MEDCOENERGI

Laporan Tahunan | Annual Report

2010

Keselarasan Ciptakan Nilai Lebih Besar

Harmony Creates Greater Value

The Energy Company of Choice

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, serta Pasal 28 Bab XII Peraturan LuxSE. 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. 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 mengklasifi kasikan arus kas ke dalam aktivitas operasi, investasi, dan pendanaan. Mata uang pelaporan yang digunakan dalam penyusunan laporan keuangan konsolidasi adalah Dollar Amerika Serikat (USD). MedcoEnergi telah melakukan reklasifikasi dan penyesuaian-penyesuaian tertentu terhadap tahun-tahun sebelumnya, agar sesuai dengan penyajian 2010.

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, and Article 28 Chapter XII of the LuxSE 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 Regulations. 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 USD). MedcoEnergi has made certain adjustments to prior years to conform with the 2010 presentation.

Pernyataan

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 historical statements, this document contains 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 (kilang LPG, fasilitas penyimpanan dan pendistribusian bahan bakar, dan kilang etanol), PT Medco Power Indonesia (mengoperasikan dan mengawasi operasi pembangkit listrik), serta anak perusahaan lainnya yang dimiliki secara langsung maupun tidak langsung. 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 operations 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 (an LPG plant, fuel storage and distribution facility, and ethanol plant); PT Medco Power Indonesia (which operates and maintains power plants), and other subsidiaries which directly or indirectly owned. Sometime words "Company" or "us" or "this" are used to indicate "MedcoEnergi" in general. The words "joint venture" or "partner" are used to indicate business and other relationships involving cooperation with external parties on common activities or interests.

Daftar Isi
Content

Profil Perusahaan *Corporate Profile*	2 - 11
Ikhtisar Data Keuangan dan Operasi Penting *Key Financial and Operating Highlight*	12 - 23
Laporan Komisaris Utama dan Direktur Utama *Chairman's and President Director's Reports*	24 - 37
Keselamatan, Kesehatan Kerja dan Lingkungan *Safety, Health and Environment (SHE)*	38 - 47
Kinerja Operasi *Operating Performance*	48 - 123
Analisa dan Pembahasan Manajemen atas Kinerja Perusahaan *Management Discussion and Analysis*	124 - 175
Mengelola Risiko *Management Business Risk*	176 - 183
Tata Kelola Perusahaan *Corporate Governance*	184 - 219
Tanggung Jawab Sosial Perusahaan *Corporate Social Responsibility*	220 - 227
SDM sebagai Modal Utama *Human are our Mager capital Capital*	228 - 235
Informasi Tambahan *Supplementary Information*	236 - 277
Laporan Keuangan *Financial Statements*	278

Informasi Umum
General Information

Ketenagalistrikan
Power Generation

Inkubator Bisnis Baru
New Business Incubator

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

Industri Hilir
Downstream Industries

Keselarasan Ciptakan Nilai Lebih Besar

Harmony Creates Greater Value

Melanjutkan perjalanan menuju yang terbaik, MedcoEnergi senantiasa mengupayakan untuk mewujudkan proyek yang ada serta mengejar kesempatan bisnis dalam bidang energi di Indonesia dan luar negeri. Upaya tersebut dapat terwujud berkat terciptanya keharmonisan visi, misi dan strategi serta antusiasme kita semua untuk menjadikan MedcoEnergi sebagai Perusahaan Berkinerja Tinggi. Oleh karenanya, kami meyakini "Keselarasan dapat Menciptakan Nilai yang Lebih Besar" bagi MedcoEnergi.

Following to its journey towards excellence, MedcoEnergi strives to materialize all our projects in place and pursues business opportunities in Indonesia and abroad. Those efforts can be realized by harmonizing our vision, mission and strategy, and keeping our antusiasm to build MedcoEnergi becomes a High Performance Company. Thus, we believe that "Harmony Creates Greater Value" to MedcoEnergi.

Profil Perusahaan

Corporate Profile

01

“….selalu siap mengejar peluang untuk mengembangkan kegiatan usaha di bidang energi.”

....continue pursuing opportunities to expand our businesses to other energy sectors.

Penjelasan Singkat Kegiatan Usaha MedcoEnergi

MedcoEnergi Business Activities in Brief

MedcoEnergi 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 pendiriannya (1980) menjadi PT Medco Energi Corporation sebelum Penawaran Perdana saham ke Publik pada 1994 dan terakhir berubah menjadi PT Medco Energi Internasional Tbk pada 2000, sebagai tindak lanjut dari selesainya restrukturisasi utang pada akhir 1999. Perseroan memulai usahanya sebagai perusahaan penyedia jasa anjungan pemboran dan merupakan kontraktor pemboran swasta Indonesia pertama.

MedcoEnergi was established on June 9, 1980 under the laws of the Republic of Indonesia. Its name has been changed three times, from PT Meta Epsi Pribumi Drilling Company in its 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 company's debt restructuring in late 1999. The company began its business as a company that provided drilling rig services and was the first Indonesian private sector drilling contractor.

Oil and Gas E&P

Power Generation

Downstream Industries

New Business Incubator

Di usianya yang ke-30 tahun, MedcoEnergi telah tumbuh menjadi kelompok usaha yang maju, berkantor pusat di Indonesia, dan bergerak di sektor energi terpadu dengan fokus pada industri Eksplorasi dan Produksi Minyak dan Gas (E&P Migas), Ketenagalistrikan dan Industri Hilir. Dalam perjalanannya, MedcoEnergi telah berhasil membuktikan keunggulannya melalui komitmen untuk senantiasa mendukung strategi Pemerintah dalam memenuhi kebutuhan energi nasional yang terus meningkat pada saat ini maupun pada masa datang, melalui pengelolaan perusahaan secara bertanggung jawab dan senantiasa berupaya meningkatkan nilai Perseroan serta memberikan tingkat pengembalian bagi pemegang saham dan pemangku kepentingan lainnya. MedcoEnergi mampu mempertahankan komitmen untuk terus mengejar berbagai peluang guna mengembangkan kegiatan usahanya di bidang energi yang didukung keberadaan Unit Inkubator Bisnis Baru.

In its 30th year, MedcoEnergi has grown to become a leading Indonesia-based group of integrated companies, engaged in the energy sector with a focus on Oil and Gas Exploration & Production (Oil and Gas E&P), Power Generation and Downstream Industries. Throughout its journey, MedcoEnergi has successfully demonstrated its excellence through its continuing commitment in supporting the government's strategies to meet the nation's current and future energy needs while upholding responsibility and prudence in energy consumption, and at the same time increasing the value of the company and delivering returns for its shareholders and other stakeholders. The establishment of the New Incubator Business Unit has enabled MedcoEnergi to continue pursuing opportunities to expand its businesses to other energy sectors.

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

VISI - Perusahaan Energi Pilihan

MISI - Mencari dan mengembangkan sumber daya energi secara inovatif untuk meningkatkan manfaat bagi semua pemangku kepentingan sejalan dengan standar etika dan lingkungan yang tertinggi.

Sebagai upaya mendukung Pemerintah Indonesia agar dapat memenuhi kebutuhan minyak dan gas bumi yang terus meningkat, sejak 1992 MedcoEnergi memasuki industri E&P migas. MedcoEnergi terus berupaya 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 memenuhi kebutuhan masyarakat.

MedcoEnergi memegang *Production Sharing Contracts* (PSC) di 13 blok yang tersebar di Sumatera Selatan, Jawa Timur, Kalimantan Timur dan Sulawesi Tengah, serta telah memberikan kontribusi yang cukup signifikan bagi pembangunan Indonesia.

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

Sejalan dengan terbukanya peluang untuk mengembangkan kegiatan usaha E&P Migas ke luar negeri, pada 2004 MedcoEnergi mulai menapaki kancah E&P Migas internasional. MedcoEnergi menanamkan investasinya di Amerika Serikat serta di beberapa negara di Timur Tengah dan Afrika Utara, yaitu Kesultanan Oman, Republik Yaman, Negara Sosialis Raya Arab Jamahiriya Libya dan Republik Tunisia. Keberadaan MedcoEnergi di luar negeri memberikan kesempatan kerja bagi para tenaga ahli maupun konsultan.

Pengelolaan dan pengoperasian kegiatan usaha E&P migas di luar Indonesia yang dilakukan oleh Medco Energi Global Pte. Ltd.

VISION-The Energy Company of Choice

MISSION-To search for and innovatively develop energy sources and to increase value for stakeholders, maintaining compliance with the highest ethical and environmental standards.

In an effort to support the Indonesian government in meeting the ever increasing demand for oil and natural gas, MedcoEnergi entered the oil and gas E&P industry in 1992. 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 MedcoEnergi supports the government in meeting public energy demand.

MedcoEnergi holds 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 Indonesia.

Activities of MedcoEnergi's oil and gas E&P group are managed and operated through its wholly owned subsidiary, PT Medco E&P Indonesia.

In line with the opportunities emerging alongside efforts to spur the growth of Oil and Gas E&P internationally, in 2004 MedcoEnergi began to expand in the global market through investments 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 provide career opportunities for our employees and consultants.

The management and operations of the oil and gas E&P activities outside Indonesia are carried out by Medco Energi Global Pte. Ltd.

Ketenagalistrikan
Power Generation

VISI - Perusahaan Energi Pilihan

MISI - Mengembangkan proyek-proyek ketenagalistrikan menjadi portofolio investasi yang menguntungkan.

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 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 pada 2006, serta meningkatkan kapasitas pasokannya pada 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 Pengoperasian dan Pemeliharaan (O&M) Pembangkit Listrik Tenaga Uap dan Batubara di Tanjung Jati, Jawa Tengah, yang dimulai pada 2006. Disamping itu, Perseroan juga berhasil mendapatkan kontrak pengembangan, pembangunan dan pengoperasian 330 MW Pembangkit Listrik Tenaga Uap Panas Bumi di Sarulla, Sumatera Utara.

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

MedcoEnergi melakukan pengelolaan dan pengoperasian kegiatan usaha Ketenagalistrikan melalui anak perusahaan yang dimiliki penuh, yaitu PT Medco Power Indonesia.

VISION - The Energy Company of Choice

MISSION - To develop a profitable investment portfolio of electric power projects.

MedcoEnergi is also committed to support the Indonesian government in meeting demands for electricity derived from fossil fuels and more environmentally friendly fuels, also supplied by the Group's business units. In 2004 MedcoEnergi ventured into the power generation business a through its participation in the construction and operation of a gas-fired power plant at Panaran, Batam Island, which supplies electricity to PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) as an independent power producer (IPP). MedcoEnergi's achievements as IPP were recognized by PLN Batam which entrusted the company to increase its electricity supply through the establishment of a second gas-fired power plant in 2006. PLN also sought to further increase its production capacity in 2010 by adding a generator and turbine in the second power plant. In its responsibilities as IPP - with binding commitments both to the government, the Indonesian people and in upholding its environmental responsibilities - MedcoEnergi strives to ensure that each power plant that it owns and operates directly will only use fossil fuels and other fuels that are environmentally friendly.

PLN's recognition of the commitment and capability of MedcoEnergi to supply electricity and operate power plants is further underlined through its appointment of MedcoEnergi as the operation and maintenance (O&M) service provider in the coal and steam-fired combined power plant in Tanjung Jati, Central Java, which commenced operations in 2006. In addition, the company was also granted the contract for the development, expansion and operation of the 330 MW 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 expanded into the business of engineering, procurement and construction (EPC) for power plants.

MedcoEnergi undertakes the management and operation of its power generation business through its wholly owned subsidiary, PT Medco Power Indonesia, employing all-Indonesian team of experts.

Industri Hilir
Downstream Industries

VISI - Perusahaan Energi Pilihan

MISI - Mengembangkan portofolio investasi yang menguntungkan dengan memberikan nilai tambah bagi sumber daya energi dan mengolahnya menjadi produk-produk konsumsi.

Upaya MedcoEnergi dalam menciptakan rantai usaha energi terpadu dari industri hulu ke hilir dimulai sejak 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 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, Sumatera Selatan. Pemrosesan gas ikutan dari produksi minyak ini juga dilakukan dalam upaya Perseroan untuk menurunkan emisi yang berasal dari pembakaran gas ikutan tersebut.

Untuk menindaklanjuti 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 2007 MedcoEnergi mengembangkan kegiatan Industri Hilir dengan mengambilalih dan mengoperasikan Fasilitas Penyimpanan dan Distribusi Bahan Bakar yang terletak di Cilincing, Jakarta Utara, serta perdagangan dan distribusi High Speed Diesel (HSD) ke berbagai industri di Jakarta.

Guna mewujudkan peluang dalam pengembangan usaha di industri hilir, seiring dengan dikeluarkannya Instruksi Presiden Republik Indonesia (Inpres) Nomor 1 Tahun 2006 tentang Penyediaan dan Pemanfaatan Bahan Bakar Nabati (Biofuel) Sebagai Bahan Bakar Lain, pada akhir 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 2008 dan sepanjang 2009 persiapan dilakukan untuk dimulainya produksi pada 2010. Dengan diterbitkannya Undang-Undang Republik Indonesia Nomor 30 Tahun 2007 tentang Energi, komitmen MedcoEnergi untuk mendukung Strategi Pemerintah dalam penyediaan kebutuhan energi yang ramah lingkungan di masa datang semakin kuat. Oleh karena itu, pengembangan usaha industri hilir sebagai produsen bahan bakar nabati akan terus dilakukan pada tahun yang akan datang.

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

VISION - The Energy Company of Choice

MISSION - To develop a profitable investment portfolio by adding value to energy resources and turning them into consumable products.

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 natural gas fed by the company's Tarakan PSC block located in East Kalimantan. In 2003, MedcoEnergi then expanded its downstream business unit by constructing and operating a liquefied petroleum gas (LPG) plant 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 the oil production reduces emission from the flaring of gas.

In adherence to 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 its 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 the 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, by the end of 2006 MedcoEnergi began developing its biofuel business by constructing a bioethanol plant that used cassava as feedstock. Construction of the plant was completed by the end of 2008, and throughout 2009, preparations were undertaken to commence production in the year 2010. With the enactment of the Republic of Indonesia' Law No. 30 of 2007 on Energy, MedcoEnergi depend its commitment in endorsing the endorsing the government's policies in providing environmentally friendly energy in the future. Therefore, the development of downstream industries to produce biofuel produce biofuel energy will continue to be pursued in the coming years.

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

Inkubator Bisnis Baru
New Business Incubator

Sebagai perusahaan yang secara terus menerus melakukan inovasi dalam pengembangan usahanya di bidang energi, sejak 2008 MedcoEnergi mendirikan Unit Inkubator Bisnis 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 Sumatera 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 Sumatera 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 Indonesia yang berpengalaman di bidangnya masing-masing.

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

Today, 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 mining 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

{ *Professional* } **Profesional**

{ *Ethical* } **Etis**

{ *Open* } **Terbuka**

{ *Innovative* } **Inovatif**

Visi | Vision

Menjadi Perusahaan Energi Pilihan bagi investor, pemegang saham, mitra kerja, karyawan serta masyarakat umum.
To become the Energy Company of Choice for our investors, shareholders, partners, and employees as well as for the greater public community.

Misi | Mission

Mengembangkan sumber daya energi menjadi portofolio investasi yang menguntungkan.
To develop profitable investment portfolios from energy resources.

Tata Nilai | Values

PROFESIONAL / PROFESSIONAL

- Kompeten dalam bidangnya.
- Memiliki "semangat juara."
- Meningkatkan kemampuan diri setiap saat.
- Memiliki kemampuan profesional dan mengetahui batas kemampuannya.
- Competent in your area of expertise.
- Having a "champion spirit."
- Always seek self-improvement.
- Having professional ability and knowing your limit.

ETIS / ETHICAL

- Menjalankan usaha secara adil dengan integritas moral yang tinggi.
- Menerapkan standar etika tertinggi setiap saat.
- Mengerti dan mentaati kebijakan-kebijakan Perseroan mengenai etika dan *Good Corporate Governance*.
- Conducting business fairly with high moral integrity.
- Applying the highest ethical standards at all times.
- Understanding and following the Company's ethics and Good Corporate Governance policies.

TERBUKA / OPEN

- Mendorong informalitas dan keterbukaan dalam berkomunikasi.
- Membangun suasana dan rasa saling percaya diantara karyawan dan manajemen di MedcoEnergi Group.
- Memiliki rasa keterbukaan dalam tata pikir, tata laku, dan tata kerja.
- Encouraging informality and openness in communications at all levels.
- Building trust environment and feeling of trust among the employees and management in MedcoEnergi Group.
- Open minded, respectable manner, and excellent work ethics.

INOVATIF / INNOVATIVE

- Membangun budaya untuk selalu ingin lebih maju.
- Senantiasa mencari terobosan demi tercapainya hasil atau proses yang lebih baik, lebih aman, lebih murah, dan lebih cepat.
- Memiliki kematangan intelektual.
- Building a culture of trail-blazers.
- Continuous search for innovative solutions to achieve better, safer, cost-effective, and faster outcomes.
- Having intelectual maturity.

Strategi Korporasi | Corporate Strategy

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.
   Build a business with profitable growth based on three main businesses: oil and gas E&P, power generation and downstream through the utilization of fossil and renewable fuel resources.

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.
   Develop a strong position in renewable fuels over the next five to eight years by reconfiguring and refocusing the company's downstream businesses, through the strategic deployment of Indonesia's vast agriculture resources.

3. Meningkatkan posisi Perseroan di pasar migas global dengan memperjelas arah dari kegiatan internasional Perseroan.
   Improve the company's global position in the oil and gas industry through increased clarity of its international activities.

4. Mengembangkan kegiatan Perseroan dengan pengalokasian modal secara fleksibel dan inovatif melalui unit "Inkubator Bisnis Baru."
   Expansion of the company's activities through flexible and innovative allocation of capital through the "New Business Incubator" unit.

5. Meningkatkan efektifitas organisasi dengan menerapkan pengawasan keuangan secara disiplin, menanamkan budaya kinerja tinggi dan mengembangkan kompetensi karyawan.
   Enhancement of organizational effectiveness by instilling rigorous financial discipline, fostering a pervasive performance culture and building personnel competencies.

Peristiwa Penting 2010

2010 Important Events

Februari February

- Terbitkan MTN Seri A - AS$28 juta, bunga 7,25%, tenor 2 tahun.
- Terbitkan MTN Seri B - AS$22 juta, bunga 8%, tenor 3 tahun.
- Issued Serie A MTN - US$28 million, interest 7.25%, 2 years tenor.
- Issued Serie B MTN - US$22 million, interest 8%, 3 years tenor.

Maret March

- Tandatangani MoU dengan Libyan Investment Authority, pemegang saham Verenex Energy Ltd. baru, untuk memulai kembali kegiatan operasi di Area 47, Libya.
- Signed MoU with Libyan Investment Authority, the new shareholder of Verenex Energy Ltd., to return to operation in Area 47, Libya.

April April

- Memulai operasi komersial pembangkit listrik combined cycle PLTGU Panaran-2 di Pulau Batam.
- Menjadi operator dan mendapat perpanjangan masa eksplorasi Area 47 di Libya.
- Began commercial operation of the combined-cycle steam fired power plant Panaran-2 in Batam Island.
- Secured operatorship and exploration extension of Area 47 in Libya.

Mei May

Penemuan minyak dan gas dari sumur eksplorasi L1-47/02 di Area 47, Libya.
Discovery of oil and gas from exploration well L1-47/02 in Area 47, Libya.

Juni June

Perubahan anggota Komite Audit MedcoEnergi
Alteration within the Auditing Committee of MedcoEnergi

Juli July

- Pemenang dalam "2010 Indonesian MAKE Award".
- Kembali menemukan minyak dan gas dari sumur eksplorasi N1-47/02 di Area 47, Libya.
- Received another "2010 Indonesian MAKE Award".
- Another oil and gas discovery from exploration well N1-47/02 in Area 47, Libya.

Agustus August

Penemuan tambahan cadangan minyak dan gas dari sumur eksplorasi O1-47/02 di Area 47, Libya.
Additional discovery of oil and gas resources from exploration well O1-47/02 in Area 47, Libya.

September September

Penemuan minyak dan gas pada sumur eksplorasi P1-47/02 di Area 47, Libya.
Discovery of oil and gas in exploration well P1-47/02 in Area 47, Libya.

Oktober October

Mendapat Perpanjangan Kontrak Kerja Sama wilayah kerja: South & Central Sumatra di Sumatra Selatan (2013-2033), Blok A di Nanggroe Aceh Darrusalam (2011-2031) dan Bawean di Jawa Timur (2011-2031).
Obtained extensions of Production Sharing Contract of working areas: South & Central Sumatra in South Sumatra (2013-2033), Block A in Nanggroe Aceh Darrusalam (2011-2031) and Bawean in East Java (2011-2031).

November November

- Penemuan minyak dan gas sumur Badik, PSC Nunukan, Kalimantan Timur.
- Raih GCG Award kategori "Equitable Treatment of Shareholders" dari IICD.
- Penemuan minyak dan gas sumur Mona-1 di Blok Anaguid, Tunisia.
- Raih penghargaan PROPER Hijau untuk Blok Rimau, Sumatera Extension dan Kampar dari Kementerian Lingkungan Hidup.
- Raih penghargaan PROPER Biru untuk Blok Tarakan dan Sembakung dari Kementerian Lingkungan Hidup.
- Penemuan minyak dan gas pada sumur eksplorasi D1-47/02 di Area 47, Libya.
- Discovery of oil and gas in Badik well, Nunukan PSC, East Kalimantan.
- Obtained GCG Award for "Equitable Treatment of Shareholders" category from IICD.
- Discovery of oil and gas in Mona-1 well, Anaguid Block, Tunisia.
- Awarded Green PROPER for Rimau, Sumatra Extension and Kampar Blocks from the Ministry of Environment.
- Awarded Blue PROPER for Tarakan and Sembakung Blocks from the Ministry of Environment.
- Discovery of oil and gas in exploration well D1-47/02 in Area 47, Libya.

Desember December

- Penandatanganan Penunjukan Penjualan Gas Bumi dengan BPMigas untuk Perjanjian Jual Beli Gas dari lapangan Senoro, PSC Senoro-Toili, Sulawesi Tengah kepada PT Donggi Senoro LNG.
- Penandatanganan Perjanjian Jual Beli 100% saham Tomori E&P Ltd., pemegang 20% hak partisipasi PSC Senoro-Toili.
- Menyetujui Keputusan Akhir Investasi pengembangan Proyek LNG oleh PT Donggi Senoro LNG.
- Melakukan pemboran di Sumur C2-47/02, sumur kajian pertama pada pool C1 telah berhasil dilakukan pengujian yang dimulai akhir Desember.
- Signed Sales Appointment Agreement with BPMigas for the Gas Sales and Purchase Agreement of Senoro gas field, Senoro-Toili PSC, Central Sulawesi to PT Donggi Senoro LNG.
- Signed Sales and Purchase Agreement of 100% shares of Tomori E&P Ltd., the holder of 20% participating interest of Senoro-Toili PSC.
- Approved the Final Investment Decision to develop LNG Project by PT Donggi Senoro LNG.
- Drilled C2-47/02, the first appraisal well in the C1 pool successful testing, began in late December.

Ikhtisar Data Keuangan & Operasi Penting

Key Financial & Operating Highlights

02

"Peningkatan laba usaha dan nilai aset memperkuat posisi keuangan MedcoEnergi di akhir tahun 2010."

The increase in income from operation and assets value strengthened MedcoEnergi financial position at the end of 2010."

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 2010 yang telah diaudit oleh Kantor Akuntan Publik ("KAP") Purwantono, Suherman & Surja, sedangkan untuk tahun yang berakhir pada tanggal-tanggal 31 Desember 2009, 2008, 2007 dan 2006, telah diaudit oleh KAP Purwantono, Sarwoko & Sandjaja.

Laporan Keuangan Konsolidasian untuk tahun yang berakhir pada tanggal-tanggal 31 Desember 2010, 2009, 2008, 2007 dan 2006 telah disajikan kembali.

Mata Uang

Mata uang pelaporan yang digunakan dalam penyusunan laporan tahunan ini adalah Dolar Amerika Serikat (Dolar AS), mata uang fungsional berdasarkan pada indikator pendapatan, arus kas, dan biaya sebagaimana diwajibkan oleh PSAK No. 52 kecuali disebutkan lain.

Financial Information

The following consolidated financial information of MedcoEnergi was derived from and/or calculated based on the consolidated financial statements of the company for the year ending December 31, 2010 and has been audited by the public accounting firm ("PAF") of Purwantono, Suherman & Surja, which also audited financial statements of the company for the years ending December 31, 2009, 2008, 2007 and 2006, had been audited by the PAF of Purwantono, Sarwoko & Sandjaja.

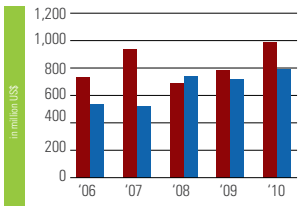
The consolidated financial statements for the years ending December 31, 2010, 2009, 2008, 2007 and 2006 have been restated and reclassified.

Currency

The reporting currency used in the preparation of the annual report is the United States Dollar (US Dollar), the functional currency based on its revenues, cash flows and expense indicators as required by PSAK No. 52 unless mentioned otherwise.

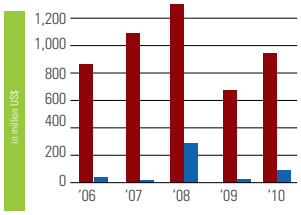
Laba Rugi	2010	2009	2008	2007	2006	Statements of Net Income
Penjualan dan Pendapatan Usaha Lainnya	929.9	667.8	1,283.8	1,078.0	850.6	Sales and Other Operating Revenues
Beban pokok penjualan dan biaya langsung lainnya	(642.1)	(438.7)	(785.7)	(687.7)	(509.1)	Cost of sales and other direct costs
Laba kotor	287.8	229.1	498.1	390.3	341.5	Gross profit
Beban usaha	(173.3)	(156.9)	(154.4)	(141.6)	(112.9)	Operating expense
Laba usaha	114.5	72.2	343.8	248.7	228.6	Income from operations
Penghasilan (beban) lain-lain	101.3	(21.6)	153.5	(126.7)	(65.0)	Other income (expenses)
Laba sebelum beban pajak	215.8	50.6	497.2	122.0	163.6	Income before tax expense
Jumlah beban pajak	(127.7)	(28.2)	(208.2)	(95.4)	(116.6)	Total tax expense
Bagian minoritas atas laba	(5.1)	(3.2)	(8.9)	(20.0)	(12.3)	Minority interest in net earnings
EBITDA	222.5	155.2	471.1	466.7	399.3	EBITDA
Beban bunga- bersih	(77.4)	50.1	46.2	72.5	47.6	Interest Expense
Laba Bersih	83.1	19.2	280.2	6.6	34.7	Net Income
Laba per saham	0.0282	0.0065	0.0912	0.0021	0.0123	Earnings per share
Jumlah saham yang beredar	2,941,996,950	2,941,996,950	2,941,996,950	3,108,854,450	3,108,854,450	Outstanding shares

Hutang dan Ekuitas
Debt and Equity



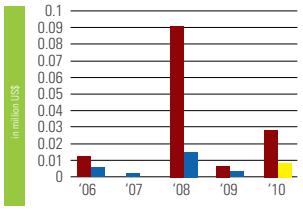
Jumlah Hutang | Total Debts
Jumlah Ekuitas | Total Equity

Pendapatan dan Laba Bersih
Revenues and Net Income



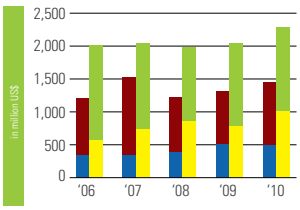
Pendapatan | Revenues
Laba Bersih | Net Income

Laba per Saham dan Dividen per Saham
Earnings per Share and Dividend per Share



Laba per Saham | Earnings per Share
Dividen per Saham | Dividend per Share
Dividen per saham tahun 2010 yang akan diajukan dalam RUPS Tahunan 2011 | Dividend per share in 2010 to be proposed in the AGMS 2011

Aset dan Kewajiban
Assets and Liabilities



Kewajiban Jangka Panjang | Long Term Liabilities
Kewajiban Jangka Pendek | Current Liabilities
Aset Tidak Lancar | Non Current Assets
Aset Lancar | Current Assets

Neraca (dalam juta AS$)	2010	2009	2008	2007	2006	Balance Sheet (In million USD)
Kas dan setara kas	178.9	253.0	348.5	266.4	188.3	Cash and cash equivalents
Aset lancar	1,021.8	791.2	862.8	743.2	566.8	Current assets
Investasi saham	11.0	9.9	10.5	16.9	10.6	Investment in shares of stocks
Investasi pada proyek	17.5	22.4	31.7	36.2	43.0	Investment in project
Aset tetap - bersih	252.8	235.9	157.4	523.0	487.1	Property and equipment- net
Aset minyak dan gas bumi - bersih	839.7	798.5	757.3	701.8	596.3	Oil and gas assets- net
Aset lain-lain	41.8	38.6	35.5	39.6	28.1	Other assets
Jumlah Aset	**2,278.1**	**2,040.5**	**1,980.2**	**2,179.8**	**1,877.8**	**Total Assets**
Kewajiban jangka pendek	500.3	509.2	387.8	342.5	341.2	Current liabilities
Kewajiban jangka panjang	962.9	803.7	847.1	1,188.6	881.5	Non-current liabilities
Jumlah hutang	984.3	785.4	693.1	939.0	733.7	Total debts
Jumlah Kewajiban	**1,463.2**	**1,312.9**	**1,234.9**	**1,531.1**	**1,222.7**	**Total Liabilities**
Hak minoritas atas aset bersih anak perusahaan	28.8	18.9	12.2	126.5	121.8	Minority interest in net assets of subsidiaries
Saldo laba	578.1	503.5	528.4	283.7	294.9	Retained earnings
Jumlah Ekuitas	**786.1**	**708.8**	**733.2**	**521.3**	**532.4**	**Total Equity**
Arus Kas						Cash Flow
Kas yang dihasilkan dari kegiatan usaha	87.9	76.6	384.8	425.9	233.2	Cash generated from operations
Modal						Capital
Pembelian barang modal	143.9	269.3	295.4	384.8	329.4	Capital expenditures
Rata-rata modal terpakai	1,632.3	1,460.2	1,445.4	1,365.7	1,140.3	Average capital employed
Indikator Keuangan Utama (dalam%)						Key Financial Indicators (in%)
Imbal hasil aktiva	3.7	0.9	14.2	0.3	1.9	Return on assets
Imbal hasil ekuitas	10.6	2.7	38.2	1.3	6.5	Return on equity
Imbal hasil investasi	57.7	7.1	94.9	1.7	10.5	Return on investment
Tingkat pengembalian rata-rata modal terpakai	5.1	1.3	19.4	0.5	3.0	Return on average capital employed
Rasio kas	0.4	0.5	0.9	0.8	0.6	Cash ratio
Rasio aktiva lancar terlikuid terhadap kewajiban lancar	1.8	1.4	2.1	1.9	1.4	Quick ratio
Rasio aktiva lancar terhadap kewajiban lancar	2.0	1.6	2.2	2.8	1.7	Current ratio
Rasio kewajiban lancar terhadap jumlah aktiva	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	Current liabilities to total assets ratio
Rasio kewajiban jangka panjang terhadap jumlah aktiva	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4	Long- term liabilities to total assets ratio
Rasio jumlah kewajiban terhadap ekuitas	1.9	1.9	1.7	2.9	2.3	Total liabilities to stockholders' equity ratio
Rasio hutang terhadap ekuitas	1.3	1.1	1.0	1.8	1.4	Debt to equity ratio
Rasio hutang bersih terhadap ekuitas	1.0	0.8	0.5	1.3	1.0	Net debt to equity ratio
Rasio hutang terhadap modal	0.6	0.5	0.5	0.6	0.5	Debt to capital ratio

Informasi Operasi Lima Tahun Terakhir

Five Years Historical Operation Data

Perseroan telah berkembang menjadi perusahaan energi terpadu yang bergerak dalam bidang eksplorasi dan produksi minyak dan gas, pembangkit listrik dan industri hilir yang menggunakan migas dan sumber daya yang dapat diperbaharui. Seiring dengan berjalannya waktu Perseroan mampu menghasilkan pertumbuhan operasi yang menguntungkan bagi kelangsungan usahanya.

The Company has evolved into an integrated energy company engaged in exploration and production of oil and gas, power generation and downstream industries that utilize oil and gas and renewable resources. Along the way, the Company has been able to generate profitable growth and the sustainable operations.

Kinerja Operasi Lima Tahun Terakhir

Five Years Historical Operating Performances

Keterangan		31 Desember / December 31					Descriptions
		2010	2009	2008	2007	2006	
Eksplorasi dan Produksi Migas							Oil and Gas Exploration & Production
Cadangan terbukti[1]							Proved reserves[1]
Cadangan minyak terbukti	(Mmbo)	82.8	89.8	74.9	99.1[5]	104.7[5]	Proved oil reserves
Cadangan gas terbukti	(Bcf)	694.5	852.9	186.5	285.7[5]	253.2[5]	Proved gas reserves
Lifting dan penjualan kotor[2]							Lifting & gross sales[2]
Minyak	(Mbopd)	30.7	35.0	45.0	50.4	56.4	Oil
Gas	(Bbtupd)	155.2	104.3	108.1	117.5	127.1	Gas
LPG	(Mtd)	42.0	45.2	45.3	73.7	100.1	LPG
Harga rata-rata							Average realized price
Minyak	(US$/Bbl)	81.4	64.0	101.0	72.5	64.0	Oil
Gas	(US$/ Mmbtu)	3.6	3.1	4.2	3.2	2.8	Gas
LPG	(US$/Mt)	651.0	447.5	713.9	440.1	316.6	LPG
Industri Hilir							Downstream
Metanol[6]							Methanol[6]
Produksi – metrik ton	(Mt)	-	-	129,569.0	114,176.0	137,061.0	Production - metric ton
Penjualan – metrik ton	(Mt)	-	-	129,600.0	117,033.0	137,046.0	Sales metric ton
Harga rata-rata (fob bunyu)	(US$/Mt)	-	-	315.0	294.0	238.0	Average price (fob bunyu)
LPG							LPG
Proses gas	(Mmcf)	2,332.0	2,458.0	2,619.0	4,250.0	5,301.0	Gas processed
Produksi LPG[3]	(Mt)	15,359.6	16,424.0	16,682.0	26,803.0	36,510.0	LPG production[3]
Produksi kondensat[3]	(Bbl)	73,857.5	76,146.0	61,644.0	96,536.0	138,737.0	Condensate production[3]
Produksi *lean gas*[3]	(Mmcf)	1,490.9	1,237.0	2,104.6	2,979.0	2,710.0	Lean gas production[3]
Fee proses	(US$)	3,965,318	5,161,958	5,500,194	7,240,000	9,199,506	Processing fee
Tangki Timbun dan Distribusi Bahan Bakar[4]							Fuel Storage & Distribution[4]
Penjualan High Speed Diesel (HSD)	(Kl)	254,418.0	92,024.0	196,780.0	47,120.0	-	High Speed Diesel (HSD) Sales
Ketenagalistrikan							Power Generation
Pasokan listrik	(Gwh)	1,217.0	870.0	900.0	918.0	701.1	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.

Informasi Saham

Shares Information

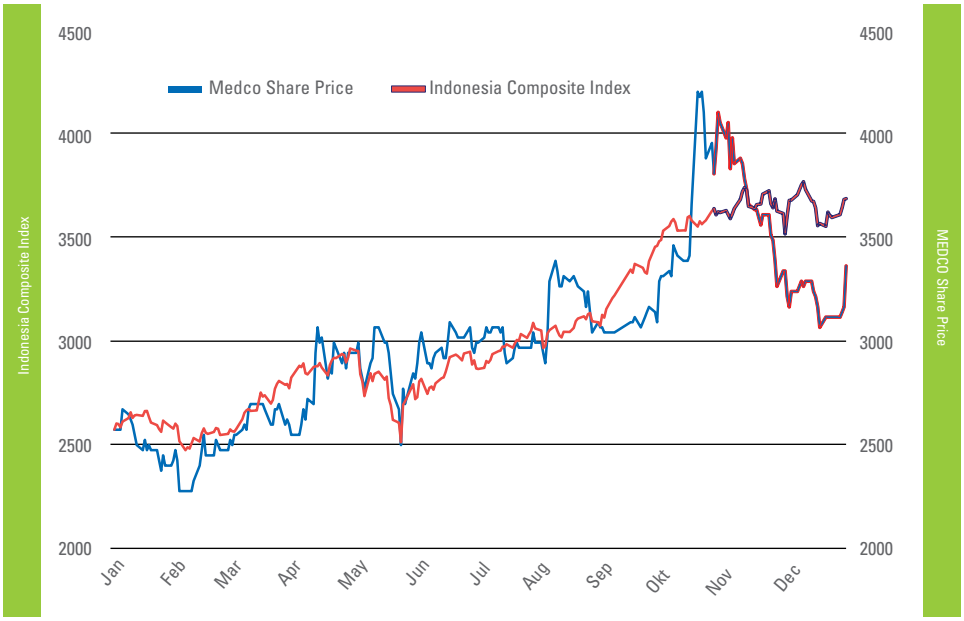
Saham MedcoEnergi ditawarkan perdana kepada masyarakat dan dicatatkan di Bursa Efek Jakarta (BEJ) sejak 12 Oktober 1994, sejumlah 22.000.000 saham dengan nilai nominal Rp1.000 per saham. Perseroan melakukan Penawaran Umum Terbatas I dengan Hak Memesan Efek Terlebih Dahulu (HMETD) maksimum 379.236.000 lembar saham, dimana sebanyak 321.730.290 lembar saham baru yang diterbitkan dan dicatatkan di BEJ pada 19 November 1999. Sampai saat ini seluruh saham Perseroan sejumlah 3.332.451.450.

The shares of MedcoEnergi were initially offered to the public and listed on the Jakarta Stock Exchange on October 12, 1994, with a total of 22,000,000 shares with the nominal value of Rp1,000 per share. The company undertook a Rights Issue I with pre-emptive rights to purchase a maximum of 379,236,000 shares, of which 321,730,290 new shares where issued and listed on the JSX on November 19, 1999. Currently the total outstanding shares of the company amounted to 3,332,451,450 shares.

Perubahan Harga dan Perdagangan Saham
Price Changes and Stock Trading

	2010	2009	2008	2007	2006	
Triwulan I						Quarter I
Tertinggi	2,750	2,475	5,550	3,975	4,200	High
Terendah	2,200	1,600	3,200	2,925	3,400	Low
Penutupan	2,600	2,200	3,325	3,575	4,150	Closing
Volume perdagangan	476,327,000	620,645,492	969,062,500	812,098,004	246,441,500	Trading volume
Nilai perdagangan	1,216,340,516,864	1,237,184,913,664	3,924,604,095,488	2,941,650,667,008	952,387,858,496	Trading value
Triwulan II						Quarter II
Tertinggi	3,175	3,825	5,650	3,800	4,850	High
Terendah	2,275	2,225	2,675	3,400	3,400	Low
Penutupan	2,950	3,050	4,725	3,525	3,725	Closing
Volume perdagangan	697,090,500	840,532,996	849,628,000	681,379,500	734,011,000	Trading volume
Nilai perdagangan	2,028,673,233,024	2,521,641,355,008	3,706,783,751,168	2,442,420,755,200	3,051,369,931,264	Trading value
Triwulan III						Quarter III
Tertinggi	3,450	3,400	5,250	4,625	3,900	High
Terendah	2,850	2,750	3,075	3,225	3,200	Low
Penutupan	3,325	2,900	3,625	4,150	3,475	Closing
Volume perdagangan	565,745,504	567,148,500	524,736,500	1,261,655,996	582,437,000	Trading volume
Nilai perdagangan	1,806,652,343,808	1,733,797,671,424	2,318,602,518,784	5,054,106,812,416	2,065,879,937,792	Trading value
Triwulan IV						Quarter IV
Tertinggi	4,350	3,400	3,400	6,400	3,750	High
Terendah	3,050	2,350	1,560	4,100	2,950	Low
Penutupan	3,375	2,450	1,870	5,150	3,550	Closing
Volume perdagangan	1,099,947,000	1,222,904,004	395,372,500	1,650,494,996	749,915,500	Trading volume
Nilai perdagangan	4,020,683,418,112	3,656,946,731,520	827,931,780,064	8,435,793,543,168	2,439,067,052,544	Trading value

Pergerakan Harga Saham
Share Price Movement



Analisa Pergerakan Harga Saham

Pertumbuhan makro ekonomi yang sehat, pendapatan emiten yang menguat dan arus likuiditas yang mengalir di pasar, sepanjang 2010 pergerakan saham MedcoEnergi selaras mengikuti kenaikan indeks Bursa Efek Indonesia (BEI). Harga saham MedcoEnergi ditutup menguat naik sebesar 37,8% pada akhir 2010 menjadi Rp3.375 dari sebelumnya di Rp2.450 pada awal tahun. Sementara itu indeks BEI mengalami kenaikan yang sedikit lebih tinggi yaitu sebesar 46,1% dari 2.534,4 menjadi 3.703,5 pada akhir 2010. Sementara tren kenaikan yang terus berlanjut mendorong indeks terus menguat pada Triwulan 4 2010, harga saham Medco pada periode yang sama perlahan-lahan mulai menurun harganya didorong ketidakpastian yang ditimbulkan akibat rencana akuisisi saham Medco oleh Pertamina yang akhirnya tidak berbuah.

