with participating interest in Block A PSC) of the possible total compensation, or approximately Rp1.99 billion.

As of the date of the consolidated financial statements, the litigation process is still ongoing and no decision has yet been issued or made known. Management is unable to assess the ultimate outcome of the litigation. Nevertheless, management believes that the legal claim is without merit, and as such the Group has not made any provision for the claim.

38. KONTINJENSI (lanjutan)

b. Klaim dari Audit oleh Pemerintah dan Partner *Joint Venture*

Sehubungan dengan kegiatan eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi, Pemerintah dan partner joint venture secara periodik melakukan audit atas kegiatan Grup tersebut. Klaim yang timbul dari audit tersebut bisa disetujui oleh manajemen dan diakui di dalam pencatatan atau tidak disetujui oleh manajemen. Resolusi atas klaim yang tidak disetujui bisa memerlukan waktu pembahasan yang lama, hingga beberapa tahun. Pada tanggal 31 Desember 2009, manajemen yakin bahwa Grup memiliki posisi yang kuat terhadap klaim yang ada, oleh karena itu tidak terdapat provisi yang signifikan yang dibuat atas klaim-klaim yang ada.

c. Kewajiban Kepada Pihak Penjamin

Medco Energy US LLC secara kontinjen berkewajiban kepada perusahaan asuransi penjamin, dengan jumlah keseluruhan sebesar AS$19,6 juta dan AS$19,7 juta masing-masing pada 31 Desember 2009 dan 2008, berkaitan dengan penerbitan obligasi atas nama Perusahaan kepada *United States Department of The Interior Minerals Management Service (MMS)* dan kepada pihak ketiga dimana aset minyak dan gas bumi dibeli. Obligasi tersebut adalah jaminan pihak ketiga dari perusahaan asuransi penjamin bahwa Perusahaan akan beroperasi sesuai dengan aturan dan ketentuan yang diterapkan dan akan melakukan kewajiban *Plugging and Abandonment* seperti disebut dalam perjanjian pembelian dan penjualan.

38. CONTINGENCIES (continued)

b. Government and Joint Venture Audit Claims

In relation with its oil and gas exploration and production activities, the Group is subject to periodic audits by governmental agencies and joint venture partners. Claims arising from these audits are either agreed by management and recorded in the accounting records, or are disputed. Resolution of disputed claims may require a lengthy negotiation process extending over a number of years. As of December 31, 2009, management believes that the Group has strong positions against these claims, and therefore no significant provisions have been made for these claims.

c. Surety Obligations

Medco Energy US LLC is contingently liable to a surety insurance company in the aggregate amount of US$19.6 million and US$19.7 million as of December 31, 2009 and 2008, respectively, relative to bonds issued on Medco's behalf to the United States Department of the Interior Minerals Managements Service (MMS) and certain third parties from whom oil and gas properties were purchased. The bonds are third party guarantees by the surety insurance company that the Company will operate in accordance with applicable rules and regulations and perform certain Plugging and Abandonment obligations as specified by applicable purchase and sale agreements.

39. KEWAJIBAN PEMBONGKARAN ASET DAN RESTORASI AREA DAN PROVISI LAIN-LAIN

39. ASSET ABANDONMENT AND SITE RESTORATION OBLIGATIONS AND OTHER PROVISIONS

	2009	2008	
Kewajiban pembongkaran aset dan restorasi area (Catatan 39)	48,254,501	61,045,309	*Asset abandonment and site restoration obligations (Note 39)*
Provisi lain-lain	-	6,231,176	*Other provisions*
Jumlah	**48,254,501**	**67,276,485**	***Total***

Estimasi terkini untuk biaya pembongkaran aset dan restorasi area yang ditinggalkan tidak dihitung oleh konsultan independen, tetapi dilakukan oleh pihak manajemen. Manajemen yakin bahwa akumulasi penyisihan pada tanggal neraca telah cukup untuk menutup semua kewajiban yang timbul dari kegiatan restorasi area dan pembongkaran aset.

The current estimates for the asset abandonment and site restoration obligations were determined by management, not by an independent consultant. Management believes that the accumulated provisions as of the balance sheet dates are sufficient to meet the environmental obligations resulting from future site restoration and asset abandonment.

Mutasi kewajiban restorasi dan pembongkaran aset adalah sebagai berikut:

The movement in site restoration and abandonment obligations is as presented below:

	2009	2008	
Indonesia			***Indonesia***
Saldo awal	47,566,058	41,081,996	*Beginning balance*
Penambahan selama tahun berjalan	5,230,444	6,484,062	*Additions during the year*
Perubahan estimasi	(12,056,166)	-	*Change in estimates*
Penjualan anak perusahaan	(9,290,226)	-	*Divested subsidiaries*
Saldo akhir	**31,450,110**	**47,566,058**	***Ending balance***
Amerika Serikat (AS)			***United States of America (US)***
Saldo awal	13,479,251	12,419,760	*Beginning balance*
Penambahan selama tahun berjalan	3,325,140	1,059,491	*Additions during the year*
Saldo akhir tahun	**16,804,391**	**13,479,251**	***Ending balance***
Jumlah	**48,254,501**	**61,045,309**	***Total***

The original consolidated financial statements included herein are in the Indonesian language.

40. PERISTIWA PENTING SETELAH TANGGAL NERACA

a. Perusahaan

i. Pada bulan Februari 2010, Grup telah menyelesaikan penerbitan *Medium-Term Notes ("MTN")* melalui penawaran terbatas sejumlah AS$50 juta. Penerbitan MTN terbagi atas dua tranche: Tranche A sejumlah AS$28.000.000 dengan tenor dua tahun dan Tranche B sejumlah AS$22.000.000 dengan tenor tiga tahun. Pencairan dana atas MTN ini dilakukan dalam dua tahap: tahap pertama sejumlah AS$42.100.000 pada tanggal 23 Desember 2009 dan tahap kedua sejumlah AS$7.900.000 pada tanggal 3 Februari 2010.

ii. Pada bulan Februari 2010, Grup mendapatkan fasilitas pinjaman modal kerja dari PT Bank ICBC Indonesia sebesar AS$10 juta. Pinjaman ini akan jatuh tempo pada bulan Februari 2011.

iii. Pada bulan Maret 2010, Grup menandatangani Perjanjian Kredit dengan PT Bank Mandiri (Persero) Tbk yang merupakan perpanjangan dari Fasilitas Kredit Modal Kerja sebesar AS$50 juta yang sudah jatuh tempo. Fasilitas ini akan jatuh tempo dalam satu tahun pada tanggal 12 Maret 2011.

iv. Pada bulan Maret 2010, Grup telah menyelesaikan penerbitan *Medium-Term Notes ("MTN")* melalui penawaran terbatas sejumlah AS$50 juta. Penerbitan MTN terbagi atas dua tranche: Tranche A sejumlah AS$40.000.000 dengan tenor dua tahun dan Tranche B sejumlah AS$10.000.000 dengan tenor tiga tahun.

40. SUBSEQUENT EVENTS

a. Company

i. In February 2010, the Group completed the issuance of Medium-Term Notes ("MTN") through a private placement offering with a total amount of US$50 million. The MTN were issued in two tranches: Tranche A amounting to US$28,000,000 with tenor of two years and Tranche B amounting US$22,000,000 with tenor of three years. The drawdowns were made in two stages: the first on December 23, 2009 amounting to US$42,100,000 and the second on February 3, 2010 amounting to US$7,900,000.

ii. In February 2010, the Group obtained a working capital credit facility from PT Bank ICBC Indonesia amounting to US$10 million. This facility will mature in February 2011.

iii. In March 2010, the Group signed a Loan Agreement with PT Bank Mandiri (Persero) Tbk to roll over the matured Working Capital Credit facility amounting to US$50 million. This facility will mature in one year on March 12, 2011.

iv. In March 2010, the Group completed the issuance of Medium-Term Notes ("MTN") through a private placement offering with a total amount of US$50 million. The MTN were issued in two tranches: Tranche A amounting to US$40,000,000 with tenor of two years and Tranche B amounting to US$10,000,000 with tenor of three years.

40. PERISTIWA PENTING SETELAH TANGGAL NERACA (lanjutan)

b. Medco International Venture Limited (MIV)

Pada bulan Februari 2010, MIV, salah satu anak perusahaan dalam Grup, telah menandatangani *Memorandum of Understanding* (MoU) dengan Libyan Investment Authority (LIA), sebuah badan lembaga Negara di Libya, dimana disepakati bahwa Operator atas Blok Libya adalah Verenex Energy Area 47 Limited (VEAL) dan MIV akan memberikan jasa teknis dan operasional kepada VEAL. MoU ini berlaku efektif tanggal 1 Februari 2010.

c. PT Medco Power Indonesia (MPI)

Pada bulan Februari 2010, MPI menandatangani Perjanjian Jual Beli Saham untuk pembelian 70% saham PT Universal Batam Energi (UBE) sebesar Rp999 juta. Perjanjian ini telah berlaku efektif pada bulan Februari 2010.

40. SUBSEQUENT EVENTS (continued)

b. Medco International Venture Limited (MIV)

In February 2010, MIV, a subsidiary, signed a Memorandum of Understanding (MoU) with the Libyan Investment Authority (LIA), a governmental body in Libya, whereby it was agreed that Verenex Energy Area 47 Limited (VEAL) will remain as the operator of the Libya Block and MIV will provide technical and operational support services to VEAL. The MoU is effective on February 1, 2010.

c. PT Medco Power Indonesia (MPI)

In February 2010, MPI signed a Share Sale and Purchase Agreement for the acquisition of 70% shares in PT Universal Batam Energi (UBE) for Rp999 million. This agreement took effect in February 2010.

41. REVISI PERNYATAAN STANDAR AKUNTANSI KEUANGAN

Berikut ini ikhtisar revisi Pernyataan Standar Akuntansi Keuangan (PSAK) yang diterbitkan oleh Ikatan Akuntan Indonesia dan akan menjadi efektif setelah 31 Desember 2009:

i. PSAK No. 26 (Revisi 2008), "Biaya Pinjaman"

Menentukan biaya pinjaman yang dapat diatribusikan secara langsung dengan perolehan, konstruksi, atau pembuatan aset kualifikasian dikapitalisasi sebagai bagian biaya perolehan aset tersebut.

ii. PSAK No. 1 (Revisi 2009), "Penyajian Laporan Keuangan"

Menetapkan dasar-dasar bagi penyajian laporan keuangan bertujuan umum *(general purpose financial statements)* agar dapat dibandingkan baik dengan laporan keuangan periode sebelumnya maupun dengan laporan keuangan entitas lain.

iii. PSAK No. 2 (Revisi 2009), "Laporan Arus Kas"

Memberikan pengaturan atas informasi mengenai perubahan historis dalam kas dan setara kas melalui laporan arus kas yang mengklasifikasikan arus kas berdasarkan aktivitas operasi, investasi, maupun pendanaan *(financing)* selama suatu periode.

41. REVISED STATEMENTS OF FINANCIAL ACCOUNTING STANDARDS

The following summarizes the revised Statements of Financial Accounting Standards (PSAK) issued by the Indonesian Institute of Accountants which will be effective after December 31, 2009:

i. PSAK No. 26 (Revised 2008), "Borrowing Costs"

Provides that borrowing costs that are directly attributable to the acquisition, construction or production of a qualifying asset form part of the cost of that asset.

ii. PSAK No. 1 (Revised 2009), "Presentation of Financial Statements"

Prescribes the basis for presentation of general purpose financial statements to ensure comparability both with the entity's financial statements of previous periods and with the financial statements of other entities.

iii. PSAK No. 2 (Revised 2009), "Statement of Cash Flows"

Requires the provision of information about the historical changes in cash and cash equivalents by means of a statement of cash flows which classifies cash flows during the period from operating, investing and financing activities.

41. REVISI PERNYATAAN STANDAR AKUNTANSI KEUANGAN (lanjutan)

iv. PSAK No. 4 (Revisi 2009), "Laporan Keuangan Konsolidasian dan Laporan Keuangan Tersendiri"

Akan diterapkan dalam penyusunan dan penyajian laporan keuangan konsolidasian untuk sekelompok entitas yang berada dalam pengendalian suatu entitas induk dan dalam akuntansi untuk investasi pada entitas anak, pengendalian bersama entitas, dan entitas asosiasi ketika laporan keuangan tersendiri disajikan sebagai informasi tambahan.

v. PSAK No. 5 (Revisi 2009), "Segmen Operasi"

Informasi segmen diungkapkan untuk memungkinkan pengguna laporan keuangan untuk mengevaluasi sifat dan dampak keuangan dari aktivitas bisnis yang mana entitas terlibat dan lingkungan ekonomi dimana entitas beroperasi.

vi. PSAK No. 25 (Revisi 2009), "Kebijakan Akuntansi, Perubahan Estimasi Akuntansi, dan Kesalahan"

Menentukan kriteria untuk pemilihan dan perubahan kebijakan akuntansi, bersama dengan perlakuan akuntansi dan pengungkapan atas perubahan kebijakan akuntansi, perubahan estimasi akuntansi, dan koreksi kesalahan.

vii. PSAK No. 48 (Revisi 2009), "Penurunan Nilai Aset"

Menetapkan prosedur-prosedur yang diterapkan agar aset dicatat tidak melebihi jumlah terpulihkan dan jika aset tersebut terjadi penurunan nilai, rugi penurunan nilai harus diakui.

viii. PSAK No. 57 (Revisi 2009), "Provisi, Liabilitas Kontinjensi, dan Aset Kontinjensi"

Bertujuan untuk mengatur pengakuan dan pengukuran kewajiban diestimasi, kewajiban kontinjensi dan aset kontinjensi serta untuk memastikan informasi memadai telah diungkapkan dalam catatan atas laporan keuangan untuk memungkinkan para pengguna memahami sifat, waktu, dan jumlah yang terkait dengan informasi tersebut.