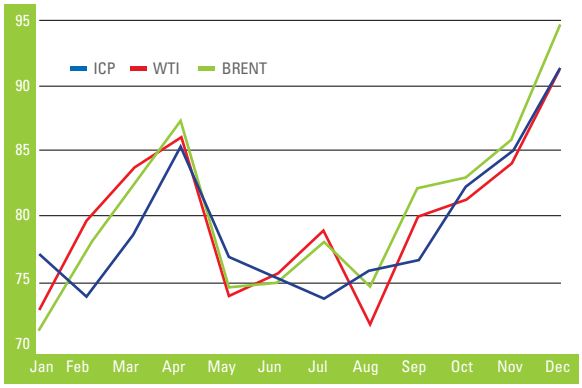
Dibandingkan dengan pergerakan harga minyak internasional, kinerja harga saham Medco di 2010 melampaui kenaikan yang dibukukan oleh West Texas Intermediate (WTI) dan Brent Crude. Kedua patokan dasar yang penting bagi harga minyak internasional ini mengalami kenaikan masing-masing sebesar 15,1% dan 21,6% yang mana jauh lebih rendah dari pertumbuhan harga saham Medco sebesar 37,8%. Tren ini menunjukkan pergerakan harga minyak di 2010 relatif lebih tenang atau dibandingkan

Share Price Movement Analysis

Robust macro economic growth, solid corporate earnings, and the influx of liquidity flowing into the market for most of 2010 supported MedcoEnergi's share price performance together with the rise of the Indonesia Stock Exchange Index (IDX). MedcoEnergi's share price closed 37.8% higher at the end of 2010 to Rp3,375 from the previous Rp2,450 at the beginning of the year. Meanwhile the IDX recorded a slightly higher gain of 46.1% from 2,534.4 to 3,703.5 at the end of 2010. While the trend kept the index higher in the 4Q10, during the period Medco's share price began to decline on the back of uncertainty stirred by Pertamina's planned acquisition of MedcoEnergi's shares which did not eventuate.

Compared to the movement of global oil prices, Medco's shares price performance for 2010 exceeded the gains recorded by the West Texas Intermediate (WTI) and Brent Crude. These two important benchmarks for international oil prices experienced a rise of 15.1% and 21.6% respectively, which is significantly lower than Medco's share price growth of 37.8%. This trend showed that the oil price movement in 2010 was relatively mild or compared to the extreme market volatility in 2008 and 2009 which saw sharp

dengan volatilitas pasar pada 2008 dan 2009 yang secara kontras menunjukkan harga yang naik turun pada level 50% hingga 97%. Kinerja harga saham MedcoEnergi dibandingkan dengan pergerakan patokan dasar harga minyak domestiknya yaitu Indonesia Crude Price (ICP), juga terlihat lebih tinggi karena ICP hanya membukukan kenaikan sebesar 20,9% atau mirip dengan kenaikan Brent Crude.



Secara keseluruhan saham MedcoEnergi masih cukup aktif diperdagangkan sepanjang tahun meski total volume saham yang diperdagangkan sedikit lebih turun sebesar 14,7% menjadi 3 miliar saham dibandingkan volume 2009 sebanyak 3,5 miliar lembar. Namun, seiring kenaikan harga sahamnya sebesar 37,8% dan apresiasi mata uang rupiah terhadap dolar AS sebesar 4,8% sepanjang tahun, total nilai perdagangan saham tercatat meningkat sebesar 2,3% lebih tinggi menjadi AS$1,06 miliar.

price fluctuations, swaying from 50% to 97%. MedcoEnergi's share price performance – in comparison to the movement of its domestic benchmark for oil price, i.e. the Indonesia Crude Price (ICP) - was also notably higher as the ICP recorded a modest increase of 20.9%, echoing Brent Crude's gain.

Overall, the shares of MedcoEnergi were traded actively throughout the year, even as the total volume traded was slightly down by 14.7% to 3 billion shares compared to 2009 volume of 3.5 billion shares. However, as the share price increased by 37.8% and the rupiah currency appreciated against the U.S. dollar by 4.8% throughout the year, the total value of traded shares went up by 2.3% at US$1.06 billion.

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

	2010	2009	2008	2007	2006	
Laba bersih (AS$)	83,059,576	19,231,994	280,204,095	6,544,508	38,170,368	Net income (US$)
Laba bersih per saham (AS$)	0.0282	0.0065	0.0912	0.0021	0.0123	Earnings per share (US$)
Dividen per saham (AS$)	0.0028	0.0150	-	0.0057	0.0112	Dividend per share (US$)
Dividen per saham (Rp)	26.0438	148.4250	-	51.3171	103.7120	Dividend per share (Rp)
Jumlah pembayaran dividen (AS$)	8,472,951	44,129,956	-	17,804,628	34,842,655	Total dividend paid
- Pembayaran dividen (AS$)	6,602,910	33,311,613	-	14,314,309	31,384,856	Dividend paid (US$) -
- Pembayaran dividen (Rp)	16,910,786,762	107,047,504,777	-	31,423,345,772	32,019,221,610	Dividend paid (Rp) -
Nilai tukar pembayaran dividen (1 AS$) (1)	9,043	9,895	-	9,003	9,260	(1) Dividend exchange rate (1 US$)
Pembelian kembali saham (AS$)	-	-	52,459,694	-	-	Shares buyback (US$)
Pembelian kembali saham per saham (AS$)	-	-	0.3144	-	-	Shares buyback per share (US$)
Harga penutupan saham (Rp)	3,375	2,450	1,870	5,150	3,550	Share price closing (Rp)
Nilai tukar harga saham (1 AS$) (2)	8,991 (2)	9,400	10,950	9,419	9,020	(2) Share price exchange rate (1 US$)
Harga penutupan saham (AS$)	0.3752	0.2606	0.1708	0.5468	0.3936	Share price closing (US$)
Jumlah pengembalian kepada pemegang saham (3)	45.1%	61.4%	-11.3%	40.4%	17.9%	(3) Total return to shareholders

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

(1) Dividend exchange rate converted to US$ by using mid-rate Indonesian Central Bank on the recording date
(2) 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
(3) 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

Kronologi Pencatatan Saham
Historical Listing

Bursa Efek	Indonesia Stock Exchange (IDX) Bursa Efek Indonesia (BEI)					Luxembourg Stock Exchange (LuxSE) Bursa Efek Luxembourg (LuxSE)		Stock Echange
Tindakan Korporasi	**IPO**	**Bonus Shares**	**Stock Split**	**Right Issue**	**Stock Split**	**(GDRs) 144A[1)]**	**(GDRs) Reg S[1)]**	**Corporate Action**
Rasio	-	10:7	1:2	10:11	1:5	50:1[2)]	50:1[2)]	**Ratio**
Jumlah Saham Beredar	101,400,000	172,380,000	344,760,000	666,490,290	3,332,451,450	39,100	249,000	**Number of Shares Outstanding**
Nilai Par	1,000	1,000	500	500	100	-	-	**Par Value**
Tanggal	October 12, 1994	July 18, 1996	August 18, 1998	December 2, 1999	June 2, 2000	August 3, 2005	August 3, 2005	**Date**

[1)] Saham yang terdaftar di BEI merupakan dasar dari efek untuk penerbitan GDR
[2)] 50 lembar saham yang terdaftar di BEI di tukar menjadi 1 sertifikat GDR yang terdaftar di LuxSE

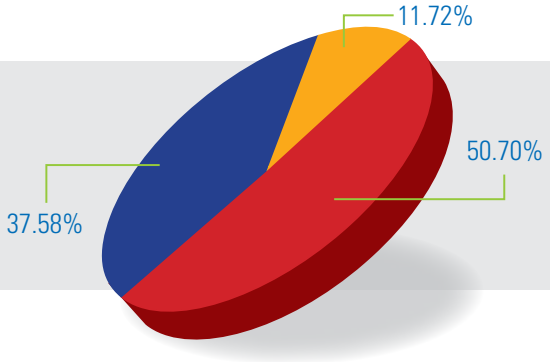
[1)] The share listed in IDX are the underlying securities from the issuance of GDRs
[2)] 50 shares listed at the IDX was exchanged to 1 certificate of GDR listed at the LuxSE

Kepemilikan Saham di atas 5%
More Than 5% Ownership

Encore Energy Pte. Ltd (1,689,393,006 Lembar Saham | Shares)

Masyarakat | Public (1,252,603,944 Lembar Saham | Shares)

Saham Treasuri | Treasury Share (390,454,500 Lembar Saham | Shares)



Pemegang Saham Pendiri
Founding Shareholders

Nama Name	Jumlah Saham Number of Share	Persentase Percentage
PT Medco Duta	4,089,173	0.1227%
PT Multifabrindo Gemilang	2,000,000	0.0600%
	6,089,173	**0.1827%**

Pemegang Saham Publik di bawah 5%
Public Shareholders List Below 5% Ownership

Jenis Kelompok Pemegang Saham	Jumlah Kelompok Pemegang Saham Number of Group Shareholders	Jumlah Saham Number of Shares	Persentase Percentage	Group of Shareholders
Bank	1	696,500	0.0209%	Bank
Institusi Asing	235	580,186,622	17.4102%	Foreign Institutions
Institusi Lokal	82	103,188,321	3.0965%	Local Institutions
Individual Asing	102	4,931,500	0.1480%	Foreign Individuals
Individual Lokal	7,078	242,073,199	7.2641%	Local Individuals
Dana Pensiun	90	44,605,000	1.3385%	Pension Funds
Reksa Dana	55	71,162,500	2.1354%	Mutual Funds
Yayasan	11	3,056,000	0.0917%	Foundations
Koperasi	1	12,500	0.0004%	Cooperative
Asuransi	32	53,948,000	1.6189%	Insurances
Kustodian	40	144,654,629	4.3408%	Broker
	7,727	**1,248,514,771**	**37.4654%**	

Kepemilikan Saham oleh Dewan Komisaris dan Direksi
Ownership by Commissioners and Directors

NAMA	ALAMAT ADDRESS	JUMLAH SAHAM NUMBER OF SHARE	PERSENTASE PERCENTAGE	NAME
KOMISARIS				**COMMISSIONER**
Hilmi Panigoro Komisaris Utama	Jl. Patimura No. 9, Kebayoran Baru Jakarta Selatan	0	0	**Hilmi Panigoro** President Commissioner
Gustiaman Deru Komisaris Independen	9 Park Place, St. James's London SW1A 1LP, UK	0	0	**Gustiaman Deru** Independent Commissioner
Marsillam Simandjuntak Komisaris Independen	Jl. Tanah Mas F/68, RT. 002/ RW.001, Kayu Putih, Pulo Gadung, Jakarta Timur	0	0	**Marsillam Simandjuntak** Independent Commissioner
Masayuki Mizuno Komisaris	The Pakubuwono Residence, Eaglewood, Unit 26 A, Jl. Pakubuwono VI No. 68, Kebayoran Baru, Jakarta 10120	0	0	**Masayuki Mizuno** Commissioner
Yani Y. Rodyat Komisaris	Jl. Jeruk Purut RT. 07/03, Cilandak, Pasar Minggu, Jakarta Selatan	0	0	**Yani Y. Rodyat** Commissioner
Retno Dewi Arifin Komisaris	Jl. Jatipadang Raya No. 4 Pasar Minggu Jakarta Selatan	0	0	**Retno Dewi Arifin** Commissioner
DIREKSI				**DIRECTOR**
Darmoyo Doyoatmojo Direktur Utama	Cipulir Permai Blok R No. 12, RT. 006/ RW 012, Grogol Selatan, Kebayoran Lama, Jakarta Selatan	0	0	**Darmoyo Doyoatmojo** President Director
Lukman A. Mahfoedz Direktur	Tanjung Mas Raya Blok B. 8/16, Jagakarsa, Jakarta Selatan	0	0	**Lukman A. Mahfoedz** Director
D. Cyril Noerhadi Direktur	Jl. Dharmawangsa 12 No. 12 Rt. 010/ Rw. 001 Pulo, Kebayoran Baru Jakarta Selatan	0	0	**D. Cyril Noerhadi** Director

Informasi Pencatatan Efek Lainnya

Other Securities Registration Information

Informasi Penerbitan Obligasi
Number of Outstanding Shares

Mata Uang : AS$
Bursa Efek Singapura

Currency : US$
Singapore Stock Exchange

	2010	2009	2008	2007	2006	
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+	Bonds ratings
Jumlah	-	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)	Total of buyback
Diskonto yang belum diamortisasi	-	(128,925)	(527,224)	(2,524,668)	(3,274,859)	Unamortized discounts
Jumlah beredar	-	88,075,075	88,676,776	235,023,332	247,273,141	Total outstanding
Jumlah pembayaran bunga	-	18,386,342	18,386,342	20,785,450	21,835,450	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

	2010	2009	2008	2007	2006	
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-	Bonds ratings
Jumlah	-	-	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)	Total of buyback
Diskonto yang belum diamortisasi	-	-	(1,315,894,350)	(3,278,461,911)	(5,927,177,300)	Unamortized discounts
Jumlah pembayaran bunga	-	-	154,137,500,000	155,137,500,000	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-	AA-	-	-	-	Bonds ratings
Jumlah	513,500,000,000	513,500,000,000	-	-	-	Total
Jumlah yang dibeli kembali	-	-	-	-	-	Total of buyback
Diskonto yang belum diamortisasi	(925,615,460)	(2,858,424,209)	-	-	-	Unamortized discounts
Jumlah beredar	510,641,575,791	510,641,575,791	-	-	-	Total outstanding
Jumlah pembayaran bunga	68,680,625,000	36,820,466,181	-	-	-	Total of interest expenses

Mata Uang : Rp
Bursa Efek Indonesia

Currency : IDR
Indonesia Stock Exchange

	2010	2009	2008	2007	2006	
Obligasi-IIB Tingkat Bunga 14,25% Jatuh Tempo 17 Juni 2014						Bonds-IIB Interest 14.25% Due Date 17 June 2014
Peringkat obligasi	AA-	Aa-	-	-	-	Bonds ratings
Jumlah	986,500,000,000	986,500,000,000	-	-	-	Total
Jumlah yang dibeli kembali	-	-	-	-	-	Total of buyback
Diskonto yang belum diamortisasi	(2,528,647,892)	(5,492,216,191)	-	-	-	Unamortized discounts
Jumlah beredar	981,007,783,809	981,007,783,809	-	-	-	Total outstanding
Jumlah pembayaran bunga	140,576,250,000	75,364,489,583	-	-	-	Total of interest expenses

Kronologi Pencatatan Wesel Jangka Menengah
Medium Term Notes (MTN) Historical Listing

Dalam AS$

In US$

Bursa Efek	**Indonesia Stock Exchange (IDX) Bursa Efek Indonesia (BEI)**					**Stock Echange**
Tindakan Korporasi	**MTN I (50,000,000)**		**MTN II (50,000,000)**		**MTN III (50,000,000)**	**Corporate Action**
	Seri A	Seri B	Seri A	Seri B		
Jumlah Pokok	28,000,000	22,000,000	40,000,000	10,000,000	50,000,000	**Principal**
Tingkat Bunga	7.25%	8%	7.25%	8%	6.375%	**Interest Rate**
Jatuh Tempo	Desember/ December 2011 dan/ and Februari/ February 2012	Desember/ December 2012 dan/ and Februari/ February 2013	Maret 2012 March 2012	Maret 2013 March 2013	Oktober 2013 October 2013	**Maturity**
Peringkat (PEFINDO)	AA-	AA-	AA-	AA-	AA-	**Ratings (PEFINDO)**

Laporan Komisaris Utama dan Direktur Utama

Chairman's & President Director's Reports

03

"Keselarasan yang tercipta di MedcoEnergi merupakan wujud dari penerapan dan pelaksanaan tata nilai perusahaan, yaitu Profesional, Etis, Terbuka dan Inovatif

The harmony created in MedcoEnergi reflected the implementation and practice of Company's values, Professional, Ethical, Open and Innovative"

Pasar Minyak Dunia

(Sebagaimana disampaikan Prof. Dr. Subroto dalam rapat MBO 2010)

The World Oil Market

(As presented by Prof. Dr. Subroto during the MBO meeting in 2010)

Pada 2010, kondisi pasar berada dalam posisi seimbang walaupun penawaran pada bulan September meningkat, hal ini disebabkan oleh beberapa lapangan yang sedang melakukan proses pemeliharaan di daerah Laut Utara dan Amerika Utara. Akibatnya, penawaran secara global berada pada angka 87,2 juta barel per hari, mencapai level tertinggi sejak Juli 2008. Perbaikan situasi ekonomi di beberapa negara OECD (Organization for Economic Cooperation and Development) dan terus tumbuhnya situasi ekonomi negara-negara berkembang mencerminkan bahwa pasar siap untuk menampung minyak, dimana permintaan saat ini sedikit melebihi penawaran sebesar 14.000 bopd (barel minyak per hari).

Dari sisi negara-negara non-OPEC, penawaran minyak bertambah sebesar 52.164 mbopd yang terjadi setelah membaiknya keadaan pasca pemeliharaan besar-besaran di UK Forties System dan Norway Troll Area. Kondisi produksi minyak di AS juga meningkat, dimana tidak terjadi penghentian produksi seperti yang disebabkan oleh badai di daerah Teluk Meksiko dan tingkat produksi yang baik di daerah Alaska bagian utara. Hal ini ditambah dengan produksi minyak Rusia yang meningkat pada 2010.

In 2010, the market condition was in perfect balance even with the surge in supplies in September, driven by the maintenance of fields in the North Sea and North America. Consequently, the global supply stood at more than 87.2 million barrels per day, reaching its highest level since July 2008. The admittedly patchy economic recovery in the OECD (Organization for Economic Cooperation and Development) countries and continued growth from developing economies meant there was a ready market for oil, with global demand slightly exceeding supply by 14,000 bopd (barrel oil per day).

Furthermore, non-OPEC countries supplied 52,164 mbopd led by the improving situation that came after heavy maintenance of the UK forties system and Norway troll area. The condition of US oil production showed an increasing trend, propped by a complete lack of hurricane outages in the Gulf of Mexico and the steady oil production of the Alaskan North Slope. In addition, Russia's oil production also increased throughout 2010.

Oleh sebab itu, produksi minyak OPEC menunjukan angka 87.302 mbopd dikurangi 52.164 mbopd dari produksi minyak non-OPEC yaitu sebesar 35.138 mbopd. Angka-angka ini juga dipengaruhi oleh produksi minyak Irak yang tidak termasuk dalam sistim kuota dari organisasi tersebut. Ke sebelas anggota yang terikat dalam kuota (OPEC-11) memproduksi sebesar 26.810 mbopd, dan sebanyak sembilan dari 11 anggota menunjukan bahwa kepatuhan merupakan topik utama diskusi di antara para menteri OPEC.

Pasar minyak telah mengalami berbagai macam tingkat stabilitas dimana harga minyak secara rata-rata telah mencapai angka AS$75/barel sepanjang tahun ini, dan sejak Juni, rata-rata harga mingguan berkisar antara AS$70-AS$76/barel, meningkat di atas level harga ini hanya pada Agustus dan awal Oktober. Bagaimanapun, potensi dari tingkat pengembalian dari volatilitas harga yang tinggi tetap tidak berubah.

Lonjakan harga minyak pada kurun waktu ini menjadi sebesar AS$82/barel hingga AS$88/barel dapat berindikasi terhadap kondisi yang akan terjadi pada tahun-tahun mendatang. Sepanjang minggu terakhir November, ekuitas menurun, akan tetapi harga-harga bergerak ke arah lain. Sementara akhir-akhir ini, kedua indikasi bergerak ke atas, akan tetapi ekuitas tetap stabil dan minyak terus berjalan.

Saat ini, lonjakan harga minyak mentah mencapai yang tertinggi sebesar AS$88,63/barel pada 11 November setelah perdagangan berada di atas angka AS$80/barel di bulan Oktober dan November. Hal ini tercermin dalam laporan yang dikeluarkan Credit Suisse Group di New York yang menyatakan bahwa perilaku harga tidak temporer, akan tetapi merupakan perubahan musiman yang dipicu oleh tingginya permintaan dan berbagai masalah di Cina dan Eropa.

Penggerak Harga Minyak Mentah

Seperti yang sudah diketahui bahwa minyak merupakan sebuah komoditi dengan permintaan yang tinggi dan aset keuangan dalam definisi tersendiri. Melihat keadaan ini, sebagai komoditi, dengan terminologi "wet" barrel, minyak akan merespon pada tekanan-tekanan tradisional dalam pasar yang digerakkan oleh pertimbangan-pertimbangan penawaran dan permintaan. Sementara dalam hal aset keuangan, seperti yang diketahui melalui terminologi "paper" barrel, terkait dengan kontrak-kontrak di masa mendatang. Minyak menjadi sesuatu yang dapat digunakan sebagai cadangan yang bernilai. Dan hal ini menegaskan beberapa perkembangan baru yang krusial di pasar minyak.

Lima faktor dominan yang menentukan peningkatan harga minyak dikenal di pasar sebagai berikut:

1. Nilai tukar mata uang;
2. Persediaan;
3. Industrial Performers;
4. Kendala pasokan; dan
5. Merger dan akuisisi.

Pertama-tama, sudah jelas bahwa penjualan minyak di seluruh dunia menggunakan mata uang dolar AS. Akan tetapi beberapa penjualan lokal yang dihasilkan dari minyak mentah tidak menggunakan mata uang dolar AS. Hal ini memiliki dampak yang

---

Consequently, OPEC's oil production therefore resulted in 87,302 mbopd minus non-OPEC's oil production of 52,164 mbopd which equals 35,138 mbopd, these numbers were also affected by Iraq's oil production which was excluded from the organization's quota system. The 11 members bound by the quota (OPEC-11), produced 26,810 mbopd. Nine of the 11 members produced over their quota and further demonstrated why compliance was a major topic of discussion among OPEC ministers.

The oil market experienced modest stability, while the oil price averaged at US$75/barrel so far that year, and since June, the weekly average price went within the range of US$70-US$76/barrel, only rising above this level in August and early October. However, the potential for a return to volatile levels remained unchanged.

The recent price hikes in crude oil prices to US$82/barrel and even to US$88/barrel might be an indication of what was coming in the following years. Throughout the last week of November, equities declined, but prices went into the opposite direction. In that period, both indications moved up, although equities stabilized, oil prices maintained its dynamics.

During that period, a crude oil jump to a two-year high of US$88.63/barrel on November 11 after trading for above US$80/barrel for all in October and November. This was reflected in the report produced by Credit Suisse Group in New York stating that the pattern of the fluctuating price was not temporary in its nature, but very much a seasonal change, sparked by fourth quarter high demand and by some problems in China and Europe.

The Drivers of Crude Oil Price

As common knowledge states, oil is both a commodity in high demand and a financial asset in its own right. As a commodity, the so-called "wet" barrel, will respond to the traditional pressures within the market, led by supply and demand considerations. Within the context of financial assets, the so called "paper" barrels involve future contracts. Oil becomes something that can be used as valuable reserves. The fact underpinned a crucial new development in the oil market.

Five dominant factors prompting the rise in oil prices are well known in the market, which are as follows:

1. Currency Exchange;
2. Inventory;
3. Industrial Performers;
4. Supply Constraints; and
5. Mergers and Acquisitions.

First of all, virtually all worldwide oil sales are denominated in US dollars. But the local sales of products refined from crude oil are not denominated in US dollars, and this caused greatest impact on oil

cukup besar terhadap pergerakan di antara dua mata uang yang paling dominan di dunia. Ketika nilai mata uang dolar AS (faktor valuta asing) menurun terhadap mata uang Euro, biaya efektif dalam dolar AS meningkat dan begitu juga dengan penentuan harga dari minyak mentah. Harga pasar saat ini menunjukan bahwa dolar AS sedang melemah.

in the interchange between the world's two dominant currencies. When the US dollar's value (the foreign exchange factor) declines relative to the Euro, effective costs in US dollars increase and so does the pricing of the crude. The market at that particular period in 2010 showed that the US dollar weakened in the preceding months.

Kedua, para analis menunggu estimasi inventarisasi Platt dan angka-angka Energy Information Administration (EIA) sebagai patokan terhadap seberapa besar perkiraan harga minyak mentah dan minyak yang telah diproses di pasar. Tingginya jumlah cadangan diterjemahkan ke dalam permintaan yang tidak menentu dan memiliki pengaruh besar terhadap harga, sementara rendahnya cadangan mengarah kepada meningkatnya permintaan dan tingginya harga. Kondisi pasar saat ini mengindikasikan bahwa cadangan terus menurun.

Secondly, analysts were awaiting Platt's estimates of inventory and the Energy Information Administration (EIA) figures to gauge how much crude and processed oil products were in the market. High stockpiles were translated into sluggish demand and had a restraining influence on prices, meanwhile lower stockpiles pointed toward increasing demand and higher prices. The market conditions at the time indicated that stockpiles were plunging.

Ketiga, meningkatnya harga-harga pada hasil akhir (*industrial performance*) menandakan adanya peningkatan ekonomi, dimana terdapat penggunaan modal dan produk-produk minyak yang lebih besar. Hal ini terjadi pada saat ini, melihat kepada fakta-fakta tersebut, setiap usaha untuk mengukur tingkat permintaan minyak dengan melihat adanya tingkat pengangguran sangat tidak dianjurkan. Hal ini ditunjukkan dengan terbatasnya indikator untuk pemulihan.

Thirdly, rising numbers in output (industrial performance) signal an improving economy, more capital spending and greater usage of oil products. In reflection of those facts, any attempt to gauge oil demand by looking at unemployment rates should be avoided as this is a lagging indicator in recovery.

Keempat, sementara permintaan terus bertambah, beberapa pertanyaan timbul mengenai kemampuan kita untuk memenuhi angka tersebut. Ketika pemulihan itu terjadi, penawaran akan sulit terjadi untuk memenuhi meningkatnya permintaan. Pemulihan tidak akan dapat terjadi tanpa penggunaan energi yang tinggi, dan hal ini menyebabkan tingginya tekanan terhadap harga minyak.

Fourthly, as demand returned, questions surfaced as to whether we had adequate supply to meet the numbers. Once the recovery began in earnest, the supply would be hard to meet amid accelerating demand. A recovery would not take place without the increasing usage of energy as it translated into higher pressure on oil prices.

Kelima, siklus merger dan akuisisi di sektor perminyakan terus meningkat. Beberapa produsen skala kecil akan terserap atau terikat dengan beberapa kegiatan *joint production* dengan perusahaan berskala besar. Pengumuman yang dilakukan Sinopec, dimana akuisisi berskala besar terhadap unit usaha Repsol Brasil sebagai contoh, merupakan bukti nyata yang mewakili, berkurangnya kompetisi, meningkatnya oligopsoni, menyuguhkan peningkatan laba dan meningkatnya harga.

Fifthly, the mergers & acquisitions cycle in the oil sector was intensifying. A number of small producers were either being absorbed outright or brought into joint production activities with larger companies. Sinopec's announcement of a massive acquisition in the Brazilian unit of Repsol, for example stood as a stark example of reduced competition, and increased oligopsony leading to climbing profits and escalating prices.

Crude Awakening

Berdasarkan laporan Goldman Sachs bahwa permintaan dunia pada delapan bulan pertama 2010 adalah 2,7 MBO, lebih besar dari permintaan pada periode yang sama pada 2009. Pada 6 Oktober, West Texas Intermediate meningkat di atas AS$83/barel, kelima yang tertinggi dan menurun perlahan setelah beberapa laporan akan meningkatnya cadangan di Amerika. Sebelum krisis keuangan, harga minyak cenderung bergerak ke arah sebaliknya menuju ekuitas. Akan tetapi, sejak Maret 2009, Adam Sieminski dari Deutsche Bank menegaskan bahwa harga minyak dan S&P *share index* saling berkaitan satu sama lainnya. Ia juga menyatakan bahwa dampak dari pemilihan umum historis paruh pertama menentukan harga saham. Seperti yang diketahuinya, jika optimisme yang biasanya terjadi pada investor terulang lagi pada November, hal itu akan menyebabkan AS$8 tambahan pada harga minyak.

Crude Awakening

According to Goldman Sachs, global demand in the first eight months of 2010 was 2.7 MBO higher than that of the same period in 2009. On October 6th, West Taxes Intermediate rose above US$83/barrel - a five-month high – though the price retreated slightly after reports of a surprising increase in American stockpiles. Before the financial crisis, oil prices had the tendency to move in the opposite direction to equities. But since March 2009, as said by Adam Sieminski of Deutsche Bank, oil prices and the S&P 500 share index have been positively correlated. He also noted the historical effect of the American mid-term election had on share prices. He further stated that, should optimism made its return among investors in time with November's poll, another US$8 would be added on the oil price.

Sebuah survei yang dilakukan Bloomberg menunjukkan bahwa 18 dari 38 analis dan pedagang, atau sebesar 47%, memprediksikan bahwa minyak mentah akan terus meningkat. Sementara, 10 responden, atau 26%, memprediksikan bahwa harga minyak akan jatuh dan sisa dari responden memastikan bahwa akan terjadi sedikit perubahan. Pada 22 November 2010, harga minyak meningkat, pada saat optimisme terhadap perjanjian yang dilakukan untuk menyelamatkan bank di Irlandia dapat menurunkan *sovereign-debt* negara-negara Eropa. Paket pinjaman tersebut telah menyediakan sedikit optimisme. Hal ini diwakili dengan didapatnya peningkatan kontrak sebesar 42 sen menjadi AS$82,40/barel dalam perdagangan elektronik pada New York Mercantile Exchange. Sementara, minyak mentah Brent pada penutupan Januari meningkat 38 sen menjadi AS$84/barel pada Europe Exchange di London.

A Bloomberg news survey showed that 18 of 38 analysts and traders (47%) predicted that the price of crude oil would continue to climb. Meanwhile, 10 respondents (26%), predicted that oil prices would fall and the remaining respondents assured that there would be little change. On November 22, 2010, oil prices rose amid optimism that an agreement to rescue Ireland's banks may reduce European sovereign-debt concern. The loan package provided slight optimism, as represented in the January contract, which gained as much as 42 cents to US$82.40/barrel in the electronic trading on the New York Mercantile Exchange. Meanwhile, Brent crude prices in the January settlement advanced 38 cents to US$84/barrel on the futures Europe Exchange in London.

Pada 2011, nilai fundamental penawaran dan permintaan akan menyebabkan pergerakan ke atas dari harga minyak. Merril Lynch memahami bahwa permintaan global akan berkembang menjadi 1,4 mbopd sebagai pertumbuhan di beberapa negara berkembang yang menyebabkan penurunan di beberapa negara maju. Sebagai hasil, Merril Lynch berharap bahwa harga minyak akan menembus angka AS$100/barel tahun depan dan rata-rata berkisar di AS$85/barel sepanjang 2011.

In 2011, the fundamentals of supply and demand are likely to exert more upward pressure on oil prices. Merrill Lynch reckons that global demand is set to expand by 1.4 mbopd as growth in developing countries offsets a decline in sluggish rich countries. As a result, Merrill Lynch expects prices to hit US$100/barrel next year and to average $85/barrel over the course of 2011.

Melihat jauh lagi ke depan, ledakan ekonomi di Cina dan India serta beberapa negara berkembang lainnya akan menentukan kebutuhan minyak yang terus bertambah. Negara-negara maju akan kembali berupaya untuk meningkatkan industri perminyakan. Sementara penawaran minyak non-OPEC, yang semakin bertambah pada beberapa tahun terakhir, akan mulai menurun pada 2012. Walaupun investasi di 2008 yang menyulut tingginya harga akan gagal untuk menyumbat jarak, sementara beberapa sumur yang telah *mature* mengering. OPEC akan merespon dengan menyiapkan cadangannya yang sebagian besar dimiliki Saudi Arabia. Akan tetapi, OPEC juga akan terus merahasiakan seberapa besar jumlah minyak yang akan disalurkan. Perhitungan tersebut akan menentukan estimasi dimana permintaan akan mulai melebihi penawaran, keadaan yang pada 2008 pernah terjadi dan menyebabkan menajamnya harga.

Looking still further out, the booming economies of China, India and other developing countries are set for much needed fuels in years to come. The rich countries should eventually rediscover its thirst for oil as well. Non-OPEC supplies, which have grown in recent years, may start to decline in 2012. Investments in 2008's – encouraging higher prices - will fail to plug the gap, as older fields dry up. OPEC is likely to respond by calling on its spare capacity, belonging mainly to Saudi Arabia. However, OPEC is tight-lipped about the amount of oil it has on the tap. Such calculations determine estimates when demand will begin to outpace supply, a circumstance that, just as in 2008, is likely to cause price spikes.

Goldman Sachs memahami bahwa permintaan akan melebihi penawaran dalam kurun waktu 14 bulan, sementara analis yang lain meragukan akan pertumbuhan global dan akan lebih optimistis dengan kapasitas yang dimiliki OPEC, dengan jangka waktu empat tahun atau lebih untuk mencapainya.

Goldman Sachs reckons that demand could be exceeding supply substantially in 14 months, while other analysts with doubts about global growth expressed optimism about OPEC's capacity, providing another four years or more are given to fulfill its targets.

Akhir kata, saya rekomendasikan Perseroan untuk terus berhati-hati dalam melakukan usahanya, juga dalam menetapkan harga minyak di 2011 sebesar AS$80/barel. Bagaimanapun, kondisi pasar saat ini, ditambah dengan kelima penggerak utama yang disebutkan di atas akan memainkan peran penting dalam penentuan harga minyak dunia.

In conclusion, I recommend that the Company be more conservative in executing its business as well as setting the average oil price for 2011 at US$80/barrel. However, the current market conditions and the five main drivers mentioned earlier play a big role in setting the world's oil price.

Laporan Komisaris Utama

Chairman's Report

Rekan-rekan pemegang saham yang kami hormati,

Pertama-tama, marilah kita bersama-sama memberikan penghargaan setinggi-tingginya kepada seluruh jajaran Direksi dan karyawan atas keberhasilan yang dicapai pada 2010 kemarin.

Keselarasan Ciptakan Nilai Lebih Besar
Dewan Komisaris mengakui upaya Direksi yang besar dalam mewujudkan penyelesaian seluruh proyek yang ada dan memastikan operasi komersial proyek tersebut berjalan pada 2010 kemarin. Penerapan Strategi Jangka Panjang MedcoEnergi dan Strategi Pengetatan Pengelolaan Keuangan yang konsisten memungkinkan Direksi membuat proyek-proyek tersebut menjadi nyata.

Kami gembira dengan upaya Direksi untuk memastikan bahwa proyek pengembangan gas Singa dan proyek pabrik etanol diselesaikan dan memulai produksi komersial pada awal 2010. Demikian pula dengan pembangunan pembangkit listrik

Dear our fellow shareholders,

First of all, please join me to give the highest appreciation to our members of Board of Directors (BOD) and employees for their achievements in 2010.

Harmony Creates Greater Value
The Board of Commissioners (BOC) recognized the BOD's great effort in materializing the completion of all projects in development and ensuring the commercial operation of those projects in 2010. A consistent implementation of MedcoEnergi's Long Term Strategy and Strategy of Tightening Financial Management allowed the BOD in realising those projects.

tambahan dengan sistem *combine cycle* di Pulau Batam yang dapat diselesaikan lebih awal dari jadwal. Secara keseluruhan, keberhasilan yang dicapai tersebut menunjukkan komitmen dan keandalan MedcoEnergi dalam memberikan solusi kepada Pemerintah dalam memenuhi kebutuhan energi, baik energi fosil maupun energi baru dan terbarukan, maupun tenaga listrik yang terus meningkat di Indonesia. Lebih jauh lagi, pencapaian ini juga menunjukkan komitmen Direksi MedcoEnergi untuk mengejar semua kesempatan bisnis energi baru dan terbarukan yang diharapkan akan tumbuh dalam beberapa tahun ke depan, serta tumbuhnya permintaan tenaga listrik di Indonesian.

Beberapa tahun ke belakang, Direksi MedcoEnergi berupaya keras memperoleh perpanjangan Kontrak Kerja Sama (KKS) wilayah kerja South & Central Sumatra, Blok A dan Bawean. Akhirnya upaya tersebut membuahkan hasil dan MedcoEnergi mendapatkan perpanjangan KKS tersebut masing-masing untuk jangka waktu 20 tahun. Disamping itu, Direksi juga telah berhasil menerapkan kegiatan eksplorasinya di Indonesia, AS, Libya dan Tunisia. Dengan demikian, jumlah cadangan minyak dan gas bumi Perseroan meningkat dan jumlah aset minyak dan gas bumi MedcoEnergi pada akhir 2010 juga dapat ditingkatkan.

Kami menyambut gembira masuknya Mitsubishi Corporation sebagai mitra kami juga dalam proyek pengembangan lapangan gas Senoro. Dewan Komisaris berkeyakinan, Mitsubishi yang memiliki modal kuat, orang-orang yang kompeten dan bepengalaman, serta memiliki teknologi yang tinggi, akan dapat mendukung Perseroan dalam mengembangkan lapangan gas Senoro maupun KKS dari wilayah kerja Senoro-Toili sendiri.

Seluruh pencapaian tersebut memungkinkan Direksi MedcoEnergi meningkatkan kinerjanya di 2010, dengan membukukan penjualan dan pendapatan usaha lain dan laba bersih sebesar masing-masing AS$929,9 juta dan AS$83,1 juta, meningkat 39% sebesar dan 333% dari tahun lalu.

Akan tetapi, meningkatnya beban sehubungan dengan pengelolaan keuangan perlu mendapat perhatian khusus dari Direksi Perseroan. Oleh karenanya, Dewan Komisaris mengingatkan kepada seluruh anggota Direksi mengenai pentingnya melanjutkan penerapan efisisensi biaya agar tingginya beban terkait pengelolaan keuangan tersebut dapat ditekan.

We are pleased with the BOD's endeavor to make certain that the Singa gas development project and bio-ethanol plant project were completed and started their commercial production in early 2010. Moreover, we are also satisfied with the early completion of additional power plant with combine cycle system at Batam island. These achievements showed MedcoEnergi's commitment and reliability to provide solutions to the Government in meeting the increasing of energy (energy fossil or new and renewable energy) and power demand in Indonesia. Furthermore, it also showed the BOD of MedcoEnergi's commitment to pursue all business opportunities in new and renewable energy which expected to grow in year to come, as well as the growing demand of electric power in Indonesia.

In the last couple of years, the BOD strived to obtain the extension of Production Sharing Contracts (PSC) of South & Central Sumatra, Block A and Bawean. Finally, those endeavors bore fruit, and MedcoEnergi obtained 20 years period of extension for those working areas. In addition, the BOD has been successful in implementing the exploration program in Indonesia, USA, Libya and Tunisia. Therefore, the Company's total reserves and oil and gas assets increased at the end of year 2010.

We welcome the joining of Mitsubishi Corporation as our partner in the Senoro gas development project. The BOC is confident that Mitsubishi which has strong capital, highly competent and experienced people, and high technology, will be able to support the Company in developing the Senoro gas field or and the PSC of Senoro-Toili.

Those achievements allowed the BOD of MedcoEnergi to improve the Company's performance in 2010 by recording sales and other operating revenues and net income of US$929.9 million and US$83.1 million, respectively, representing an increase of 39% and 333% from last year.

However, the increase in expenses related to the financial management would require special attention of the BOD. Hence, the Board of Commissioners reminded all members of the Board of Directors the importance of implementing cost containment to reduce the expenses related to financial management.

Pencapaian kinerja 2010 ini tidak terlepas dari keberhasilan Direksi dalam menyelaraskan visi, misi, dan strategi pemegang saham utama, anggota Dewan Komisaris dan Direksi, dan seluruh karyawan MedcoEnergi. Sehingga, semua anggota keluarga besar MedcoEnergi memiliki arah dan tujuan yang sama dalam mencapai kinerjanya.

Keselarasan, Kunci Utama Meraih Kinerja Terbaik

International Energy Agency dalam laporan terkininya memperkirakan, permintaan energi dunia untuk kurun waktu 2008 – 2035 akan meningkat 36%. Bahan bakar fosil, yaitu minyak mentah, batubara dan gas, akan tetap mendominasi sebagai sumber energi dunia di 2035. Meningkatnya harga minyak mentah dan upaya pemerintah mempromosikan efisiensi penggunaan bahan bakar minyak mengakibatkan timbulnya perubahan penggunaan minyak di sektor industri dan ketenagalistrikan. Permintaan batubara diperkirakan terus meningkat hingga 2020, kemudian akan mulai menurun sesudah itu. Sedangkan permintaan gas alam diperkirakan akan lebih tinggi dibandingkan bahan bakar fosil lain karena gas lebih ramah lingkungan dan praktis. Disamping itu, terdapat hambatan dari segi teknologi untuk memproduksi energi dengan karbon rendah. Permintaan akan nuklir, serta penggunaan energi terbarukan yang modern, seperti tenaga air, tenaga angin, tenaga matahari, panas bumi, biomassa dan energi tenaga arus laut, juga diperkirakan meningkat.(**)

Oleh karenanya, kami mendukung keputusan Direksi untuk melanjutkan fokus kegiatan usahanya pada bidang E&P minyak dan gas, ketenagalistrikan dan industri hilir yang akan memproduksi energi baru dan terbarukan, serta mengembangkan unit usaha baru dalam inkubator yang dapat menunjang pemenuhan kebutuhan energi di 2011 ke depan. Dewan Komisaris juga akan terus mendukung upaya Direksi untuk mengembangkan aset-aset yang berpotensi tinggi guna meningkatkan nilai dari aset-aset tersebut.

Upaya Direksi untuk memastikan terciptanya terus keselarasan visi, misi dan strategi di seluruh anggota keluarga MedcoEnergi juga akan kami dukung, agar kinerja terbaik Perseroan selalu dapat dicapai di tahun-tahun mendatang. Dengan demikian, MedcoEnergi akan dapat memberi tingkat pengembalian yang bersaing kepada pemegang saham dan investor serta melanjutkan komitmennya mendukung Pemerintah dalam memenuhi kebutuhan energi yang terus meningkat di Indonesia maupun di negara-negara tempat kami beroperasi.

Menerapkan Prinsip-Prinsip GCG dengan Standar Tertinggi

Seluruh anggota Dewan Komisaris MedcoEnergi sangat mengedepankan pentingnya penerapan prinsip-prinsip Tata Kelola Perusaan Yang Baik setiap saat. Dewan Komisaris sangat mendukung Program Internalisasi Tata Kelola Perusahaan Yang Baik yang dicanangkan oleh Direksi sejak 2008. Oleh karenanya, Dewan Komisaris juga mendukung upaya Direksi dalam menerapkan Sistem *Whistle-blowing* di MedcoEnergi, sebagai bagian dari Program Internalisasi.