41. REVISED STATEMENTS OF FINANCIAL ACCOUNTING STANDARDS (continued)

iv. PSAK No. 4 (Revised 2009), "Consolidated and Separate Financial Statements"

Shall be applied in the preparation and presentation of consolidated financial statements for a group of entities under the control of a parent and in accounting for investments in subsidiaries, jointly controlled entities and associates when separate financial statements are presented as additional information.

v. PSAK No. 5 (Revised 2009), "Operating Segments"

Segment information is disclosed to enable users of financial statements to evaluate the nature and financial effects of the business activities in which the entity engages and the economic environments in which it operates.

vi. PSAK No. 25 (Revised 2009), "Accounting Policies, Changes in Accounting Estimates and Errors"

Prescribes the criteria for selecting and changing accounting policies, together with the accounting treatment and disclosure of changes in accounting policies, changes in accounting estimates and corrections of errors.

vii. PSAK No. 48 (Revised 2009), "Impairment of Asset Value"

Prescribes the procedures applied to ensure that assets are carried at no more than their recoverable amount and if the assets are impaired, an impairment loss should be recognized.

viii. PSAK No. 57 (Revised 2009), "Provisions, Contingent Liabilities and Contingent Assets"

Aims to provide that appropriate recognition criteria and measurement bases are applied to provisions, contingent liabilities and contingent assets and to ensure that sufficient information is disclosed in the notes to the financial statements to enable users to understand the nature, timing and amount related to the information.

41. REVISI PERNYATAAN STANDAR AKUNTANSI KEUANGAN (lanjutan)

ix. PSAK No. 50 (Revisi 2006), "Instrumen Keuangan: Penyajian dan Pengungkapan"

Berisi persyaratan penyajian dari instrumen keuangan dan pengidentifikasian informasi yang harus diungkapkan. Persyaratan penyajian tersebut diterapkan terhadap klasifikasi instrument keuangan, dari perspektif penerbit, dalam aset keuangan, dan instrument ekuitas; pengklasifikasian yang terkait dengan suku bunga, dividen, kerugian dan keuntungan, dan keadaan dimana aset keuangan dan kewajiban keuangan akan saling hapus. Pernyataan ini mensyaratkan pengungkapan, antara lain, informasi mengenai factor yang mempengaruhi jumlah, waktu dan tingkat kepastian arus kas masa datang yang terkait dengan instrument keuangan dan kebijakan akuntansi yang diterapkan untuk instrument tersebut. PSAK No. 50 (Revisi 2006) ini menggantikan PSAK No. 50, "Akuntansi Investasi Efek Tertentu", dan diterapkan secara prospektif untuk periode yang dimulai pada atau setelah tanggal 1 Januari 2009 (yang selanjutnya direvisi menjadi pada atau setelah tanggal 1 Januari 2010). Penerapan lebih dini diperkenankan.

x. PSAK No. 55 (Revisi 2006), "Instrumen Keuangan: Pengakuan dan Pengukuran"

Mengatur prinsip-prinsip dasar pengakuan dan pengukuran aset keuangan, kewajiban keuangan, dan kontrak pembelian dan penjualan item non-keuangan. Pernyataan ini, antara lain, memberikan definisi dan karakteristik terhadap derivatif, kategori dari instrumen keuangan, pengakuan dan pengukuran, akuntansi lindung nilai dan penetapan dari hubungan lindung nilai. PSAK No. 55 (Revisi 2006) ini menggantikan PSAK No. 55 (Revisi 1999), "Akuntansi Instrumen Derivatif dan Aktivitas Lindung Nilai", dan diterapkan secara prospektif untuk laporan keuangan yang mencakup periode yang dimulai pada atau setelah tanggal 1 Januari 2009 (yang selanjutnya direvisi menjadi pada atau setelah tanggal 1 Januari 2010). Penerapan lebih dini diperkenankan.

Grup sedang mengevaluasi dan belum menentukan dampak dari standar yang direvisi tersebut terhadap laporan keuangan konsolidasiannya.

41. REVISED STATEMENTS OF FINANCIAL ACCOUNTING STANDARDS (continued)

ix. PSAK No. 50 (Revised 2006), "Financial Instruments: Presentation and Disclosures"

Contains the requirements for the presentation of financial instruments and identifies the information that should be disclosed. The presentation requirements apply to the classification of financial instruments, from the perspective of the issuer, into financial assets, financial liabilities and equity instruments; the classification of related interests, dividends, losses and gains; and the circumstances in which financial assets and financial liabilities should be offset. This standard requires the disclosure, among others, of information about factors that effect the amount, timing and certainty of an entity's future cash flows relating to financial instruments and the accounting policies applied to those instruments. PSAK No. 50 (Revised 2006) supersedes PSAK No. 50, "Accounting for Certain Investments in Securities", and is to be applied prospectively for financial statements covering the periods beginning on or after January 1, 2009 (which was subsequently revised to become on or after January 1, 2010). Earlier application is permitted.

x. PSAK No. 55 (Revised 2006), "Financial Instruments: Recognition and Measurement"

Establishes the principles for recognizing and measuring financial assets, financial liabilities, and some contracts to buy or sell non-financial items. This standard provides for the definitions and characteristics of a derivative, the categories of financial instruments, recognition and measurement, hedge accounting and determination of hedging relationships, among others. PSAK No. 55 (Revised 2006) supersedes PSAK No. 55 (Revised 1999), "Accounting for Derivative Instruments and Hedging Activities", and is to be applied prospectively for financial statements covering the periods beginning on or after January 1, 2009 (which was subsequently revised to become on or after January 1, 2010). Earlier application is permitted.

The Group is presently evaluating and has not determined the effects of these revised standards on its consolidated financial statements.

42. REKLASIFIKASI LAPORAN KEUANGAN KONSOLIDASI TAHUN 2008

Akun-akun tertentu pada laporan keuangan konsolidasi untuk tahun yang berakhir pada tanggal 31 Desember 2008 telah direklasifikasi agar sesuai dengan penyajian akun-akun pada tahun 2009.

42. RECLASSIFICATION OF THE 2008 CONSOLIDATED FINANCIAL STATEMENTS

Certain accounts in the previously issued consolidated financial statements for the year ended December 31, 2008 have been reclassified to be consistent with the accounts presentation in 2009.

	Dilaporkan sebelumnya/ *As previously reported*	Reklasifikasi/ *Reclassification*	Dilaporkan kembali/ *As reclassified*	
Neraca Konsolidasi				***Consolidated Balance Sheet***
Kewajiban Jangka Panjang				*Non-Current Liabilities*
Kewajiban pajak tangguhan - bersih	96,433,243	(6,787,894)	89,645,349	*Deferred tax liabilities - net*
Uang muka dari pelanggan - pihak ketiga	8,380,584	6,787,894	15,168,478	*Advances from customers - third parties*
Laporan Laba Rugi Konsolidasi				***Consolidated Statements of Income***
Penjualan dan Pendapatan Usaha Lainnya				*Sales and Other Operating Revenues*
Penjualan minyak dan gas bersih	843,517,542	(2,509,553)	841,007,989	*Net oil and gas sales*
Pendapatan dari usaha pengeboran	53,378,642	(53,378,642)	-	*Revenues from drilling operations*
Pendapatan dari kontrak lainnya dan jasa terkait	91,648,613	53,378,642	145,027,255	*Revenues from other contracts and related services*
Biaya Produksi				*Production Costs*
Penyusutan, deplesi dan amortisasi	(122,691,245)	(293,903)	(122,985,148)	*Depreciation, depletion and amortization*
Biaya produksi dan lifting	(250,550,919)	55,228,116	(195,322,803)	*Production and lifting costs*
Beban eksplorasi	(64,910,669)	1,971,996	(62,938,673)	*Exploration costs*
Biaya operasi pengeboran	(33,790,799)	33,790,799	-	*Drilling operations costs*
Biaya kontrak lainnya dan jasa terkait	-	(100,148,897)	(100,148,897)	*Cost of other contracts and related services*
Beban Usaha	(163,814,698)	9,451,889	(154,362,809)	*Operating Expenses*
Pajak tangguhan manfaat (beban)	(40,317,817)	2,509,553	(37,808,264)	*Deferred tax benefit (expense)*
Laporan Arus Kas Konsolidasi				***Consolidated Statements of Cash Flows***
Arus Kas dari Aktivitas Usaha				*Cash Flows from Operating Activities*
Pembayaran kas kepada pemasok dan karyawan	(825,788,544)	11,583,179	(814,205,365)	*Cash paid to suppliers and employees*
Arus Kas dari Aktivitas Investasi				*Cash Flows from Investing Activities*
Penerimaan bunga	19,930,743	(8,575,408)	11,355,335	*Interest received*
Penambahan hutang lain-lain	11,583,179	(11,583,179)	-	*Additions to other payable*
Arus Kas dari Aktivitas Pendanaan				*Cash Flows from Financing Activities*
Pembayaran bunga dan beban pendanaan	(74,515,881)	8,575,408	(65,940,473)	*Payment of interest and financing charges*

The original consolidated financial statements included herein are in the Indonesian language.

43. KONDISI EKONOMI

Kondisi krisis ekonomi global menyebabkan ketidakstabilan nilai tukar mata uang asing dan tingkat suku bunga, ketidakstabilan pasar modal, ketatnya likuiditas, penurunan aktivitas ekonomi dan penurunan tingkat kepercayaan investor secara global termasuk Indonesia. Kondisi ekonomi yang demikian telah mempengaruhi seluruh sektor ekonomi termasuk pasar dan industri Grup, yang mungkin akan menimbulkan dampak keuangan dan operasi negatif dan resiko lainnya. Kemampuan Indonesia untuk memperkecil dampak krisis global di dalam negeri tergantung dari beberapa faktor seperti kebijakan fiskal dan moneter, program-program stimulus ekonomi dan tindakan yang diambil oleh Pemerintah, yang merupakan suatu tindakan yang berada di luar kendali Grup.

43. ECONOMIC ENVIRONMENT

The current global economic crisis has caused volatility in foreign exchange rates and interest rates, unstable stock markets, tight liquidity, reduced economic activity and lack of investors' confidence across the globe, including Indonesia. Such global economic conditions has significantly affected all sectors of the economy, including the Group's markets and industries, which may result to unfavorable financial and operating impact, and exposure to other risks. Indonesia's ability to minimize the impact of the global economic crisis on the country's economy is largely dependent on the monetary, fiscal and economic stimulus programs and other measures that are being taken and will be undertaken by the Government, actions which are beyond the Group's control.

44. PENYELESAIAN LAPORAN KEUANGAN KONSOLIDASI

Manajemen bertanggung jawab atas penyusunan laporan keuangan konsolidasi yang diselesaikan pada tanggal 18 Maret 2010.

44. COMPLETION OF THE CONSOLIDATED FINANCIAL STATEMENTS

Management is responsible for the preparation of the consolidated financial statements which were completed on March 18, 2010.

The original consolidated financial statements included herein are in the Indonesian language.

TAKSIRAN CADANGAN

Informasi berikut mengenai kuantitas cadangan yang *proved developed, undeveloped* dan *probable* serta cadangan kontingen hanya merupakan taksiran, dan tidak dimaksudkan untuk menggambarkan nilai yang dapat direalisasikan atau nilai pasar yang wajar dari cadangan Grup. Grup 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 Grup.

Informasi berikut atas kuantitas cadangan diestimasi baik oleh tenaga ahli Grup, konsultan perminyakan independen yaitu Gaffney, Cline & Associates (GCA), ataupun berdasarkan taksiran oleh operator blok yang bersangkutan. Prinsip teknik perminyakan dan definisi yang berlaku di industri atas kategori dan sub-klasifikasi cadangan terbukti dan *probable* serta cadangan kontinjen dipergunakan dalam penyusunan pengungkapan cadangan.

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 disajikan sesuai dengan hak partisipasi *gross* Grup (termasuk bagian pemerintah) kecuali untuk cadangan atas AS disajikan berdasarkan *net revenue basis* adalah sebagai berikut:

RESERVES ESTIMATION

The following information on proved developed, undeveloped and probable reserve quantities as well as contingent resources are estimates only, and do not purpose to reflect realizable values or fair market values of the Group's reserves. The Group emphasizes 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 Group.

The following information on the Group's reserves and resources quantities are estimated either by the Group's engineers, an independent petroleum engineer consultant, i.e., Gaffney, Cline & Associates (GCA), or based on estimates by the operators of the respective blocks. Generally accepted petroleum engineering principles and definitions applied by the industry to proved and probable reserve categories and subclassifications as well as contingent resources were utilized in preparing the reserves and resources disclosures.

Management believes that the reserve quantities shown below are reasonable estimates based on available geological and engineering data.