The 2010 performance achievements reflect the success of the Board of Directors in harmonizing the vision, mission and strategy of the major shareholders, members of Board of Commissioners and Board of Directors, as well as all of MedcoEnergi's employees. Thus, all of MedcoEnergi members would have the same direction and goal to achieve their performance.

Harmony, Key to Achieve High Performance

The recent International Energy Agency report expected that the world energy demand would increase by 36% in 2008 – 2035. The fossil fuels, oil, coal and gas, would remain the dominant world energy resources in 2035. The increase in oil price and the government actions to promote fuel efficiency caused the switching of oil used in industry and electric power sector. The coal demand is expected to increase through year 2020, and will decline afterward. Meanwhile, gas demand is expected to be higher than other fossil fuels due to its more favorable environmental and practical attributes. Moreover, technological challenges exist to produce low-carbon energy is still a constraint. The demand of nuclear, as well as modern renewable energy, such as hydro, wind, solar, geothermal, biomass and marine energy will also increase.(**)

Therefore, we support the Board of Directors to continue focusing the businesses in oil and gas E&P, power and downstream industry which will produce new and renewable energy, as well as developing the new incubator business units in incubator to meet the energy demand in 2011 ahead. The Board of Commissioners will continue to support the Board of Directors in developing any high potential assets that will increase the value of such assets.

We will also support the Board of Directors in ensuring that harmony in vision, mission and strategy among all members of MedcoEnergi family could be continuously implemented, so that an excellent performance could be achieved in years to come. Therefore, MedcoEnergi will be able to provide competitive returns to its shareholders and investors, as well as continue its commitment to support the Government in meeting the energy demand in Indonesia and the other countries where we operate.

Implementing GCG Principles at The Highest Standard

All members of Board of Commissioners emphasize the importance of implementing Good Corporate Governance principles at all times. The Board of Commissioners highly supported the Good Corporate Governance Internalization Program which has been launched by the Board of Directors since 2008. Therefore, the Board of Commissioners also supported the Board of Directors in implementing Whistle-blowing System in MedcoEnergi, as part of the Internalization Program.

**) World Energy Outlook 2010 Executive Summary

Disamping itu, sebagai kelanjutan dari penerapan Tata Kelola Perusahaan Yang Baik tahun lalu, sepanjang 2010, Komite-Komite yang berada di bawah Dewan Komisaris, yaitu Komite Audit, Komite Pengelolaan Risiko, Komite Remunerasi, Komite Nominasi dan Komite GCG juga telah melanjutkan kegiatannya dan 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 Tata Kelola Perusahaan Yang Baik.

Perubahan Komposisi Anggota Dewan Komisaris dan Direksi

Dalam Rapat Umum Pemegang Saham Tahunan pada 27 Mei 2010 Dewan Komisaris telah mengajukan pengunduran salah satu anggota Dewan Komisaris, Rachmat Sudibjo, dan Direksi, Larry Lee Luckey. Pada Rapat Umum Pemegang Saham Tahunan yang sama, Dewan Komisaris juga telah mengajukan usulan tambahan anggota Dewan Komisaris, Masayuki Mizuno.

Pengunduran diri anggota Dewan Komisaris dan Direksi tersebut, serta usulan penambahan anggota Dewan Komisaris, Masayuki Mizuno, telah disetujui oleh seluruh pemegang saham dalam Rapat Umum Pemegang Saham Tahunan tersebut.

Penutup

Sekali lagi, seluruh anggota Dewan Komisaris ingin memberikan penghargaan setinggi-tingginya kepada seluruh jajaran Direksi dan karyawan MedcoEnergi atas pencapaian keberhasilannya di 2010. Komitmen dan kerja keras mereka merupakan kontributor utama bagi keberhasilan MedcoEnergi di tahun-tahun mendatang.

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 secara efektif dalam mengelola Perseroan di 2010. Berkat dukungan dan kepercayaan Anda, MedcoEnergi dapat terus berkiprah di sektor minyak dan gas di Indonesia dan Internasional.

Moreover, following the implementation of Good Corporate Governance last year, throughout 2010, 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, continued to perform 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 BOC and BOD

In the Annual General Meeting of Shareholders dated May 27, 2010, the Board of Commissioners proposed the resignation of Rachmat Sudibjo, a member of Board of Commissioners, and Larry Lee Luckey, a member of Board of Directors. At the same time, the Board of Commissioners also proposed to add a member of the Board of Commissioners, Masayuki Mizuno.

The resignation of members of Board of Commissioners and Board of Directors and proposal to add Masayuki Mizuno as a member of Board of Commissioners were approved at such Annual General Meeting of Shareholders.

Closing

Once again, all members of the Board of Commissioners would like to give the highest appreciation to all members of Board of Directors and employees for their achievements in 2010. Their commitments and hard work are major contributors toward the success of MedcoEnergi in years to come.

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 2010. With all of your support and trust, MedcoEnergi remains a vibrant force in the Indonesian and international oil and gas sector.

Hilmi Panigoro
Komisaris Utama
Chairman

Laporan Direktur Utama

President Director's Report

Para pemegang saham kami yang terhormat,

Tahun 2010 merupakan tahun yang luar biasa bagi MedcoEnergi. Kami berhasil menerapkan Strategi Pengetatan Pengelolaan Keuangan secara disiplin serta Strategi Jangka Panjang Perseroan secara konsisten.(*)

Keselarasan Ciptakan Nilai Lebih Besar
Keselarasan visi, misi, dan strategi para pemegang saham, anggota Dewan Komisaris, Direksi, karyawan, maupun pemangku kepentingan lainnya, seperti mitra kerja, Pemerintah (pusat maupun daerah) dan masyarakat pada umumnya, serta antusiasme kita semua untuk menciptakan nilai Perseroan yang lebih besar merupakan kunci utama bagi terwujudnya prestasi di 2010 ini. Disamping itu, keandalan dan komitmen yang kuat di seluruh jajaran Direksi dan karyawan MedcoEnergi menyelesaikan proyek-proyek yang ada dan terus meningkatkan kinerja operasinya telah mengantarkan MedcoEnergi mencapai hasil kinerja yang sangat luar biasa.

Saya merasa gembira atas keberhasilan unit usaha E&P Migas di Indonesia yang telah dapat memulai operasi komersil Proyek

Dear our distinguished shareholders,

2010 was an outstanding year for MedcoEnergi. We successfully implemented the Strategy of Tightening Financial Management rigorously and the Company's Long-term Strategy consistently.(*)

Harmony Creates Greater Value
Harmony in vision, mission and strategy among the shareholders, members of Board of Commissioners (BOC), Board of Directors (BOD), employees, and other stakeholders, such as partners, Government, and public in general, and enthusiasm of all of us to create a greater value of the Company were the key to materialize our 2010 achievements. Consequently, reliability and strong commitment of all members of BOD and employees to complete the projects in plate and continue improving their operating performance have brought MedcoEnergi to achieve an exceptional performance.

I am pleased with the achievement of our Indonesia Oil and Gas E&P business unit which has successfully started the commercial operation of the Singa Gas Development Project in second quarter

*) Penjelasan mengenai Strategi Jangka Panjang Perseroan, pada halaman 216-218
The description about Company's Long-term Strategy, on page 216-218

Pengembangan Lapangan Gas Singa pada triwulan kedua 2010. Proyek ini merupakan proyek pengembangan gas yang memiliki tingkat kesulitan cukup tinggi karena gas dari lapangan Singa ini memiliki tekanan dan temperatur yang tinggi, serta mengandung CO2 yang tinggi pula. Keberhasilan ini menunjukkan kemampuan Perseroan dalam mengembangkan proyek yang sulit dan membutuhkan teknologi yang tinggi pula.

Komitmen kami untuk menjalankan strategi jangka panjang MedcoEnergi dalam mengembangkan industri bahan bakar yang dapat diperbarui dengan melakukan konfigurasi dan fokus ulang bidang usaha industri hilir terus dilanjutkan di 2010. , Kami mampu melanjutkan operasi pabrik etanol dengan bahan baku singkong, dan meningkatkan produksinya di tahun tersebut.

Pertumbuhan permintaan kebutuhan tenaga listrik di Indonesia, memberi keyakinan kepada MedcoEnergi untuk terus meningkatkan pasokan listriknya kepada Pemerintah. Pada akhir 2009, Perseroan menambah kapasitas pasokan tenaga listriknya dengan membangun pembangkit listrik tambahan dengan sistem combine cycle di Pulau Batam. Pembangkit listrik tersebut berhasil diselesaikan lebih awal dan mulai beroperasi pada semester kedua 2010. Di tahun yang sama, Perseroan juga berhasil menyelesaikan akuisisi 2 pembangkit tenaga listrik lain di Sumatera Selatan. Pengoperasian ketiga pembangkit listrik tersebut menunjukkan komitmen kami dalam mengambil berbagai peluang untuk mengembangkan bisnis ketenagalistrikan di Indonesia.

Dengan keberhasilan tersebut, Perseroan dapat mencatat penjualan dan pendapatan usaha lain serta arus kas sebesar masing-masing AS$929,9 juta dan AS$87,9 juta, meningkat 39% dan 15% pada 2010, dibandingkan tahun lalu.

Pada akhir Oktober 2010, Perseroan akhirnya berhasil mendapatkan perpanjangan Kontrak Kerja Sama (KKS) wilayah kerja South & Central Sumatra (S&CS), Block A dan Bawean, yang akan berakhir pada 2013 dan 2011 ini. Pada akhir Oktober 2010. Perpanjangan KKS S&CS, Block A dan Bawean untuk jangka waktu 20 tahun, yang masing-masing berlaku pada 2013-2023, 2011-2021 dan 2011-2021.

Perpanjangan KKS ini meningkatkan jumlah cadangan dan memperpanjang indeks usia cadangan hidrokarbon Perseroan saat ini. Disamping itu, perpanjangan ini juga memberikan peluang kepada MedcoEnergi untuk meningkatkan kegiatan eksplorasi di wilayah kerja tersebut, khususnya wilayah kerja S&CS dan Block A. Kedua wilayah kerja tersebut merupakan wilayah kerja yang berpotensi dan menarik untuk dieksplorasi. Untuk itu, Perseroan akan segera melakukan kegiatan pemboran dan kegiatan eksplorasi lainnya secara intensif, serta memanfaatkan peluang yang ada di wilayah kerja tersebut. Keberhasilan unit usaha E&P migas di Indonesia, Libya dan Tunisia dalam melaksanakan program eksplorasi di 2010, menunjukkan keandalan dan komitmen Perseroan guna meningkatkan cadangan hidrokarbonnya.

Dengan demikian, disamping indeks usia cadangan Perseroan meningkat, jumlah aset minyak dan gas bumi Perseroan pada akhir 2010 juga meningkat 5% menjadi AS$839,7 juta dari akhir tahun lalu. Sementara itu, jumlah aset tetap Perseroan pada akhir 2010 meningkat 7% menjadi AS$16,9 juta dibandingkan tahun lalu, akibat adanya penambahan 2 pembangkit listrik yang baru di akuisisi 2010.

Rendahnya rasio hutang terhadap ekuitas di akhir 2009, serta kepercayaan pihak institusi keuangan terhadap masa depan

---

2010. This project with high complexity due to the gas produced has high pressure and temperature, as well as high CO2 content. This success showed the capability of the Company in developing a difficult project which also required high technology.

Our commitment to implement MedcoEnergi's long-term Strategy to develop strong position in renewable fuels by reconfiguring and refocusing our downstream business was continued in 2010. We managed to continue the operation of ethanol plant with cassava as raw material, and improve its production during the year.

The growing demand of electric power in Indonesia, provided assurance to MedcoEnergi in increasing its electric supply to the Government. At the end of year 2009, the Company began with the construction of additional power plant with combine cycle system in Batam Island so that the capacity of electric power supplied could be increased. The new power plant was completed earlier than schedule and began its operation in second semester of 2010. Pada tahun yang sama, the Company also managed to complete the acquisition of 2 power plants in South Sumatra. The operation of three new power plants reflected our commitment to take advantage of any opportunities to grow our electric power business in Indonesia.

Those achievements allowed the Company to record its sales and other operating revenues and cash flow of US$929.9 million and US$87.9 million, respectively, increased by 39% and 15% in 2010, compared to last year.

In late October 2010, the Company finally obtained the extension of Production Sharing Contracts of South & Central Sumatra (S&CS), Block A and Bawean working areas which would expire in 2013 and 2011. The extension of S&CS, Block A and Bawean PSCs were signed at the end of October 2010 for the period of 20 years, which will be effective in 2013-2023, 2011-2021 and 2011-2021, respectively.

The PSCs extension increased the existing reserves numbers and prolonged the reserves life index of the Company. Moreover, the extension also provides MedcoEnergi with more opportunities to increase its exploration activities at those areas, especially the S&CS and Block A working areas. Those two areas are highly potential areas and attractive to be explored. The Company will begin to implement the exploration drilling and other exploration program at those working areas soon, and take advantage of all opportunities at those areas. The success of our oil and gas E&P business in executing exploration program in Indonesia, Libya, and Tunisia showed the Company's reliability and commitment to continue increasing its hydrocarbon reserves.

Therefore, in addition to the increase of reserves life index, the Company's oil and gas assets at the end of year 2010 also increased by 5% to US$839.7 million compared to last year. Moreover, the Company's fixed assets increased by 7 % to US$16.9 million compared to last year due to the acquisition of two additional power plants in 2010.

A lower debt to equity ratio at the end of 2009, and trust of the financial institution toward the future business of MedcoEnergi,

usaha MedcoEnergi, memungkinkan Perseroan untuk memperoleh dana tambahan dari pinjaman bank dan penerbitan wesel jangka menengah sebesar AS$287,0 juta pada 2010. Sehingga, pada akhir 2010, hutang Perseroan meningkat 41% menjadi AS$984,3 juta dari tahun lalu.

enabled the Company to obtain US$287.0 million additional funds from bank loans and the issuance of medium term notes. Hence, at the end of 2010, the Company's total debt increase by 41% to US$984.3 million compared to last year.

Sudah merupakan komitmen Perseroan untuk meningkatkan nilai asetnya melalui berbagai inovasi dalam menciptakan pasar bagi cadangan gas yang belum terjual. Mengembangkan pasar bagi cadangan gas memerlukan modal yang besar dan teknologi yang tinggi. Oleh karenanya, sangat penting bagi MedcoEnergi untuk mengundang mitra yang memiliki modal yang kuat, orang-orang yang memiliki kompetensi dan pengalaman yang tinggi, serta teknologi yang canggih. Untuk itu, MedcoEnergi telah mengundang Mitsubishi Corporation untuk bergabung juga menjadi mitra dalam mengembangkan lapangan gas Senoro pada akhir 2010, setelah sebelumnya berpartisipasi pada pengembangan kilang LNG pada 2007.

It is the Company's commitment to increase the value of its assets through several innovations in creating market for its uncommitted gas reserves. Developing market for gas reserves required massive capital and high technology. Thereby, it is essential for MedcoEnergi to invite a partner who has strong capital, high competency and experience people, as well as state-of-the art technology. Hence, MedcoEnergi also invited Mitsubishi to join in Senoro gas development project by becoming a partner in developing the Senoro gas field at the end of year 2010, following to their participation on development of Donggi-Senoro LNG plant in 2007.

Ditunjang dengan diperolehnya keuntungan dari bergabungnya Mitsubishi Corporation sebagai mitra di KKS Senoro-Toili, Laba Bersih Perseroan meningkat 333% menjadi AS$83,1 juta dari tahun lalu.

Supported by the proceed from the joining of Mitsubishi Corporation as partner in Senoro-Toili PSC, the Company's Net Income increased 333% to US$83.1 million compared to last year.

Dengan demikian, posisi keuangan MedcoEnergi pada akhir 2010 cukup kuat dan akan mampu untuk memenuhi kewajibannya ke depan. Hal ini terlihat dari meningkatnya Marjin Laba Bersih, Imbal Hasil Aset, dan Imbah Hasil Ekuitas di 2010 masing-masing 6,1 poin, 2,8 poin, 7,9 poin menjadi 8,9%, 3,7%, dan 10,6% dari tahun lalu, dan Rasio Lancar meningkat 31% menjadi 2,0 kali.

Accordingly, MedcoEnergi's financial position at the end of 2010 was strong enough and enabled the Company to meet its obligation in the future. The increases in Net Profit Margin, Return on Assets, and Return on Equity of 6.1 points, 2.8 points, 7.9 points into 8.9%, 3.7%, and 10.6% compared to last year respectively, as well as Current Ratio increased of 31% to 2.0 times, represent those strong positions.

Di usia yang telah mencapai 30 tahun, MedcoEnergi berhasil memiliki aset senilai AS$2,3 milyar dengan wilayah operasi di tujuh negara, jumlah karyawan sebanyak 2.292 orang yang berasal dari berbagai suku dan bangsa di dunia, serta kapitalisasi pasar mencapai AS$1,1 juta. Kami juga dapat memberikan imbal hasil kepada pemegang saham melalui pembayaran dividen sebesar AS$8,5 juta di tahun 2010.

In its 30th years, MedcoEnergi have managed to book an asset worth US$2.3 billion with operations spread out in seven countries, to employ 2,292 people who came from various ethnic background and nationality, as well as to affirm market capitalization of US$1.1 million. We also managed to provide return to shareholders through dividend payments of US$8.5 million in 2010.

Disamping keberhasilan yang dicapai pada tahun 2010, Perseroan juga menghadapi berbagai kendala yang tidak dapat dihindarkan. Berbagai penerbitan perubahan atau peraturan dan perundang-undangan baru oleh Pemerintah pusat maupun lokal, serta perubahan pemimpin departemen, gubernur, walikota atau bupati terkait dengan unit usaha atau lokasi MedcoEnergi merupakan penyebab utama dari kendala-kendala tersebut.

Despite of those achievements achieved in 2010, some constraints which could not be avoided also had to be faced by the Company. Various new or revised laws and regulations issued by the central and local Governments, as well the changes of head of department, governor or mayor or head of region related to the business units or location of MedcoEnergi were the root cause of those constraints.

Berkat komitmen MedcoEnergi untuk senantiasa menjalankan Tata Kelola Perusahaan yang Baik (GCG) berstandar tinggi, MedcoEnergi dapat menghadapi kendala-kendala tersebut. Salah satu upaya dalam menerapkan GCG tersebut adalah dengan menjalankan Program Corporate Social Responsibility (CSR) yang berkelanjutan di sekitar tempat operasi Perseroan maupun di sekitar kantor pusat Perseroan. Melalui Program CSR ini, kami dapat membina hubungan yang baik dengan Pemerintah, baik pusat maupun daerah.

MedcoEnergi's high commitment to apply the highest standard of Good Corporate Governance (GCG) at all time enabled the Company to face those constraints. As one of the Company's great effort in implementing GCG, a sustain Corporate Social Responsibility (CSR) Program has been put into practice at surrounding of our working areas and head office. Through the CSR Program, we could maintain a good relationship with the central and local Government.

Perkembangan situasi dan kondisi politik dan keamanan di Timur Tengah, seperti Libya, Tunisia, Yaman dan Oman, juga merupakan kendala yang yang harus selalu diperhitungkan oleh Perseroan. Akan tetapi, mengingat minyak dan gas merupakan pendapatan yang paling penting bagi suatu negara, dan berdasarkan fakta sejarah, industri perminyakan akan kembali normal setelah

The other constraint that the Company always takes into account is the development of political situation and condition at Middle East countries, such as Libya, Tunisia, Yemen and Oman. However, oil and gas is the major contributor of any government's income, and based on historical fact, the petroleum will return to normal after the political condition calm down. It was reflected on the returning

gejolak politik mereda. Hal ini tercermin dari telah beroperasinya aset Perseroan di Tunisia, setelah gejolak politik mereda dan Pemerintahan telah beralih

Direksi MedcoEnergi berkeyakinan, kendala-kendala yang telah dan tengah dihadapi ini tidak akan berpengaruh besar pada kelangsungan usaha MedcoEnergi saat ini maupun di masa depan.

Keselarasan dan Antusias, Kunci Utama Meraih Kinerja Terbaik

Pada 2011 kedepan, antusiasme kami untuk mengembangkan aset-aset yang berpotensi tinggi akan tetap dipegang, termasuk menciptakan pasar bagi cadangan yang belum memiliki komitmen maupun menerapkan program eksplorasi yang intensif. Kami juga akan terus mengejar berbagai peluang usaha dalam bidang energi, baik yang konvesional maupun bukan konvensional, sehingga kami dapat meningkatkan nilai aset-aset yang ada, serta secara bersamaan meningkatkan nilai Perseroan secara umum.

Tata Nilai Dorong Ciptakan Keselarasan

Keselarasan yang tercipta di MedcoEnergi merupakan wujud dari penerapan dan pelaksanaan tata nilai perusahaan: Profesional, Etis, Terbuka dan Inovatif. Tata nilai MedcoEnergi merupakan refleksi dari prinsip-prinsip Tata Kelola Perusahaan Yang Baik (GCG): Transparan, Akuntabilitas, Bertanggung Jawab, Independen dan Adil/Wajar. Di MedcoEnergi, kami memiliki komitmen untuk menjalankan usaha dengan berpegangan pada standar tertinggi dari penerapan GCG, melindungi hak-hak pemegang saham serta pemangku kepentingan lainnya. GCG merupakan Budaya bagi MedcoEnergi.

Untuk meningkatkan penerapan GCG, kami telah meluncurkan Sistem Whistle-blowing pada tahun 2010. Detil laporan dari penerapan Program ini dapat dibaca pada Laporan GCG halaman 184 hingga 219. GCG bukan hanya sebagai semboyan semata, akan tetapi harus menjadi bagian yang tidak terpisahkan dari perilaku dan budaya seluruh anggota keluarga MedcoEnergi.

Penutup

Akhir kata, saya, atas nama seluruh jajaran Direksi MedcoEnergi, mengucapkan terima kasih kepada Pemegang Saham, Dewan Komisaris, Karyawan, Mitra Usaha, Pemerintah serta segenap pemangku kepentingan atas dukungan dan kepercayaannya, sehingga MedcoEnergi dapat mencapai kinerja yang luar biasa ini dan melanjutkan keberhasilannya menjadi perusahaan swasta minyak dan gas Indonesia yang terkemuka dengan kegiatan operasi di dunia Internasional.

of the Company's operation in Tunisia after the political turmoil was concluded and the Government has surrendered.

The BOD is confident that the constraints endured this year would have no major effect on MedcoEnergi's business sustainability, now or in the future.

Harmony and Enthusiasm, Key to Achieve High Performance

In 2011 forward, we will continue holding our enthusiasm in developing all of high potential assets, which include creating markets for uncommitted reserves or implementing extensive exploration program. We will also continue pursuing any energy business opportunities, conventional or un-conventional, so that we could continue increasing the value of our assets, and at the same time increasing the value of the Company in general.

Corporate Values Supports in Creating Harmony

The Harmony created in MedcoEnergi reflected the implementation and practice of Company's values: Professional, Ethical, Open and Innovative. MedcoEnergi Values is a reflection of the Good Corporate Governance's (GCG) principles: Transparency, Accountability, Responsibility, Independence and Fairness. In MedcoEnergi, we are committed to carry out the business with the highest standard of GCG, protect the rights of shareholders and other stakeholders. GCG is a Culture in MedcoEnergi.

To enhance the implementation of GCG, we launched Whistle-blowing System in 2010. Detail report on the Program implementation can be read on GCG Report in page 184 up to 219. GCG is not only a symbol, but it shall become part of our behaviour and culture as family members of MedcoEnergi.

Closing

At the end, I, on behalf of MedcoEnergi's Board of Directors, would like to thank our Shareholders, Board of Commissioners, Employees, Partners, Government, and all other stakeholders for your supports and trusts, so that MedcoEnergi could achieve an outstanding performance and continue its success to become a leading Indonesian private oil and gas company with International operation.

Darmoyo Doyoatmojo
Direktur Utama
President Director

Keselamatan, Kesehatan Kerja dan Lingkungan (K3L)

Safety, Health and Environment (SHE)

04

"MedcoEnergi senantiasa mengedepankan keselamatan dan kesehatan di lingkungan kerja serta pelestarian lingkungan."

MedcoEnergi always put forward the safety and health of its working environment, as well as preserving the environment.

Keselamatan & Kesehatan di Lingkungan Kerja

Manajemen Keandalan 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 spesifik. Dalam menghadapi risiko ini, Perseroan memberi keleluasaan bagi setiap unit usaha untuk menerapkan Sistem Manajemen Keselamatan, Kesehatan Kerja dan Lingkungan (K3L) sesuai 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 2008, unit usaha migas E&P Perseroan menerapkan Performance Integrity of MedcoEnergi (PRIME), yaitu sebuah sistem operasi yang berlandaskan pada International Safety Rating System (isrs7). 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.

Disamping itu, unit usaha migas E&P Perseroan juga melanjutkan penerapan 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 mengombinasikan 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 pada 2006, untuk mengukur persepsi karyawan terhadap kebijakan Perseroan atas K3L, dan saat ini penerapan isrs7 telah mencapai tahap Omega Assessment, dimana pengukuran dilakukan untuk mengetahui adanya perbaikan pada sistem keselamatan. Omega Assessment telah dilakukan terhadap kegiatan operasi unit usaha migas E&P Perseroan di Blok Rimau, S&CS (Lirik & SSE) dan Blok Tarakan dengan hasil level-3. Target ke depannya adalah pencapaian level persyaratan 5 isrs7 pada 2011.

Safety & Health at Working Area

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 in-line with international best practice standards.

Since 2008, Company's oil and gas E&P business units in Indonesia implemented the Performance Integrity of MedcoEnergi (PRIME), an operating system that is anchored upon the International Safety Rating System (isrs7). 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 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.

In addition, the oil and gas E&P business also continued the application of 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 implementations, but also assesses the business performance of a company.

The road to high quality SHE excellence begins with the Alpha Assessment stage in 2006, that measures the perception of employees on Company policies with regard to SHE, currently, the Company has reached the Omega Assessment stage, that measures an improvement to the safety system. The Omega Assessment has been undertaken at Rimau, S&CS (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 in 2011.

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

Area	2010	2009	Area
Tingkat Frekuensi Lost Time Incident	0.37	1.32	Lost Time Incident Frequency Rate
Tingkat Frekuensi Recordable Incident	1.30	0.35	Recordable Incident Frequency Rate
Tingkat Keparahan	584.83	431.82	Fatality

Sepanjang 2010, Perseroan juga melanjutkan implementasi isrs7 di unit usaha industri hilir. Pada kegiatan operasi kilang LPG Kaji, Perseroan telah melakukan Omega Assessment dengan nilai pencapaian pada level-3. Hal ini menunjukkan suatu perbaikan dalam sistem peringkat keselamatan. Untuk kegiatan operasi distribusi bahan bakar, Perseroan juga berhasil mencapai level-3 isrs7. Sementara, pada kegiatan operasi di pabrik etanol, upaya penerapan isrs7 terus dilanjutkan. Perseroan juga berhasil mempertahankan angka kecelakaan nol pada unit usaha industri hilir.

Di 2010, unit usaha ketenagalistrikan Perseroan, PT TJBPS berhasil meraih 3 sertifikat ISO yaitu ISO 9001:2008 untuk Sistem Manajemen Mutu, ISO 1400:2004 tentang Sistem Manajemen Lingkungan dan Occupational Health and Safety Standard OHSAS 18001:2007 untuk Sistem Manajemen K3 (Keselamatan dan Kesehatan Kerja). TJBPS menggunakan badan sertifikasi ISO dari SGS. Sistem manajemen tersebut sudah diimplementasikan oleh TJBPS sejak lama sehingga hanya dibutuhkan penyempurnaan saja seperti yang diminta oleh standar ISO dan OSHAS. 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.

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.

Dalam menjalankan manajemen K3L di Oman, Perseroan mengikuti sistem Petroleum Development of Oman (PDO) yang mengacu pada sistem 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.

During 2010, the Company continued the implementation of isrs7 in the Company's downstream business. In LPG Kaji plant operation, the Company has conducted the Omega Assessment which indicating a level-3 achievement that showed an improvement in the safety ranking. In the fuel storage and distribution, the Company also achieved level-3 of isrs7. In the meantime, ethanol plant operation also continued its implementation of the isrs7. Overall, the Company maintained its zero loss time incident rate at the downstream business units.

In 2010, the power generation business unit of the Company, PT TJBPS received three ISO certification, as such ISO 9001:2008 for Quality Management System, ISO 1400:2004 on Environmental Management System and Occupational Health and Safety Standard OHSAS 18001:2007 for Occupational Health Management System. TJBPS engaged with the ISO certification body of SGS. The Management system has been implemented by TJBPS for some period of time, while it needed improvements as required by ISO standards and OSHAS. 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.

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.

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 2010, 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*.

Menciptakan Lingkungan Kerja yang Sehat dan 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.

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 2009, Perseroan telah mencanangkan untuk melakukan Program Keselamatan Berbasis Perilaku (*Behaviour Based Safety Program*) di unit usaha migas E&P.

Perlindungan dan Pelestarian Lingkungan Hidup
Saat ini sekitar 6,8 miliar orang menyesaki bumi. Dunia kita dihadapkan pada berbagai tantangan berat, antara lain: kemiskinan, lingkungan hidup dan kesehatan. Seandainya ada kemungkinan bisa mencapai kemajuan nyata dalam hal-hal tersebut, tentunya seluruh peradaban manusia akan mampu mencegah terjadinya bencana global yang maha dahsyat.

MedcoEnergi, secara terus-menerus berusaha menemukan cara-cara yang lebih baik dalam memproduksi dan menggunakan energi untuk menggerakkan perekonomian, pabrik-pabrik, kendaraan, atau segala sesuatu yang membantu kita, sehingga mengurangi emisi gas rumah kaca yang menyebabkan pemanasan global.

Kegiatan operasi migas E&P berpotensi merusak lingkungan hidup sekitar. Untuk itu MedcoEnergi berupaya melakukan berbagai kegiatan dalam memulihkan keseimbangan ekologis yang terkait dengan operasional Perseroan, termasuk pencemaran air dan udara serta penanganan limbah padat berbahaya. Laporan mengenai kegiatan tersebut secara periodik disampaikan kepada Dinas Lingkungan Hidup di tingkat Kabupaten, Provinsi dan salinan laporannya dikirimkan kepada Kementerian Lingkungan Hidup Republik Indonesia.

Throughout 2010, 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.

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 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.

Environmental Protection and Conservation
Currently about 6.8 billion people crowd the earth. Our world is faced with serious challenges, among others: poverty, environment and health. If it is possible to achieve real progress in these matters, the entire human civilization would be able to prevent a major global catastrophe.

MedcoEnergi is constantly trying to find better ways in using and producing energy to drive the economy, factories, vehicles, or anything that comforts us, thus reducing greenhouse gas emissions that cause global warming.

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 affected 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.

Perseroan juga mewajibkan agar setiap kegiatan mematuhi 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).

Sejak terbitnya Undang-Undang Lingkungan Hidup yang baru No. 32 Tahun 2009 tentang Perlindungan dan Pengelolaan Lingkungan Hidup, Perseroan mengonfirmasikan bahwa kebijakan dan langkah MedcoEnergi dalam mengelola lingkungan hidup sudah sesuai dan sejalan dengan tujuan undang-undang tersebut.

Di sepanjang 2010, Perseroan melalui berbagai anak perusahaannya melanjutkan komitmennya dan melakukan berbagai inisiatif terkait dengan perlindungan dan pengelolaan lingkungan hidup. Strategi ini antara lain adalah:

1. Mengurangi Pembakaran Gas
2. Penghematan Lahan yang Berkesinambungan
   - Pemboran dengan Sistem Cluster
3. Penghijauan Kembali yang Intensif
4. Konservasi Sumber Daya Air
   - Pengolahan Limbah
5. Waste Treatment Center

Mengurangi pembakaran gas

Sejak 2002 Perseroan telah memanfaatkan gas ikutan 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.

Pemanfaatan gas ikutan yang dihasilkan dari produksi minyak lapangan Kaji-Semoga di Blok Rimau PSC menjadi LPG dilakukan sejak 2004, setelah selesai dibangunnya kilang LPG Perseroan dengan kapasitas 45 ton LPG per hari dan 200 barel kondensat per hari di Kaji, Sumatera Selatan. Disamping itu, Perseroan juga memanfaatkan gas ikutan lapangan Kaji-Semoga untuk *gas lift*. Sedangkan gas ikutan yang berasal dari Blok SCS PSC dimanfaatkan untuk kepentingan pembangkit listrik dan pabrik pupuk.

Optimalisasi proses dan pemanfaatan gas ikutan dari produksi minyak yang sebelumnya hanya di *flare*, kemudian dimanfaatkan menjadi *gas sales*, LPG, dan listrik dapat mengurangi emisi karbon ke atmosfer sebesar 276.000 ton O2 ekuivalen (akumulatif 2010).

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 activity 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, MedcoEnergi confirmed that the policies and procedures of the Company with respect to environmental management are in line with the spirit and intent of said law.

During 2010, the Company through its subsidiaries continued its commitment and carried out various initiatives related to protection and management of environment. These strategies included:

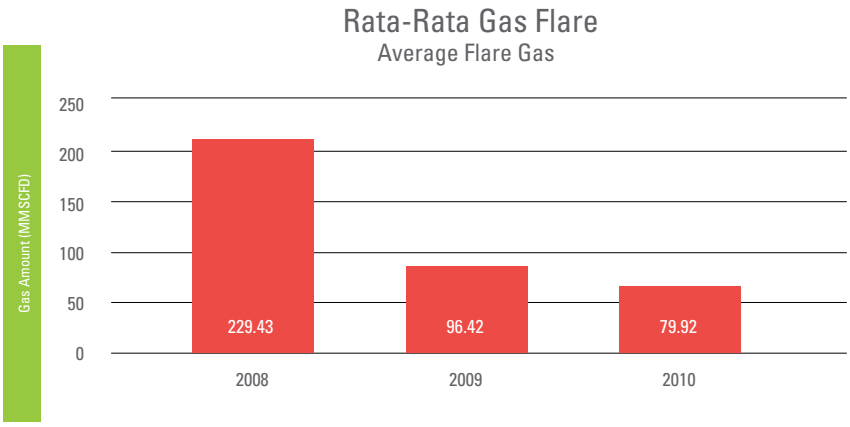
1. Gas Flaring Reduction
2. Sustainable Land Use:
   - Drilling with Cluster System
3. Intensive Reforestation
4. Protect Water Resources
   - Wastewater Management
5. Waste Treatment Center

Reduce gas flare

The Company has undertaken utility of associated gas since 2002 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.

The utilization of associated gas that is derived from the Kaji Semoga field at the Rimau PSC Block for producing LPG started in 2004, following the completion of the Company's LPG plant with a capacity of 45 ton/day and oil condensate of 200 barrel/day. In addition, the Company also utilized the Kaji Semoga field associated gas for gas lift. The associated gas from the SCS PSC Block is used to supply a power plant and as feedstock for a fertilizer plant.

Optimizing the process and utilization of associated gas from oil production that was previously flared then utilized as gas sales, LPG, and electricity can reduce carbon emissions into the atmosphere by 276,000 tons O2 equivalent (accumulative 2010).

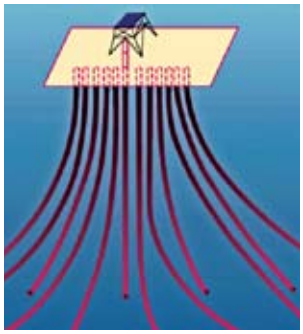


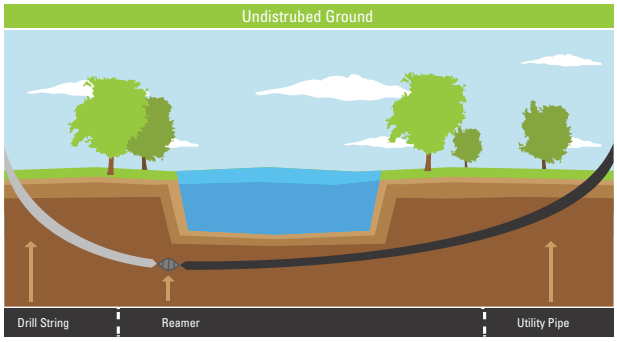
Penghematan Lahan yang Berkesinambungan

Salah satu program yang dilakukan Perseroan untuk memanfaatkan lahan sebaik mungkin adalah Sistem Pemboran *Cluster*, dimana dalam pemboran konvensional membutuhkan lahan seluas 10.000 m2 per sumur akan tetapi dengan sistem *cluster*, pemboran hanya menggunakan area sekitar 40% lebih sedikit dari yang telah disebutkan di atas. Sistem ini juga menggunakan teknologi pemboran terarah untuk mengurangi gangguan lahan. Disamping itu, sistem ini juga dapat mencegah terbukanya lahan secara besar-besaran. Sampai saat ini Perseroan telah berhasil untuk membor sekitar 528 sumur di 93 *cluster* yang setara dengan penghematan seluas 423 ha lahan.

Sustainable Land Use

One of the programs conducted by the Company to utilize its land wisely is the Cluster System Drilling. Conventional drilling may require an area of 10,000 m2, while the Cluster System Drilling only uses an area of 40% less than the aforementioned. This system also utilizes directional drilling technology that minimize land disturbance. In addition, this system prevents a massive land acquisition. To date, the Company has managed to drill approximately 528 wells in 93 clusters which equivalent to saving land use of approximately 423 ha.





Program Penanaman Intensif merupakan bagian dari program Penghijauan Kembali yang dilakukan Perseroan sepanjang 2010. Melalui anak perusahannya, PT Medco E&P Indonesia, Perseroan berkomitmen untuk menanam sebanyak dua kali dari lahan yang dibuka. Hingga 2010, jumlah pohon yang sudah ditanam sebanyak 239 ribu pohon dengan total luas lahan 283 ha yang mampu menyerap CO2 sebanyak 47.298 ton CO2 ekuivalen/tahun. Pada 2013, Perseroan akan meningkatkan program tersebut secara intensif hingga mencapai angka 1 juta pohon.

Intensive Planting Program, as part of the Reforestation program, has been conducted by the Company throughout 2010. Through its subsidiary, PT Medco E&P Indonesia, the Company commits to grow as much as twice the land previously cleared. Until 2010, number of trees that have been planted reached as many as 239 thousand trees with a total area of 283 ha of land that can absorb CO2 as much as 47,298 tons of CO2 equivalent/year. In 2013, the Company will increase the program intensively to reach its goal of 1 million trees.

Perseroan telah membudidayakan padi organik metode SRI yang mengutamakan potensi lokal dan pertanian ramah lingkungan.

The Company has been cultivating organic rice using SRI method that prioritize local potential and environment friendly farming.

Penghijauan Kembali
Reforestation

Area	2010	2009	Environment
Rehabilitasi lahan* (hektar)	283	240.4	Land Rehabilitation* (hectares)
Buatan (unit)	239,000	130,534	Artificial (units)

Konservasi Sumber Daya Air

Sejak 2009 sampai sekarang di seluruh daerah operasi PT Medco E&P Indonesia telah dibuat belasan ribu lubang biopori dan sumur resapan sebagai salah satu upaya untuk melindungi kelestarian air tanah serta mengurangi risiko banjir dan erosi tanah. Pembuatan biopori-biopori ini dapat mengonservasi 1.543 m3 air/tahun. Sementara pemanfaatan air hujan dan air limbah kegiatan domestik juga telah dilakukan di beberapa daerah operasi PT Medco E&P Indonesia. Air hujan dan air limbah ditangkap dalam saluran air kemudian dikumpulkan dalam kolam air yang pada akhirnya diolah lebih lanjut dan dimanfaatkan sebagai air hidran serta untuk kebutuhan taman. Penggunaan air hujan ini dapat menghemat sebesar 2.710 m3 air/tahun.

Protect Water Resources

Since 2009, all operational areas of PT Medco E&P Indonesia has made tens of thousands of biopori holes and absorption wells as part of its effort to protect soil and water while reducing the risk of flooding and soil erosion. The biopori can conserve approximately 1,543 m3 of water/year. Meanwhile, the utilization of rain water and waste water domestic activities has also been conducted in several operational areas of PT Medco E&P Indonesia. Rain water and waste water captured in a water channel and then collected in a pool of water which in turn is further processed and utilized as a water hydrant as well as watering the park. The use of this rainwater can save approximately 2,710 m3 of water/year.

Dengan melakukan injeksi air terproduksi ke reservoir, Zero Discharge dalam pengolahan minyak dapat dilakukan. Hal ini berarti pengurangan beban pengolahan air rata-rata 173.300 bbls per hari pada 2010.

Reinjection of associated water reflects in the ability of the Company to conduct Zero Discharge in oil processing. This means reducing the burden of water treatment with average of 173,300 bbls per day by 2010.

Waste Treatment Center

Sejak 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 Sumatera, 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.

Waste Treatment Center

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 are treated in the integrated (WTC), which comprise a temporary storage facility for hazardous and non-hazardous waste materials, a storage facility for hazardous waste, hazardous waste incinerator, 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.

Segregation

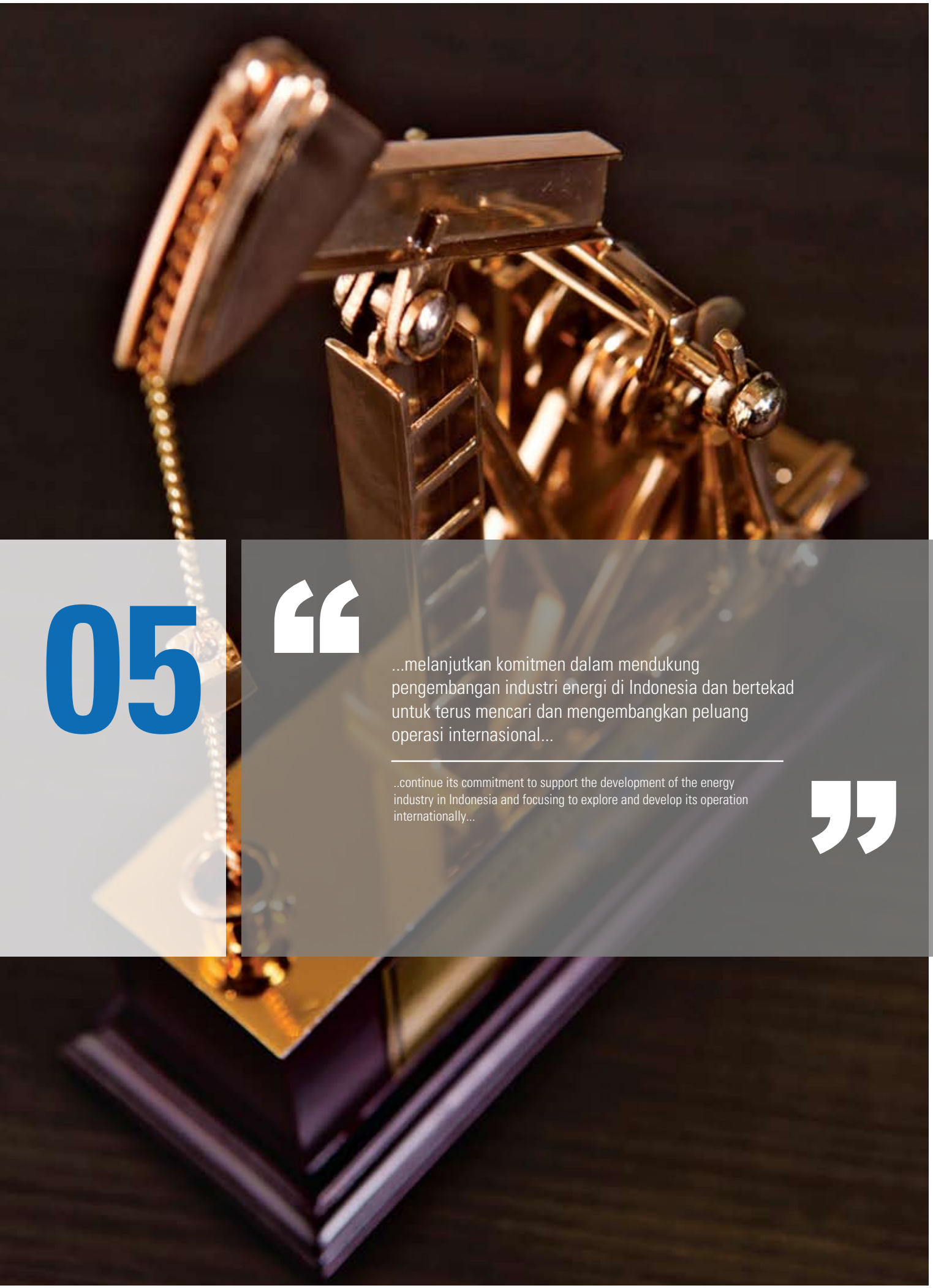
Composting

Incinerator

Utilization

Kinerja Operasi

Operating Performance



05

“...melanjutkan komitmen dalam mendukung pengembangan industri energi di Indonesia dan bertekad untuk terus mencari dan mengembangkan peluang operasi internasional...”

..continue its commitment to support the development of the energy industry in Indonesia and focusing to explore and develop its operation internationally...

Ikhtisar Kegiatan Usaha

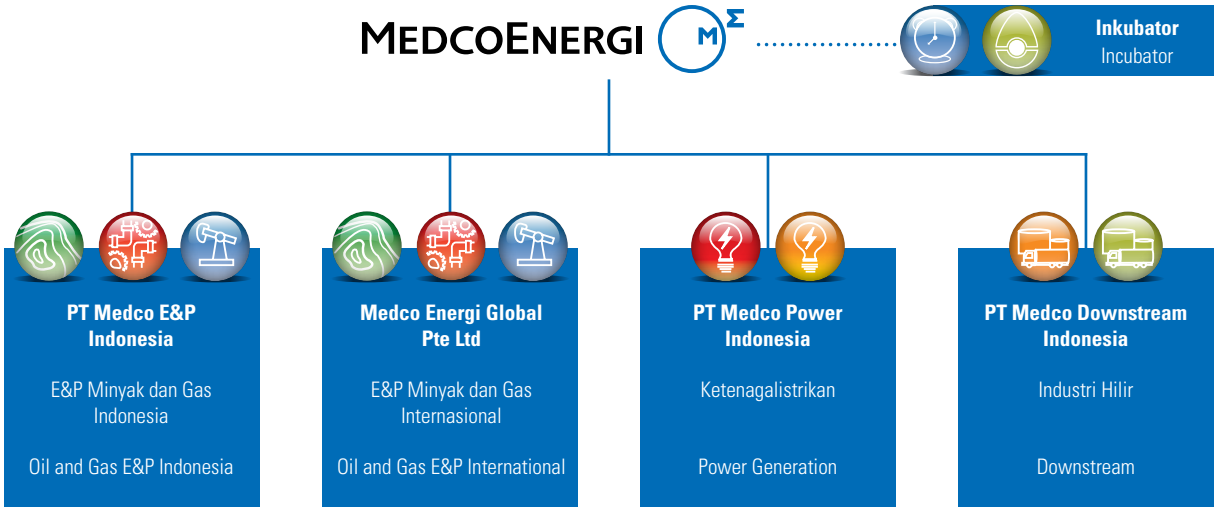
Business Overview

MedcoEnergi bergerak di sektor energi terpadu mencakup 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 an energy sector company comprising 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 2010, MedcoEnergi beroperasi di tujuh negara, yaitu Indonesia, Kamboja, Oman, Yaman, Libya, Tunisia, dan Amerika Serikat dengan bidang usaha serta jumlah aset dan operasi sebagai berikut:

At the end of year 2010, MedcoEnergi operates in seven countries, Indonesia, Cambodia, Oman, Yemen, Libya, Tunisia and the 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 Libya 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

Proyek Pengembangan Utama
Key Development Projects

Sejak awal 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 53 hingga 123. Berikut ini ringkasan dari kegiatan dari masing-masing proyek tersebut.

Since the beginning of 2008, MedcoEnergi declared the seven (7) key development projects which will become the foundation of the Company's growth in years to come. Detailed discussion of each key development projects can be read on section regarding Operational Review of Each Business Unit starting on page 53 up to page 123. The following is a 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	2010	2009
1.	Pabrik Bioetanol – bahan baku singkong, dengan kapasitas 60.000 KI per tahun Bioethanol Plant – from cassava, annual capacity 60,000 KI	2009	100%	- Kapasitas pabrik telah mencapai 100% - Plant capacity reached 100%	- Pabrik telah berproduksi - Plant started production
2.	Pengembangan Lapangan Gas Singa, dengan kapasitas 50 MMCFD Development of Singa Gas field, capacity 50 MMCFD	2010 (Ramping up)		- Mengamankan amandemen PJBG - Secured GSA amendment	- Revisi PJBG - Meneruskan pembangunan fasilitas produksi dan pemboran - GSA revision - Continued production facility construction & drilling
3.	Pengembangan Lapangan Gas Block A, dengan kapasitas 120 MMCFD Development of Block A Gas field, capacity 120 MMCFD	2012 / 2015	41.67%	- Memiliki cadangan 1P dan 2P sebesar 7.818 MBOE dan 22.067 MBOE - Acquired 1P and 2P reserves of 7,818 MBOE and 22,067 MBOE	- Melanjutkan negosiasi perpanjangan PSC - Penyelesaian FEED - Continued negotiate PSC extension - Completion of FEED
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%	- Melihat kembali rencana *pilot project* - Reassessed plan for pilot project	- Proses persetujuan AFE - Implementasi *pilot project* - AFE approval process - Implementation of pilot project
5.	Pengembangan penemuan minyak Area 47, Libya, kapasitas produksi 50.000 - 100.000 BOPD Oil discovery and development of Area 47, Libya, production capacity 50,000 - 100,000 BOPD	2014	50%	- Lebih dari 70% rasio sukses kegiatan eksplorasi - Ditunjuk sebagai operator - Mendapatkan perpanjangan kontrak - More than 70% exploration success ratio - Appointed as operator - Awarded as exploration contract extension	- Melanjutkan pemboran eksplorasi dan pengujian - Pengajuan hak sebagai operator - Continued exploration drilling and testing - Proposed operatorship
6.	a. Pengembangan Lapangan Gas Senoro, kapasitas produksi 250 MMCFD Development of Senoro Gas Field, production capacity 250 MMCFD	2013 / 2014	50%	- Pemboran sumur-sumur eksplorasi dan pengujian - Peningkatan cadangan - Mendapatkan FID - Drilled exploration wells and testing - Reserves addition - Awarded FID	- 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
	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	20%		
7.	Pengembangan Panas Bumi Sarulla dan pembangkit listrik 3x110 MW Development of Sarulla Geothermal and 3x110 MW power plant	2013 / 2015	37.25%	- Melakukan kegiatan akuisisi lahan - Melanjutkan finalisasi tarif dengan PLN - Conducted land acquisition - Completed power plant design - Continued finalization of tariff with PLN	- 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

Eksplorasi & Produksi Minyak dan Gas

Oil and Gas Exploration and Production

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 1994, telah memperkokoh keyakinan MedcoEnergi untuk memperluas kegiatan hulu dengan mengakuisisi PT Stanvac Indonesia yang memiliki beberapa kontrak E&P Migas (PSC) di Sumatera Selatan dari Exxon dan Mobil Oil pada akhir 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. 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. Sedangkan kegiatan eksplorasi, pengembangan dan produksi di Indonesia dikelola dan dilakukan, baik secara langsung melalui PT Medco E&P Indonesia, anak perusahaan terbesar MedcoEnergi 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.

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

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 demonstrate 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 IPO in early fourth quarter 1994, strengthened MedcoEnergi's confidence and ability 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 expertise of MedcoEnergi in managing mature areas 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. In the effort 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 acquire 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. Meanwhile, the exploration, development and production activities in Indonesia are managed and performed either directly through PT Medco E&P Indonesia (MEPI), a subsidiary of MedcoEnergi, or jointly with strategic partners. MEPI is also responsible for supervising the operations of the Company's Indonesian oil and gas blocks operated by strategic partners.

Indonesian Oil and Gas Production Sharing Arrangements
MedcoEnergi oil and gas E&P subsidiaries in Indonesia operate under various production sharing arrangements with BPMIGAS in accordance with the 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

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 kontraktor dalam PSC umumnya termasuk menyediakan dana atas semua aktivitas dan menyiapkan serta melaksanakan program kerja dan anggaran. Sebagai imbalannya, kontraktor diizinkan 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).

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.

3. Joint Operating Body (JOB) - Indonesia

Dalam JOB, kegiatan operasional dilakukan oleh badan operasi bersama yang dikepalai oleh Pertamina dan dibantu oleh

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 or (ii) the contractor's profit share for oil.

2. Technical Assistance Contracts (TAC)

A TAC is awarded when a field has prior or existing production and is awarded for a certain number of years depending on the contract terms. The oil or gas production is first divided into non-shareable and shareable portions. The non-shareable portion represents the Production which is expected from the field (based on historic production of the field) at the time the TAC is signed and 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.

3. Joint Operating Body (JOB)

In a JOB, operations are conducted by a joint operating body and assisted by the contractor through their respective

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.

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 the 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 akhir 2010, 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.

Pada 28 Oktober 2010, MedcoEnergi, melalui beberapa anak perusahaannya yang bergerak dalam kegiatan usaha eksplorasi dan produksi minyak dan gas di Indonesia, telah menandatangani beberapa Perpanjangan Kontrak Kerja Sama untuk Wilayah Kerja minyak dan gas.

As of year end 2010, 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 a strategic partner.

On October 28, 2010, MedcoEnergi, through its subsidiaries, signed the Extension to the Production Sharing Contracts for the following oil and gas Working Areas.

1. **KKS Wilayah Kerja S&CS**
   Penandatanganan perpanjangan KKS Wilayah Kerja S&CS dilakukan oleh anak perusahaan Perseroan, PT Medco E&P Indonesia (Medco Indonesia) dengan BPMIGAS dan telah disetujui oleh Pemerintah Republik Indonesia. MedcoEnergi, melalui Medco Indonesia, memegang 100% hak partisipasi dan menjadi operator dari blok tersebut. Jumlah rata-rata produksi per hari minyak dan gas dari wilayah kerja S&CS tahun 2010 adalah sebesar 8 ribu barel minyak per hari (mbopd) dan 128,67 juta kaki kubik per hari (mmscfd).

2. **KKS Wilayah Kerja Blok A**
   Penandatanganan perpanjangan KKS Wilayah Kerja Blok A dilakukan oleh anak perusahaan Perseroan, PT Medco E&P Malaka (Medco Malaka) serta mitra kerjanya, Japan Blok A, Ltd. (Japex) dan Premier Oil Sumatra (North) BV (Premier), dengan Badan Pelaksana Kegiatan Hulu Migas (BPMIGAS). Perpanjangan KKS ini disamping disetujui oleh Pemerintah Republik Indonesia, juga telah disepakati oleh Pemerintah Provinsi Aceh sesuai dengan ketentuan Undang-Undang No. 11 Tahun 2006 tentang Pemerintahan Aceh.

   MedcoEnergi, melalui Medco Malaka, memegang hak partisipasi sebesar 41,6667% dari KKS Blok A, sementara hak partisipasi lainnya sebesar masing-masing 41,6666% dan 16,6667% di pegang oleh Premier dan Japex. Medco Malaka tetap menjadi operator dari wilayah kerja tersebut. Disamping menandatangani perpanjangan KKS Wilayah Kerja Blok A, MedcoEnergi dan seluruh mitra kerjanya juga menandatangani Pernyataan Pengakuan (Pernyataan) dengan Pemerintah Aceh. Isi dari Pernyataan ini antara lain mengatur kesediaan seluruh pemegang hak partisipasi di Wilayah Kerja Blok A untuk menganggarkan sebesar minimum satu persen (1%) untuk program Pengembangan Masyarakat sekitar Wilayah Kerja Blok A Aceh di luar mekanisme PSC. Perpanjangan KKS wilayah kerja Blok A, memungkinkan MedcoEnergi untuk dapat memulai kegiatan pengembangan cadangan gas yang terkandung di Blok A agar dapat memenuhi kebutuhan industri, khususnya di Aceh. Disamping itu, pengembangan cadangan gas di Blok A juga akan membuka peluang lapangan pekerjaan bagi masyarakat Aceh, terutama bagi para tenaga kerja yang kompeten dan sesuai dengan kebutuhan operasi di lapangan.

3. **KKS Wilayah Kerja Bawean**
   Penandatanganan perpanjangan KKS Wilayah Kerja Bawean dilakukan oleh anak perusahaan Perseroan, Camar Bawean Petroleum Ltd. (CBPL), dan perusahaan afiliasinya, Camar Resources Canada Inc. (Camar Resources), dengan BPMIGAS dan telah disetujui oleh Pemerintah Republik Indonesia.

   MedcoEnergi, melalui CBPL, memegang 65% hak partisipasi atas KKS Wilayah Kerja Bawean, sementara 35% dari hak partisipasi lainnya dimiliki oleh Camar Resources, yang juga merupakan operator dari blok tersebut. Jumlah rata-rata produksi per hari minyak dan gas dari wilayah kerja Bawean 2010 adalah sebesar 634 barel minyak per hari (bopd). Wilayah kerja Bawean terletak di lepas pantai Jawa Timur.

1. **S&CS PSC**
   The extension of S&CS PSC was signed by the Company's wholly owned subsidiary, PT Medco E&P Indonesia (Medco Indonesia) with BPMIGAS and has been approved by the Government of Republic of Indonesia. MedcoEnergi, through Medco Indonesia, holds a 100% participating interest and is the operator of the block. The average daily production of oil and gas from S&CS of 2010 is 8 thousand barrel of oil per day (mbopd) and 128.67 million cubic feet per day of gas (mmscfd).

2. **Block A PSC**
   The extension of Block A PSC was signed by the Company's wholly owned subsidiary, PT Medco E&P Malaka (Medco Malaka) and its partners, Japan Block A, Ltd. (Japex) and Premier Oil Sumatra (North) BV (Premier), with BPMIGAS. In addition to the approval of the Government of Republic of Indonesia to the extension of Block A PSC also has been agreed by the Government of Aceh as stipulated in the Law No. 11, 2006 regarding the Government of Aceh.

   MedcoEnergi, through Medco Malaka, holds a 41.6667% participating interest in the Block A PSC, while the remaining 41.6667% and 16.6667% participating interests are held by Premier and Japex, respectively. Medco Malaka is the operator of the Block A PSC. In addition to the extension of Block A PSC, MedcoEnergi and its partners also signed Statement of Acknowledgement (Acknowledgement) with the Government of Aceh. The Acknowledgement stipulated that all the participating interest holders of Block A Working Area must provide budget for Community Development in surrounding area of Block A at the minimum amount of 1% (one percent), aside from the PSC mechanism. The extension of Block A PSC will enable MedcoEnergi to begin with the development of gas reserves in Block A so that we could fulfill the industry needs, especially in Aceh. Additionally, the development of gas reserves in Block A would also provide employment opportunity to the Aceh people, especially to the competent work force which meet the operation requirements.

3. **Bawean PSC**
   The extension of Bawean PSC was signed by the Company's subsidiary, Camar Bawean Petroleum Ltd. (CBPL), and its affiliated company, Camar Resources Canada Inc. (Camar Resources), with BPMIGAS, and has been approved by the Government of Republic of Indonesia.

   MedcoEnergi, through CBPL, holds a 65% participating interest in the Bawean PSC, meanwhile the remaining 35% working interest is held by Camar Resources, which is also the operator of the block. The average daily production of oil from Bawean working area of 2010 is 634 barrels of oil per day (bopd). Bawean working area is located offshore East Java.

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 2033	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 2031	100%			3,025	MedcoEnergi	
5	Tarakan	PSC 2022	100%			187	MedcoEnergi	
6	Sembakung	TAC 2013	100%			23	MedcoEnergi	
7	Senoro-Toili	PSC-JOB 2027	30%	PT PHE Tomori Tomori E&P Limited	50% 20%	451	Pertamina-Medco JOB	Proyek Utama Key Project
Blok Pengembangan								Development Blocks
1	Block A	PSC 2031	41.67%	• Premier Oil Sumatra (North) BV • Japex Block A Ltd	41.67% 16.67%	1,803	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%	2,577	MedcoEnergi	
2	Bengara	PSC 2029	58.33%	• Salamander Energy (Bengara) Ltd	41.67%	2,311	MedcoEnergi	
3	Bangkanai	PSC 2033	15%	• Salamander Energy (Bangkanai) Ltd • Mitra Energi Bangkanai Ltd	51% 34%	4,536	Elnusa Bangkanai Energy Ltd	
4	Nunukan	PSC 2034	40%	• Anadarko Indonesia Nunukan Company • PT Medco E&P Nunukan • BPRL Ventures Indonesia BV • Videocon Indonesia Nunukan inc.	35% 40% 12.5% 12.5%	3,196	PT Medco E&P Nunukan	
Kepentingan Ekonomis								Economic Interests
1	Lapangan Jeruk	EA*	25%	• Santos (Sampang) Ltd. • Singapore Petroleum Company • Cue Energy Resources	45% 21.8% 8.2%		Santos (Sampang) Ltd.	*Perjanjian Ekonomi *Economic Agreement

Produksi dan Penjualan Minyak dan Gas

Pada akhir 2010, produksi minyak dan gas MedcoEnergi di Indonesia diperoleh dari tujuh blok produksi, yakni South Central Sumatera-Kampar, Lematang, Rimau, Bawean, Tarakan, Sembakung dan Senoro-Toili.

Oil and Gas Production and Sales

As at year-end 2010, 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					
		2010			2009		
		Minyak | Oil (MBO)	Gas (MMCF)	Jumlah | Total (MBOE)	Minyak | Oil (MBO)	Gas (MMCF)	Jumlah | Total (MBOE)
	Langsa*	-	-	-	253	-	253
1	Kampar – S&CS	2,920	46,965	10,948	3,147	32,438	8,692
2	Lematang	-	4,643	794	6	-	6
3	Rimau	6,258	-	6,258	7,363	-	7,363
	Kakap*	-	-	-	91	1,012	264
4	Bawean	232	-	232	233	-	233
5	Tarakan	691	2,372	1,097	703	2,511	1,133
6	Sembakung	695	-	695	703	-	703
7	Senoro-Toili (Tomori)**	335	-	335	395	-	395
	Jumlah Total	11,131	53,980	20,358	12,888	35,961	19,036

* Dijual pada tahun 2009 / Sold in 2009
** Dijual 20% pada tahun 2010 / Sold 20% in 2010

Jumlah produksi minyak dan gas Perseroan yang berasal dari operasi di Indonesia pada 2010 adalah 20.358 MBOE, meningkat sebesar 6,94% dari 19.036 MBOE di tahun 2009. Kenaikan tersebut terutama disebabkan oleh kenaikan produksi gas dari Blok SCS dan mulai beroperasinya Lapangan Singa, disamping penurunan secara natural cadangan minyak mentah dari Blok Rimau dan divestasi blok Kakap.

Total production of oil and gas by the Company from its operations in Indonesia in 2010 amounted to 20,358 MBOE, an increase of 6.94% from 19,036 MBOE in 2009. The increase was primarily due to the increase of gas production from SCS and the onstream of Singa Field, respectively; aside from the natural decline of the crude oil reserves in the Rimau Block and Kakap Block divestment.

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

No.	Aset Assets	31 Desember December 31					
		2010			2009		
		Minyak | Oil (BOPD)	Gas (BBTUPD)	Jumlah | Total (BOEPD)	Minyak | Oil (BOPD)	Gas (BBTUPD)	Jumlah | Total (BOEPD)
	Langsa*	-	-	-	648	-	648
1	Kampar – S&CS	7,789	135.96	31,031	8,459	92.69	24,303
2	Lematang	3.62	7.08	1,213	8	-	8
3	Rimau	17,030	-	17,030	20,016	-	20,016
	Kakap*	-	-	-	181	2.77	655
4	Bawean	983	-	983	527	-	527
5	Tarakan	1,896	5.32	2,804	1,906	6.15	2,957
6	Sembakung	1,905	-	1,905	1,910	-	1,910
7	Senoro-Toili**	847	-	847	1,083	-	1,083
	Jumlah Total	30,455	148.36	55,815	34,738	101.61	52,107

* Dijual pada tahun 2009 / Sold in 2009
** Dijual 20% pada tahun 2010 / Sold 20% in 2010

Akibat dari menurunnya produksi minyak mentah di 2010, volume penjualan rata-rata per hari minyak mentah Perseroan juga menurun sebesar 12,3% menjadi 30.455 BOPD, dibandingkan dengan penjualan rata-rata per hari minyak mentah di tahun 2009 sebesar 34.738 BOPD. Minyak mentah yang menjadi bagian Perseroan, dijual kepada calon pembeli melalui tender terbatas.

As a result of the declining crude oil production in 2010, the daily average sales volume of crude oil of the Company also declined by 12.3% to 30,455 BOPD, compared to the daily average sales of crude oil in 2009 of 34,738 BOPD. Crude oil entitlement of the Company was sold to potential offtakers through open tender.

Penjualan rata-rata gas alam Perseroan pada 2010 adalah 148,36 BBTUPD, meningkat sebesar 43,8% dari 101,61 BOPD di 2009. Peningkatan ini terutama disebabkan oleh kenaikan penjualan gas dari Blok SCS dan mulai beroperasinya Lapangan Singa.

The Company's average sale of natural gas in 2010 amounted to 148.36 BBTUPD, an increase of 43.8% from 101.61 BBTUPD in 2009. The increase was primarily due to gas sales increase from SCS and Singa onstream.

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 2010 juga menurun menjadi 42,03 ton per hari dari 45,24 ton per hari di 2009.

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 2010 also decline to 42.03 tonnes per day from 45.24 tonnes per day in 2009.

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 pembangkit listrik milik PT Perusahaan Listrik Negara (Persero). Seluruh kontrak gas dengan Pemerintah ini merupakan kontrak jangka panjang yang masih berlaku sampai dengan akhir 2010.

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 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 2010.

Berikut ini kontrak penjualan gas alam dan LPG Perseroan yang masih berlaku pada tahun 2010 dan 2009.

The following are the natural gas and LPG sales contracts that are in effect in 2010 and 2009.

Pembeli Buyer	Tanggal Perjanjian Date of Agreement	Komitmen Commitment	Jangka Waktu Periode
PT Medco E&P Indonesia			
PT Pupuk Sriwidjaja (Persero)	7-Agt-07	Komitmen untuk memasok gas rata-rata sebanyak 45 BBTU per hari ("BBTUD") dengan harga rata-rata AS$3,59 per MMBTU.	15 Tahun
	7-Aug-07	Commitment to supply 45 BBTU per day ("BBTUD") at an average price of US$3.59 per MMBTU.	15 Years
PT Mitra Energi Buana	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.	7 tahun atau sampai pada saat seluruh jumlah yang disepakati telah dipasok, yang mana lebih dulu
	24-Jul-06	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 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	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).	7 Tahun
	20-Jan-06 and amended with agreement dated 2-Dec-08	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 Years

Pembeli Buyer	Tanggal Perjanjian Date of Agreement	Komitmen Commitment	Jangka Waktu Periode
PT Meta Epsi Pejebe Power Generation (MEPPO-GEN)	20-Jan-06	Komitmen untuk memasok gas sebesar 14,5 BBTUD selama masa kontrak, dengan harga AS$2,3 per MMBTU.	6 tahun atau sampai jumlah yang disepakati telah terpenuhi
	20-Jan-06	Commitment to supply gas involving 14.5 BBTUD during contract term, at agreed price of US$2.3 per MMBTU.	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	Komitmen untuk mengirim dan menjual LPG sesuai dengan kondisi yang ditetapkan di dalam perjanjian.	5 tahun atau sampai seluruh jumlah yang di sepakati telah dipasok, yang mana lebih dahulu
	16-Jan-04 the agreement has been amended several times the latest on 1-Jan-2010	Commitment to deliver and sell LPG pursuant to the conditions set forth in the agreement.	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	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.	9 tahun atau sampai seluruh jumlah yang di sepakati telah dipasok
	30-Dec-02 and amended with agreement dated 12-Dec-04	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 years or until such quantity has been fully supplied
PT Perusahaan Listrik Negara (Persero)	30-Des-03 dan dirubah dengan perjanjian 12-Des-09	Komitmen untuk memasok dan menjual gas 2,9 BBTUD dan harga gas sebesar AS$2,55 per MMBTU.	10 tahun atau sampai seluruh jumlah yang sepakati telah dipasok
	30-Dec-03 and amended with agreement dated 12-Dec-09	Commitment to supply and sell 2.9 BBTUD gas at a gas price of US$2.55 per MMBTU.	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	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.	10 tahun atau sampai seluruh jumlah yang sepakati telah dipasok
	30-Dec-02 and amended with agreement dated 10-Jun-2010	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 years or until such quantity has been fully supplied
PT Medco Methanol Bunyu	27-Mei-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.	2 Tahun
	27-May-08	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 Years
Perusahaan Daerah Kota Tarakan	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.	10 Tahun
	22-Jan-09	Commitment to supply 1-3 BBTUD of gas at a price of US$3 per MMBTU, escalating by 2.5% per year.	10 Years

Pembeli Buyer	Tanggal Perjanjian Date of Agreement	Komitmen Commitment	Jangka Waktu Periode
Perusahaan Daerah Mura Energi	4-Agt-09	Komitmen untuk memasok gas sebesar 2,5 BBTUPD yang berasal dari Lapangan Temelat dengan estimasi nilai kontrak AS$8,073 juta.	10 tahun sejak April 2011
	4-Aug-09	Commitment to supply 2.5 BBTUPD produced from Temelat Field with contract value estimated US$8.073 million.	10 years starting from April 2011
Perusahaan Daerah Pertambangan dan Energi	4-Agt-09	Komitmen untuk memasok gas sebesar maksimum 0,5 BBTUPD yang berasal dari Blok South Sumatra Extention.	September 2009 sampai dengan November 2013
	4-Aug-09	Commitment to supply máximum 0.5 BBTUPD produced from South Sumatra Extention Block.	September 2009 up to November 2013
PT Perusahaan Gas Negara (Persero) Tbk.	4-Des-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.	Desember 2009 sampai dengan November 2011
	4-Dec-09	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.	December 2009 up to November 2011
PT Medco E&P Lematang			
PT Perusahaan Listrik Negara (Persero)	21-Mar-07 dirubah pada 8 Februari 2010	Komitmen untuk memasok gas sebesar 64,9 BBTUD dengan estimasi nilai kontrak AS$325 juta.	Sampai berakhirnya kontrak PSC atau sampai jumlah yang disepakati telah terpenuhi
	21-Mar-07 amended on February 8, 2010	Commitment to supply gas of 64.9 BBTUD with an estimated total value of US$325 million.	Until PSC contract expires or such quantity has been fully supplied
PT Perusahaan Gas Negara (Persero) Tbk.	4-Des-09 dirubah pada 15 April 2010	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.	3 tahun 2 bulan sejak bulan Maret 2010
	4-Dec-09 amended on April 15, 2010	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 years and 2 month starting March, 2010
PT Medco E&P Malaka			
PT Pupuk Iskandar Muda (Persero)	10-Des-07 dirubah pada 2 Desember 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.	7,5 Tahun
	10-Dec-07 amended on December 2, 2008	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 Years
PT Perusahaan Listrik Negara (Persero)	14-Apr-08	Komitmen untuk memasok gas sebesar 15 BBTUD dengan estimasi nilai kontrak AS$565,99 juta.	17 Tahun
	14-Apr-08	Commitment to supply gas of 15 BBTUD with an estimated total value of US$565.99 million.	17 Years

Pembeli Buyer	Tanggal Perjanjian Date of Agreement	Komitmen Commitment	Jangka Waktu Periode
PT Medco E&P Tomori Sulawesi			
PT Donggi Senoro LNG	22-Jan-09 dirubah pada 13 Desember 2010	Komitmen untuk memasok gas sebesar 277.75 BBTUD dengan harga gas dihitung berdasarkan rumus tertentu dalam AS$/MMBTU yang dikaitkan dengan nilai Harga Minyak Mentah Gabungan Jepang (JCC).	15 tahun dimulai sejak tanggal operasi Kilang LNG hingga terpenuhinya jumlah yang disepakati atau berakhirnya kontrak PSC.
	22-Jan-09 amended on December 13, 2010	Commitment to supply 277,75 BBTUD of gas with the price calculated based on certain an agreed formula expressed in US$/ MMBTU and referred to the value of the Japan Crude Cocktail (JCC).	15 years starting from the date of commercial operations of the LNG Plant until such quantity has been fully supplied or PSC contract expires.
PT Medco E&P Simenggaris			
PT Pertamina Gas & PT Medco Gas Indonesia	28-Agt-09	Komitmen untuk memasok gas maksimum sebesar 20 BBTUPD yang berasal dari Lapangan South Sembakung.	11 Tahun sejak kuartal empat tahun 2011
	28-Aug-09	Commitment to supply maximum 20 BBTUPD of gas produced from South Sembakung field.	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)

Keterangan	31 Desember December 31		%	Descriptions
	2010	2009		
Harga rata-rata minyak West Texas Intermediate (Spot FOB)	79.40	61.95	28.2	West Texas Intermediate (Spot FOB) average oil price
Harga rata-rata minyak Indonesian Crude Price	81.44	64.14	27	Indonesian Crude Price average oil price
Harga rata-rata minyak terealisasi	81.41	63.98	27.3	Average realize oil price
Harga rata-rata gas terealisasi	3.59	2.97	20.2	Average realize gas price

Perseroan menggunakan referensi Indonesian Crude Price (ICP)-Sweet Light Crude (SLC) yang diatur oleh Kementerian 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 Desember 2008, meskipun mulai membaik pada triwulan ketiga 2009 dan berada pada kisaran di atas AS$71,06/barel. Akibatnya harga rata-rata ICP-SLC pada akhir 2009 menurun secara berarti menjadi AS$64,14 dibandingkan AS$99,90/barel pada akhir 2008. Sedangkan harga ICP-SLC di 2010 meningkat dengan rata rata AS$81,44/barel. Akibatnya, realisasi harga rata-rata penjualan minyak Perseroan meningkat menjadi rata-rata AS$81,41/barel di 2010 dibandingkan dan AS$63,98/barel pada 2009.

Sedangkan harga rata-rata gas Perseroan yang terealisasi pada 2010 meningkat sebesar 20,2% menjadi AS$3,59/MMBTU dibandingkan dengan AS$2,97/MMBTU pada 2009, oleh karena kenaikan harga gas pada beberapa kontrak penjualan.

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 fluctuations. 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, resulted in the significant decline of the average ICP-SLC price at year end 2009 to US$64.14/barrel from US$99.90/barrel at year end 2008. The ICP-SLC oil price increased in 2010 with an average price of U$81.44/barrel. As a result, the realized average selling price of the Company's crude oil increase to US$81.41/barrel in 2010 from US$63.98/barrel in 2009.

The average realized selling price for the Company's natural gas in 2010 increased by 20.2% to US$3.59/MMBTU compared to US$2.97/MMBTU in 2009, due to an increase in the gas price in several sales contracts.

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 mengategorisasikan 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 by conducting exploration activities at the existing blocks and fields, and at the same time by developing the blocks and fields which encompass the oil and gas discoveries. In addition, 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 its 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 has an inherent degree of uncertainty.

In estimating 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. Certain criteria must be satisfied as follows:

1) The hydrocarbon resources must be discovered;
2) The recoverable quantities of hydrocarbon resources are deemed to be economic;
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 31 Desember 2009. Sementara untuk blok yang kecil dan tidak dioperasikan oleh Perseroan, estimasi cadangannya dilakukan oleh tenaga ahli teknik perminyakan internal 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 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 reflect 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			
			2010	2009	2010	2009
1	Produksi | Production	Rimau	43,358	49.616	52,745	59,003
2	Produksi | Production	Kampar/S.S. Extension	44,071	33,032	56,280	45,241
3	Produksi | Production	Lematang (Singa Field)	10,261	11,055	12,292	13,086
4	Produksi | Production	Tarakan	5,005	6,102	6,461	7,558
5	Produksi | Production	Sembakung	2,013	2,708	2,412	3,107
6	Produksi | Production	Senoro Toili (Tiaka Field)	483	1,363	1,696	3,385
7	Pengembangan | Development	Senoro-Toili (Senoro Gas Field)	67,248	112,079	71,346	118,909
8	Produksi | Production	Bawean	11,610	11,842	14,506	14,738
9	Pengembangan | Development	Blok A	7,818	-	22,067	-
	Jumlah | Total		191,868	227,798	239,805	265,027

No.	Tahap Phase	Aset Assets	Cadangan Kontinjen (MBOE) per 31 Desember Contingent Reserves (MBOE) per December 31	
			2010	2009
1	Pengembangan | Development	Blok A	-	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)	27,128	55,583

Taksiran cadangan terbukti (1P) serta terbukti dan terduga (2P) untuk minyak mentah dan gas alam Perseroan per 31 Desember 2010, setelah dikurangi produksi minyak mentah dan gas alam pada tahun 2010, adalah sebesar 191.868 MBOE dan 239.806 MBOE. Taksiran cadangan 1P dan 2P per 31 Desember 2010 menurun sebesar 15,8% dan 9,5%, dari 227.798 MBOE dan 265.027 MBOE pada tanggal yang sama di 2009. Penurunan ini berasal dari divestasi sebagian lapangan gas Senoro disamping peningkatan klasifikasi cadangan dari perpanjangan kontrak PSC dan dari

Estimates on the proved (1P) and proved and probable (2P) reserves of the Company's crude oil and natural gas as of December 31, 2010, after accounting for the production of crude oil and natural gas in 2009, amounted to 191,868 MBOE and 239,806 MBOE. Estimates on 1P and 2P reserves as of December 31, 2010 decreased by 15.8% and 9.5% to 227,798 MBOE and 265,027 MBOE, respectively, from those of December 31, 2009. The decrease was derived from the Senoro gas field partial divestment and due to an increase from PSC extension as well as the

cadangan kontinjen menjadi cadangan terbukti (1P) serta terbukti dan terduga (2P).

Sedangkan jumlah cadangan kontinjensi pada 31 Desember 2010 dari Senoro PSC, Bangkanai PSC dan Simenggaris PSC adalah masing-masing 27.128 MBOE, 3.638 MBOE dan 10.535 MBOE, sama dengan cadangan kontinjensi pada tanggal yang sama pada 2009.

classification of gas reserves from contingent reserves to proved (1P) and proved and probable reserves (2P).

Meanwhile, the amounts of contingent reserves as of 31 December 2010 in Senoro PSC, Bangkanai PSC and Simenggaris PSC were 27,128 MBOE, 3,638 MBOE and 10,535 MBOE, respectively, similar to contingent reserves of December 31, 2009.

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 consistently by conducting exploration activities on the existing blocks and fields, and by developing the blocks and fields which encompass the oil and gas discoveries.

Realisasi Kegiatan Pemboran 2010 dan Rencana Pemboran 2011
Realization of 2010 Drilling Activities and 2011 Drilling Plan

No.	Nama Blok Name of Blocks	Sumur Pengembangan Development Wells				Sumur Eksplorasi Exploration Wells			
		2011	2010		2009	2011	2010		2009
		Rencana Plan	Aktual Actual	Rencana Plan	Aktual Actual	Rencana Plan	Aktual Actual	Rencana Plan	Aktual Actual
1	Kampar-S&CS	1	7	6	7	4	-	4	3
2	Lematang		-	-	2		-	-	-
3	Rimau	24	15	9	11	6	2	2	1
4	Tarakan	1	2	2	-	1	-	-	-
5	Senoro-Toili	2	1	1	1		1	1	1
6	Bengara-I		-	-	-		-	1	1
7	Simenggaris	3	-	1	-		-	-	-
8	Nunukan		-	-	-		1	1	-
9	Block A	2				1			
10	Bangkanai	3				1			
11	Merangin					1			
	Jumlah | Total	36	25	19	21	14	4	9	6

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 untuk menentukan petroleum system dan untuk mengidentifikasi lokasi potensi pemboran.

Pada 2010, MedcoEnergi melakukan pemboran empat sumur eksplorasi dari sembilan sumur yang rencananya dibor. Perseroan melakukan kegiatan pemboran eksplorasi sebanyak empat sumur masing-masing dua sumur di Blok Rimau PSC, satu sumur di Blok Senoro Toili PSC JOB dan satu sumur di Blok Nunukan PSC.

Sumur Raut-1 dan Langkap Deep-1 di Blok Rimau PSC keduanya merupakan sumur kering yang telah ditutup dan ditinggalkan. Sumur Cendanapura-2 di Blok Senoro Toili PSC JOB juga merupakan sumur kering. Sumur Badik-1 di Blok Nunukan PSC telah berhasil dilakukan pengujian sehingga meningkatkan sumber daya minyak dan gas perusahaan lebih dari 133 kaki bersih minyak dan gas *pay* di Upper Miocene *high-quality deltaic sandstones*.

Exploration Activities

In carrying out exploration activity, the Company conducts studies on the area to evaluate the contents of resources. A geological survey, geophysical survey, or drilling are conducted on the area to determine the petroleum system and to identify potential drilling locations.

In 2010, MedcoEnergi drilled four exploration wells from the nine wells that were planned for drilling. The Company drilled two wells at the Rimau PSC Block, one well at the Senoro-Toili PSC JOB Block and one well at the Nunukan PSC Block.

Both Raut-1 and Langkap Deep-1 in the Rimau PSC Block were dry holes and have been plugged and abandonned. Cendanapura-2 on the Senoro Toili PSC JOB Block was also dry. The Badik-1 well on the Nunukan PSC Block was successful and following testing has increased the company's oil and gas resources by 133 net feet of oil and gas pay in Upper Miocene high-quality deltaic sandtones.

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.

Sepanjang 2010, MedcoEnergi melakukan pemboran 25 sumur pengembangan dari 19 sumur yang rencananya akan dibor. Pemboran sumur pengembangan dilakukan di Blok Rimau PSC sebanyak 15 sumur, Blok SCS PSC sebanyak 7 sumur, Blok Tarakan PSC sebanyak 2 sumur, dan Blok Senoro Toili PSC JOB sebanyak 1 sumur.

Sepanjang 2010, 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.

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 2007, serta diperolehnya kesepakatan dengan PT Pertamina (Persero) dan Mitsubishi Corporation di 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 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 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.

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 (Sumatera) hingga di bagian tengah (Sualwesi).

Development Activities

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

Throughout 2010, MedcoEnergi undertook the drilling of 25 development wells up from the 19 wells that were planned for drilling. 15 wells were drilled on the Rimau PSC Block, 7 wells on the SCS PSC Block, 2 wells on the Tarakan PSC Block, and 1 well on the Senoro Toili PSC JOB Block.

During 2010. the Company continued to carry out the 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 where a gas contract is in place, and one Key Development Project to increase the oil production from Rimau PSC Block.

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.

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.

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 Central (Sulawesi).

Proyek Pengembangan Utama | **Key Development Projects**

Block A	
Jenis kontrak Type of contract	PSC
Luas wilayah (km2) Areas	1,803
Masa akhir kontrak Contract expiry	2031
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 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 mengambil alih 100% saham ConocoPhillips (Aceh) Ltd. yang dimiliki ConocoPhillips.

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

Perkembangan Terkini Proyek Pengembangan Gas Blok A

Perseroan telah mendapatkan perpanjangan PSC dari Pemerintah Indonesia untuk periode 2011 - 2031. Secara bersamaan, Perseroan juga merampungkan Front End Engineering and Design (FEED), mempersiapkan dokumen-dokumen tender EPC serta proses sosialisasi akuisisi lahan.

Cadangan Akhir Tahun 2010

Pada 2010, Perseroan memiliki cadangan 1P dan 2P dari blok ini sebesar 7.818 MBOE dan 22.067 MBOE.

Rencana Ke Depan

Pada kuartal ketiga 2011, Perseroan akan melakukan pemboran sumur eksplorasi Matang 1 dan dua sumur pengembangan Alur Rambong.

Perseroan akan melanjutkan persiapan proyek pengembangan gas Blok A, 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% of the 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 acquired a PSC extension from Government of Indonesia that extends from 2011 to 2031. In parallel the Company finalized the Front End Engineering and Design (FEED), prepared EPC tender document and sozialisation process for land acquisition.