Estimated oil and gas reserves and resources are presented based on the Group's gross working interest (inclusive of any government shares) except for US reserves that are based on a net revenue basis as follows:

TAKSIRAN CADANGAN (lanjutan) ***RESERVES ESTIMATION (continued)***

			***Proved* (dalam/*in* MBOE*)**				
			Saldo awal/ *Beginning balance*	Penambahan atau revisi/ *Addition or revision*	Penjualan aset/ *Sale of assets*	Produksi/ *Production*	Saldo akhir/ *Ending balance*
			31-Des/ *Dec*-08				31-Des/ *Dec*-09
Aset di Indonesia/ *Indonesia Assets*							
1	Produksi/ *Production*	Rimau [1]	45,225	11,754	-	(7,363)	49,616
2	Produksi/ *Production*	Kampar/S.S. Extension [1]	21,501	20,223	-	(8,692)	33,032
3	Produksi/ *Production*	Lematang (Lapangan Singa Field) [1]	5,116	5,940	-		11,056
4	Produksi/ *Production*	Tarakan [1]	3,822	3,413	-	(1,133)	6,102
5	Produksi/ *Production*	Sembakung [1]	3,697	(286)	-	(703)	2,708
6	Produksi/ *Production*	Senoro Toili (Tiaka Field) [2]	1,758	-	-	(395)	1,363
7	Pengembangan/ *Development*	Senoro Toili (Senoro Gas Field) [6]	-	112,079	-	-	112,079
8	Produksi/ *Production*	Langsa [3]	1,540	-	(1,287)	(253)	-
9	Produksi/ *Production*	Kakap [4]	4,899	-	(4,635)	(264)	-
10	Produksi/ *Production*	Bawean [5]	13,581	(1,506)	-	(233)	11,842
	Sub-jumlah/ *Sub-total*		**101,139**	**151,617**	**(5,922)**	**(19,036)**	**227,798**
Aset Internasional/ *International Assets*							
		US [7]					
1	Produksi/ *Production*	East Cameron 317/318	187	101	-	(9)	279
2	Produksi/ *Production*	Main Pass 64/65	2,366	700	-	(95)	2,971
3	Produksi/ *Production*	Mustang Island Block 758	511	24	-	(20)	515
4	Produksi/ *Production*	Brazos Block 435/437/492/514	2,405	(676)	-	(86)	1,643
5	Produksi/ *Production*	West Delta Block 52	102	26	-	(17)	111
6	Produksi/ *Production*	MIRE (Vada)	1	(1)	-	-	-
7	Produksi/ *Production*	Martin	24	(24)	-	-	-
8	Produksi/ *Production*	East Cameron 316	-	2,229	-	(51)	2,178
	Sub-jumlah/ *Sub-total*		**5,596**	**2,379**	**-**	**(278)**	**7,697**
	Total Cadangan Terbukti / *Total Proved Reserves*		**106,735**	**153,996**	**(5,922)**	**(19,314)**	**235,495**

* *MBOE: Thousand Barrel Oil Equivalent. Indonesia assets are using 5.85 while US assets are using 6 for Gas to Oil conversion factor.*

The original consolidated financial statements included herein are in the Indonesian language.

TAKSIRAN CADANGAN (lanjutan) ***RESERVES ESTIMATION (continued)***

			***Proved and Probable* (dalam/*in* MBOE*)**				
			Saldo awal/ *Beginning balance*	Penambahan atau revisi/ *Addition or revision*	Penjualan aset/ *Sale of assets*	Produksi/ *Production*	Saldo akhir / *Ending balance*
			31-Des/ *Dec*-08				31-Des/ *Dec*-09
Aset di Indonesia/ *Indonesia Assets*							
1	Produksi/ *Production*	Rimau [1]	88,606	(22,240)	-	(7,363)	59,003
2	Produksi/ *Production*	Kampar/S.S. Extension [1]	40,910	13,023	-	(8,692)	45,241
3	Produksi/ *Production*	Lematang (Lapangan Singa Field)[1]	13,705	(619)	-		13,086
4	Produksi/ *Production*	Tarakan [1]	5,613	3,078	-	(1,133)	7,558
5	Produksi/ *Production*	Sembakung [1]	6,031	(2,221)	-	(703)	3,107
6	Produksi/ *Production*	Senoro Toili (Tiaka Field) [2]	3,780	-	-	(395)	3,385
7	Pengembangan/ *Development*	Senoro Toili (Senoro Gas Field) [6]	-	118,909	-	-	118,909
8	Produksi/ *Production*	Langsa [3]	2,928	-	(2,675)	(253)	-
9	Produksi/ *Production*	Kakap [4]	6,505	-	(6,241)	(264)	-
10	Produksi/ *Production*	Bawean [5]	14,971	-	-	(233)	14,738
	Sub-jumlah/ *Sub-total*		**183,049**	**109,930**	**(8,916)**	**(19,036)**	**265,027**
Aset Internasional/ *International Assets*							
		US [7]					
1	Produksi/ *Production*	East Cameron 317/318	476	411	-	(9)	878
2	Produksi/ *Production*	Main Pass 64/65	4,027	783	-	(95)	4,715
3	Produksi/ *Production*	Mustang Island Block 758	679	58	-	(20)	717
4	Produksi/ *Production*	Brazos	3,180	(216)	-	(86)	2,878
5	Produksi/ *Production*	West Delta Block 52	102	26	-	(17)	111
6	Produksi/ *Production*	MIRE	1	(1)	-	-	-
7	Produksi/ *Production*	Martin	24	(24)	-	-	-
8	Produksi/ *Production*	East Cameron 316	-	2,229		(51)	2,178
	Sub-jumlah/ *Sub-total*		**8,489**	**3,266**	**-**	**(278)**	**11,477**
	Total Cadangan Terbukti dan *Probable/ Total Proved and Probable Reserves*		**191,538**	**113,196**	**(8,916)**	**(19,314)**	**276,504**

* *MBOE: Thousand Barrel Oil Equivalent. Indonesia assets are using 5.85 while US assets are using 6 for Gas to Oil conversion factor.*

The original consolidated financial statements included herein are in the Indonesian language.

TAKSIRAN CADANGAN (lanjutan) ***RESERVES ESTIMATION (continued)***

			***Proved and probable* (dalam/*in* MBOE*)**				
			Saldo awal/ *Beginning balance*	Penambahan atau revisi/ *Addition or revision*	Penjualan aset/ *Sale of assets*	Produksi/ *Production*	Saldo akhir / *Ending balance*
			31-Des/ *Dec*-08				31-Des/ *Dec*-09
Cadangan Kontinjen/ *Contingent Resources*							
1	Pengembangan/ *Development*	Block A (8)	22,067	-	-	-	22,067
2	Eksplorasi/ *Exploration*	Bangkanai (9)	3,638	-	-	-	3,638
3	Eksplorasi/ *Exploration*	Simenggaris (9)	10,535	-	-	-	10,535
4	Eksplorasi/ *Exploration*	Libya (10)	175,850	-	-	-	175,850

(1) Taksiran cadangan Grup per 31 Desember 2009 disertifikasi dengan Laporan GCA yang ditandatangani pada tanggal 15 Maret 2010.
The Group's reserve estimates per December 31, 2009 were certified in the GCA Report signed in March 15, 2010.