Reserves at Year End 2010

As at year end 2010, the company has booked 1P and 2P reserves amounting to 7,818 MBOE and 22,067 MBOE.

Future Plans

In third quarter of 2011, the company plans to drill Matang 1 exploration well and continue to drill two Alur Rambong development wells.

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

South Central Sumatra Block	
Jenis kontrak Type of contract	PSC
Luas wilayah (km2) Areas	5,493
Masa akhir kontrak Contract expiry	2033
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 22 Desember 1995. MedcoEnergi berhasil mendapatkan perpanjangan kontrak PSC Blok SCS dari Pemerintah yang berlaku sampai dengan 2033.

Produksi dan *Lifting*
Pada 2010, produksi minyak dan gas dari Blok SCS PSC adalah sebesar 10.948 MBOE, meningkat sebesar 2.256 MBOE, atau 25,95%, dibandingkan dengan 8.692 MBOE di tahun 2009. Sedangkan penjualan minyak dan gas dari Blok SCS PSC di 2010 adalah masing-masing sebesar 7.789 BOPD dan 135,96 BBTUPD, menurun 7,92% dan meningkat 46,7% atau sebesar 670 BOPD dan 43,27 BBTUPD, dari 8.459 BOPD dan 92,69 BBTUPD di 2009. Pembeli minyak mentah Perseroan dari Blok SCS PSC di 2010 adalah Petro-Diamond Singapore (Pte) Ltd dengan harga rata-rata AS$81,58/barel. Pembeli gas alam dari Blok SCS PSC di 2010 adalah sebagai berikut:

Background
The SCS PSC Block was acquired by MedcoEnergi from PT Stanvac Indonesia on December 22, 1995. MedcoEnergi has successfully acquired an extension from the government for its SCS PSC Block which contract will be expired in 2033.

Production and Lifting
In 2010, production of oil and gas from the SCS PSC Block amounted to 10,948 MBOE, an increase of 2,256 MBOE, or 25.95%, compared to 8,692 MBOE in 2009. Whereas the sales of oil and gas from the SCS PSC Block in 2010 were 7,789 BOPD and 135.96 BBTUPD, respectively. Oil sales decreased by 670 BOPD, or 7.92%, while gas sales increased by 43.27 BBTUPD, or 46.7%, from 8,459 BOPD and 92.69 BBTUPD, respectively, in 2009. The offtaker of the Company's crude oil from the SCS PSC Block in 2010 was Petro-Diamond Singapore (Pte) Ltd at an average price of US$81.58/barrel. Offtakers of natural gas from the SCS PSC Block in 2010 were as follows:

Pembeli Buyer	Harga (AS$/mmbtu) Price (US$/mmbtu)
Pertamina (PUSRI)	3.15
PLN Indralaya	2.69
PLN Borang	4.45
Gunung Megang	2.30
Keramasan	4.30
Mitra Energi Buana	3.09

Pada 2009, pembeli minyak mentah Perseroan dari Blok SCS adalah Mitsui dan Itochu dengan harga rata-rata AS$63,77/barel, sedangkan pembeli gas alam adalah sebagai berikut:

In 2009, the offtakers of the Company's crude oil entitlement from the SCS Block were Mitsui and Itochu at an average price US$63.77/barrel, whereas the offtakers for natural gas 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

Optimalisasi Produksi dan Peningkatan Cadangan
Untuk mengoptimalkan produksi dari Blok SCS PSC, pada 2010, Perseroan telah melakukan pemboran tujuh sumur pengembangan dan menunda pemboran eksplorasi ke 2011.

Disamping itu, dalam upaya meningkatkan produksi gas alamnya, Perseroan senantiasa memasarkan cadangan gas alamnya yang belum terjual dari Blok SCS PSC. Pada 2010, Perseroan telah berhasil meningkatkan penjualan gas ke Pagardewa dan usaha-usaha untuk monetisasi gas yang belum terangkut.

Pengurangan Pembakaran Gas Terasosiasi
Dalam rangka mengurangi pembakaran gas terasosiasi, pada 2010, Perseroan telah melakukan pemanfaatan gas terasosiasi melalui penjualan kepada PLN untuk pembangkit listrik di Sumsel,

Production Optimalization and Reserves Augmentation
To optimize production from SCS PSC Block in 2010, the Company's drilled seven development wells and postponed the exploration drilling program to 2011.

In addition, in the efforts to increase production of gas, the Company continuously markets its unsold gas reserves from the SCS PSC Block. In 2010, the Company succeeded in increasing gas sales volume to Pagardewa and gas monetization efforts.

Reducing Associated Gas Flare
In order to reduce the flaring of associated gas, in 2010, the Company utilized associated gas for sale to the power generating plant of PLN in South Sumatra, for household and transportation

keperluan rumah tangga dan transportasi. Perseroan berencana untuk melakukan perpanjangan penjualan gas untuk keperluan kelistrikan ke perusahaan daerah di 2011.

needs. The Company plans to extend its gas sales for power generation to regional companies in 2011.

Cadangan Akhir Tahun 2010

Pada akhir tahun 2010, cadangan 1P dan 2P dari Blok South Central Sumatra PSC adalah masing-masing sebesar 44.,071 MBOE dan 56.280 MBOE, meningkat dari 33.032 MBOE dan 45.241 MBOE.

Reserves at Year End 2010

As at year end 2010, 1P and 2P reserves from the SCS PSC Block were 44,071 MBOE and 56,280 MBOE, respectively, increasing from 33,032 MBOE and 45,241 MBOE.

Rencana ke Depan

Untuk meningkatkan produksi migas di 2011, perusahaan akan melakukan pemboran satu sumur pengembangan di North Temelat, dan memproduksikannya.

Future Plans

To increase oil and gas production in 2011, the Company will drill one development well at North Temelat.

Untuk meningkatkan penjualan gas dan meminimalisasi gas yang tidak dapat diserap pembeli saat ini, Perseroan meneruskan penjualan gas ke Jawa. Berkenaan dengan pencarian potensi penemuan cadangan baru, perusahaan akan melakukan pemboran empat sumur eksplorasi (Lagan Deep, Lica, Sida dan North Temelat 2) serta intensifikasi studi geologi dan geofisika.

To increase gas sales and to minimize unabsorbed gas by current offtakers, the Company continues to sell gas to Java. With respect to the search for potential new reserves discoveries, the Company will drill four exploration wells (Lagan Deep, Lica, Sida and North Temelat 2) 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 provinsi Sumatera Selatan.

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.

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

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

Produksi dan *Lifting*

Pada 2010, produksi minyak dan gas dari Blok Lematang PSC, melalui lapangan Harimau, adalah sebesar 794 MBOE, meningkat sebesar 788 MBOE dibandingkan produksi minyak dan gas di 2009 sebesar 6 MBOE. Sedangkan penjualan minyak dan gas dari Blok Lematang PSC di 2010 adalah sebesar 3,62 BOPD dan 7,08 BBTUPD, menurun 300% atau sebesar 6 BOPD dari 8 BOPD dan naik 100% atau 4,88 BBTUPD di 2009. Pembeli minyak mentah Perseroan dari Blok Lematang PSC di 2010 dan 2009 adalah Pertamina Kilang Plaju dengan harga rata-rata AS$84,20/barel.

Production and Lifting

In 2010, the production of oil and gas from the Lematang PSC Block, through the Harimau field, amounted to 794 MBOE, an increase of 788 MBOE, compared to oil and gas production of 6 MBOE in 2009. Meanwhile, the lifting of oil and gas from the Lematang PSC Block in 2010 amounted to 3.62 BOPD and 7.08 BBTUPD, a decline of 6 BOPD, or 300%, from 8 BOPD and increase 100% or 4.88 BBTUPD in 2009. The offtaker for the Company's crude oil from the Lematang PSC Block in 2010 and 2009 was Pertamina Kilang Plaju at an average price of US$84.20/barrel.

Perkembangan Terkini Proyek Pengembangan Utama Gas Singa

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

Update on Singa Gas Key Development Project

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

Cadangan Akhir Tahun 2010

Pada akhir 2010, blok ini memiliki cadangan 1P sebesar 10,261 MBOE dan cadangan 2P sebesar 12.292 MBOE.

Reserves at Year End 2010

As at year end 2010, this block had 1P and 2P reserves of 10,261 MBOE and 12,292 MBOE.

Rencana ke Depan

Gas pertama telah dialirkan pada 16 April 2010 dan produksi selanjutnya akan dinaikkan secara bertahap pada 2010 dan 2011. Perseroan akan menyelesaikan pemboran kembali Singa-1.

Future Plans

The first gas flowed on April 16, 2010 and will continue to be ramped up in 2010 and 2011. The Company will continue drilling re-entry of Singa-1 wells,

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 April 2003, MedcoEnergi berhasil mendapatkan perpanjangan kontrak PSC Blok Rimau dari Pemerintah yang berlaku sampai dengan April 2023. Sesuai dengan kebijakan Pemerintah Indonesia, efektif 1 Juli 2003, Perseroan mengalihkan 5% hak partisipasi kepada pemerintah lokal Sumatera Selatan melalui Perusahaan Daerah Pertambangan dan Energi Sumatera Selatan. Blok Rimau PSC terletak di Sumatera Selatan.

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 the provincial government of South Sumatra through Regional Mining and Energy Company of South Sumatra. The Rimau PSC Block is located in South Sumatra.

Produksi dan *Lifting*

Pada tahun 2010, produksi minyak dari Blok Rimau PSC adalah sebesar 6.258 MBOE, menurun sebesar 1.105 MBOE, atau 15%, dari 7.363 MBOE pada 2009. Sedangkan penjualan minyak dari Blok Rimau PSC di 2010 adalah sebesar 17.030 BOPD, menurun 14,9% atau sebesar 2.986 BOPD, dari 20.016 BOPD di 2008. Seluruh minyak mentah yang menjadi bagian bersih Perseroan di 2010, dijual kepada Petro-Diamond Singapore (Pte). Ltd. dengan harga rata-rata AS$81,81/barel.

Production and Lifting

In 2010, the production of oil and gas from the Rimau PSC Block amounted to 6,258 MBOE, a decrease of 1,105 MBOE, or 15%, from 7,363 MBOE in 2009. Meanwhile, the lifting of oil and gas from the Rimau PSC Block in 2010 amounted to 17,030 BOPD, a decrease of 2,986 BOPD, or 14.9%, from 20,016 BOPD in 2009. All of the crude oil that represents the net entitilement to the Company in 2010 was sold to Petro-Diamond Singapore (Pte). Ltd. at an average price of US$81.81/barrel.

Perkembangan Terkini Proyek Pengembangan Minyak Rimau

Untuk menahan laju penurunan produksi, pada tahun 2010, Perseroan melakukan pemboran 15 sumur pengembangan dan 2

Update on Rimau Oil Development Project

To arrest the pace of production decline, in 2010 the Company drilled 15 development wells and 2 exploration wells (Raut-1 and

sumur eksplorasi (Raut-1 dan Langkap Deep). 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) dengan 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 gas terasosiasi dari produksi minyak di lapangan Kaji ke kilang LPG milik Perseroan yang lokasinya berdekatan dengan lapangan tersebut.

Dari pemrosesan gas terasosiasi ini, Perseroan telah menjual sebesar 42 MTD LPG kepada PT Pertamina (Persero), dengan harga rata-rata AS$651/ton di 2010. Sedangkan harga rata-rata di 2009 adalah sebesar AS$448/ton. Dengan demikian penjualan LPG Perseroan kepada PT Pertamina (Persero) menurun sebesar 3 MTD, atau 6,7%,dari 45,2MTD di 2009.

Cadangan Akhir Tahun 2010
Pada akhir 2010, cadangan 1P dan 2P dari Blok Rimau PSC adalah masing-masing sebesar 43,358 MBOE dan 52,745 MBOE, sedangkan akhir 2009 adalah 49.616 MBOE dan 59.003 MBOE.

Rencana Ke Depan
Untuk mempertahankan laju penurunan produksi migas di 2011, Perusahaan akan melakukan pemboran 24 sumur pengembangan minyak, melakukan reaktivasi sumur-sumur ex-Dutch di Iliran High, melanjutkan lapangan Rumbi dan Telisa.

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* pada 2012.

Kegiatan lainnya akan dilakukan untuk menambah cadangan melalui pemboran enam sumur eksplorasi di Rumbi, Tala dan Taba serta melakukan intensifikasi studi geologi dan geofisika.

Langkap Deep). 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 the Rimau PSC Block, the Company also undertook an Enhanced Oil Recovery (EOR) program, by comencing a Pilot Project EOR prior to the full EOR program execution. The EOR program is one of the Key Development Projects of the Company.

Reducing Associated Gas Flare
In order to reduce the flaring of associated gas, the Company has distributed associated gas from its producing oil field at Kaji to the Company's LPG Plant that is located adjacent to the field.

From the processing of this associated gas, the Company has been able to sell 42 MTD of LPG to PT Pertamina (Persero), at an average price of US$651/ton in 2010. Whereas the average price in 2009 was US$448/ton. As a result the Company's LPG sales to PT Pertamina (Persero) decreased by 3 MTD, or 6.7%, from 45.2 MTD in 2009.

Reserves at Year End 2010
As at year end 2010, 1P and 2P reserves of the Rimau PSC Block amounted to 43,358 MBOE and 52,745 MBOE, respectively, whereas at year end 2009 they were 49,616 MBOE and 59,003 MBOE.

Future Plans
To sustain the decline rate of oil and gas production in 2010, the Company will drill 24 development wells and reactivate the ex-Dutch wells at Iliran High, and continue to develope the Rumbi and Telisa 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 2012.

Other efforts will be undertaken to increase reserves through the drilling of six exploration wells at Rumbi, Tala and Taba, as well as intensifying geological and geophysical studies.

Bawean Block	
Jenis kontrak Type of contract	PSC
Luas wilayah (km2) Areas	3,025
Masa akhir kontrak Contract expiry	2031
Pemegang hak partisipasi Participating interest	Camar Resources Canada Inc. - 35% (operator); Camar Bawean Petroleum Ltd (CBPL) - 65%; CRC merupakan afiliasi Perseroan
Operator	Camar Resources Canada Inc.
Status	Produksi | Production

Latar Belakang
Perseroan mengambilalih 70% hak partisipasi di Blok Bawean PSC sejak 26 November 2004 melalui Camar Resources Canada Inc. (CRC). Selanjutnya, pada Juni 2006, CRC mengalihkan 65% hak partisipasi atas Blok Bawean PSC kepada Camar Bawean Petroleum Limited (CBPL). Pada Januari 2007, Perseroan kembali mengambilalih 30% hak partisipasi di Blok Bawean PSC melalui CRC.

Produksi dan *Lifting*
Pada 2010, produksi minyak dari Blok Bawean PSC adalah sebesar 232 MBOE, menurun sebesar 1 MBOE, atau 0.4%, dari 233 MBOE di 2009. Sedangkan penjualan minyak dari Blok Bawean PSC di 2010 adalah sebesar 983 BOPD, meningkat sebesar 456 BOPD, atau 86,5%, dari 527 BOPD di 2009. Seluruh minyak mentah yang menjadi bagian bersih Perseroan di tahun 2010, dijual kepada Trafigura dengan harga rata-rata AS$81,92/barel.

Optimalisasi Produksi dan Peningkatan Cadangan
Untuk mengoptimalkan produksi dari Blok Bawean PSC, pada tahun 2010, Perseroan telah melakukan kegiatan *artificial lift* menggunakan ESP di sumur Camar 1.

Cadangan Akhir Tahun 2010
Di akhir 2010, blok ini memiliki cadangan 1P sebesar 11.610 MBOE dan cadangan 2P sebesar 14.507 MBOE.

Rencana Ke Depan
Pada Oktober 2010, Perseroan telah mendapatkan perpanjangan PSC untuk Blok Bawean.

Perseroan akan melanjutkan eksploitasi dari sisa cadangan lapangan Camar di 2011 ini. Perseroan juga akan melakukan kegiatan seismik atas prospek eksplorasi yang substansial yang telah teridentifikasi di wilayah Camar & Tuban area (1.000 km).

Background
The Company acquired a 70% participating interest in the Bawean PSC Block on November 26, 2004 through 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). In 2007, the Company acquired another 20% of participating interest in the Bawean PSC.

Production and Lifting
In 2010, the production of oil and gas from the Bawean PSC Block amounted to 232 MBOE, a decrease of 1 MBOE, or 0.4%, from 233 MBOE in 2009. Meanwhile, the lifting of oil from the Bawean PSC Block in 2010 amounted to 983 BOPD, an increase of 456 BOPD, or 86.5%, from 527 BOPD in 2009. All of the crude oil that represents the net entitilement to the Company in 2010 was sold to Trafigura at an average price of US$81.92/barrel.

Production Optimalization and Reserves Augmentation
To optimize production at the Bawean PSC Block in 2010, the Company installed artificial lift using ESP in Camar 1 well.

Reserves at Year End 2010
In 2009, this block had 1P reserves of 11,610 MBOE and 2P reserves of 14,507 MBOE.

Future Plans
In October 2010, the Company obtained a PSC extension for the Bawean Block.

The Company will proceed with the exploitation of available reserves in the Camar field throughout 2011. The Company will also undertake seismic acquisition of substantial prospects that are already identified in the Camar and Tuban areas (1,000 km).

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 1992 dari Tesoro. Pada 2002, Perseroan telah mendapatkan perpanjangan PSC dari Blok Tarakan yang berlaku sampai dengan 2022.

Produksi dan *Lifting*
Pada 2010, produksi minyak dan gas dari Blok Tarakan PSC adalah sebesar 1.097 MBOE, menurun 3,2% atau sebesar 36 MBOE dibandingkan produksi minyak dan gas di 2009 sebesar 1.133 MBOE. Sedangkan penjualan minyak dan gas dari Blok Tarakan PSC

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 2010, the production of oil and gas from the Tarakan PSC Block amounted to 1,097 MBOE, a decrease of 36 MBOE, or 3.2%, from 1.133 MBOE in 2009. Meanwhile, the lifting of oil and gas from the Tarakan PSC Block in 2010 amounted to 1,896 BOPD and

di 2010 adalah sebesar 1.896 BOPD dan 5,32 BBTUPD, menurun dari 1.906 BOPD dan 6,15 BBTUD di 2009. Seluruh minyak mentah yang menjadi bagian bersih Perseroan di 2010 dan 2009, dijual kepada Pertamina UP V Kilang Balikpapan dengan harga rata-rata AS$80,69/barel. Sedangkan gas alam Perseroan di 2010 disalurkan kepada PLN Tarakan dengan harga rata-rata AS$2,92/MMBTU, sementara di 2009 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 2010, 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.

Cadangan Akhir Tahun 2010
Pada akhir 2010, cadangan 1P dan 2P dari Blok Tarakan PSC adalah masing-masing sebesar 5.005 MBOE dan 6.461 MBOE menurun dari 6.102 MBOE dan 7.558 MBOE.

Rencana Ke Depan
Untuk mengoptimalkan produksi dari Blok Tarakan PSC, pada 2010, Perseroan akan melakukan pemboran satu sumur pengembangan di Mamburungan dan kegiatan kerja ulang (*workover*). Untuk meningkatkan cadangan migas, Perseroan akan melakukan pemboran satu sumur eksplorasi Safira.

5.32 BBTUPD, a decrease from 1,906 BOPD and 6.15 BBTUPD, respectively, in 2009. All of the crude oil that represents the net entitilement to the Company in 2010 and 2009 was sold to Pertamina UP V Kilang Balikpapan at an average price of US$80.69/barrel. Whereas the Company's natural gas in 2010 was distributed to PLN Tarakan at an average price of US$2.92/MMBTU, while in 2009 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 2010, the Company undertook a workover on 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.

Reserves at Year End 2010
As at year end 2010, the 1P and 2P reserves of the Tarakan PSC Block amounted to 5,005 MBOE and 6,461 MBOE, respectively, decreasing from 6,102 MBOE and 7,558 MBOE.

Future Plans
To optimize production from the Tarakan PSC Block in 2010, the Company will drill one development wells at Mamburungan and undertake workover. To increase oil and gas reserve, the Company will drill one exploration well Safira.

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 September 2005. Blok Sembakung TAC berlokasi di dekat Blok Tarakan.

Produksi dan *Lifting*
Pada 2010, produksi minyak dari Blok Sembakung TAC adalah sebesar 695 MBOE, menurun 1,1% atau sebesar 8 MBOE dibandingkan produksi minyak di 2009 sebesar 703 MBOE. Sedangkan penjualan minyak dari Blok Sembakung TAC di 2010 adalah sebesar 1.905 BOPD, menurun 0,26% atau sebesar 5 BOPD, dari 1.910 BOPD di 2009. Seluruh minyak mentah yang menjadi bagian bersih Perseroan di tahun 2010, dijual kepada Pertamina UP V Kilang Balikpapan dengan harga rata-rata AS$81,63/barel.

Background
The Company acquired a100% participating interest in the Sembakung TAC Block in September 2005. The Sembakung Block is located near the Tarakan Block.

Production and Lifting
In 2010, the production of oil from the Sembakung TAC Block amounted to 695 MBOE, a decrease of 8 MBOE, or 1.1%, from 703 MBOE in 2009. Meanwhile, the lifting of oil and gas from the Sembakung TAC Block in 2010 amounted to 1,905BOPD, a decrease of 5 BOPD, or 0.26%, from 1,910 BOPD in 2009. 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$81.63/barrel.

Optimalisasi Produksi dan Peningkatan Cadangan
Untuk mengoptimalkan produksi dari Blok Sembakung TAC pada 2010, Perseroan telah melakukan kegiatan optimasi produksi melalui kerja ulang sumur (*workover*) dan perawatan sumur (*well service*).

Production Optimalization and Reserves Augmentation
To optimize production at the Sembakung TAC Block in 2010, the Company undertook a workover and well servicing program.

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.

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.

Cadangan Akhir Tahun 2010
Di akhir 2010, blok ini memiliki cadangan 1P sebesar 2.013 MBOE dan cadangan 2P sebesar 2.412 MBOE.

Reserves at Year End 2010
As at year end 2009, this block had 1P reserves of 2,013 MBOE and 2P reserves of 2,412 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*).

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 - 30%; PT Pertamina Hulu Energi Tomori Sulawesi - 50%, Tomori E&P Limited - 20%
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 anak perusahaan Atlantic Richfield Corporation (ARCO) pada 2000. Perseroan mengoperasikan Blok Senoro-Toili PSC JOB bersama-sama dengan anak perusahaan PT Pertamina Persero, PT Pertamina Hulu Energi Tomori Sulawesi melalui *Joint Operating Body*. 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 2008, Perseroan mendeklarasikan Proyek Pengembangan Gas Senoro sebagai salah satu Proyek Pengembangan Utama Perseroan.

Pada 2010, Perseroan menjual 20% hak partisipasi Blok Senoro-Toili PSC JOB kepada Mitsubishi Corporation dengan menjual saham dari Tomori E&P Limited dengan harga AS$260 juta.

Produksi dan *Lifting*
Pada tahun 2010, produksi minyak dari Blok Senoro-Toili PSC JOB adalah sebesar 335 MBOE, menurun 15,2% atau sebesar 60 MBOE dibandingkan produksi minyak di tahun 2009 sebesar 395 MBOE. Sedangkan penjualan minyak dari Blok Senoro-Toili PSC JOB di tahun 2010 adalah sebesar 847 BOPD, menurun

Background
The Company acquired a 50% participating interest in the Senoro-Toili PSC JOB Block through the acquisition of 100% of the shares of a subsidiary 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 through a Joint Operating Body. 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.

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

In 2010, the Company sold a 20% participating interest in the Senoro-Toili PSC JOB Block to Mitsubishi Corporation by selling the shares of Tomori E&P Limited amounted to US$260 million.

Production and Lifting
In 2010, the production of oil from the Senoro-Toili PSC JOB Block amounted to 335 MBOE, a decrease of 60 MBOE, or 15.2%, from 395 MBOE in 2009. Meanwhile, the lifting of oil from the Senoro-Toili PSC JOB Block in 2010 amounted to 847 BOPD, a decrease of 236 BOPD, or 21.8%, from 1,083 BOPD in 2009. All of the crude oil

21,8% atau sebesar 236 BOPD, dari 1.083 BOPD di 2009. Seluruh minyak mentah yang menjadi bagian bersih Perseroan di 2009, di jual kepada Petro-Diamond Company Limited dan kilang minyak domestik (Pertamina) dengan harga rata-rata AS$74,51/barel, sedangkan pada 2009 dijual kepada Petro-Diamond Company Limited dan kilang minyak domestik (Pertamina) dengan harga rata-rata AS$55,50/barel.

that represents the net entitlement to the Company in 2010 was sold to Petro-Diamond Company Limited and domestic refienery (Pertamina) at an average price of US$74.51/barrel, whereas in 2009 the oil was sold to the same companies at an average price of US$55.50/barrel.

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.

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.

Perkembangan Terkini Proyek Pengembangan Gas Senoro
Pada 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 melakukan pemboran sumur Senoro-6 dan Cendanapura-1, yang menyebabkan cadangan gas Perseroan meningkat pada akhir 2010.

Update on Senoro Gas Development Project
In January 22, 2009, the Company signed a 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 conducted drilling at Senoro-6 and Cendanapura-1 wells, which resulted in an increase of the Company's gas reserves by the end of year 2010.

Cadangan Akhir Tahun 2010
Di akhir 2010, Blok Senoro-Toili (Tiaka Field) memiliki cadangan 1P sebesar 483 MBOE dan cadangan 2P sebesar 1.696 MBOE. Sedangkan lapangan gas Senoro memiliki cadangan 1P sebesar 67.247 MBOE, cadangan 2P sebesar 71.345 MBOE serta cadangan kontinjen sebesar 27.128 MBOE.

Reserves at Year End 2010
As at year end 2010, the Senoro-Toili Block (Tiaka Field) had 1P reserves of 483 MBOE and 2P reserves of 1,696 MBOE, While the Senoro gas field had 1P reserves of 67,247 MBOE, 2P reserves of 71,345 MBOE and Contingent Resources of 27,128 MBOE.

Rencana Ke Depan
Di 2011, Perseroan berencana untuk melakukan kegiatan seismik di daerah Senoro, pemboran 2 sumur pengembangan North Tiaka dan fasilitas produksinya serta melanjutkan Proyek Pengembangan Gas Senoro.

Future Plans
In 2011, the Company plans to carry out seismic activity in the Senoro area and drill 2 development wells at North Tiaka and associated production facilities, while proceeding with the Senoro Gas Development Project.

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 Agustus, dan pada Oktober, Perjanjian PSC tersebut ditandatangani oleh Perseroan dan BPMIGAS. Blok Merangin-I PSC berlokasi di sebelah barat laut ladang Kaji Semoga, ladang Perseroan yang paling produktif. Pada Juli 2005, Perseroan menandatangani Perjanjian Farm-in dengan PTTEP Merangin Company Ltd. dan Moeco Merangin Co. Ltd. dan kepemilikan Perseroan berkurang menjadi 41%. Pada 2009, PTTEP melepas 40% hak partisipasinya di Blok Merangin-I kepada Perseroan, sehingga pada akhir 2009 hak partisipasi Perseroan di blok ini menjadi 80%.

Background
The Company acquired a 100% participating interest in the Merangin-1 PSC Block through an open tender process conducted by BPMIGAS in mid 2003. The winning bid was announced in August, and by October the PSC was signed by the Company and BPMIGAS. The Merangin-1 PSC Block is located North West of Kaji Semoga, the Company's most productive fields. In July 2005, the Company signed a Farm-out 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 its 40% participating interest in the Merangin-1 PSC Block to the Company, increasing the Company's participating interest in the block to 80%.

Perkembangan Kegiatan Eksplorasi
Pada 2010, Perseroan akan melakukan kegiatan pemboran sumur eksplorasi Solo 1 tetapi ditunda ke 2011 karena proses pembebasan lahan belum selesai.

Update on Exploration Activities
In 2010, the Company planned to drill the exploration well Solo 1 but this was postponed to 2011 due to land acquisition process.

Rencana Ke Depan
Di tahun 2011, Perseroan berencana untuk melakukan pemboran satu sumur eksplorasi Solo 1 di kuartal kedua , melakukan studi geologi dan geofisika, dan melakukan persiapan untuk *seismic data acquisition* tahun 2011.

Future Plans
In 2011, the Company plans to drill the exploration well, Solo 1 in the second quarter, undertake geological and geophysical studies, and preparation for seismic data acquisition.

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 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 2029, dengan wilayah seluas 2.311 kilometer persegi.

Background
In December 2001, the Company acquired 95% of the shares of PT Petroner Bengara Energi that held a 100% participating 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, and has a total area of 2,311 square kilometer.

Perkembangan Kegiatan Eksplorasi
Pada 2010, Perseroan melakukan kegiatan persiapan pemboran sumur delineasi South Sebuku-2 tetapi tertunda ke 2011 karena pembebasan lahan dan izin belum selesai.

Update on Exploration Activities
In 2010, the Company undertook preparation for the drilling of the South Sebuku-2 delineation well but this was postponed due to land clearing and permit process .

Rencana Ke Depan
Di 2011, Perseroan berencana untuk melakukan pemboran sumur delineasi South Sebuku-2 di kuartal kedua dan melakukan studi geologi dan geofisika.

Future Plans
In 2011, the Company plans to drill a delineation well of South Sebuku-2 in the second 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	JOB Simenggaris
Status	Pengembangan | Development

Latar Belakang
Pada 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

Background
In January 2000, the Company acquired 75% of the shares of Medco Simenggaris Pty Ltd, which held a 62.5% participating interest in the Simenggaris Block located in East Kalimantan, nearby the Company's activities in Tarakan Island. Medco

Pty. Ltd. dan Pertamina telah bekerja sama untuk pengelolaan Blok Simenggaris berdasarkan Perjanjian Blok Simenggaris. Pada November 2001, Perseroan telah menjual 15% saham Medco Simenggaris Pty. Ltd. ke Falcon Pte. Ltd., mengurangi saham di Medco Simenggaris Pty Ltd menjadi 60%.

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

Perkembangan Kegiatan Eksplorasi
Pada 2010, Perseroan melakukan kegiatan persiapan lokasi untuk sumur South Sembakung-4, 5 & 6, dan telah berhasil menandatangani PJBG dengan konsorsium PT Pertagas – PT Medco Gas Indonesia.).

Cadangan Akhir Tahun 2010
Pada akhir 2010, Blok ini memiliki cadangan kontinjen (*contingent reserve*) sebesar 10.535 MBOE.

Rencana Ke Depan
Pada 2011, Perseroan berencana melakukan pemboran sumur pengembangan South Sembakung 4, 5 & 6 dan pembangunan sebuah kilang gas. Juga perseroan berencana melakukan 2D *seismic acquisition* sepanjang 640 kilometer.

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% of the shares of Medco Simenggaris Pty. Ltd. to Falcon Pte. Ltd., decreasing its share in Medco Simenggaris Pty. Ltd. to 60%.

Medco Simenggaris Pty. Ltd. was awarded the Simenggaris PSC 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 became 41.5%.

Update on Exploration Activities
In 2010, 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.

Reserves at Year End 2010
As at year end 2010, this Block had contingent reserves of 10,535 MBOE.

Future Plans
In 2011, the Company plans to drill the development wells of South Sembakung 4, 5 & 6 and gas plant development. The Company also plans to undertake a 640-kilometer 2D seismic acquisition.

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	Salamander Energy (Bangkanai) Ltd. – 51%; Mitra Energi Bangkanai Ltd. – 34%; Bangkanai Petroleum (L) Berhad (BPLD)* - 15%; BPLD merupakan anak perusahaan Medco
Operator	Elnusa Bangkanai Energy Ltd.
Status	Eksplorasi | Exploration

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

Perkembangan Kegiatan Eksplorasi
Pada 2010, Perseroan melakukan kegiatan studi pengkajian wilayah kerja Bangkanai.

Cadangan Akhir Tahun 2010`
Pada akhir 2010, Blok ini memiliki cadangan kontinjen (*contingent reserve*) sebesar 3.638 MBOE.

Rencana Ke Depan
Di 2011, Perseroan berencana melakukan pemboran sumur eksplorasi Sungai Lahei 1 dan persiapan pemboran Jupoi B.

Dalam rangka pengembangan Bangkanai, Perseroan akan melakukan pemboran sumur pengembangan Karendan 4 dan Karendan 1 & 3. Perseroan juga akan memulai pengerjaan fasilitas produksi gas.

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

Update on Exploration Activities
In 2010, the Company undertook a feasibility study of the working area in Bangkanai.

Reserves at Year End 2010
As at year end 2010, this Block had contingent reserves of 3,638 MBOE.

Future Plans
In 2010, the Company plans to drill the Sungai Lahei 1 exploration well and conduct preparation for the Jupoi B exploration well.

In order to develop Bangkanai block, the Company plans to drill Karendan 4 development drilling as well as reentry Karendan 1 & 3. The Company will start to develop gas production facilities.

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. - 35%; Bharat PetroResources Ltd. - 12.5%; Videocon Indonesia Nunukan Inc. -12.5%
Operator	Anadarko Indonesia Nunukan Co
Status	Eksplorasi | Exploration

Latar Belakang

Pada 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 35% dimiliki Anadarko yang juga sebagai operator, sementara *farm out* telah dilakukan dimana 12,5% menjadi miliki Bharat dan 12,5% lainnya menjadi milik Videocon.

Perkembangan Kegiatan Eksplorasi

Pada 2010, Perseroan telah melakukan pemboran sumur Badik 1 dan mengumumkannya sebagai sumur temuan.

Rencana Ke Depan

Di 2011, Perseroan berencana untuk melakukan 3D *seismic acquisition seluas* 1.607 km2 dan dilanjutkan dengan interprestasi seismik.

Background

On December 12, 2004, PT Medco E&P Nunukan, a subsidiary of the Company, signed a Production Sharing Contract with BPMIGAS for 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 remaining 49% participating interest. Currently, the Company holds 40% participating interst in the Block, whereas 35% participating interest is held by Anadarko as a co-operator in the Block, while the remaining 12.5% was farmed out to Bharat and another 12.5% to Videocon.

Update on Exploration Activities

In 2010, the Company completed Badik 1 exploration drilling and announced as a discovery well.

Future Plans

In 2011, the Company plans to undertake a 1,607 km2 3D seismic acquisition and continue seismic interpretation process.

Jeruk Well

Jenis kontrak Type of contract	Partisipasi Ekonomi *Economic Interest*
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 2006, Perseroan mengakuisisi 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.

Perkembangan Kegiatan Eksplorasi

Pada 2010, Perseroan melakukan evaluasi eksplorasi dan studi keekonomian lapangan.

Rencana Ke Depan

Di 2011, Perseroan berencana melanjutkan evaluasi eksplorasi dan keekonomian lapangan.

Background

In early in 2006, the Company acquired a 25% 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.

Update on Exploration Activities

In 2010, the Company undertook an exploration evaluation and a study on site feasibility.

Future Plans

In 2011, 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.

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 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, kerja sama patungan atau perjanjian yang dikeluarkan atau disetujui Pemerintah Amerika Serikat berdasarkan Undang-Undang Sewa Mineral yang mengizinkan kegiatan eksplorasi, ekstraksi atau pemindahan migas.

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

MedcoEnergi's International Oil and Gas E&P business activities cover exploration, development and production of crude oil and natural gas. The activities include management and operation of oil and gas fields.

MedcoEnergi holds participating interests on oil and gas blocks through its subsidiaries in which the Company has indirect 100 percent ownership. All the shares of those subsidiaries are held by Medco Energi Global Pte Ltd, (Medco Global), a wholly-owned subsidiary for MedcoEnergi Corporate established under the laws 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 for managing and operating 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 supervises 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 in the relevant countries. Therefore, the conditions governing the leases and contracts of participating interests on each asset vary.

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 the U.S. Mineral Management Services. The Company as holder of the Lease Agreements shall pay royalties stipulated by 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

diberikan kepada perusahaan kontraktor minyak dan gas yang 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 dikeluarkan oleh kontraktor. Sisa dari produksi tersebut dibagi dengan pemerintah berdasarkan persentase 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 2010, 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 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 1987 melalui 115 sumur.

to oil and gas contractors to explore, develop and produce oil and gas resources in the respective countries. PSC/A is usually conducted 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, and appraisal activities. In return, the contractor is entitled to a production share which consists of a fixed portion and a variable portion that are reserved for the recovery of cost expended by the contractor. The remaining portion of the production is shared among the contractor and the government based on certain percentages of the 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 2010, MedcoEnergi held two PSCs which were jointly signed with the Cambodia National Petroleum Agency, two PSAs co-signed with the Yemen General Corporation for Oil & Gas, one EPSA with the National Oil Corporation of the Great Socialist People's Libyan Arab Jamahiriya and a Concession Permit with the Government of the Republic of Tunisia. The production sharing arrangements of those contracts vary.

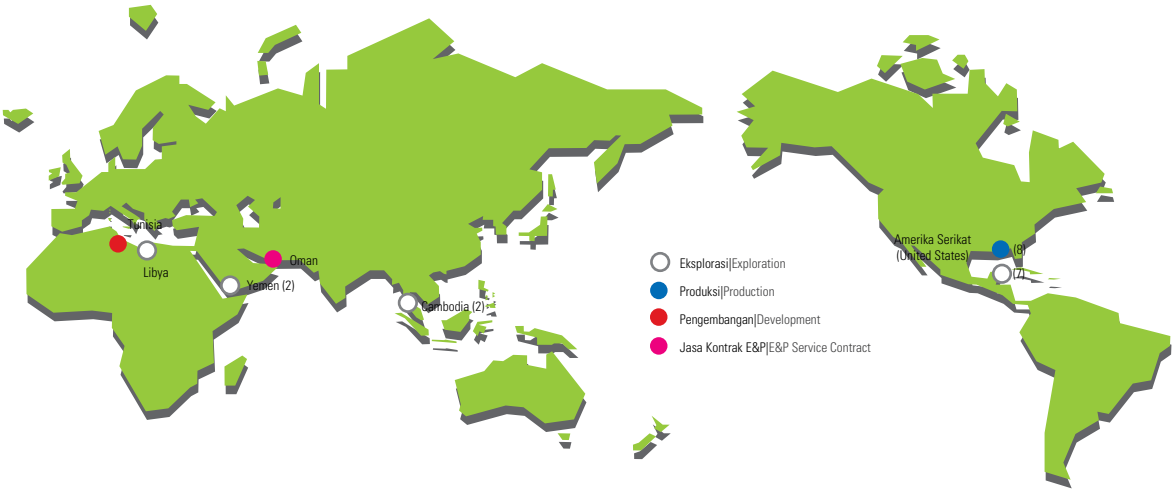
3. Service Exploration and Production Agreement

Service Exploration and Production Agreement (SEPA) is an agreement with National Oil Companies 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 responsibility 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 the 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 2010, MedcoEnergi mengoperasikan tujuh blok produksi di AS, dan sebuah blok produksi di Oman berdasarkan Perjanjian Jasa Pengelolaan, dua 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 di AS, sebuah blok eksplorasi di Libya dan sebuah blok pengembangan di Tunisia, yang dioperasikan oleh mitranya, kecuali di Libya yang dioperasikan oleh MIVL.

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

In 2010, MedcoEnergi operated seven producing blocks in the USA and a producing block in Oman under a Service Management Agreement; two 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 block in the USA, one exploration block in Libya and one development block in Tunisia, all of which are operated by its partners with the exception of Libya where MIVL operates.

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	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
5	Block 437 Brazos	Lease Agreement Held by Production	100%	-	-	23.30	MedcoEnergi US LLC	Produksi Production
6	Block 451 Brazos	Lease Agreement Held by Production	100%	-	-	5,760	MedcoEnergi US LLC	Produksi Production
7	West Delta Block 52	Lease Agreement Held by Production	53.84%	52 LLC	-	0.5	52 LLC	Produksi Production
8	West Cameron Block 557	Lease Agreement Held by Production	100%	-	-	20.23	MedcoEnergi US LLC	Eksplorasi Exploration
9	Walker Ranch	Lease Agreement Held by Production	58.96%	• Oxy USA WTP LP • Wagner & Brown	15% 26.04%	36.25	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 Libya 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

Produksi dan Penjualan Minyak Mentah dan Gas Alam

Di 2010, operasi minyak dan gas internasional memberikan kontribusi kenaikan sebesar 255,07 MBOE terhadap jumlah produksi minyak dan gas Perseroan, sebesar 532,45 MBOE atau 91,9% dari 277,38 MBOE pada 2009. Meningkatnya produksi minyak dan gas dari blok-blok di AS secara signifikan terutama disebabkan pulihnya kembali aliran minyak dan gas dari lapangan East Cameron.

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 3.4 MBO pada 2010, meningkat sebesar 0,1 MBO atau 3.9% dibandingkan 3,3 MBO di 2009. 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.

Crude Oil and Natural Gas Production and Sales

In 2010, the International oil and gas operation contributed incremental production 255.07 MBOE to the Company's total oil and gas production, 532.45 (91.9 percent) from 277.38 MBOE in 2009. The increasing oil and gas production in the U.S. blocks was mainly driven by the reactivation of the Sea Robin pipeline in East Cameron.

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

In its efforts to enhance production of the Karim Field Clusters in the Sultanate of Oman, MedcoEnergi managed to continuously improve the oil production to 3.4 MBO in 2010, an increase of 0.1 MBO (3.9 percent) compared to 3.3 MBO in 2009. However, due to the nature of the contract, where MedcoEnergi is only providing exploration and production services, the production from the Karim Field Clusters will not be booked as the Company's production.

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

No	Tahap Phase	Aset Assets	31 Desember December 31						%
			2010			2008			
			Minyak Oil (MBO)	Gas (MMCF)	MBOE	Minyak Oil (MBO)	Gas (MMCF)	MBOE	
1	Produksi Production	East Cameron 317	0.34	501.33	83.90	-	52.42	8.74	860.23
2	Produksi Production	East Cameron 318							
3	Produksi Production	East Cameron 316	-	1,637.49	272.92	-	303.09	50.52	440.26
4	Produksi Production	Main Pass 64	111.62	23.70	115.57	87.80	42.60	94.90	21.79
5	Produksi Production	Main Pass 65							
6	Produksi Production	Mustang Island Block 758	0.22	284.03	47.56	0.25	119.29	20.14	136.20
7	Produksi Production	Brazos Block 451	0.05	41.34	6.94	1.27	510.30	86.32	-91.96
8	Produksi Production	Brazos Block Ridge Amberjack (437)							
9	Produksi Production	West Delta Block 52	0.04	33.20	5.57	1.213	93.401	16.78	-66.81
	Jumlah Total		112.27	2,521.09	532.45	90.53	1,121.111	277.38	91.95

Harga Minyak dan Gas

Oil and Gas Price

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

Keterangan	31 Desember December 31		%	Descriptions
	2010	2009		
Harga rata-rata minyak West Texas Intermediate (Spot FOB)	79.51	61.95	28.3	Average West Texas Intermediate oil price (Spot FOB)
Harga rata-rata minyak terealisasi	74.30	57.70	28.8	Average realized oil price

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

Keterangan	31 Desember December 31		%	Descriptions
	2010	2009		
Harga rata-rata gas Henry Hub	4.37	3.94	10.9	Average Henry Hub gas price
Harga rata-rata gas terealisasi	4.22	3.72	13.4	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 2010, harga rata-rata minyak mentah dan gas alam yang terealisasi masing-masing adalah AS$74,30 per barel dan AS$4,22 per juta British thermal units (MMBTU), dibandingkan dengan AS$57,70 per barel dan AS$3,72 per MMBTU pada 2009.

Due to the fact that the production of oil and gas is currently solely confined to the U.S. and its territories, the Company uses the West Texas Intermediate (WTI) crude oil price index and the Henry Hub natural gas price index as references. In 2010, the average realized crude oil price and natural gas price were US$74.30 per barrel and US$4.22 per million British thermal units (MMBTU), respectively, compared to US$57.70 per barrel and US$3.72 per MMBTU in 2009.

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

Keterangan	31 Desember December 31		%	Descriptions
	2010	2009		
Harga rata-rata minyak Oman	78.50	62.56	25.5	Average Oman oil price
Harga rata-rata minyak terealisasi	76.60	57.40	33.5	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 the Karim Fields Clusters, the total amount paid on the services provided is calculated based on the total amount of production and the sales price of crude oil. To determine the sales price of oil from the Karim fields Clusters, it was agreed upon that the price reference used is that of Dubai Merchantile Exchange Oman Crude (DME-OQD).

Menambah dan Mengganti Cadangan

MedcoEnergi memiliki komitmen untuk senantiasa mendukung pemerintah di negara operasinya berada dalam memenuhi pertumbuhan kebutuhan minyak dan gas negara tersebut. Perseroan 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 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

Add and Replace Reserves

MedcoEnergi is committed to continuously support the government of the country where it is operated in meeting the growing demand of oil and gas in the country. The Company always seeks to expand and replace reserves by conducting exploration activities at the existing blocks and fields, and simultaneously developing the blocks and fields which encompass oil and gas discoveries.

In developing and producing its resources, MedcoEnergi may face a number of risks, including those in obtaining the approval of the governments of respective nations; installation of new or additional infrastructures such as pipelines and production facilities; oil and gas prices; operating and development costs; as well as the availability of capital.

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

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

MedcoEnergi manages its hydrocarbon resources based on guidelines of the Petroleum Resources Management System (PRMS) initiated by the SPE, the American Association of Petroleum Geologists (AAPG), the World Petroleum Council (WPC) and the Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE). For the presentation of its Financial Statements, MedcoEnergi classifies its resources into three categories, i.e.; 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, yet those resources are not ready for commercial development due to uncertainty or contingencies of the applied project(s). When the certainty of project(s) become available and the quantities of hydrocarbon

hidrokarbon yang diperlukan dapat diambil secara komersial dengan mengaplikasikan pengembangan proyek sesuai kebutuhan sejak waktu tertentu sampai dengan kondisi yang ditentukan, Perseroan akan mengategorisasikan sumber daya tersebut menjadi Cadangan setelah beberapa kriteria terpenuhi, sebagai berikut:

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

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 2010, setelah dikurangi produksi dan penjualan/ pengalihan blok tersebut pada 2010, 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 internal Perseroan yang memiliki kualifikasi untuk menghitung cadangan migas. Sementara, untuk estimasi cadangan kontinjen yang berasal dari Area 47 di Libya dilakukan oleh penilai cadangan independen, DeGolyer and MacNaughton's (D&M) hingga 30 September 2008, dan sampai saat ini belum diperbarui.

Berikut ini perkiraan jumlah saldo akhir cadangan 1P, 2P dan kontinjen MedcoEnergi untuk tahun yang berakhir 31 Desember 2010 dan 2009:

anticipated is commercially recoverable through the application of development project(s) to known accumulations from a given date forward under defined conditions, the Company will categorize the resources as Reserves, when certain criteria have been met. However, prior to defining the resources as reserves, the Company will ensure that it has fulfilled the following criteria:

1. That hydrocarbon resources have been discovered;
2. The quantities of hydrocarbon resources are recoverable;
3. The certainty of project(s) 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.

The major reserves of MedcoEnergi's International oil and gas blocks are derived from its U.S. assets. The ending balance of MedcoEnergi's reserves at its producing assets in the U.S. - after after taking into account the production and sales/transfer of the block during the year 2010, as well as additional or revision of reserves calculation for the year ended December 31, 2010 - was audited by Netherland, Sewell & Associates, Inc., an independent worldwide petroleum consultant, registered at the state of Texas. All other reserves from small-scale operation or non-operated blocks are estimated by the 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, which, up to this moment has not been renewed.

The following are the estimated total ending balance of MedcoEnergi's 1P, 2P and contingent reserves for the period which ended on December 31, 2010 and 2009:

Cadangan Terbukti
Proved Reserves

No	Tahap Phase	Aset Assets	31 Desember December 31					
			2010			2009		
			Minyak Oil (MBO)	Gas (MMCF)	MBOE	Minyak Oil (MBO)	Gas (MMCF)	MBOE
1	Produksi Production	East Cameron 316/317/318	-	13,056.33	2,176.05	-	14,742.37	2,457.06
2	Produksi Production	Main Pass 64/65	4,355.43	6,238.75	5,395.22	2,177.91	4,760.65	2,971.35
3	Produksi Production	Mustang Island Block 758	2.42	2,581.39	432.65	3.20	3,069.35	514.76
4	Produksi Production	Brazos Block 451/Brazos Block Ridge Amberjack (437)	29.62	8,685.86	1,477.26	33.15	9,656.66	1,642.59
5	Produksi Production	West Delta Block 52	-	424.07	70.68	8.83	610.82	110.63
	Jumlah Total		**4,387.47**	**30,986.40**	**9,551.87**	**2,223.09**	**32,839.84**	**7,696.39**

Cadangan Kontinjen
Contingent Resources

No	Tahap Phase	Aset Assets	31 Desember December 31	
			2010	2009
			MBOE	MBOE
1	Eksplorasi Exploration	Libya	175,850	175,850

Estimasi cadangan 1P dari blok migas internasional Perseroan di AS, hingga akhir 2010 meningkat sebesar 24,1% menjadi 9.552 MBOE, dibandingkan 7.696 MBOE pada akhir 2009. Peningkatan ini disebabkan adanya penambahan cadangan dari Blok Main Pass. Sedangkan estimasi cadangan 2P dari blok internasional Perseroan di AS hingga akhir 2010 meningkat sebesar 19,0% atau 2.183 MBOE menjadi 13.661 MBOE dibandingkan 11.477 MBOE pada akhir 2009. Peningkatan ini sebagian besar disebabkan adanya penambahan cadangan 2P dari blok Main Pass dan EC 317/318.

The estimated 1P reserves of MedcoEnergi's international oil and gas blocks in the U.S., as of year-end 2010 increased by 24.1 percent to 9,552 MBOE compared to 7,696 MBOE at year-end 2009. The increase was driven by additional 1P reserves from the Block Main Pass. Meanwhile, the estimated 2P reserves of the Company's international blocks in the U.S. as at year-end 2010 increased by 19.0% or 2,183 MBOE to become 13,661 MBOE compared to 11,477 MBOE at year-end 2009. The increase was mainly courtesy of the additional 2P reserves of the Main Pass and EC 317/318 blocks.

Keberhasilan kegiatan pemboran 26 sumur sejak 2006 di Area 47, Libya, menghasilkan beberapa temuan migas. Berdasarkan estimasi D&M hingga 30 September 2008, estimasi terbaik dari cadangan kontinjen kotor dari Area 47 bagian Perseroan adalah sebesar 175.850 MBOE.

The successful drilling activities on 26 wells since 2006 in the Area 47, Libya, have resulted in it oil and gas discoveries. Based on an estimation of D&M as of September 30, 2008, 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.

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, enabling it to immediately multiply its production.

Dalam melakukan kegiatan eksplorasi, Perseroan melakukan penyelidikan dan penjajakan atas daerah yang diperkirakan mengandung mineral berharga. Suatu survei geologi, survei geofisik, atau pemboran dilakukan di daerah tersebut untuk menemukan dimana terdapat *petroleum system*, lokasi pemboran terbaik dan potensi cadangan terbesar yang tersedia.

In carrying out its exploration activities, the Company conducts a study and approach mechanism on the area to evaluate the contents of resources. A geological survey, geophysical survey, or drilling are conducted on the area to identify whether or not a petroleum system is in place, the best drilling location and the ultimate potential reserves in place.

Realisasi Kegiatan Pemboran 2010 dan Rencana Pemboran 2011
Realization of 2010 Drilling Activities and 2011 Drilling Plan

No.	Nama Blok Name of Blocks	Sumur Pengembangan Development Wells				Sumur Eksplorasi Exploration Wells			
		2011	2010		2009	2011	2010		2009
		Rencana Plan	Aktual Actual	Rencana Plan	Aktual Actual	Rencana Plan	Aktual Actual	Rencana Plan	Aktual Actual
1	USA	4	1	4	-	-	-	-	-
2	Oman	33	34	32	24	-	-	-	-
3	Libya	-	-	-	-	1	5	6	3
4	Tunisia	-	-	-	-	-	1	1	-
	Jumlah Total	**37**	**35**	**36**	**24**	**1**	**6**	**7**	**3**

Kegiatan Eksplorasi
Sepanjang 2010, MedcoEnergi melakukan pemboran sumur eksplorasi sebanyak 6 (enam) sumur dari 7 (tujuh) sumur yang semula direncanakan. Pemboran 5 (lima) sumur eksplorasi dilakukan di Area 47, Libya, sedangkan 1 (satu) sumur eksplorasi lainnya dilakukan di blok Anaguid, Tunisia. Keseluruhan sumur eksplorasi ini menghasilkan tambahan temuan minyak.

Kegiatan Pengembangan
Sepanjang 2010, Perseroan telah mengebor 35 sumur pengembangan dari 36 sumur yang semula direncanakan. Sebanyak 34 pemboran sumur pengembangan dilakukan di Oman, sehingga memungkinkan Perseroan untuk meningkatkan produksi dari lapangan Karim. Sementara 1 sumur pengembangan lainnya dilakukan di blok Main Pass, Amerika Serikat.

Proyek Pengembangan Utama
Di awal 2008, Perseroan mendeklarasikan pengembangan temuan minyak di Area 47 yang terletak di Republik Rakyat Sosialis Arab Jamahiriyah Libya sebagai salah satu Proyek Pengembangan Utama. Untuk memastikan pengembangan proyek dilaksanakan sesuai rencana, Perseroan terus memantau pengembangan temuan minyak di Area 47 ini. Pembahasan rinci dari pengembangan proyek ini dapat dibaca pada halaman 96-97.

Pengambilalihan Hak Partisipasi Blok Minyak dan Gas
Sepanjang 2010, Perseroan tidak melakukan aktivitas akuisisi ataupun pengambilalihan blok minyak dan gas bumi di sekitar daerah operasi internasional Perseroan.

Exploration Activities
Throughout 2010, MedcoEnergi drilled six exploration wells out of the initial plan of seven wells. Five of the exploration wells drilled were located in Area 47, Libya, and resulted in additional oil discoveries. Another exploration well was drilled in the Anaguid Block, Tunisia. All these exploration wells resulted in additional oil discoveries.

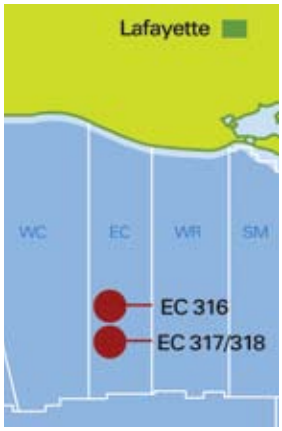
Development Activities
During 2010, the Company drilled 35 development wells out of the 36 wells originally planned. The drillings of 34 development wells were conducted in Oman, which enabled the Company to increase the production of the Karim fields. Another 1 development well was drilled in the Main Pass Block, in the U.S.

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 the project is executed as planned, the Company continued to closely monitor the development of oil discovery in Area 47. A detailed discussion on the development of project can be read on page 96-97.

Acquisition of Participating Interests in Oil and Gas Blocks
In 2010, the Company abstained from any activities of acquisition of new blocks in its international operation area.

Kegiatan Masing-Masing Aset Internasional

Activities of Each International Asset



Blok 316, 317 dan 318, Wilayah East Cameron, lepas pantai Negara Bagian Lousiana, Gulf Mexico Blocks 316, 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	20.23 (Block 316) ; 40.5 (Blocks 317 & 318)
Masa akhir kontrak Contract expiry	Held by Production
Pemegang hak partisipasi Participating interest	Block 316 : Medco Energi US LLC – 100% Blocks 317 & 318 : Medco Energi US LLC - 75%; Leed Petroleum LLC - 25%
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. pada 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.

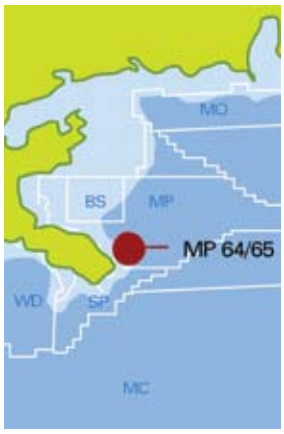
Di akhir 2010, cadangan 1P dan 2P dari Blok 316, 317 dan 318 adalah 2.176 MBOE dan 3.876 MBOE.

Di 2011, 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.

The Company holds Lease Agreements over Blocks 317 and 318 in the East Cameron territories, marked by the 100 percent acquisition of Novus Petroleum Ltd. in 2004. The blocks produce natural gas that is fed to nearby industries. MedcoEnergi acquired another Leasing Agreement of a producing block in East Cameron, the 316 Block.

At the end of 2010, 1P and 2P reserves of the Blocks 316, 317 and 318 were pegged at 2,176 MBOE and 3,876 MBOE, respectively.

In 2011, MedcoEnergi plans to take advantage of the high demand of natural gas in the U.S. and the 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

Perseroan memegang Perjanjian *Leasing* dari Blok 64 dan 65 di wilayah Main Pass sejak mengambilalih 100% saham Novus Petroleum Ltd. pada 2004. Sementara, penyertaan hak partisipasi sebesar 7% atas Perjanjian *Leasing* di Blok 57 dilakukan pada Maret 2008, namun telah dilepas (*relinquished*) pada 2010 ini. Blok-blok ini merupakan penghasil minyak mentah dan gas alam yang disalurkan ke industri terdekat.

The Company holds Lease Agreements over Blocks 64 and 65 at the Main Pass area along with its 100 percent acquisition of Novus Petroleum Ltd. in 2004. Meanwhile, a 7-percent participating interest of the Lease Agreement over Block 57 was submitted in March 2008, but has been relinquished in 2010. The blocks produce crude oil and natural gas which are supplied to nearby industries.

Produksi gas Perseroan menurun menjadi 23.7 MMCF di 2010 dari 43 MMCF di 2009. Penurunan ini disebabkan oleh kerusakan pada fasilitas pipa penyaluran gas milik Perseroan karena badai pada tahun sebelumnya. Di sisi lain, produksi minyak dari blok ini mengalami kenaikan menjadi 112 MBO di 2010 dibandingkan dengan 88 MBO di 2009.

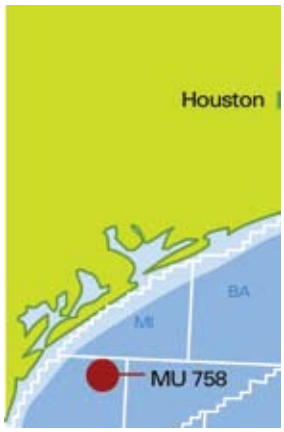
The Company's gas production declined to 23.7 MMCF in 2010 from 43 MMCF in 2009 due to the hurricane-damaged pipeline gas facilities used by the Company. On the other hand, the Company's oil production increased to 112 MBO in 2010 compared to 88 MBO in 2009.

Keberhasilan dalam pemboran sumur pengembangan di Blok 64 dan 65 telah menambah cadangan 1P dan 2P masing-masing sebesar 2.423,9 MBOE dan 1.844,0 MBOE. Dengan demikian, estimasi cadangan 1P dan 2P pada akhir 2010 dari Blok 64 dan 65 di wilayah Main Pass adalah masing-masing sebesar 5.395,2 MBOE dan 6.558,8 MBOE, setelah memperhitungkan produksi minyak dan gas masing-masing sebesar 111,6 MBO dan 23,7 MMCF atau dalam setara minyak sejumlah 115,6 MBOE.

The success of development wells drilling in Blocks 64 and 65 added to the 1P and 2P reserves of 2,423.9 MBOE and 1,844.0 MBOE, respectively. Thus, the estimated 1P and 2P reserves of Blocks 64 and 65 in the Main Pass area after taking into account respective productions of oil and gas of 5,395.2 MBOE and 6,558.8 MBOE respectively - a total oil equivalent of 111.6 MBO - were 23.7 MMCF and 115.6 MBOE, respectively, at year-end 2009.

Di 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 expected 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 2006. Pada 2008, Perseroan mengambil tambahan hak partisipasi dari Rampant sebesar 22,5%. Blok ini memproduksi gas alam dan memulai produksinya pada November 2007.

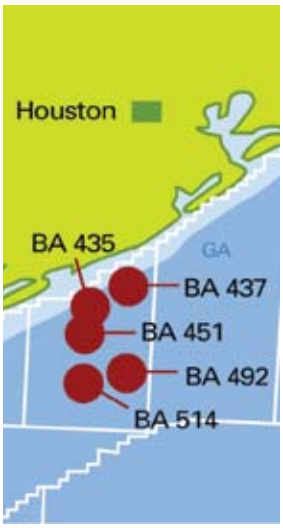
Di 2010, Blok 758 memberikan kontribusi produksi gas sebesar 284 MMCF, dibandingkan produksi sebesar 119 MMCF di 2009.

Sisa cadangan 1P dan 2P dari Blok 758 adalah masing-masing sebesar 433 MBOE dan 621 MBOE pada akhir 2010, setelah memperhitungkan produksi gas sebesar 284 MMCF atau setara dengan 47.6 MBOE di 2010.

The Company acquired a 43.75-percent participating interest 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 an additional participating interest of 22.5% from Rampant. The block has produced natural gas starting from November 2007.

In the year 2010, operations of Block 758 contributed to a gas production of 284 MMCF, compared to 19 MMCF of production in 2009.

At year-end 2010, the remaining 1P and 2P reserves of Blocks 758 were 433 MBOE and 621 MBOE, respectively, after taking into account the 2010 gas production of 284 MMCF or equivalent to 47.6 MBOE.



Blok 435, 437, 451, 492, 514 Wilayah Brazos, Lepas Pantai Negara Bagian Texas, Gulf Mexico Blocks 435, 437, 451, 492, 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 (Block 435) ; 23.3 (Block 437) ; 5,760 (Block 451) ; 23.3 (Block 492) ; 23.3 (Block 514)
Masa akhir kontrak Contract expiry	2010 (Block 435) ; 2010 (Block 437) ; 2011 (Block 451) ; 2010 (Block 492) ; 2010 (Block 514)
Pemegang hak partisipasi Participating interest	Medco Energi US LLC – 100%
Operator	Medco Energi US LLC
Status	Block 437 & Block 451 : • Produksi (mulai November 2007) | Production (start in Nov. 2007) Block 435, Block 492 & Block 514 : • 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 2006. Selanjutnya, Perseroan memperoleh Blok 435, 492 dan 514 setelah memenangkan tender yang diselenggarakan oleh Mineral Management Services dari US Department of Interior pada 2006. Pada 2007, Perseroan mengambil alih Perjanjian *Leasing* atas Blok 451 dari Apache Petroleum Company. Kegiatan produksi di Blok 437 dan 451 dimulai 2007.

Beroperasi penuh pada 2009, Blok 437 dan 451 telah memberikan kontribusi terhadap volume produksi gas alam Perseroan sebanyak 510 MMCF dibandingkan 1.094 MMCF saat dimulainya produksi pada Oktober 2008.

Pada 2010, Perseroan telah melepas kepemilikan (*relinquished*) pada blok 435, 492 dan 514.

Jumlah cadangan 1P dan 2P yang tersisa dari Blok 437 and 451 di wilayah Brazos pada akhir 2010 adalah masing-masing sebesar 1.477 MBOE dan 2.534 MBOE, setelah memperhitungkan produksi gas sebesar 41 MMCF atau setara dengan 7 MBOE.

The Company acquired a 100-percent participating interest in the 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 the Mineral Management Services of the U.S. Department of Interior in 2006. In 2007, the Company acquired the Lease Agreement of Block 451 from Apache Petroleum Company. The production activities of Blocks 437 and 451 commenced in 2007.

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.

In 2010, the Company's has relinquished its participating interest in blocks 435, 492 and 514.

The remaining 1P and 2P reserves of Blocks 437 and 451 in the Brazos area were 1,477 MBOE and 2,534 MBOE, respectively, at year-end 2009, after taking into account the 2010 production of 41 MMCF or equivalent to 7 MBOE.

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 Maret 2007. Blok ini mulai berproduksi pada Juli 2007.

Beroperasi pada 2010, Blok 52 memberikan kontribusi terhadap volume produksi gas alam Perseroan sebanyak 33,2 MMCF dibandingkan dengan 93 MMCF di 2009.

Jumlah cadangan 1P dan 2P yang tersisa dari Blok 52 di wilayah West Delta pada akhir 2010 adalah masing-masing sebesar 70,7 MBOE, setelah memperhitungkan produksi gas sebesar 33,2 MMCF atau setara dengan 5,6 MBOE.

The Company acquired a 52.84-percent participating interest in the Lease Agreement over Block 52 in the West Delta area from Red Willow Offshore LLC in March 2007. The block began production in July 2007.

The operation of Block 52 in 2010 contributed 33.2 MMCF to the Company's natural gas production volume compared to 93 MMCF in 2009.

The remaining 1P and 2P reserves of Block 52 in West Delta area were 70.7 MBOE, respectively, at year-end 2010, after taking into account the 2010 production of 33.2 MMCF or equivalent to 5.6 MBOE.

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 April 2008. Blok ini masih dalam tahap eksplorasi dan memiliki sumber daya gas prospektif yang sudah diinventarisasi.

Pada 2010, Perseroan belum merencanakan kegiatan eksplorasi yang berarti di wilayah ini.

The Company acquired a 100-percent participating interest in the Lease Agreement of Blok 557 Block in West Cameron Area from Energy Resources Technology GOM Inc. (ERT) in April 2008. This block remains under exploration phase and has prospective gas resources in inventory.

In 2010, the Company has yet to plan to conduct any exploration activities 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 Januari 2006, MedcoEnergi memenangkan tender Kontrak Jasa E&P (yang pertama kalinya di Oman) berjangka waktu 10 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 pada 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 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.

Hingga akhir 2010, MedcoEnergi telah mengebor 105 sumur.

In January 2006, MedcoEnergi won a tender for a ten-year Service E&P Agreement (the first of its kind in Oman) whereby Petroleum Development Oman, PDO, outsourced an onshore field area - Karim Fields - to 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.

As oil production was first begun in 1987, MedcoEnergi was bestowed with the opportunity to apply its skills 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. MedcoEnergi was benefitted by the fact that it provided an opportunity for the existing Indonesian employees to get international experience. The production also created a pool of experienced talents for use in other international areas. The contract being fully cost recoverable does not require heavy working capital commitment and is self-funding.

As of year-end 2010, MedcoEnergi had drilled 105 wells.

Blok 82 dan 83, Republik Yaman Blocks 82 and 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 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 2007.

Setelah mendapatkan persetujuan atas PSA dari Parlemen pada awal 2009, MedcoEnergi berencana melakukan pemetaan 198 kilometer persegi program seismik 3D di Blok 82 pada 2010.

The Company was 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 a Petroleum Sharing Agreement (PSA) in 2007.

After obtaining the approval on the PSA from the Parlaiment in early 2009, MedcoEnergi planned to shoot a 198- square kilometer 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 2 Juli 2007. Setelah pelepasan ini, MedcoEnergi mempertahankan 41,25% hak partisipasi.

Di 2009, MedcoEnergi telah melakukan pemetaan seismik 3D seluas 250 kilometer persegi.

Perseroan dalam proses untuk mengembalikan hak kepemilikan pada blok ini kepada CNPA.

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 percent of its participating interest in the block to Lundin Cambodia BV, an affiliated company of Lundin Petroleum AB effective since July 2, 2007. After the divestment, MedcoEnergi retained 41.25 percent of the working interest.

In 2009, the Company has conducted 250 square kilometers of 3D seismic.

The Company is in the process of relinquishing the rights on this block to CNPA.

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 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 2008, Perseroan menyelesaikan perhitungan hasil seismik 2D di Blok 12. Selanjutnya pada 2009, Perseroan melakukan penembakan seismik 3D seluas 500 kilometer persegi.

Perseroan dalam proses untuk mengembalikan hak kepemilikan pada blok ini kepada CNPA.

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. Meanwhile in 2009, the Company has conducted 500 square kilometers of 3D seismic.

The Company is in the process of relinquishing the rights on this block to CNPA.

Proyek Pengembangan Utama | **Key Development Projects**

Area 47, Masyarakat Sosialis Akbar Arab Jamahiriyah Libya 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) memperoleh hak untuk melakukan eksplorasi di Area 47 yang terletak di cekungan Ghadames, sebelah barat laut Libya pada Januari 2005, dan menandatangani Perjanjian Eksplorasi dan Produksi Bagi Hasil dengan Perusahaan Minyak Nasional Rakyat Sosialis Raya Libya Arab Jamahiriyah pada Maret 2005. Verenex telah ditunjuk sebagai Operator dari Area 47.

Di awal 2008, Perseroan mendeklarasikan Proyek Pengembangan Minyak Libya sebagai salah satu Proyek Pengembangan Utama Perseroan.

Sampai akhir 2010, total jumlah sumur yang telah dibor sebanyak 26 sumur, 20 sumur eksplorasi dan 6 sumur kajian. Dari 20 sumur eksplorasi yang dibor, didapatkan 18 sumur temuan (*discovery*). Ini menunjukkan tingkat keberhasilan eksplorasi lebih dari 90% sukses rasio.

Sejak 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, pada 30 September 2008, menunjukkan Area 47 mengandung 307 MMBbls dan 269 BCF atau total gas dan minyak sebesar 352 MMBOE.

Pada 21 Desember 2009, Libyan Investment Authority (LIA) mengakuisisi kepemilikan Verenex Energy Inc. di Area 47 EPSA, sehingga LIA mendapatkan proporsi 50:50 dengan MedcoEnergi

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 of year end 2010, total number of wells drilled included 26 wells, which consist of 20 exploration wells and 6 appraisal wells. From 20 exploration wells drilled, the Company found 18 oil discoveries; this result indicated a 90-percent 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 of existing "prospect and leads" in order to achieve better exploration program success ratios. The D&M certification dated September 30, 2008 showed that Area 47's reserves consisted of 307 MMBbls and 269 BCF or the total oil and gas equivalent of 352 MMBOE.

On December 21, 2009, the Libyan Investment Authority (LIA) acquired Verenex Energy Inc. in Area 47 EPSA, resulting in LIA sharing a 50:50 working interest with MedcoEnergi in the Area 47

...tanpa dukungan dan kerja sama tim MedcoEnergi di Libya, mustahil keberhasilan dalam aktivitas eksplorasi di Area 47 dapat tercapai.

...without the support and cooperation of MedcoEnergi team in Libya, it is impossible to achieve sucessful exploration activities in Area 47.

dalam blok eksplorasi Area 47 ini. LIA adalah sebuah pengelola dana yang berdaulat penuh didirikan oleh pemerintah Libya pada 2008 untuk mengelola kelebihan pendapatan minyak Libya, dan memiliki aset lebih dari AS$65 miliar.

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 tiga sumur eksplorasi dan dua sumur kajian, dimana pengujian satu sumur kajian sudah selesai dan dalam proses pengujian sumur kajian berikutnya.

Pada 2010, Perseroan telah menyelesaikan pemboran tiga sumur eksplorasi dan dua sumur kajian dengan hasil memuaskan.

Perusahaan telah meminta persetujuan pengembangan struktur A, D dan F kepada NOC Libya serta meminta perpanjangan masa eksplorasi selama 3 tahun.

exploration block. The LIA is an investment company which was 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 April 1, 2010, the Company through Medco International Ventures Limited, a subsidiary company, 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 three exploration wells, and two appraisal wells – one of which has been successfully appraised while the other one is still in the testing process.

In 2010, the Company drilled three exploration wells and two appraisal wells with satisfactory results.

The Company has proposed a development plan on the A, D and F structures of the block and requested for a three-year exploration extension to NOC.

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 12 Juni 2007. Pioneer Natural Resources Anaguid Ltd. adalah operator dari blok ini.

The Company acquired a 40-percent equity participating interest in the Convention, Permit and Joint Operating Agreement in relation to the Anaguid Block in Tunisia from Anadarko Tunisia Anaguid Company effective since June 12, 2007. The block is operated by Pioneer Natural Resources Anaguid Ltd.

Di 2009, Perseroan telah menyelesaikan evaluasi teknis atas hasil seismik 3D seluas 900 kilometer persegi yang dilakukan pada 2008 dan juga menyampaikan rencana pengembangan eksploitasi dari sumur Dura. Sementara, satu sumur tambahan telah dilakukan pemboran pada 2010.

In 2009, the Company completed the processing and interpretation of the seismic data from the additional 900 square kilometers of 3D seismic and delivered the exploitation plan for the Dura well. Meanwhile, one additional well exploration drilling, the Mona-I well has been conducted in 2010.

Rencana Ke Depan

MedcoEnergi akan menerapkan sistem dan pengendalian serta terus mencari nilai untuk merealisasi peluang-peluang baru di industri minyak dan gas luar negeri.

Libya dan Tunisia. MedcoEnergi akan terus menjajaki dan merampungkan rencana pengembangan pertamanya di Blok 47 di Libya. MedcoEnergi melalui operatornya melakukan pemboran satu sumur eksplorasi untuk menilai potensi Blok Anaguid di Tunisia dan telah memperoleh pernyataan komersial dari ETAP. Beberapa tonggak keberhasilan telah berhasil diraih di 2010, termasuk diantaranya persetujuan Program Kerja dan Anggaran untuk 2010, memperoleh pernyataan Komersial serta mendapatkan perpanjangan periode eksplorasi dan dimulainya kembali pemboran di Area 47.

Kamboja dan Yaman. MedcoEnergi berencana melakukan *farm it 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 136 sumur tambahan selama lima tahun ke depan. Studi 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 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 2010 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.

Future Plans

MedcoEnergi will implement company-wide systems and controls and continue to seek value in realizing opportunities in the international oil & gas industry.

Libya and Tunisia. MedcoEnergi will continue to explore as well as finalize the first development plan of Block 47 in Libya. MedcoEnergi through its operator has drilled one exploration well to appraise the Anaguid Block potential in Tunisia and been awarded commerciality from ETAP. In 2010, certain milestones have been 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 the Cambodia's block 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 136 additional wells within the next five years. A further study 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 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 the forefront its capabilities and experience as operator.

Operational emphasis in 2010 was to be maintained in executing Layers One, Two and Three. Meanwhile the management will continue to seek and evaluate opportunities at Layers Four and Five. The management emphasis will be on cost-effective production instead of production at any cost.

Ketenagalistrikan

Power Generation

MedcoEnergi memasuki bisnis pembangkit listrik pada 2004 sebagai penyedia tenaga listrik dan jasa penunjang proyek ketenagalistrikan.

Kegiatan usaha ketenagalistrikan MedcoEnergi meliputi penyediaan tenaga listrik dan jasa penunjang proyek tenaga listrik. MedcoEnergi pertama kali memasuki usaha pembangkit listrik pada 2004 dengan mengoperasikan pembangkit listrik tenaga gas pertamanya di Panaran I, Pulau Batam.

Saat ini, MedcoEnergi telah menjadi pengembang dan operator terkemuka untuk Penyedia Tenaga Listrik Swasta (IPP) skala kecil hingga menengah di Indonesia, serta penyedia jasa penunjang tenaga listrik dalam bidang Pengelolaan dan Pemeliharaan (O&M) pembangkit listrik, 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 PT Medco Power Indonesia, perusahaan *sub-holding* untuk bidang usaha ketenagalistrikan.

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 karyawan profesional yang terampil dengan pengalaman kerja berkisar antara 5-20 tahun di berbagai 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, dimana Indonesia memiliki cadangan berlimpah.

MedcoEnergi's first penetrated the power generation business in 2004 as a power producer and power project support services provider.

MedcoEnergi's power business activities include power provision and power project support services provider. Its involvement with 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 sized Independent Power Producers (IPP) in Indonesia; the Company is also a reputable power project services provider which business activities includes Operating and Maintenance (O&M) of 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 through 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 five to 20 years of 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's power supply shortage, 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.

Jasa Penunjang E&P Migas
Oil and Gas E&P Supporting Services

Sampai dengan akhir 2010, MedcoEnergi dan mitranya memiliki dan mengoperasikan dua pembangkit listrik tenaga gas dengan kapasitas masing-masing 2x27,75 MW dan 2X27,75 + 8 MW. Sebagai tambahan, MedcoEnergi juga memiliki sebuah pembangkit listrik bergerak bertenaga gas (*truck-mounted*) dengan kapasitas 20 MW di Pulau Batam. Disamping itu, MedcoEnergi juga tetap memegang partisipasi ekuitasnya sebesar 5% di IPP Sengkang.

By year-end 2010, MedcoEnergi and its partners were owners and operators of two gas-fired power plants with the 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.

Sebagai penyedia jasa pendukung ketenagalistrikan, MedcoEnergi dan mitra lainnya dalam konsorsium meneruskan kegiatan Operasi dan Pemeliharaan pembangkit listrik tenaga 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 PLN di Sicanang, Sumatera Utara.

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.

Proyek Pengembangan Utama

Pada awal 2008, Perseroan mendeklarasikan pengembangan usaha penyediaan tenaga listrik yang menggunakan sumber daya panas bumi sebagai salah satu dari Proyek Pengembangan Utama.

Sepanjang 2010, MedcoEnergi melanjutkan pengerjaan salah satu Proyek Pengembangan Utamanya, pengembangan 3x110 MW Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi di Sarulla, provinsi Sumatera 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 tenaga panas bumi. Pembahasan rinci dari kegiatan proyek ini dapat dibaca pada halaman 105.

Berikut daftar kepemilikan aset dan operasi MedcoEnergi di bidang ketenagalistrikan:

Key Development Project

In early 2008, the Company declared its business expansion to power producer utilizing geothermal resources as one of the Company's Key Development Projects.

During the year 2010, 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 105.

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	Jangka Waktu (Tahun) Time Period (Year)	Pemegang Saham Shareholders	
			MW		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	2 x 27.75	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	2 x 27 & 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
5	Pembangkit Listrik Tenaga Gas MPE Gas-fired Power Plant MPE	PT Multidaya Prima Elektrindo	2 x 6	20	• PT Medco Power Indonesia • PT PLN Enjiniring	85 15
6	Pembangkit Listrik Tenaga Gas EPE Gas-fired Power Plant EPE	PT Elnusa Prima Elektrika	2 x 6	20	• PT Medco Power Indonesia • PT Elnusa Petrofin • PT PLN Enjiniring	85 7.5 7.5
7	Pembangkit Listrik Tenaga Gas SINGA Gas-fired Power Plant SINGA	PT Medco Power Indonesia	2x3.5	60	• PT Medco Power Indonesia	100
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	2 x 660	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		

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		
		2010	2009	%	2010	2009	%	2010	2009	%
Penyedia Tenaga Listrik Swasta Independent Power Producer										
1	Panaran I	384	341	12.6	79	70	12.9	651	277	135.0
2	Panaran II	572	468	22.2	84	87	-3.4	961	354	171.5
3	TM 2500	79	61	29.5	48	36	33.3	245	191	28.3
	Jumlah Total	1,035	870	19.0						
Penyedia Jasa Pengoperasian dan Pemeliharaan Operation and Maintenance Service										
1	Tanjung Jati B	9,271	8,221	12.8	95	85	11.8	672	601	11.8

Pada 2010, MedcoEnergi memasok sejumlah 1,035 GWh tenaga listrik kepada PT PLN Batam dari tiga pembangkit listrik tenaga gas di Pulau Batam, meningkat sebesar 165 GWh, atau 19,0%, dari 870 GWh di 2009. Faktor Kapasitas dan angka Hari Operasi dari Pembangkit Listrik Panaran I di 2010 meningkat masing-masing menjadi 79% dan 651 hari, dibandingkan 2009 yang sebesar 70% dan 277 hari.

Sedangkan dalam kegiatan penyedia jasa Pengoperasian dan Pemeliharaan Pembangkit Listrik Tanjung Jati B, dengan angka Hari Operasi 672 hari di 2010, Perseroan dapat meningkatkan pasokan tenaga listrik menjadi 9.271 GWh dengan Faktor Kapasitas 95%. Pasokan tenaga listrik Perseroan pada 2010 sedikit meningkat dibandingkan pasokan tenaga listrik pada 2009 sebesar 8.221 GWh dengan Faktor Kapasitas dan Hari Operasi masing-masing 85% dan 601 hari. Peningkatan pasokan tenaga listrik dan Faktor Kapasitas ini terutama disebabkan oleh pengoperasian yang lebih efisien dan berkurangnya *down time*.

In 2010, MedcoEnergi supplied a total of 1,035 GWh electric power from its three gas-fired power plants on Batam Island, an increase of 165 GWh, or 19.0%, from 870 GWh in 2009. As a result, the Capacity Factor and number of Operating Days of the Panaran I Power Plant in 2009 increased to 79% and 651 days, respectively, compared to 70% and 277 days in 2009.

Meanwhile, in the Operation and Maintenance services of Tanjung Jati B Power Plant, with 672 Operating Days, the Company managed to increase the electric power supply to 9,271 GWh and Capacity Factor to 95%. The Company's electric power supply in 2010 was slightly increased to 8,221 GWh in 2009 with a Capacity Factor of 85% and 601 Operating Days. The increase of electric power supply and Capacity Factor was mainly due to more efficient operations with less down time.

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 2010, pembangkit ini memproduksi listrik sejumlah 384 GWh dengan Faktor Kapasitas sebesar 79%, naik dari 341 GWh dengan Faktor Kapasitas sebesar 70% pada 2009. Dengan demikian, jumlah rata-rata hari kerja pembangkit sepanjang 2010 meningkat menjadi 326 hari, 49 hari lebih tinggi dibandingkan hari kerja di 2009, yaitu 277 hari.

Keselamatan Kerja
Pembangkit juga mampu mempertahankan catatan hari tanpa kecelakaan kerja di 2010.

Prospek dan Rencana ke Depan
Rencana penambahan kapasitas melalui pemasangan turbin uap (*combined cycle*) dan pendingin sedang dalam proses negosiasi, diharapkan perjanjian jual beli listrik dapat di tandatangani pada pertengahan 2011.

Operation
For the year 2010, the plant generated a total of 384 GWh with a Capacity Factor of 79%, a step up from 341 GWh and a Capacity Factor of 70% in 2009. As a result, the average operating days of the plant during the year increased to 326 days, 49 days higher than the operating days of 2009 at 277 days.

Safety
The plant also managed to maintain a record of zero Lost Time Incident (LTI) in 2010.

Prospect and Future Plans
The company planned to add the power capacity by installing combined cycles while the process of obtaining chillers is still on-going. The power purchasing agreement is expected to be signed in mid-2011.

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 diproduksi dari Panaran II di 2010 adalah 572 GWh dengan Faktor Kapasitas 84%, dibandingkan produksi 2009 yang sebesar 468 GWh dengan Faktor Kapasitas 87%. Dengan demikian, jumlah rata-rata jam kerja pada 2010 adalah 348 hari, dibandingkan 354 hari di 2009.

Keselamatan Kerja
Perseroan juga dapat mempertahankan catatan hari tanpa kecelakaan kerja di sepanjang 2010.

Operation
The total amount of electricity generated by Panaran II in 2010 was 572 GWh, with a Capacity Factor of 84%, compare to 468 GWh and a Capacity Factor of 87% in 2009. As a result, the average working hours in 2010 was 348 days, compared to 354 days in 2009.

Safety
The Company managed to maintain a zero record of Lost Time Incident (LTI) throughout 2010.

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

Prospek dan Rencana ke Depan

Pada 2010, unit ini menghasilkan daya sebesar 79 GWh dengan Faktor Kapasitas sebesar 48%, meningkat dari 61 GWh dan Faktor Kapasitas sebesar 36% pada 2009.

Prospect and Future Plans

In 2010, TM2500 generated electricity of 79 GWh with a Capacity Factor of 48%, higher than the 61 GWh and a Capacity Factor of 36% in 2009.

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 2007, MedcoEnergi dan mitranya dalam konsorsium Itochu dan Ormat, telah mendapatkan proyek dari PLN untuk mengembangkan Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi dengan kapasitas 330 MW. Akta Penugasan proyek ini disetujui Menteri Energi dan 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 pada 2014, untuk unit kedua sebesar 110 MW pada 2015, dan unit ketiga juga sebesar 110 MW pada awal 2016.