(2) Taksiran cadangan Grup untuk blok Senoro Toili Tiaka field disertifikasi dengan Laporan GCA per tanggal 31 Desember 2007 dengan hak partisipasi 50%.
The Group's reserve estimates for Senoro Toili block Tiaka field were certified in the GCA Report as of December 31, 2007, with effective working interest of 50%.

(3) Blok Langsa efektif dijual pada bulan November 2009.
Langsa Block was effectively sold in November 2009.

(4) Blok Kakap efektif dijual pada bulan Juli 2009.
Kakap Block was effectively sold in July 2009.

(5) Taksiran cadangan Grup untuk Blok Bawean berdasarkan taksiran internal dengan hak partisipasi 100%, namun taksiran tersebut masih menunggu perpanjangan PSC.
The Group's reserve estimates for Bawean Block are based on internal estimates and reflect an effective working interest of 100%, however the reserves are subject to contract extension.

(6) Taksiran cadangan Grup untuk blok Senoro Toili Gas field disertifikasi dengan Laporan GCA per tanggal 1 Februari 2010 dengan hak partisipasi 50%.
The Group's reserve estimates for Senoro Toili block Gas field were certified in the GCA Report as of February 1, 2010, with effective working interest of 50%.

(7) Taksiran cadangan Grup untuk blok di Amerika Serikat disertifikasi dengan Laporan NSAI per tanggal 31 Desember 2009.
The Group's reserve estimates for the US assets were certified in the NSAI Report as of December 31, 2009.

(8) Taksiran cadangan Grup untuk Blok A disertifikasi dengan Laporan GCA per tanggal 31 Desember 2007 berdasarkan cadangan *Proved and Probable (2P)* dengan hak partisipasi 41,67%, namun taksiran tersebut masih menunggu perpanjangan PSC.
The Company's contingent reserve estimates for Block A are based on the GCA Report as of December 31, 2007, which are based on its Proved and Probable (2P) reserves and reflect an effective working interest of 41.67%, however the reserves are subject to contract extension.

(9) Taksiran cadangan kontinjen Grup untuk blok Bangkanai dan Simenggaris dibuat berdasarkan estimasi Perusahaan dan menunggu finalisasi dari Perjanjian Jual Beli Gas.
Contingent reserve estimates for the Bangkanai and Simenggaris blocks are based on in-house estimates and subject to finalization of Gas Sales Agreements.

(10) Taksiran cadangan kontinjen Grup untuk blok Libya adalah berdasarkan evaluasi dari DeGoyler Macnaughton per tanggal 30 September 2008 dengan hak partisipasi 50%, yang merupakan jumlah estimasi minyak bumi yang dapat diproduksi dengan menggunakan teknologi yang ada atau teknologi yang dikembangkan, namun saat ini tidak dianggap sebagai dipulihkan secara komersial. Tidak ada kepastian mengenai berapa porsi cadangan minyak yang dapat diproduksi secara komersial. Estimasi terbaik dipertimbangkan sebagai estimasi terbaik atas kuantitas yang bisa dipulihkan. Terdapat kemungkinan yang sama bahwa kuantitas aktual yang tersedia yang dapat dipulihkan akan lebih besar atau lebih kecil dari estimasi terbaik.
The Company's contingent reserve estimates for Libya block are based on DeGoyler MacNaughton evaluation as of September 30, 2008 and effective working interest of 50%, which represent the estimated quantities of petroleum to be potentially recoverable from known accumulations using established technology or technology under development, but which are not currently considered to be commercially recoverable due to one or more contingencies. There is no certainly that it will be commercially viable to produce any portion of the resources. The Best Estimate is considered to be the best estimate of the quantity that will actually be recovered. It is equally likely that the actual remaining quantities recovered will be greater or less than the Best Estimate.

The original consolidated financial statements included herein are in the Indonesian language.

MEDCOENERGI

Tanggung Jawab Anggota Dewan Komisaris dan Direksi Atas Laporan Tahunan dan Laporan Keuangan Konsolidasi Auditan untuk Tahun yang Berakhir 31 Desember 2009

Responsibility of the Members of Board of Commissioners and Board of Directors Towards the Annual Report and Consolidated Financial Statements for the Year Ended December 31, 2009

Seluruh anggota Direksi PT Medco Energi Internasional Tbk (MedcoEnergi/ Perseroan) bertanggung jawab penuh atas penyusunan dan penyajian Laporan Tahunan 2009 (Laporan Tahunan 2009) yang termasuk didalamnya Laporan Keuangan Konsolidasi Auditan untuk tahun yang berakhir pada 31 Desember 2009 (Laporan Keuangan 2009).

Laporan Tahunan 2009 Perseroan telah disusun dan disajikan sesuai dengan Peraturan Badan Pengawas Pasar Modal dan Lembaga Keuangan (Bapepam-LK) Nomor X.K.6. tentang Laporan Tahunan. Sedangkan Laporan Keuangan 2009 telah disusun dan disajikan sesuai dengan prinsip-prinsip akuntansi yang berlaku umum yang tercakup dalam Pernyataan Standar Akuntansi Keuangan (PSAK) dan peraturan-peraturan Bapepam-LK.

Sepanjang tahun 2009, Perseroan telah menerapkan sistem kendali internal yang termasuk didalamnya fungsi audit internal. Corporate Internal Audit, yang berfungsi sebagai audit internal, melaporkan temuan-temuannya kepada Presiden Direktur dan Komite Audit sebagai bahan pertimbangan bagi Presiden Direktur dan anggota Dewan Komisaris dalam memberikan persetujuan terhadap isi dan penyajian laporan keuangan konsolidasi yang akan disampaikan kepada para pemegang saham.

Laporan Keuangan 2009 telah diaudit oleh Kantor Akuntan Publik Purwantono, Sarwoko & Sandjaja, anggota dari Ernst & Young Global (EY), yang ditunjuk oleh Dewan Komisaris berdasarkan Rapat Umum Pemegang Saham Tahunan tanggal 23 Juni 2009 yang memutuskan untuk melimpahkan wewenang penunjukan Kantor Akuntan Publik kepada Dewan Komisaris.

Auditor telah melaksanakan audit sesuai dengan standar audit yang ditetapkan oleh Ikatan Akuntan Indonesia (IAI) untuk memberikan jaminan bahwa prinsip-prinsip standar akuntansi telah dipergunakan secara benar dan, atas dasar pengujian-pengujian, juga untuk mengkonfirmasikan bahwa semua transaksi-transaksi dilaksanakan dan dibukukan secara benar dan akurat.