In 2007, MedcoEnergi and its partners in the consortium of Itochu and Ormat, were 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 2014, the second 110 MW unit in 2015, and the third 110 MW unit in early 2016.

Di awal 2008, Perseroan mendeklarasikan Proyek Pengembangan Panas Bumi Sarulla sebagai salah satu Proyek Pengembangan Utama Perseroan.

Sepanjang 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 2009 banyak aktivitas perusahaan yang dilakukan untuk proyek Sarulla, khususnya yang berhubungan dengan AMDAL dan proses sosialisasi pembebasan tanah. Revisi AMDAL yang terbaru sudah disetujui Gubernur Sumatra Utara pada Agustus 2009. Dokumen AMDAL telah dipresentasikan kepada penyandang dana. Aktivitas pembebasan tanah lebih difokuskan pada kawasan pemboran saluran pipa. Proses sosialisasi telah dimulai pada akhir 2009.

Pada 2010, beberapa kegiatan yang berhubungan dengan pembebasan lahan telah dilaksanakan termasuk sosialisasi dan negosiasi serta perpanjangan izin lokasi oleh Bupati Tapanuli Utara. Pada tahun ini pula, tercapai persetujuan perubahan tarif antara PLN dan konsorsium Sarulla serta penyelesaian verifikasi perubahan tarif tersebut oleh BPKP dan Kejaksaan Agung Republik Indonesia.

Negosiasi ESC dengan PLN dan JOC dengan PGE sedang berjalan dan ditargetkan selesai pada pertengahan 2011, yang secara bersamaan, melanjutkan negosiasi pendanaan dengan penyandang dana. Perseroan juga mengupayakan finalisasi kontrak-kontrak EPC, O&M dan pemboran.

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 of 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.

Throughout 2009, numerous activities related to the Sarulla Project have been performed especially those which were related to AMDAL and the 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.

In 2010, several activities related to land acquisition were conducted including socialization, negotiation and location permit renewal by Head of the North Tapanuli Regency. Within the same year, the Principal Agreement on tariff was signed by PLN and Sarulla consortium, which was then followed by the finalization of tariff verification by the BPKP and the General Attorney of the Republic of Indonesia.

In the meantime, negotiation on ESC and with PLN and on JOC with PGE are on-going and targeted to be concluded by mid 2011. In parallel, the Company has continued the financing negotiation process with the lenders. The Company also strives 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 pembangkit *combined cycle* yang memiliki kapasitas 195 MW di Sulawesi Selatan. Pada 2008, PT Energi Sengkang berhasil

MedcoEnergi holds a 5% share 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

menambahkan kapasitas sebesar 60 MW dengan jenis pembangkit *simple cycle*.

successfully added 60 MW of capacity 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 2010, tenaga listrik yang diproduksi Pembangkit Listrik Tanjung Jati B mencapai 9.411 GWh, dengan Faktor Ketersediaan sebesar 94,5%, dibandingkan dengan produksi tenaga listrik sebesar 8.720 GWh dengan Faktor Ketersediaan sebesar 94% pada 2008.

Operation
In 2010, the electricity generated by the Tanjung Jati B Power Plant amounted to 9,411 GWh with an Availability Factor of 94.5%, compared to 8,720 GWh and an Availability Factor of 94% in 2009.

Keselamatan Kerja
Jumlah total kecelakaan kerja yang terjadi selama 2010 adalah 1.438.424 *man hours*.

Safety
The total Man-hours without Lost Time Incident during the year 2010 were 1,438,424.

Prospek dan Rencana ke Depan
Pada 2009, PT Medco Power Indonesia ikut serta dalam tender untuk mengoperasikan dua unit tambahan yang sedang dalam tahap pembangunan. Unit baru akan masuk sistem pada 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 a tender to operate two additional units that were undergoing 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.

Penyedia Tenaga Listrik Swasta
Independent Power Producer

PT Multidaya Prima Elektrindo (MPE)	
Lokasi | Location	Sungai Selincah, South Sumatra
Kapasitas Terpasang | Design Capacity	2 x 6 MW
Bahan Bakar | Fired Fuel	Natural Gas
Operasi untuk Komersil Commercial Operations	30 April 2008 April 30th 2009
Kontrak | Contract Held	20 tahun PPA dengan PT PLN (Persero) 20-years Power Purchase Agreement (PPA) with PT PLN (Persero
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 Multidaya Prima Elektrindo
Pemegang Saham Shareholding	PT Medco Power Indonesia PLN Engeenering

Operasi
Jumlah keseluruhan tenaga listrik yang di produksi selama 2010 adalah 80,7 GWh dengan jumlah rata-rata jam kerja pada 2010 adalah 351 hari.

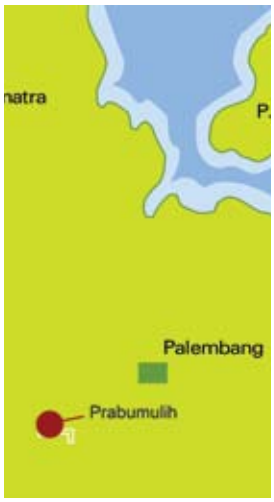
Operation
For the year 2010, the plant generated a total of 80.7 GWh with a average operating days of 351 days.

Keselamatan Kerja
Pembangkit juga mampu mempertahankan catatan hari tanpa kecelakaan kerja di 2010.

Safety
The plant also managed to maintain a record of zero Lost Time Incident (LTI) in 2010.

Prospek dan Rencana Kedepan
Rencana penambahan kapasitas melalui pemasangan 8 MW Unit tambahan yang diharapkan dapat mulai beroperasi pada akhir 2011.

Prospect and Future Plans
The company planned to add the power capacity by installing another 8 MW Unit which expected to be operate by the end of 2011.



PT Elnusa Prima Elektrika (EPE)

Lokasi | Location	Prabumulih, South Sumatra
Kapasitas Terpasang | Design Capacity	2 x 6 MW
Bahan Bakar | Fired Fuel	Natural Gas
Operasi untuk Komersil Commercial Operations	1 Juni 2006 June 1st 2006
Kontrak | Contract Held	20 tahun PPA dengan PT PLN (Persero) 20-year Power Purchase Agreement (PPA) with PT PLN (Persero)
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 Elnusa Prima Elektrika
Pemegang Saham Shareholding	PT Medco Power Indonesia PT Elnusa Petrofin PLN Engeenering

Operasi
Jumlah keseluruhan tenaga listrik yang di produksi selama 2010 adalah 86,8 GWh dengan jumlah rata-rata jam kerja pada tahun 2010 adalah 349 hari.

Operation
For the year 2010, the plant generated a total of 86.8 GWh with a average operating days of 349 days.

Keselamatan Kerja
Perseroan juga dapat mempertahankan catatan hari tanpa kecelakaan kerja di sepanjang 2010.

Safety
The Company managed to maintain a zero record of Lost Time Incident (LTI) throughout 2010.

Prospek dan Rencana Kedepan
Rencana penambahan kapasitas melalui pemasangan 8MW Unit tambahan yang diharapkan dapat mulai beroperasi pada akhir 2011.

Prospect and Future Plans
The company planned to add the power capacity by installing another 8MW Unit which expected to be operating by the end of 2011.

SINGA

Lokasi | Location	Singa Field, Lematang, South Sumatra
Kapasitas Terpasang | Design Capacity	2x3.5 MW
Bahan Bakar | Fired Fuel	Natural Gas
Operasi untuk Komersil Commercial Operations	31 Mar 2010 UNIT 1& 22 Apr 2010 UNIT 2 UNIT A Mar 31st 2010 & UNIT B Apr 22nd 2010
Kontrak | Contract Held	60 bulan agreement dengan MEPI 60-month Agreement with MEPI
Tanggungjawab Kepastian Sumber Gas Responsibility of Gas Secured	PT Medco E&P Lematang PT Medco E&P Lematang
Status	Operasi | Operating
Operator	PT Medco Power Indonesia
Pemegang Saham Shareholding	

Operasi
Jumlah keseluruhan tenaga listrik yang di produksi selama 2010 adalah 10,7 GWh dengan jumlah rata-rata jam kerja pada 2010 adalah 254 hari.

Keselamatan Kerja
Perseroan juga dapat mempertahankan catatan hari tanpa kecelakaan kerja di sepanjang 2010.

Prospek dan Rencana Kedepan
Rencana penambahan kontrak O&M untuk unit 3 dan penjualan kelebihan tenaga listrik kepada PT PLN.

Operation
For the year 2010, the plant generated a total of 10.7 GWh with a average operating days of 254 days.

Safety
The Company managed to maintain a zero record of Lost Time Incident (LTI) throughout 2010.

Prospect and Future Plans
The company planned to add O&M contract for unit 3 and selling excess power supply to PT PLN (Persero).

Industri Hilir

Downstream Industries

Untuk mendukung strategi Pemerintah dalam menyediakan kebutuhan energi yang ramah lingkungan, Strategi Korporasi yang diperbarui telah dirancang untuk membangun posisi yang kuat di industri bahan bakar terbarukan 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.

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 pertama kali memasuki sektor industri hilir pada 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 2003 yang pengoperasiannya dimulai pada 2004. Kilang LPG tesebut juga memanfaatkan gas terasosiasi dari produksi minyak lapangan Kaji, Sumatera Selatan.

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 2007 Perseroan mengambilalih dan mulai mengoperasikan Fasilitas Penyimpanan Bahan Bakar yang terletak di Kalibaru, Tanjung Priok, Jakarta Utara dan memulai kegiatan usaha distribusinya.

Disamping itu, untuk 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 2007. Pada 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, Provinsi Sulawesi Tengah.

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 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 2008 dan setelah persiapan sepanjang 2009, telah siap berproduksi penuh di 2010. Untuk sementara waktu, pabrik etanol milik MedcoEnergi dibangun untuk memproduksi bio-etanol dengan tingkat mutu industri untuk melangkah menuju bahan bakar nabati.

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 within the next five to eight years by reconfiguring and refocusing on downstream businesses, leveraging off Indonesia's vast agricultural economy.

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 first entered the downstream business in 1997, with the objective of integrating its business activities – both upstream and downstream – in the 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 of MedcoEnergi's business activities continued with the construction of an LPG plant in 2003 that commenced its operation in 2004. The LPG plant also utilizes associated gas that is produced from the oil fields of Kaji, South Sumatra.

Capitalizing on Regulation No. 36 of 2004 of the Government of Indonesia regarding Downstream Oil and Gas Business Activities, and the opportunity to leverage the MedcoEnergi brand both in the upstream and downstream businesses of the 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.

Moreover, to monetize its gas reserves from Senoro field in the Senoro Toili PSC JOB Block, the Company and its partner in the Block – PT Pertamina (Persero) (Pertamina) – put an effort to create a market on their own by planning to develop an LNG plant with the downstream concept. Thus, the Company and Pertamina secured a partnership with Mitsubishi Corporation, through a competitive tender, and become the Japan-based company's major partner at the end of the year 2007. In 2008, the Company, Pertamina and Mitsubishi established a joint venture company which was set to build an LNG plant with the capacity of 200,000 metric tons per day, located a Banggai Region, Central Sulawesi Province.

The enactment of Decree of the President of the Republic of Indonesia Number 1 of 2006 regarding Provision and Utilization of Bio-fuel as Alternative Fuel, has prompted MedcoEnergi to start exploring the development of Bio-fuel by constructing a Bio-ethanol Plant that will use cassava as the main feedstock in late 2006 in North Lampung. The construction was completed in late 2008, and throughout 2009, preparations were made to start a full-scale production by 2010. In the meantime, MedcoEnergi ethanol plant was constructed to produce industrial-grade bio-ethanol as a stepping stone towards 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 memperbarui Strategi Korporasi di 2008, dimana salah satunya adalah rencana untuk membangun posisi yang kuat di industri bahan bakar yang dapat diperbarui dalam kurun waktu 5-8 tahun ke depan dengan melakukan konfigurasi ulang dan memfokuskan kegiatan usaha industri hilir yang memberdayakan ekonomi pertanian di Indonesia. Oleh karenanya, mulai pertengahan 2009 Perseroan melakukan studi untuk mengembangkan budidaya pertanian yang dapat digunakan sebagai bahan baku untuk bahan bakar yang dapat diperbarui di Merauke, Papua, yang disebut program "Prakarsa Merauke." Pada 2010, Perseroan mendapatkan izin prinsip atas lahan seluas 74.000 ha untuk perkebunan tebu dari Bupati Merauke.

The commitment of MedcoEnergi to support the Government's strategy in providing environmentally friendly energy has become even stronger with the enactment of Law of the Republic of Indonesia No. 30 of 2007 on Energy. The Company renewed its Corporate Strategy in 2008, which includes the plan to develop a strong position in renewable fuels over the next five to eight years by reconfiguring and refocusing its downstream 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." In 2010, the Company got its pricipal licence for a 74,000-hectare land to produce sugarcane from the head of the district of Merauke.

Seluruh kegiatan industri hilir MedcoEnergi dilaksanakan melalui berbagai anak perusahaan Perseroan yang dimiliki seluruhnya melalui perusahaan *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.

All of MedcoEnergi's downstream businesses are carried out through subsidiary companies that are wholly owned by its sub-holding company, PT Medco Downstream Indonesia (Medco Downstream). Medco Downstream is accountable and responsible for managing, operating and supervising all of MedcoEnergi's downstream businesses.

Sementara itu, kepemilikan 20% saham di perusahaan patungan yang akan membangun Kilang LNG, PT Donggi Senoro LNG, dipegang oleh anak perusahaan Perseroan lainnya, PT Medco LNG Indonesia. Perseroan memonitor langsung pengembangan Kilang LNG ini.

Meanwhile, 20% of the share 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.

Sampai dengan akhir 2010, MedcoEnergi memiliki sebuah kilang LPG, sebuah fasilitas penyimpanan bahan bakar dan sebuah pabrik bio-etanol. Berikut adalah daftar aset yang dimiliki dan dikelola oleh kegiatan usaha industri hilir MedcoEnergi.

By the end of the year 2010, MedcoEnergi owned 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.

Kepemilikan Aset
Assets Ownership

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	Sumatera 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-etanol Bio-ethanol Plant	2008	100%	190 KL/hari/day	Lampung	PT Medco Ethanol Lampung

Produksi, Pembelian dan Penjualan / Production, Purchasing and Sales

No.	Keterangan Description	31 Desember December 31		%
		2010	2009	
1	**Kilang LPG/LPG Plant:**			
	• Pemrosesan/Processed gas (MMSCF)	2,333	2,458	-5.09
	• LPG (MT)	15,360	16,424	-6.48
	• Condensate (Barrel)	73,858	76,146	-3.00
	• Lean Gas (MMSCF)	1,491	1,237	20.53

No	Keterangan Description	31 Desember December 31		%
		2010	2009	
2	**Distribusi HSD/HSD Distribution:**			
	• Pembelian/Purchase (KL)	260,884	95,464	173.28
	• Penjualan/Sale (KL)	254,418	92,024	176.47
3	**Pabrik Bio-etanol/Bio-ethanol Plant:**			
	• Pemrosesan singkong/Cassava Processing (Ton)	130,628	56,081	132.93
	• Produksi/Production	19,764	8,698	127.22
	• Penjualan/Sale (KL)	19,571	4,665	319.53
4	**Kilang Metanol*/Methanol Plant:**			
	• Produksi/Production (Ton)	-	10,443	-100
	• Penjualan/Sale (Ton)	-	17,644	-100

* Penghentian operasional sejak awal Februari 2009 dan telah menandatangani Terminasi Perjanjian Kerja Sama dengan PT Pertamina (Persero) pada akhir 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 2010, kilang LPG Perseroan telah memproses 2.333 MMSCF gas ikutan yang menghasilkan 15.360 MT LPG dan 73.858 barel kondensat minyak serta 1.491 MMSCF gas kering. Dibandingkan dengan 2009, terjadi penurunan dalam pemrosesan gas ikutan sebesar 125 MMSCF dari 2.458 MMSCF, sehingga produksi LPG dan kondensat menurun sebesar masing-masing 1.064 MT dan 2.288 barrel, sedangkan gas kering mengalami kenaikan sebesar 254 MMSCF. Produksi MLK di 2009 adalah sebesar 16.424 MT LPG, 76.146 barel kondensat dan 1.237 MMSCF gas kering. Seluruh produksi tersebut diserahkan kembali kepada PT Medco E&P Indonesia.

Sedangkan volume pembelian dan penjualan HSD di 2010 meningkat menjadi masing-masing 260.884 KL dan 254.418 KL, dibandingkan 95.464 KL dan 92.024 KL di 2009. Peningkatan pembelian dan penjualan HSD ini terutama disebabkan harga jual HSD yang menguntungkan akibat meningkatnya harga minyak mentah dunia pada awal 2010, dan karena meningkatnya kemampuan dari Unit dalam mendukung aktivitas penjualan.

Sepanjang 2010, Perseroan melakukan produksi etanol dengan menggunakan 130.628 ton singkong yang menghasilkan 19.764 KL etanol dengan dua jenis produk yaitu EGRA-Export Grade Rectified Alcohol (16.659 KL) dan produk sampingan Teknikal Alkohol (3.105 KL). Untuk produk EGRA telah dijual ke pasar domestik sebanyak 11.493 KL dan diekspor sebanyak 4.826 KL ke Taiwan dan Cina. Sedangkan untuk produk Teknikal Alkohol telah dijual ke pasar domestik sebanyak 248 KL dan diekspor sebanyak 3.004 KL.

Karena keterbatasan pasokan gas ke kilang metanol, Perseroan tidak melakukan produksi metanol selama 2010. Keterbatasan pasokan gas serta harga jual metanol yang tidak menarik, menyebabkan MedcoEnergi memutuskan untuk tidak melanjutkan pengoperasian kilang sejak 2009. 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 Kerja Sama Operasi dilakukan pada 29 Desember 2009.

In 2010, the Company's LPG plant processed a total of 2,333 MMSCF of associated gas, which produced 15,360 MT of LPG, 73,858 barrels of condensate and 1,491 MMSCF of lean gas. Compared to 2009, the associated gas processed declined by 125 MMSCF from 2,458 MMSCF, thereby reducing the production of LPG and oil condensate by 1,064 MT and 2,288 barrel, respectively, whereas production of lean gas increased by 254 MMSCF. The total production of MLK in 2009 amounted to 16,424 MT of LPG, 76,146 barrels of condensate and 1,237 MMSCF of lean gas. All of these productions were returned to PT Medco E&P Indonesia.

Meanwhile, the purchase and sale volumes of HSD in 2010 increased to 260,884 KL and 254,418 KL, respectively, compared to 95,464 KL and 92,024 KL in 2009. The increase in both the purchase and sale volumes of HSD was mainly courtesy of the favorable price of HSD due to the falling crude oil price in the beginning of 2009, and the improved effort from the company's sales activities.

Throughout 2010, the Company produced ethanol by using 130,628 tons of cassava that produced 19,764 KL of ethanol in two product categories, namely EGRA-Export Grade Rectified Alcohol (16,659 KL) and the side product of Technical Alcohol (3,105 KL). A total of 11,493.09 KL of the EGRA product were sold domestically, while 4,826 KL were exported to Taiwan and China. While the total Technical Alcohol of 248 KL were sold domestically and 3,004 KL were exported.

Due to the limited gas supply to the methanol plant, the Company had stopped production of methanol throughout 2010. 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) which went into effect 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
	2010	2009		
Harga rata-rata pemrosesan gas ikutan (AS$/MSCF)	1.7	2.1	-19.05	Average price of associated gas processing (US$/MSCF)
Harga jual rata-rata HSD yang terealisasi (Rp/L)	5.681,11	5.059,4	12.29	Average realized price of HSD (Rp/L)
Harga jual rata-rata Etanol yang terealisasi (AS$/KL)	559	484	15.50	Average realized price of Ethanol (US$/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).

Harga HSD sangat tergantung dengan harga minyak mentah. Peningkatan harga minyak mentah di 2010 menyebabkan meningkatnya harga HSD. 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 2010 meningkat sebesar Rp621,71/L, atau 12,29%, menjadi Rp5.681,11/L dibandingkan Rp5.059,4/L di 2009.

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 2010 adalah AS$559/KL FOB Pelabuhan Panjang, Bandar Lampung.

The average price of associated gas processing 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.

The price of HSD is highly dependent upon the price of crude oil. The increase of crude price in 2010 impacted the increase in HSD price. 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 2010 increased by Rp621.71/L, or 12.29% to Rp5,681.11/L, compared to Rp5,059.4/L in 2009.

The Company uses the ICIS Pricing and F.O Licht as references to determine the selling price of ethanol, and also puts into its consideration the cost of raw materials (cassava), and other production expenses. The average realized price of ethanol in 2010 was US$559/KL FOB Panjang Port, Bandar Lampung.

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 2010

Kegiatan pemrosesan gas ikutan di kilang LPG pada 2010 memberi kontribusi sebesar AS$3,88 juta terhadap pendapatan Perseroan dari kegiatan usaha Industri Hilir.

Sepanjang 2010, Perseroan hanya menggunakan sebuah Train untuk pemrosesan gas ikutan sebesar 2.333 MMSCF dengan

2010 Activities

The processing of associated gas at the LPG plant in 2010 contributed a total of US$3.88 million to the Company's revenues from the activities of its Downstream businesses.

Throughout 2010, the Company used only a single Train to process associated gas, which amounted to 2,333 MMSCF over 363 days

jumlah hari operasional 363 hari, dan tanpa kecelakaan kerja yang menyebabkan kehilangan waktu operasi (*lost time accident*). Sampai dengan akhir 2010, total waktu kerja tanpa kecelakaan kerja yang menyebabkan kehilangan waktu operasi telah mencapai 2.200.828 jam kerja.

of operations, without any lost time accident. By the end of the year 2010, the total number of hours without lost time accident had reached 2,200,828 working hours.

Pada 2010, Perseroan telah mendapatkan sertifikasi Voluntary Emission Reduction (VER). Dan pada November 2010, perusahan telah menerima pendapatan dari kredit karbon yang dihasilkan dari pengoperasian kilang LPG.

In 2010, the company had acquired a Voluntary Emission Reduction (VER) certificate. In November 2010, the Company had already begun receiving revenue from the carbon credit reduction produced from the operation of LPG plant.

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 2011.

To ensure the continuation of the LPG plant operation by using a single Train, PT Medco E&P Indonesia had provided a confirmation letter confirming its supply of associated gas up to the year 2011.

Untuk saat ini, Train-2 tidak dioperasikan mengingat pasokan gas yang berkurang, namun Perseroan senantiasa menjaga kondisi Train-2 tersebut tetap andal dengan sistem pemeliharaan yang baik agar siap untuk segera direlokasi.

In the meantime, Train-2 remained idle due to lack of gas supply; however the Company keeps Train-2 in ready-to- operate condition through a good maintenance system, keeping it well-prepared for possible relocation at any given time.

Rencana 2011

Di 2011, 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.

Plans for 2011

In 2011, the Company will continue to ensure the sustainability of the LPG plant operations - relying solely on Train-1 - and to process associated gas that is supplied from the Kaji fields which belong 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.

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.

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 Contracts (PSCs).

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 2010

Selama 2010, Medco Sarana Kalibaru (MSK) mendistribusikan sejumlah 254.418 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.

2010 Activities

Throughout 2010, Medco Sarana Kalibaru (MSK) distributed a total of 254,418 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.

Pada April 2010, Depo Palembang sudah mulai beroperasi dan melayani pelanggan industri di wilayah Sumatera Selatan.

Di kuartal terakhir 2010, MSK telah mendapatkan pesanan HSD dari PT Freeport Indonesia dan menyelesaikan pengiriman 5 kargo dengan total 75.000 KL. Pesanan tersebut didapatkan berdasarkan uji mutu barang yang menyeluruh di lokasi tambang PT Freeport maupun pelayanan yang andal.

Rencana 2011

Pada 2011, Perseroan akan melakukan perluasan pemasaran di wilayah Indonesia Bagian Tengah dan Timur melalui pola kerja sama dengan mitra lokal di beberapa lokasi strategis dengan potensi pasar yang besar.

Perseroan juga telah mendapatkan komitmen pasokan ke PT Freeport Indonesia sebanyak 6 kargo dengan total 90.000 KL. Selain itu perseroan, juga akan mengikuti tender pasokan HSD untuk perusahaan-perusahaan besar lainnya yang menggunakan HSD sebagai bagian dari proses produksi mereka. Hal ini diyakini akan dapat meningkatkan jumlah penjualan HSD secara signifikan.

On April 2010, Palembang Depo had already begun operating and serving the industrial customers in South Sumatera area.

In the last quarter of 2010, MSK had acquired a purchase order of HSD from PT Freeport Indonesia and finalized the delivery of five cargos which came to a total of 75,000 KL. The purchase order was obtained following a thorough product quality test at a PT Freeport Indonesia mining facility, having also undergone the test of service reliability.

Plans for 2011

In 2011, the Company is set to do market expansion to the middle and eastern parts of Indonesia by pursuing a cooperation scheme with local partners at several strategic locations.

The Company has secured a comittment of supply to PT Freeport Indonesia of six cargos with a total of 90,000 KL. In addition, the Company is set to participate in the tender process of HSD provision for other big companies that use HSD as part of their production process. It is believed that this initiative will significantly increase sales of HSD.

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 2010

Pada 28 Juni 2010, Perseroan telah mendapatkan persetujuan pinjaman dari Lembaga Penjamin Ekspor Indonesia (LPEI) untuk *project refinancing* dan sebagai modal kerja masing-masing sebesar AS$30 juta dan AS$6 juta.

Pada 2009 pabrik sudah siap dipakai untuk berproduksi secara maksimal (100% kapasitas terpasang menghasilkan 190 ton etanol per hari). Selama 2010, Perseroan melakukan penyelesaian akhir agar pabrik dapat memproduksi etanol dengan kualitas 96% untuk segmen industri dengan kadar ketidakmurnian (impurities) rendah. Hingga 1 Oktober 2010, pabrik sudah siap dari segi kapasitas produksi terpasang dan kualitas, Perseroan melakukan serah terima pabrik dari PT Rekayasa Industri (selaku Main Contractor) sebagai tanda selesainya proyek dan dimulainya tahap komersial.

Selama 2010, Perseroan telah melakukan pengiriman etanol dalam dua jenis produk yaitu EGRA-Export Grade Rectified Alcohol (16.319 KL) dan produk sampingan Teknikal Alkohol (3.252 KL). Dari

2010 Activities

On June 28, 2010, the Company acquired the loan approval from the Indonesian Export Financing Institution (LPEI) for its project refinancing and to secure working capital each with the value of US$30 million and US$6 million, respectively.

In the year 2009, the plant was ready to produce at its maximum capacity (100% installed capacity that can produce up to 190 tons of ethanol per day). Throughout 2010, the Company was able to complete the final comissioning that would enable the plant to produce 96% grade ethanol with low impurities. As per October 1, 2010, the plant was ready in terms of quality and installed capacity. The Company had also conducted a hand-over from the main contractor, PT Rekayasa Industri, marking the finalization of the project and the beginning of the commercial phase.

Throughout 2010, the company has delivered ethanol in two different product grades, i.e.; EGRA–Export Grade Rectified Alcohol (16,319 KL) and its side product, Technical Alcohol (3,252 KL). From

kedua produk tersebut, telah diekspor EGRA dan Teknikal Alkohol sebanyak masing-masing 4.826 KL dan 3.004 KL.

Untuk menjamin pasokan singkong Perseroan melakukan pengelolaan lahan dan budidaya melalui pola kebun inti. Hingga akhir 2010, lahan yang berhasil digarap Perseroan untuk penanaman singkong adalah seluas 2.552 Ha.

Rencana 2011
Di semester pertama 2011, Perseroan merencanakan akan memasang *biogas burner* guna memanfaatkan biogas yang terbentuk dari proses pengolahan limbah. Pemasangan unit ini diharapkan akan menghemat pemakaian batu bara di unit *boiler*.

Perseroan juga menargetkan untuk menguasai lahan perkebunan singkong seluas 6.200 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 kerja sama dengan lembaga penelitian pertanian juga dilakukan.

Di 2011, Perseroan akan melakukan penelitian untuk melihat kemungkinan menambah kemampuan pabrik dalam menerima bentuk bahan baku selain singkong basah. Salah satu yang akan dijadikan fokus adalah bentuk potongan (*chip*) singkong yang mempunyai kelebihan bisa disimpan lebih lama dibandingkan bentuk basah.

Kegiatan Lain

Proses Pengembalian Kilang Metanol

Kegiatan 2010
Sebagai tindak lanjut dari proses serah terima kilang yang telah dilakukan dan dikembalikan kepada PT Pertamina (Persero) pada 18 Oktober 2009, Perseroan masih melakukan rekondisi kilang untuk mengembalikan ke kondisi yang layak pakai.

Perseroan tetap mempertahankan kompetensi dalam produksi metanol untuk mencari kemungkinan dan peluang bisnis yang lebih menguntungkan di kemudian hari.

Rencana 2011
Di 2011, Perseroan berencana untuk mengikuti proses tender sebagai operator re-operasi kilang. Rencananya, kilang akan mendapatkan gas yang disalurkan dari sumber gas di Simenggaris mulai November 2011.

Prakarsa Merauke

Kegiatan 2010
Sepanjang 2010, Perseroan telah melakukan langkah-langkah strategis dalam mengimplementasikan program Prakarsa Merauke. Prakarsa ini pada dasarnya adalah upaya sungguh-sungguh

these two products, 4,826 KL of EGRA and 3,004 KL of Technical Alcohol had been exported.

To ensure the supply of cassava feedstock, the Company does its own land processing and plantation through the scheme of own plantation (kebun inti). By the end of the year 2010, a total of 2,552 hectares of land had been processed for cassava plantation by the Company.

Plans for 2011
In the first quarter of 2011, the Company is planning to install a biogas burner to utilize biogas produced from its waste treatment process. The installation will allow the Company to save up on the cost of coal used to fuel its boiler unit.

The Company is also targeting to acquire additional land to accomodate a 6,200-hectare cassava plantation in its effort to guarantee the security of supply of cassava and reduce its dependency from buying from the local spot market. To increase the quality of cassava from the planted land managed by the Company, numerous collaborations with agricultural research companies, particularly those specializing in cassava plantation, have been established.

In 2011, the Company is also set to conduct research to look into the possibilities of leveraging the capability of its plant to process other forms of cassava aside from its original serving. One of them being cassava chips, which have the advantage of longer expiration compared to fresh cassava.

Other Activities

Methanol Plant Hand-Over Process

2010 Activities
Following the plant handover to PT Pertamina (Persero) on October 18, 2009, the Company has managed to maintain its plant recondition activities to ensure that the plant remains in its ready-to-use condition.

The Company has managed to uphold its competence in Methanol production to obtain profitable business opportunities in the future.

Plans in 2011
In 2011, the Company is also planning to participate in the tender process to become the operator of plant re-operation projects. The plant is projected to receive gas from the gas field in Simenggaris starting from November 2011.

Merauke Initiative

2010 Activities
In 2010, the Company took strategic steps to implement the Merauke Initiative program. The program essentially constitutes earnest efforts by the Company to enter the business of renewable

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.

Salah satu pencapaian penting dari Prakarsa Merauke di 2010 adalah telah didapatkannya izin prinsip dari Bupati Merauke atas lahan sebesar 74.000 ha untuk perkebunan tebu.

Kegiatan pembibitan (*nursery*) dan uji coba berbagai macam varitas tanaman tebu di wilayah Kurik, Merauke terus dilakukan serta melanjutkan perbaikan dalam hal penanganan hama dan sistem irigasi pengairan untuk mendapatkan 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. Proses ini diharapkan dapat berjalan sesuai arahan kebijakan Pemerintahan Pusat dan Kabupaten, khususnya terkait rencana pengembangan wilayah dan tata ruang lingkungan.

Rencana 2011

Pada 2011, Perseroan berencana 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.

fuels by capitalizing on the sustained availability and potential of agricultural lands and the favorable climate of the Merauke Regent in Papua. Addtionally, with regard to the current national energy condition and that of the future, the Merauke Initiative represents concrete proof of the Company's participation in the efforts to enhance national energy security.

One of the key achievements of the Merauke Initiative in 2010 was the fact that the Company was granted the principal license from the Merauke Regent for 74,000 ha of land to be converted into a sugarcane plantation.

The nursery activities and testing of several varieties of sugar cane plants in Kurik, Merauke have continued to be carried out along with continued improvement in pest and disease control as well as irrigation and watering system to provide a database that is both adequate and relevant for the plant in order to 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 these 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.

Plans for 2011

In 2011, the Company is planning to implement the concept of a mini-scale, integrated ethanol industry. This initiative will not only yield important knowledge for the development of the larger scale industry, it will 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 in the region.

The Company is set to continue to intensively pursue permits for plantation land development. In addition to that, the development of human resources, especially in the areas of agriculture and renewable fuels, will also remain 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 2010

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 pembebasan tanah.

Rencana 2011

Perseroan berencana untuk mengembangkan, membangun dan mengoperasikan kilang LNG dengan kapasitas produksi sekitar dua juta ton per tahun, yang terletak di Kabupaten Banggai, Provinsi Sulawesi Tengah, yang akan menggunakan gas dari lapangan Senoro dan empat lapangan di dalam Blok Matindok, yang dioperasikan oleh Pertamina.

2010 Activities

On January 22, 2009, MedcoEnergi signed Senoro's GSA with PT Pertamina Hulu Energi Sulawesi-PT Medco E&P Tomori Sulawesi and GSA with PT Pertamina EP for the Matindok area. The Company also completed a negotiation with appointed LNG buyers, continued negotiation process with other prospective LNG buyers and conducted land acquisitions.

Plans for 2011

The Company plans to develop, construct and operate an LNG plant with a production capacity of approximately two million tons per annum, located in the Banggai Regency, in the province of Central Sulawesi, utilizing gas from the Senoro field and four fields in the 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.

Kegiatan Usaha Lain MedcoEnergi bergerak di bidang jasa penunjang E&P Migas, sementara Inkubator Usaha Baru MedcoEnergi mencakup antara lain unit usaha Gas Metana 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 berdasarkan kegiatan 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).

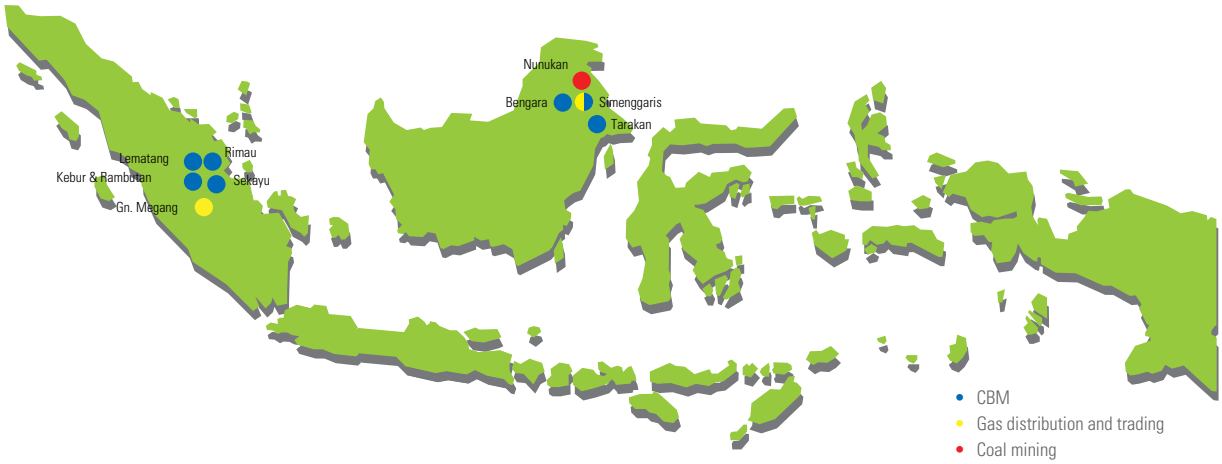
What differentiates Other Business Activities from New Business Incubator is that the Company nurtures incubator projects with one- to three-year investment time frame in order to grow them into other business activities.

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



Jasa Penunjang E&P Migas
Oil and Gas E&P Supporting Services

Kegiatan Jasa Penunjang E&P Migas yang dimiliki MedcoEnergi tersebar di berbagai 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.

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	Alokasi Allocations	Jenis Jasa Type of Services	Mitra Partner	
			Nama Name	Lokasi Locations
1	RIG # 35 (350 HP)	Workover/well service hoist	PT Pertamina EP UBEP	Tanjung
2	RIG # 12 (450 HP)	Workover/Well Service Hoist	PT Pertamina EP	Region Java
3	RIG # 08 (350 HP)	Workover/Well Service Hoist	PT Pertamina EP UBEP	ADERA
4	RIG # 09 (350 HP)	Workover/Well Service Hoist	PT MEPI	Sembakung
5	RIG # 10 (350 HP)	Workover/Well Service Hoist	PT Pertamina EP UBEP	Tanjung
6	Mud 1	Drilling Completion & Workover Fluid	TAC Pertamina EP Bangadua	Bangadua
7	Mud 2	Drilling Completion & Workover Fluid	PT Pertamina UBEP	Limau
8	Mud 3	Drilling Completion & Workover Fluid	SPE	-
9	Mud 4	Mud Logging Unit	PT MEPI	-
10	Slickline unit 1	Slickline	PT MEPI	Rimau
11	Slickline unit 2	Slickline	PT MEPI	Rimau
12	DD MWD	Measurement While Drilling & Logging While Drilling	PAKARTI	-
13	LWD	Measurement While Drilling & Logging While Drilling	QUI HANDIKA	-
14	Logging Truck EP 7521	Electric Wireline Logging	PT MEPI	Sembakung & Tarakan
15	Logging Truck EP 7522	Electric Wireline Logging	PT MEPI	Rimau & SCS
16	Logging Truck EP 7523	Electric Wireline Logging	PT MEPI	Rimau & SCS
17	Logging Truck EP 7524	Electric Wireline Logging	Oilserv Divestment	-
18	Logging Truck EP 7525	Electric Wireline Logging	PT Pertamina EP	Benakat Barat
19	Logging Truck EP 7526	Electric Wireline Logging	PT MEPI	-
20	Logging Truck EP 3521	Electric Wireline Logging	PT MEPI	-
21	Logging Truck EP 3522	Electric Wireline Logging	PT MEPI	Sumsel
22	Skid Unit EP 4521	Electric Wireline Logging	PT MEPI	Sembakung & Tarakan
23	Skid Unit EP 8521	Electric Wireline Logging	PT MECI	-
24	DPC 1	Petrophysical Analysis	PT MEPI	Sembakung & Tarakan
25	DPC 2	Petrophysical Analysis	PT MEPI	Lunar & SCS
26	DPC 3	Seismic Data Processing	MEDCO Yemen	YEMEN

Rencana ke depan Kegiatan Jasa Penunjang E&P Migas menitikberatkan pada 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.

Jasa Penunjang E&P Migas

Oil and Gas E&P Supporting Services

Gas Metan Batubara **Coal Bed Methane**

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.

Gas Metan Batubara | Coal Bed Methane	
Lokasi Location	Muralim - Sumatra Selatan Muralim - South Sumatra
Status	Eksplorasi Exploration
Kepemilikan Ownership	MECI (50%), Dart Energy (50%)
Target Produksi | Production	2014
Operator	Dart Energy
Mitra Usaha Partners	Dart Energy

Gas Metan Batubara | Coal Bed Methane	
Lokasi Location	Lematang – Petar - Sumatra Selatan Lematang – Petar - South Sumatra
Status	Aplikasi Evaluasi Bersama Joint Evaluation Application
Kepemilikan Ownership	MECI (55%), Sugico (45%)
Target Produksi | Production	-
Operator	PT Medco CBM Pendopo
Mitra Usaha Partners	Lematang (Sugico)

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	Rimau - Sumatra Selatan Rimau - South Sumatra
Status	Nota Kesepahaman dengan pemilik Kuasa Pertambangan Batubara Memorandum of Understanding with Coal Concession owner
Kepemilikan Ownership	-
Target Produksi | Production	-
Operator	-
Mitra Usaha Partners	-

Sebagai komitmen eksplorasi KPS GMB Sekayu, pada 2010 MedcoEnergi berhasil melakukan pemboran di 3 (tiga) sumur GMB di wilayah Sekayu, Sumatra Selatan yang akan dilanjutkan dengan pekerjaan *coring*. Perseroan juga akan melanjutkan komitmennya untuk memulai kegiatan *dewatering* di 2 (dua) sumur GMB yang potensial. Diharapkan Perseroan bisa mendukung program pemerintah untuk memonetisasi gas menjadi tenaga listrik.

Pada 2010, MedcoEnergi berhasil menandatangani perjanjian kontrak bagi hasil dengan BPMIGAS untuk eksplorasi di Sumatera Selatan (KPS GMB Muralim). Perseroan juga melakukan berbagai kegiatan evaluasi bersama dengan berbagai mitra luar negeri untuk memaksimalkan kegiatan GMB di sekitar lokasi E&P migas di MedcoEnergi.

Rencana ke depan, Perseroan melanjutkan berbagai evaluasi bersama dan memperluas area GMB untuk mendapatkan perjanjian kontrak bagi hasil dengan BPMIGAS dengan mempersiapkan perjanjian kerja sama eksplorasi dengan Dart Energy, Sugico, Salamander, dan Pertamina Hulu Energi.

As a firm exploration commitment of PSC CBM Sekayu, in 2010, MedcoEnergi conducted drilling 3 (three) CBM wells in Sekayu, South Sumatra and continue to prepare coring job. The Company will continue its commitment to start the dewatering process in 2 (two) potential CBM wells. The Company is expected to support the government's program to monetize CBM gas to electricity.

In 2010, MedcoEnergi signed a Production Sharing Contract agreement with BPMIGAS to conduct exploration activities in South Sumatra (PSC CBM Muralim). The Company also 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 and to expand CBM area in order to have signing of Production Sharing Contract with BPMIGAS by preparing joint exploration agreements with Dart Energy, 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%)

Kegiatan operasi komersial MedcoEnergi di Stasiun Pipa Gas dan Booster Compression Gunung Megang, Sumatera Selatan selama 2010 berlangsung dengan aman yang ditandai dengan jumlah jam kerja tanpa kecelakaan mencapai 128.927 jam-orang.