All members of the Board of Directors (BoD) of PT MedcoEnergi Internasional Tbk (MedcoEnergi/ the Company) are fully responsible for the preparation and presentation of the Annual Report (2009 Annual Report) that includes the Audited Consolidated Financial Statements for the year ended December 31, 2009 (2009 Financial Statements).

The Company's 2009 Annual Report has been prepared and presented in conformity with the Regulation of the Capital Market and Financial Institutions Supervisory Agency (Bapepam-LK) Number X.K.6 (Rule X.K.6) regarding Annual Report. Meanwhile, the 2009 Financial Statements have been prepared and presented in conformity with Generally Accepted Accounting Principles as promulgated by Indonesian Financial Accounting Standards (PSAK) and the regulations of Bapepam-LK.

For the whole year of 2009, the Company has applied an internal control system that includes an internal audit function. The Corporate Internal Audit, which holds the function of internal audit, has reported its findings to the President Director and the Audit Committee, notably for consideration of the President Director and the Board of Commissioners (BoC) in approving the contents and presentation of consolidated financial statements for issuance to the shareholders.

MedcoEnergi's 2009 Financial Statements have been audited by Public Accountant Office, Purwantono, Sarwoko & Sandjaja, a member of Ernst & Young Global (EY), which was appointed by the BoC based on the resolution of the Annual General Meeting of Shareholders dated June 23, 2009 which resolved to delegate the right to appoint the Public Accountant Office to the BoC.

The Auditors have 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 confirm that all transactions were executed and recorded correctly and accurately.

Kami, yang bertanda tangan dibawah ini, sebagai anggota Dewan Komisaris dan Direksi MedcoEnergi, dengan ini menyatakan bertanggungjawab penuh atas penyusunan dan penyajian Laporan Tahunan 2009 dan Laporan Keuangan 2009. Seluruh informasi dalam Laporan Tahunan 2009 dan Laporan Keuangan 2009 telah disajikan dengan lengkap dan benar, dan tidak ada informasi atau fakta material yang tidak benar atau dihilangkan.

Pernyataan ini dibuat oleh para penandatangan di bawah ini dengan sebenar-benarnya.

We, the undersigned, being the members of the BoC and BoD of MedcoEnergi, hereby, declare that we are fully responsible towards the preparation and presentation of the 2009 Annual Report and 2009 Financial Statements. All information on the 2009 Annual Report and 2009 Financial Statements has been fully and accurately disclosed, and the Reports do not contain false or omitted information or material fact.

In witness whereof, the undersigned have drawn up this statement truthfully.

Jakarta, 22 April 2010

Disiapkan oleh:
Prepared by

Darmoyo Doyoatmojo
Direktur Utama
President Director

D. Cyril Noerhadi
Direktur Keuangan
Finance Director

Lukman Mahfoedz
Direktur Proyek
Project Director

Larry L. Luckey
Direktur Strategi
Strategy Director

Disetujui Oleh:
Approved by:

Hilmi Panigoro
Presiden Komisaris
President Commissioner

Rachmat Sudibjo
Komisaris Independen
Independent Commissioner

Gustiaman Deru
Komisaris Independen
Independent Commissioner

Yani Y. Rodyat
Komisaris
Commissioner

Retno Dewi Arifin
Komisaris
Commissioner

PANGGILAN
RAPAT UMUM PEMEGANG SAHAM TAHUNAN
DAN
RAPAT UMUM PEMEGANG SAHAM LUAR BIASA
("RAPAT")

Sehubungan dengan akan diselenggarakannya Rapat Umum Pemegang Saham Tahunan dan Rapat Umum Pemegang Saham Luar Biasa ("RAPAT") PT Medco Energi Internasional Tbk ("Perseroan"), dengan ini Direksi Perseroan mengundang para Pemegang Saham untuk menghadiri RAPAT tersebut yang akan diadakan pada:

Hari/Tanggal : Kamis, 27 Mei 2010

Waktu : 14:00 WIB – selesai

Tempat : Gedung The Energy Lt. 28,
SCBD Lot. 11 A
Jl. Jend. Sudirman, Senayan, Kebayoran Baru
Jakarta Selatan 12190

Agenda :

RUPST:

1. Persetujuan pemegang saham atas Laporan Direksi dan Laporan Komisaris untuk kegiatan yang dilakukan Perseroan pada tahun buku yang berakhir 31 Desember 2009 dan selanjutnya memberikan pembebasan (acquit et decharge) kepada anggota Direksi dan Dewan Komisaris dari tanggung jawab atas pengurusan dan pengawasan Perseroan yang dilakukan selama tahun buku bersangkutan;
2. Pengesahan Neraca dan Perhitungan Laba Rugi ("Laporan Keuangan") untuk tahun buku yang berakhir pada 31 Desember 2009;
3. Menetapkan penggunaan Laba Bersih Perseroan untuk tahun buku 2009;
4. Persetujuan pemegang saham untuk memberikan wewenang kepada Dewan Komisaris dan Direksi untuk menunjuk Akuntan Publik Independen yang akan mengaudit Laporan Keuangan untuk tahun buku yang berakhir pada 31 Desember 2010 dan penetapan honorarium Akuntan Publik;
5. Persetujuan pemegang saham atas perubahan susunan Dewan Komisaris dan Direksi; dan
6. Persetujuan pemegang saham dan pengesahan atas penentuan gaji dan tunjangan lain Direksi dan Dewan Komisaris Perseroan untuk periode Januari – Desember 2010.

RUPSLB:

1. Persetujuan pemegang saham atas perubahan rencana penggunaan Saham Treasuri hasil Program Pembelian Kembali Saham Perseroan sesuai dengan keputusan Rapat Umum Pemegang Saham Luar Biasa ("RUPSLB") tanggal 23 Juni 2000 dan 25 Juni 2001 yang telah dirubah sesuai dengan keputusan RUPSLB tanggal 23 Januari 2004, untuk digunakan dalam pelaksanaan Program Employee Stock Option Plan dan Management Stock Option Plan; dan
2. Persetujuan pemegang saham atas pelaksanaan Program Employee Stock Option Plan dan Management Stock Option Plan yang diterbitkan dengan menggunakan Saham Treasuri hasil Program Pembelian Kembali Saham Perseroan yang dilakukan sesuai dengan keputusan RUPSLB tanggal 23 Juni 2000 dan 25 Juni 2001.

INVITATION TO
ANNUAL GENERAL MEETING OF SHAREHOLDERS
AND
EXTRAORDINARY GENERAL MEETING OF SHAREHOLDERS
("MEETING")

In regards to the upcoming Annual General Meeting of Shareholders and Extraordinary General Meeting of Shareholders ("MEETING") PT Medco Energi Internasional Tbk ("the Company"), The Board of Directors herewith would like to invite the shareholders of PT Medco Energi Internasional Tbk (the "Company") to attend the MEETING, which will be convened on:

Day/Date : Thursday, 27 Mei 2010

Time : 2 PM WIB – finished

Venue : The Energy Building 28th,
SCBD Lot. 11 A
Jl. Jend. Sudirman, Senayan, Kebayoran Baru
Jakarta Selatan 12190

Agenda :

AGM:

1. To approve the Report of the Board of Directors and the Board of Commissioners regarding the activities conducted by the Company for the financial year ended 31st December 2009 and to give full release and discharge to Board of Directors ("BOD") and the Board of Commissioners ("BOC") from their responsibilities with respect to the management and supervision performed in the preceding year;
2. To approve and ratify the Balance Sheet and Income Statement ("Financial Statements") for the financial year ended 31st December 2009;
3. To determine the utilization of Net Income for the financial year of 2009;
4. To approve the delegation of authority to the BOC and BOD to appoint an Independent Public Accountant who will audit the Company's Financial Statement for the year ended 31st December 2010 and to determine the honorarium of such Public Accountant;
5. To approve the change in the composition of Board of Commissioners and Board of Directors; dan
6. To approve and ratify the determination of the remuneration of the BOD and the BOC for the period of January – December 2010.

EGM:

1. To approve the change in the plan to re-sell the Treasury Stocks purchased pursuant to the resolutions of the Extraordinary General Meetings of Shareholders ("EGMS") dated June 23, 2000 and June 25, 2001 which had been amended on the EGMS dated 23 January 2004, to be utilized in Employee Stock Option Plan and Management Stock Option Plan Program; and
2. To approve the execution of Employee Stock Option Plan and Management Stock Option Plan which will be issued by using Treasury Stocks obtained from the Company's Buy Back Shares Program carried out pursuant to the EGMS' resolutions dated June 23, 2000 and June 25, 2001

Catatan:

1. Iklan ini merupakan undangan resmi dan juga panggilan RAPAT bagi para Pemegang Saham.
2. Yang berhak hadir atau diwakili dalam RAPAT tersebut adalah para Pemegang Saham yang namanya tercatat pada Daftar Pemegang Saham Perseroan tanggal 11 Mei 2010, pukul 16.00 WIB.
3. Para Pemegang Saham yang berhalangan hadir dapat menunjuk seorang kuasa untuk mewakilinya dengan Surat Kuasa yang sah yang bisa di dapat dari Perseroan dengan menghubungi:

   Corporate Secretary Office
   Gedung The Energy Lt. 53
   SCBD Lot. 11 A
   Jl. Jend. Sudirman, Senayan, Kebayoran Baru
   Jakarta Selatan 12190
   Telp. (+6221) 2995 3000, Fax (+6221) 2995 3001,
   e-mail: Corporate.Secretary@medcoenergi.com

   atau dapat diambil dari situs Perseroan www.medcoenergi.com. Para anggota Komisaris, anggota Direksi dan karyawan Perseroan dapat bertindak sebagai kuasa pemegang saham, namun suara yang mereka keluarkan selaku kuasa tidak dihitung dalam pemungutan suara.
4. Surat Kuasa harus diterima oleh Corporate Secretary Office Perseroan tiga hari sebelum Rapat.
5. Pemegang Saham atau kuasanya dimohon untuk menyerahkan dokumen-dokumen berikut kepada petugas pendaftaran sebelum memasuki ruang RAPAT, yaitu foto copy surat kolektif saham, foto copy Kartu Tanda Penduduk (KTP) atau tanda pengenal lainnya, baik dari pemegang saham maupun kuasanya. Dalam hal pemegang saham adalah bukan perorangan atau berbentuk Badan Hukum, agar ditambah dengan membawa foto copy Anggaran Dasar beserta perubahannya berikut akta pengangkatan susunan pengurus yang terakhir dan dokumen yang membuktikan kewenangan untuk mewakili pemegang saham.
6. Khusus untuk pemegang saham dalam penitipan kolektif PT Kustodian Sentral Efek Indonesia ("KSEI") diminta untuk memperlihatkan Konfirmasi Tertulis Untuk Rapat ("KTUR") kepada petugas pendaftaran sebelum RAPAT dimulai.
7. Untuk mempermudah pengaturan dan tertibnya RAPAT, para Pemegang Saham atau kuasanya diminta sudah berada ditempat RAPAT 30 menit sebelum RAPAT dimulai.
8. Bahan-bahan yang akan dibicarakan dalam RAPAT dapat diperoleh oleh para pemegang saham di kantor Perseroan mulai dari tanggal panggilan RAPAT ini sampai dengan tanggal RAPAT.

Jakarta, 12 Mei 2010
PT Medco Energi Internasional Tbk
Direksi Perseroan

Note:

1. This advertisement is an official invitation and summon for the Shareholders to attend the MEETING.
2. The shareholders who are eligible to attend the MEETING are those who have registered their names on the Company's Register of Shareholders on May 11, 2010 at 16.00 p.m. Indonesian Western Time.
3. The shareholders who are not able to attend the AGM may appoint a proxy holder by providing him/her an official proxy which can be obtained from the Company's office by contacting Corporate Secretary Group (Compliance), at the following address:

   Corporate Secretary Office
   The Energy Building 53th
   SCBD Lot. 11 A
   Jl. Jend. Sudirman, Senayan, Kebayoran Baru
   Jakarta Selatan 12190
   Telp. (+6221) 2995 3000, Fax (+6221) 2995 3001,
   e-mail: Corporate.Secretary@medcoenergi.com

   or it can be downloaded from the company website www.medcoenergi.com The members of Commissioners, Directors and the employees of the Company may be appointed as a proxy holder, but his/her vote shall not be counted during the calculation of votes.
4. The proxy must be received by the Company's Corporate Secretary Group at the latest 3 days by prior to the MEETING.
5. The Shareholders or their Proxy Holders shall tender the following documents to register officer before entering the MEETING: copy of certificate of shares, copy of the Identity Card or other Identity, and the copy of Articles of Association for a legal entity type of shareholder, as well as its amendment on the changes of Management, and the Deed that proves the authority to cast on behalf of the shareholder.
6. For the shareholders listed on the collective depository, PT Kustodian Sentral Efek Indonesia ("KSEI"), they shall tender Written Confirmation to Attend the MEETING ("KTUR") to the Company during the registration of the MEETING.
7. For convenience purposes, the shareholders shall arrive at the venue of the MEETING 30 minutes before the MEETING.
8. The shareholders may obtain the materials of the MEETING discussion at the Company's office. The material is available from the issuance of this invitation until date of the MEETING.

Jakarta, May 12, 2010
PT Medco Energi Internasional Tbk
The Company Directors