Sampai bulan Desember 2010, MGI mengkompresi gas sejumlah 15.646,12 BBTU (119% di atas rencana kerja) atau rata-rata di atas 40 mmscfd dan mendistribusikan gas sejumlah 12.066,53 BBTU (184% di atas rencana kerja) atau rata-rata di atas 30 mmscfd gas dengan tekanan 1.100 psia.

Sementara, Perseroan, melalui anak perusahaan yang dimiliki sepenuhnya, MGI berkonsorsium dengan Pertagas, telah mendapatkan PJBG dari JOB Pertamina Medco EP Simenggaris pada Desember 2009 dan membentuk perusahaan patungan, PT Perta Kalimantan Gas, yang ditujukan untuk mengelola dan mengoperasikan jual beli gas, pemasangan pipa dan transportasi gas dari JOB Pertamina Medco EP Simenggaris ke Kilang Metanol Bunyu.

Pokok-pokok Perjanjian (HOA) awal dengan PT Pertamina (Persero) telah ditandatangani pada Januari 2010 yang isinya adalah rencana mengirimkan gas sebesar 25 mmscfd melalui 70 km pipa dari South Sembakung menuju Kilang Metanol Bunyu di Pulau Bunyu yang akan di pasang oleh konsorsium MGI-Pertagas.

Commercial operations of MedcoEnergi in Gas Pipeline and Booster Compression Station at Gunung Megang, South Sumatra in 2010 saw a good safety record which achieved zero accident with total number of loss time accident of 128,927 man-hours.

As of December 2010, MGI had compressed of 15.646,12 BBTU of gas (119% above workplan) or an average above 40 mmscfd of gas and distributed of 12.066,53 BBTU of gas (184% above workplan) or an average above of 20 30 mmscfd of gas with 1.100 psia pressure.

The Company, through its wholly owned subsidiary, MGI in consortium with Pertagas, was awarded a GSA from JOB Pertamina Medco EP Simenggaris on December 2009 and established a joint venture company, PT Perta Kalimantan Gas. This Company is intended to manage and operate gas trading, develop gas pipeline, and transport gas from JOB Pertamina Medco EP Simenggaris to Methanol Bunyu Plant.

The initial Head of Agreement (HOA) with PT Pertamina (Persero) was signed in January 2010 to deliver 25 mmscfd gas using 70 km pipeline from South Sembakung to Methanol Bunyu Plant in Bunyu Island which will be built by consortium MGI-Pertagas.

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 6.800 adb) dengan target 500.000 ton per tahun.

Sepanjang 2010, MEMI melakukan beberapa kegiatan yang berkaitan dengan proses perolehan Izin Pinjam Pakai (IPP), Penambahan 25 buah titik pemboran seluas 1.323 meter ke arah barat sedangkan di blok selatan telah dikerjakan 373 buah titik pemboran seluas 12.630 meter dengan jarak 70 meter. Untuk

In line with the efforts to develop non oil and gas energy business portfolio, Medco Energy 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 the historical success rate of other neighboring operators, the area is capable of producing high calorie coal (Kcal 6,800 adb) with a target of 500,000 tons per year.

During the year 2010, MEMI's performed several activities related to obtain the Forestry Land Use Permit process (IPP Permit). An additional 25 drilling locations have been drilled with total depth of 1,323 meters. At the south block 373 drilling locations has been drilled with total depth 12,630 meters, with distances of 70 meters

pekerjaan *logging* dikerjakan 309 buah titik pemboran seluas 10.353 meter dan juga pekerjaan Topografi dengan luas area 1.050 Ha dengan skala 1:1000. Sedangkan untuk kegiatan *engineering*, kegiatan yang dilakukan berupa perencanaan tambang dan perencanaan pelabuhan di sungai Sebakis. Kegiatan tambahan yang dilakukan di 2010 adalah proses tender kontraktor tambang.

Ke depan, Perseroan akan menyelesaikan proses perizinan dengan mendapatkan Izin Pinjam Pakai pada Juli 2011, menyelesaikan perencanaan tambang dan perencanaan infrastruktur tambang dan mulai melaksanakan tahap konstruksi di Juli 2011 serta memulai pengapalan batubara pada Desember 2011.

Teknologi Eksplorasi

Salah satu kegiatan Inkubator Usaha Baru Perseroan yang sedang digalakkan 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 seismik tanpa menggunakan bahan kimia. VSIT juga dapat mengurangi friksi statis cekungan internal melalui getaran tersebut menggunakan prinsip 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 horisontal, serta penelaahan sumur-sumur kering. Beberapa metode lain yang dimiliki Perseroan melalui MIR adalah Broad Band Geochemistry (BBG) dan Anomalous Transignal Method (ATM).

Ke depan, SVI-MIR akan senantiasa melakukan pemasaran untuk metode HREM & ATM ke perusahaan minyak dan gas yang sedang melakukan kegiatan seismik dan terus melakukan pembicaraan dengan klien dalam usaha meningkatkan kerja samanya.

between locations. For the logging works, 309 wells have been drilled with total depth 10,353 meters. The topography work of the area 1,050 Ha with scale 1:1000 has been accomplish. With regards to engineering, the activities carried out are in the form of mine planning and port planning at the river Sebakis. Additional activity carried out in 2010 is the mining contractor bidding process.

Presently, the Company will complete forestry permit process in July 2011, completing mine planning and mine infrastructure planning and also start implementing the construction phase in July 2011 and began shipping coal in December 2011.

Exploration Technologies

One of the New Business Incubator activities that the Company promotes include the exploration technologies through Enhanced 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 for 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 enhancing the relationship.

Analisa dan Pembahasan Manajemen atas Kinerja Perusahaan

Management Discussion and Analysis on the Company's Performance

06

Keberhasilan dalam meningkatkan nilai aset memungkinkan MedcoEnergi memberikan tingkat pengembalian yang bersaing bagi pemegang saham penanam modal dan pemangku kepentingan lainnya.

The success in increasing the value of its assets allowed MedcoEnergi to provide competitive rate of returns to its shareholders, investors and its other stakeholders.

Pendahuluan

Pembahasan dan Analisis Manajemen MedcoEnergi ini harus dibaca bersama-sama dengan Laporan Keuangan Konsolidasi Auditan Perseroan dan Anak Perusahaan, serta informasi tertentu mengenai data keuangan dan operasi yang terkonsolidasikan sebagaimana disajikan dalam buku Laporan Tahunan ini.

MedcoEnergi menyusun Pembahasan dan Analisis Manajemen ini agar pemegang saham dan pemodal dapat mendapatkan gambaran singkat tentang bisnis dan hasil keuangan MedcoEnergi dalam bentuk narasi serta beberapa faktor yang mungkin berpengaruh terhadap prospek usaha Perseroan di masa depan dari sudut pandang Manajemen MedcoEnergi.

Pembahasan dan Analisis Manajemen ini berisi tinjauan atas kinerja operasi dari setiap segmen usaha yang dilaporkan dan analisis atas kinerja dan posisi keuangan MedcoEnergi.

Laporan Keuangan Konsolidasi Auditan Perseroan dan Anak Perusahaan tersedia mulai halaman 286. Laporan Keuangan ini berisi konsolidasi dari Neraca, Laporan Laba Rugi, Laporan Perubahan Ekuitas, dan Laporan Arus Kas. Catatan Atas Laporan Keuangan Konsolidasi disajikan setelah Laporan Keuangan Konsolidasi dengan isi antara lain mencakup Ikhtisar Kebijakan Akuntansi, Kewajiban Imbalan Pasca Kerja, Transaksi-Transaksi dengan Pihak Yang Mempunyai Hubungan Istimewa, Kontrak, Perjanjian dan Ikatan Yang Signifikan, Kontinjensi, serta Kewajiban Pembongkaran Aset dan Restorasi Area.

Laporan Keuangan Konsolidasi MedcoEnergi telah disajikan sesuai dengan prinsip akuntansi yang berlaku umum sebagaimana dicakup pada Pernyataan Standar Akuntansi Keuangan (PSAK) dan Peraturan Badan Pengawas Pasar Modal dan Lembaga Keuangan (Bapepam-LK) No. VIII.G.7 tentang Pedoman Penyajian Laporan Keuangan.

Mata uang pelaporan dan fungsional yang digunakan dalam penyusunan Laporan Keuangan Konsolidasi adalah Dolar Amerika Serikat (Dolar AS).

Laporan keuangan konsolidasi Perseroan untuk tahun yang berakhir pada tanggal-tanggal 31 Desember 2010 dan 2009 telah diaudit oleh Kantor Akuntan Publik ("KAP") Purwantono, Suherman & Surja. Mereka telah memberikan opininya bahwa laporan konsolidasi Perseroan telah disajikan secara wajar dan sesuai dengan prinsip akuntansi yang berlaku umum di Indonesia.

Pernyataan Tentang Pandangan Kedepan

Sebagai catatan, setiap pernyataan tentang ekspektasi, rencana dan kegiatan atau kondisi Perseroan di masa depan dalam pembahasan Manajemen ini merupakan pernyataan tentang pandangan ke depan. Perseroan berpendapat, hasil yang sesungguhnya akan dicapai nanti, termasuk rencana produksi dan penjualan; rencana pemboran sumur pengembangan dan eksplorasi; jumlah lapangan atau kontrak yang di pegang; sumber pendanaan; serta pembelian barang modal; kemungkinan dapat berbeda, tergantung sejumlah faktor, seperti pasokan dan permintaan produk

Introduction

The Management's Discussion and Analysis of MedcoEnergi shall be read together with the Company and Subsidiaries' Consolidated Financial Statements and selected consolidated financial and operation data as presented in this Annual Report.

MedcoEnergi prepared the Management's Discussion and Analysis so that its shareholders and investors could obtain an overview of MedcoEnergi's business and financial results in narrative form and certain factors that may affect its future prospects from the perspective of MedcoEnergi's Management.

The Management's Discussion and Analysis contains the review of operating performance for each reportable segment of the business and an analysis of MedcoEnergi's financial position.

The Audited Consolidated Financial Statements of the Company and its Subsidiaries is available on page 286. It contains the consolidated Balance Sheets, Statements of Income, Statement of Changes in Equity and Statements of Cash Flows. Notes to Consolidated Financial Statements follow the Consolidated Financial Statemens which include among others Summary of Significant Accounting Policies, Post-Employment Benefits Obligations, Transactions with Related Parties, Significant Contracts, Agreements and Commitments, Contingencies, dan Asset Abandonment and Site Restoration Obligations.

MedcoEnergi's 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 Regulation of the Indonesian Capital Markets and Financial Institutions Supervisory Board (Bapepam-LK) No. VIII.G.7 regarding Guidelines to the Presentation of Financial Statements.

The reporting and functional currency used in the preparation of the consolidated financial statements is the United States Dollar (US Dollar).

The Company's consolidated financial statements for the years ended December 31, 2010 and 2009 have been audited by the Public Accounting Firm of Purwantono, Suherman & Surja. 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.

Forward-Looking Statements

Please note that any statements regarding expectations, plans and future events or conditions of the Company in this Management discussion are forward-looking statements. The Company believes that actual future results, including production and sales plans; development and exploration drilling plans; numbers of fields/ contracts held; financing sources; and capital expenditures; could differ materially depending on a number of factors, such as changes in the supply of and demand for crude oil, natural gas, bio-ethanol, and electricity power products; the outcome of commercial

minyak mentah, gas alam, bio-etanol, dan tenaga listrik; hasil dari negosiasi komersial; kegiatan politik atau peraturan; serta faktor-faktor lain yang di bahas dalam Laporan Tahunan ini.

negotiations; political or regulatory events, and other factors discussed in this Annual Report.

Ringkasan Pembahasan Manajemen

Tahun 2010 merupakan tahun yang menggembirakan bagi MedcoEnergi. Di ulang tahun yang ke-30, MedcoEnergi berhasil mempertahankan kejayaannya dan mencapai hasil yang membanggakan. Keberhasilan yang dicapai di 2010 ini merupakan kunci paling penting bagi keberlangsungan usaha MedcoEnergi di tahun-tahun mendatang.

Summary of Management's Discussion

2010 was a pleasant year for MedcoEnergi. It managed to maintain its prosperity and achieved outstanding results at its 30th Anniversary. These magnificent achievements were an essential key to MedcoEnergi's business continuity in years to come.

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

Keterangan	31 Desember | December 31,			Descriptions
	2010	2009	%	
Penjualan dan Pendapatan Usaha Lainnya	929.9	667.8	39.2	Sales and Other Operating Revenues
Laba Kotor	**287.8**	**229.1**	**25.6**	**Gross Profit**
Marjin Laba Kotor (%)	30.9%	34.3%	-9.8	(%) Gross Profit Margin
Laba Usaha	114.5	72.2	58.6	Operating Income
Marjin Laba Usaha (%)	12.3%	10.8%	13.9	(%) Operating Margin
Penghasilan (Beban) Lain-lain – bersih	**101.3**	**-21.6**	**569.0**	**Other Income (Expenses)**
Marjin Penghasilan (Beban) Lain-lain (%)	10.9%	-3.2%	436.8	(%) Other Income (Expenses) Margin
Laba Sebelum Beban Pajak	**215.8**	**50.6**	**326.5**	**Income Before Tax Expense**
Jumlah Beban Pajak	-127.7	-28.2	352.8	Total Tax Expense
Laba Sebelum Hak Minoritas	88.2	22.4	293.8	Income Before Minority Interest
Bagian Minoritas atas Laba Bersih Anak Perusahaan	-5.1	-3.2	59.4	Minority Interest in Net Income of Consolidated Subsidiary
Laba Bersih	**83.1**	**19.2**	**332.8**	**Net Income**
Laba Per Saham	0.0282	0.0065	333.8	Earnings per share
Jumlah Aset Lancar	1,021.8	791.2	29.1	Total Current Assets
Jumlah Aset Tidak Lancar	1,256.2	1,249.3	0.6	Total Non-Current Assets
Jumlah Aset	**2,278.1**	**2,040.5**	**11.6**	**Total Assets**
Tingkat Pengembalian terhadap Aset	3.6%	0.9%	288	Return on Assets
Jumlah Kewajiban Jangka Pendek	500.3	509.2	-1.7	Total Current Liabilities
Jumlah Kewajiban Jangka Panjang	962.9	803.7	19.8	Total Long Term Liabilities
Jumlah Kewajiban	**1,463.2**	**1,312.9**	**11.4**	**Total Liabilities**
Hak Minoritas Atas Aset Bersih Anak Perusahaan	28.8	18.9	52.4	Minority Interest in Net Assets of Subsidiaries
Jumlah Ekuitas - Bersih	**786.1**	**708.8**	**10.9**	**Total Equities – Net**
Tingkat Pengembalian terhadap Ekuitas	10.6%	2.7%	290	Return on Equity
Jumlah Hutang	**984.3**	**785.3**	**25.3**	**Total Debts**
Tingkat Hutang terhadap Ekuitas (x)	1.25	1.11	13.0	(x) Debts to Equity

Perkembangan Proyek Pengembangan Utama

Keberhasilan utama di 2010 adalah mulai beroperasinya dua dari tujuh Proyek Pengembangan Utama MedcoEnergi, yaitu Proyek Pembangunan Pabrik Bio-ethanol dan Proyek Pengembangan Gas Singa, dan mulai memberikan kontribusi terhadap Penjualan dan Pendapatan Usaha Perseroan di pertengahan 2010.

Disamping itu, tiga Proyek Pengembangan Utama lainnya, yaitu Proyek Pengembangan Temuan Cadangan Minyak di Libya, Proyek Pengembangan Cadangan Gas Block A dan Proyek Pengembangan Gas Senoro dan Kilang LNG juga mulai memperlihatkan kemajuan yang sangat menggembirakan.

Key Development Projects

The ultimate success in 2010 reflects in the start of two operations within the Key Development Projects of MedcoEnergi, namely Bio-ethanol Plant Development Project and Singa Gas Development Project, and start contributing to the Sales and Operating Income of the Company in mid-2010.

In addition, three other Key Development Project including Exploration in Libya Project Development, Block A Gas Reserve Development Project and Senoro Gas Development Project as well as LNG plant also began to show very encouraging progress.

Persetujuan Perpanjangan Masa Eksplorasi untuk jangka waktu 1 Tahun dan Hak menjadi Operator Area 47 di Libya yang berhasil di peroleh pada akhir triwulan pertama 2010 memberikan kebanggaan tersendiri bagi MedcoEnergi. Program eksplorasi sepanjang 2010 menunjukkan hasil yang sangat memuaskan dan berpotensi akan memberikan tambahan cadangan minyak dan gas. Dengan hasil kegiatan eksplorasi yang sangat memuaskan ini, Perseroan dapat mengajukan Rencana Awal Pengembangan Cadangan Minyak Area 47 pada awal triwulan pertama 2011.

MedcoEnergi proudly obtained the Exploration Period Extension Agreement for a period of 1 year and a right into operatorship of Area 47 in Libya at the end of the first quarter 2010. Throughout 2010, it showed very satisfactory drilling results that will provide additional oil and gas reserves potential. With the pleasing exploration results, the Company is eligble to file a Preliminary Plan for Area 47 development in early first quarter 2011.

Pada akhir Oktober 2010, penantian MedcoEnergi untuk memperoleh perpanjangan Kontrak Kerja Sama (KKS) Wilayah Kerja Block A (Block A) yang terletak di Provinsi Nangroe Aceh Darussalam (NAD) akhirnya membuahkan hasil. Perpanjangan jangka waktu KKS Block A yang akan berakhir pada Agustus 2011 telah disetujui oleh Pemerintah untuk jangka waktu 20 (dua puluh) tahun, terhitung 1 September 2011 sampai dengan 31 Agustus 2031. Perpanjangan KKS ini ditandatangani oleh Ketua BPMIGAS dan MedcoEnergi serta mitra kerja lainnya, pemegang hak partisipasi lain dari KKS Block A. disaksikan oleh Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral (ESDM), Direktur Jenderal (Dirjen) Minyak dan Gas Bumi (Migas), Gubernur NAD, serta jajaran pejabat Pemerintahan lainnya.

At the end of October 2010, MedcoEnergi long waited renewal of the Production Sharing Contract (PSC) in Block A working area (Block A), located in Nanggroe Aceh Darussalam (NAD) province finally showed a good result. Extension of Block A, which ends in August 2011, was approved by the Government for a period of 20 years, commencing on September 1, 2011 to August 31, 2031. The PSCs extension was signed by the Chairman of BP Migas and MedcoEnergi as well as other partners, which hold participating interest in Block A, witnessed by Minister of Energy and Mineral Resources (ESDM), the Director-General Oil and Gas, Governor of NAD, and the high ranks government officials.

Di penghujung 2010, Proyek Pengembangan Cadangan Gas Senoro dan Kilang LNG juga mulai memperlihatkan kemajuannya. Perjanjian Penunjukkan Penjual Gas Bumi (SAA) dari Lapangan Senoro Berkaitan dengan Perjanjian Jual Beli Gas (PJBG) dengan PT Donggi Senoro-LNG antara Badan Pelaksana Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi (BPMIGAS) dengan PT Pertamina Hulu Energi Tomori Sulawesi, anak perusahaan PT Pertamina (Persero) dan PT Medco E&P Tomori Sulawesi, anak perusahaan Perseroan, akhirnya ditandatangani pada 10 Desember 2010. Tindak lanjut dari penandatanganan SAA tersebut, Perseroan bersama-sama dengan para mitranya, pemegang saham DSLNG, kemudian menandatangani Resolusi Keputusan Akhir Investasi (FID) pada 31 Desember 2010.

At the end of 2010, Senoro Gas Development Project and LNG plant also began to show progress. The Sale Appointment Agreement (SAA) from Senoro Field related to Gas Sales Agreement (GSA) of PT Donggi Senoro-LNG between the Executive Agency for Upstream Oil and Gas (BP Migas) with PT Pertamina Hulu Energi Tomori Sulawesi, a subsidiary of PT Pertamina (Persero) and PT Medco E&P Tomori Sulawesi, a subsidiary of the Company was finally signed on December 10, 2010. Following to the signing of the SAA, the Company, together with its partners, shareholders DSLNG, then signed the Final Resolution Investment Decision (FID) on December 31, 2010.

Di sepanjang 2010, Perseroan juga melanjutkan upaya-upaya untuk menjalankan 2 (dua) Proyek Pengembangan Utama lainnya, yaitu Proyek Enhanced Oil Recovery (EOR) di Wilayah Kerja Rimau dan Proyek Pengembangan Panas Bumi dan Pembangunan Pembangkit Listrik Tenaga Uap di Sarulla, Sumatra Utara. Dalam menjalankan Proyek EOR, Perseroan telah melakukan pemboran 15 sumur pengembangan dan 2 sumur eksplorasi, serta revitalisasi lapangan Old Rimau dan reaktivasi sumur Rumbi-1. Sedangkan untuk Proyek Pengembangan Panas Bumi, Perseroan telah melakukan negosiasi secara intensif dengan Pemerintah dan berhasil meningkatkan tarif harga penjualan listrik menjadi AS$0,0679/KWH dibandingkan AS$0,0464/KWH pada saat Perjanjian Pembelian Listrik ditandatangani 2006. Sampai dengan saat ini, Perseroan sedang menyelesaikan beberapa Perjanjian sehubungan dengan Proyek Pengembangan Panas Bumi ini dan berharap seluruh Perjanjian ini dapat ditandatangani dalam waktu dekat.

Throughout 2010, the Company also continued its efforts to run two other Key Development Projects, namely Enhanced Oil Recovery (EOR) project in the Rimau working area and Project Development and Construction of Geothermal Power Plant in Sarulla, North Sumatra. In conducting EOR project, the Company has drilled 15 development wells and 2 exploration wells, meanwhile it also revitalized the Old Rimau field and reactivated the Rumbi-1 well. As for Geothermal Development Project, the Company has conducted intensive negotiations with the Government and managed to increase tariffs electricity sales price to US$0.0679/KWH compared to US$0.0464/KWH during the signing of Electricity Purchase Agreement in 2006. The Company is now finalizing several agreements in connection with this Geothermal Development Project and hope that they may be signed in the near future.

Perpanjangan Kontrak Kerja Sama

Selain dari beberapa keberhasilan pada Proyek Pengembangan Utama tersebut, Perseroan juga telah berhasil memperoleh

Production Sharing Contract Extension

Apart from the success in Key Development Projects, the Company also successfully obtained an extension of PSCs in Bawean and

perpanjangan KKS Wilayah Kerja Bawean dan South & Central Sumatra (S&CS) untuk jangka waktu 20 (dua puluh) tahun ke depan yang masing-masing akan berakhir pada 11 Februari 2011 dan 27 November 2013 mendatang. Dengan demikian, Perseroan dapat memperpanjang jangka waktu pengakuan cadangan untuk Wilayah Kerja Bawean sampai dengan 2031 dan Wilayah Kerja S&CS sampai dengan 2033.

Di 2010, Perseroan juga telah menjalankan beberapa Program Eksplorasi di berbagai wilayah kerjanya, baik di Indonesia maupun di Internasional. Program Eksplorasi tersebut juga membuahkan hasil yang sangat menggembirakan, tidak hanya meningkatkan tingkat recovery factor Perseroan, tapi juga berpotensi menambah cadangan minyak dan gas Perseroan.

Pertumbuhan Pasokan Tenaga Listrik

Keberhasilan lain yang dicapai oleh Perseroan pada tahun 2010 adalah menyelesaikan pembangunan dan memulai operasi komersial tambahan Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU) yang menggunakan mesin Combine Cycle di Pulau Batam, serta melakukan akuisisi 2 (dua) buah Pembangkit Listrik Tenaga Gas (PLTG) di Sumatera Selatan.

Penerapan Program Optimalisasi Aset

Kemampuan Perseroan dalam menciptakan pasar bagi cadangan gas yang belum terjual juga memungkinkan Perseroan untuk terus meningkatkan nilai aset-asetnya. Dengan demikian, Program Optimalisasi Aset yang dilaksanakan MedcoEnergi di penghujung 2010, yaitu pelepasan 20% hak partisipasi di KKS wilayah kerja Senoro-Toili, juga dapat memberikan hasil sangat tinggi.

Posisi Keuangan Yang Kuat

Dengan diraihnya beberapa keberhasilan berikut oleh Perseroan:

1. Mendapatkan perpanjangan KKS di 3 (tiga) wilayah kerja MedcoEnergi di Indonesia;
2. Menemukan cadangan minyak dan gas di beberapa wilayah kerja di Indonesia, Libya, Tunisia dan AS;
3. Menambah 3 (tiga) pembangkit listrik; serta
4. Membukukan piutang atas penjualan 20% hak partisipasi KKS wilayah kerja Senoro-Toili;

Maka pada akhir 2010, disamping dapat meningkatkan volume cadangan minyak dan gasnya, Perseroan juga berhasil meningkatkan nilai asetnya secara konsolidasi sebesar 11,6% menjadi AS$2,278 miliar dari AS$2,040 miliar pada akhir 2009.

Keberhasilan Perseroan dalam:

1. Menyelesaikan dan mulai mengoperasikan secara komersial Fasilitas Penampungan dan Distribusi Gas yang terletak di Lapangan Singa;
2. Menyelesaikan dan mulai mengoperasikan secara komersial Pabrik Bio-etanol di Kota Bumi, Lampung;
3. Menyelesaikan pembangunan PLTU di Pulau Batam dan memulai operasinya secara komersial;
4. Mengakuisisi 2 PLTG di Sumatera Selatan dan mengoperasikannya secara komersial; serta
5. Mendapatkan kontrak dengan kuantitas besar untuk memasok High Speed Diesel (HSD) ke PT Freeport Indonesia;

South & Central Sumatra (S&CS) working areas for a period of 20 (twenty) years, which expire on February 11, 2011 and November 27, 2013 respectively. Accordingly, the Company may extend the term of recognition for the Bawean reserves until 2031 and the S&CS until year 2033.

In 2010, the Company also ran several exploration programs in various working areas, both in Indonesia and International. The Exploration Program produced very encouraging results, and not only increased the recovery factor rate for the Company, but also potentially increased the Company's oil and gas reserves.

Growth of Electric Power Supply

Another success achieved by the Company in 2010, was to finalize the construction and begin commercial operation for additional Steam Power (power plant) utilizing Combine Cycle power plant in Batam Island. It also acquired two Gas Fired Power Plants (PLTG) in South Sumatra.

Asset Optimization Implementation Program

The ability of the Company in creating a market for uncommited gas also enables the Company to continue to increase its assets. Thus, the Asset Optimization Program implemented by MedcoEnergi at the end of 2010, namely the release of 20% participating interest in the PSC-Toili Senoro working area, can also provide very good results.

Strong Financial Position

The following are some successes achieved by the Company:

1. Obtaining an extension of PSC in three of MedcoEnergi's working areas in Indonesia;
2. Discovering oil and gas reserves in Indonesia, Libya, Tunisia and the United States;
3. Adding three power plants;
4. Booking receivables from the sale of of 20% working interest PSC Senoro-Toili working area;

At the end of 2010, in addition to increasing the volume of oil and gas reserves, the Company also managed to increase its assets on a consolidated basis by 11.6% to US$2.278 billion from US$2.040 billion at the end of 2009.

The Company has achievements in:

1. Completing and starting to operate commercially the Gas Storage and Distribution Facility, located at Singa Field;
2. Completing and starting to operate commercially Bio-ethanol plant in Kota Bumi, Lampung;
3. Resolving power plant in Batam Island and starting its commercial operations;
4. Acquiring two PLTG in South Sumatra and operating them commercially, and
5. Obtaining many of contracts to supply High Speed Diesel (HSD) to PT Freeport Indonesia;

Memungkinkan Perseroan untuk meningkatkan produksi dan penjualan di masing-masing bidang usaha utamanya. Tingginya tingkat produksi dan penjualan, serta ditunjang dengan harga rata-rata penjualan minyak dan gas bumi yang cukup tinggi juga di 2010, MedcoEnergi juga dapat membukukan jumlah penjualan dan pendapatan usaha lain yang cukup tinggi di 2010, yaitu sebesar AS$929,85 juta, meningkat 39,2% dibandingkan AS$667,80 juta di 2009.

The achievements listed above enabled the Company to increase production and sales in each major business field. The lofty level of production and sales supported by the high average price of oil and gas sales in 2010 enable MedcoEnergi to record high number of sales and other operating revenues are in 2010, amounting to US$929.85 million, an increase of 39.2% compared to US$667.80 million in 2009.

Disamping itu, kemampuan MedcoEnergi untuk terus meningkatkan nilai asetnya, juga memungkinkan Perseroan membukukan keuntungan yang cukup tinggi dari pelepasan 20% hak partisipasi MedcoEnergi di wilayah kerja Senoro-Toili di akhir 2010. Dengan demikian, Perseroan dapat membukukan jumlah penghasilan lain yang cukup tinggi di 2010 sebesar AS$101,3 juta.

In addition, MedcoEnergi was able to continue add value to its assets allowing the Company to record high profit from the disposal of 20% participating interest in the Senoro-Toili working area at the end of 2010. Accordingly, the Company recorded a high other income in 2010 in amount of US$101.3 million.

Oleh karena itu, Perseroan dapat membukukan Laba Bersih yang cukup tinggi pada 2010 yaitu sebesar AS$83,06 juta, meningkat lebih dari 4 kali lipat dibandingkan Laba Bersih 2009 sebesar AS$19,23 juta.

Therefore, the Company was able to record a high net profit in 2010, which amounted to US$83.06 million, an increase of more than 4 times compared to net profit in 2009 of US$19.23 million.

Dengan kinerja operasi yang terus meningkat, pada 2010, Perseroan mampu mempertahankan Marjin Laba Kotornya diatas level 30%, yaitu sekitar 30,9% di 2010, sedangkan di 2009 berada di kisaran 34,3%. Disamping itu, Perseroan juga berhasil meningkatkan Marjin Laba Usahanya menjadi 12,3% dari 10,8% di 2009.

With ever-increasing operating performance, in 2010, the Company was able to maintain its gross profit margin above the 30% level, i.e. about 30.9% in 2010, while in 2009 it was approximately 34.3%. In addition, the Company also managed to increase their Gross Profit Margin to 12.3% from 10.8% in 2009.

Peningkatan kinerja operasi juga menyebabkan semakin menguatnya posisi neraca Perseroan pada akhir 2010. Hal ini dapat dilihat dengan lebih tingginya Tingkat Pengembalian Aset Perseroan di 2010, yaitu mencapai 3,6%, dibandingkan dengan 0,9% di 2009, serta tingginya Tingkat Pengembalian Ekuitas yang mencapai 10,6% di 2010, dibandingkan dengan hanya 2,7% di 2009.

Improved operating performance also led to increasingly strong balance sheet positions for the Company at the end of 2010. It represented higher Return on Asset in 2010, reaching 3.6%, compared with 0.9% in 2009, and the high level of Return of Equity which reached 10.6% in 2010, compared with only 2.7% in 2009.

Disamping itu, dengan jumlah kas dan setara kas di akhir 2010 sebesar AS$178,9 juta, investasi jangka pendek di akhir 2010 sebesar AS$168,0 juta, dan piutang lain-lain dari pihak yang memiliki hubungan istimewa sebagai hasil dari pelepasan 20% hak partisipasi KKS wilayah kerja Senoro-Toili yang telah diterima pada awal 2011 sebesar AS$260,0 juta, akan memungkinkan Perseroan bisa memenuhi kebutuhan belanja modalnya di 2011 ini, baik untuk kegiatan operasi maupun Proyek Pengembangan Utama yang masih sedang berjalan. Sehingga Perseroan dapat terus meningkatkan kinerja dan keberlangsungan usahanya di 2011 ke depan.

In addition, with total cash and cash equivalents at the end of 2010 amounted to US$178.9 million, short-term investments at the end of 2010 amounted to US$168.0 million, and other receivables from a related party as a result of the release of 20% participating PSC Senoro-Toili working area received at the beginning 2011 amounted to US$260.0 million. This enabled the Company to meet its capital expenditure in 2011, both for operations and ongoing Key Development Projects. As a result, the Company continues to improve the performance and sustainability of their operations in 2011 onward.

Tinjauan Operasi

Operations Review

MedcoEnergi saat ini bergerak di enam segmen usaha:
1. Eksplorasi dan Produksi Minyak dan Gas;
2. Kontrak lain dan jasa terkait
3. Kimia atau Industri Hilir
4. Ketenagalistrikan;
5. Perdagangan; dan
6. Pendanaan untuk memenuhi kegiatan operasi Grup MedcoEnergi.

Bidang usaha Eksplorasi dan Produksi Minyak dan Gas mencakup kegiatan eksplorasi dan produksi minyak dan gas di Indonesia dan Internasional.

Bidang usaha kontrak lain dan jasa terkait mencakup kegiatan:

- Penyedia Jasa Eksplorasi dan Produksi Minyak dan Gas di Kesultanan Oman;
- Jasa Penunjang Kegiatan Eksplorasi dan Produksi Minyak dan Gas;
- Distribusi Gas;
- Eksplorasi dan Produksi Coal Bed Methane; serta
- Pertambangan Batubara.

Untuk mengetahui kinerja dari masing-masing segmen tersebut, berikut kami sajikan tinjauan atas kinerja operasi dari setiap segmen yang memberikan kontribusi terhadap pendapatan Perseroan.

1. E&P Minyak dan Gas

Pada 2010 dan 2009, kegiatan operasi minyak dan gas tetap menjadi fokus utama bagi kegiatan usaha MedcoEnergi, serta merupakan kontributor terbesar bagi penjualan dan pendapatan usaha MedcoEnergi.

Di Indonesia, kegiatan operasi migas MedcoEnergi fokus pada kegiatan hulu, eksplorasi, pengembangan dan produksi minyak mentah dan gas alam. Sementara itu, kegiatan operasi migas MedcoEnergi di wilayah Internasional mencakup eksplorasi, pengembangan dan produksi minyak mentah dan gas alam, serta menyediakan jasa pengelolaan dan pengoperasian lapangan migas yang berproduksi.

Volume Produksi dan Penjualan
Produksi minyak dan gas MedcoEnergi di 2010 dan 2009 berasal dari kegiatan operasi di Indonesia dan Amerika Serikat.

Pada 2010, produksi minyak dan gas MedcoEnergi diperoleh dari:
I. 7 (tujuh) blok produksi di Indonesia; dan
II. 8 (delapan) blok produksi di AS.

MedcoEnergi is presently engaged in six business segments:
1. Exploration and Production of Oil and Gas;
2. Other contracts and related services;
3. Chemicals or Downstream;
4. Electric Power Generation;
5. Trading; and
6. Funding for MedcoEnergi Group operations.

The Exploration and Production of Oil and Gas business include activities in Indonesia and International.

The businesses of other contracts and related services include activities in:
- Providing Services to Exploration and Production of Oil and Gas in the Sultanate of Oman;
- Providing Supporting Services for the Exploration and Production of Oil and Gas;
- Gas Distribution;
- Exploration and Production of Coal Bed Methane; and
- Coal Mining.

In order to obtain information on the performance of each segment the followings are operating performance review of each segment which contributed to the Company's sales and revenues.

1. Oil and Gas E&P

In 2010 and 2009, the oil and gas operation remains as the main focus of MedcoEnergi's business. It also stays as the largest contributor to MedcoEnergi's 2010 and 2009 sales and operating revenues.

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

Production and Sales Volume
In 2010 and 2009, MedcoEnergi's oil and gas production was generated from the Indonesian and United States of America operation.

In 2010, MedcoEnergi's oil and gas production was derived from:
I. 7 (seven) producing blocks in Indonesia; and
II. 8 (eight) producing blocks in the USA.

No.	Aset | Assets	31 Desember | December 31						%
		2010			2009			
		Minyak | Oil	Gas	Jumlah | Total	Minyak | Oil	Gas	Jumlah | Total	
		(MBO)	(MMCF)	(MBOE)	(MBO)	(MMBTU)	(MBOE)	
INDONESIA								
	Langsa*	-	-	-	253	-	253	-
1	Kampar – S&CS	2,920	46,965	10,948	3,147	32,438	8,692	26.0
2	Lematang	-	4,643	794	6	-	6	13133.3
3	Rimau	6,258	-	6,258	7,363	-	7,363	-15.0
	Kakap*	-	-	-	91	1,012	264	-
4	Bawean	232	-	232	233	-	233	-0.4
5	Tarakan	691	2,372	1,096	703	2,511	1,132	-3.2
6	Sembakung	695	-	695	703	-	703	-1.1
7	Senoro-Toili (Tomori)	335	-	335	395	-	395	-15.2
Sub-Jumlah | Sub-Total		11,131	53,980	20,358	12,894	35,961	19,041	6.9
INTERNASIONAL | INTERNATIONAL								
1	East Cameron 317	0.34	501.33	83.90	-	52.42	8.74	860.0
2	East Cameron 318							
3	East Cameron 316	-	1,637.49	272.92	-	303.09	50.52	440.2
4	Main Pass 64	111.62	23.70	115.57	87.80	42.60	94.90	21.8
5	Main Pass 65							
6	Mustang Island 758	0.22	284.03	47.56	0.25	119.29	20.14	136.1
7	Brazos Block 451	0.05	41.34	6.94	1.27	510.30	86.32	-92.0
8	West Delta Block 52	0.04	33.20	5.57	1.21	93.40	16.78	-66.8
Sub-Jumlah | Sub-Total		112.27	2,521.09	532.46	90.53	1,121.10	277.40	91.9
Jumlah | Total		11,243.27	56,501.09	20,890.46	12,984.53	37,082.10	19,318.40	8.1

Produksi

Jumlah produksi minyak dan gas 2010 mencapai 20.890,46 MBOE, meningkat 8,1% dari 19.318,40 MBOE di tahun 2009. Jumlah produksi 2010 dari Indonesia adalah 20.358 MBOE, sedangkan dari AS adalah 532,46 MBOE, meningkat masing-masing 6,9% dan 91,9% dari 19.041 MBOE dan 277,40 MBOE di 2009.

Kenaikan produksi gas dari wilayah kerja S&CS dan mulai berproduksinya gas dari lapangan Singa di Indonesia, serta aktifnya kembali jalur pipa Sea Robin yang mengalirkan gas dari lapangan East Cameron di AS merupakan penyebab utama dari peningkatan jumlah produksi 2010. Lebih tingginya volume produksi gas telah mengimbangi turunnya produksi minyak mentah secara alami dari wilayah kerja Rimau di Indonesia.

Penjualan Minyak Mentah

Di Indonesia, Perseroan menjual produksi minyak mentah bagiannya kepada calon pembeli melalui tender terbatas yang terbuka. Sedangkan di AS, penjualan minyak mentah dan gas kepada pihak ketiga dilakukan 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.

Production

Total oil and gas production in 2010 reached 20,890.46 MBOE, an increase of 8.1% from 19,318.40 MBOE in 2009. Total production from Indonesia in 2010 were 20,358 MBOE, and from USA were 532.46 MBOE, up 6.9% and 91.9%, respectively, from 19,041 MBOE and 277.40 MBOE in 2009.

The increase of gas production from S&CS working area and the onstream of Singa gas field production, as well as the reactivation of Sea Robin pipeline in East Cameron were the main attributes to the increase of total production in 2010. Higher gas production volumes were offset by natural decline of oil production volumes from Rimau working area in Indonesia.

Crude Oil Sales

In Indonesia, the Company sold its crude oil entitlement to potential offtakers through a limited open tender. Meanwhile in USA, 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.

Pada 2010, rendahnya produksi minyak mentah dari Indonesia menyebabkan penurunan volume penjualan rata-rata perhari minyak mentah di Indonesia menjadi 30.454 BOPD dari 34.738 BOPD di 2009. Sedangkan di AS, kembali beroperasinya jalur pipa Sea Robin di 2010 telah meningkatkan volume penjualan minyak mentah menjadi 307,59 BOPD dari 248,03 BOPD pada 2009.

Dengan demikian, jumlah penjualan rata-rata minyak mentah Perseroan di 2010 turun sebesar 12,08% menjadi 30.761,21 BOPD dari 34.986,03 BOPD di 2009.

Berikut ini kontrak dan volume penjualan minyak mentah Perseroan pada 2010 dan 2009:

In 2010, a lower crude oil production from Indonesia reduced daily average sales volume to 30,454 BOPD from 34,738 BOPD in 2009. Meanwhile, the reactivation of Sea Robin pipeline in 2010 improved the average sale volumes to 307.59 BOPD from 248.03 BOPD in 2009.

Therefore, the total average crude oil sales in 2010 declined by 12.08% to 30,761.21 BOPD from 34,986.03 BOPD in 2009.

The followings are the contracts and volume of crude oil sold in 2010 and 2009:

No.	Wilayah Kerja | Working Area	2010		2009		%
		Pembeli | Buyer	Volume (BOPD)	Pembeli | Buyer	Volume (BOPD)	
	Langsa*		-		648	
1	Kampar – S&CS	Petro Diamond Singapore (Pte) Ltd.	7,789	Mitsui dan Itochu	8,459	-7.9
2	Lematang	Pertamina Kilang Plaju	3.62		8	-54.8
3	Rimau	Petro Diamond Singapore (Pte) Ltd.	17,030	Petro Diamond Singapore (Pte) Ltd.	20,016	-14.9
	Kakap*		-		181	
4	Bawean	Trafigura	983	Trafigura	527	86.5
5	Tarakan	Pertamina UP V	1,896	Pertamina UP V	1,906	-0.5%
6	Sembakung	Pertamina UP V	1,905	Pertamina UP V	1,910	-0.3
7	Senoro-Toili	Petro Diamond Ltd. Hongkong.	847	Petro Diamond Ltd. Hongkong.	1,083	-21.8
		Pertamina		Pertamina		
Sub - Jumlah | Total - BOPD			30,454		34,738	-12.3
1	East Cameron 317	Chevron Products Company	0.34	Chevron Products Company	-	
2	East Cameron 318					
3	East Cameron 316	Chevron Products Company	-	Chevron Products Company	-	
4	Main Pass 64	Chevron Products Company	111.62	Chevron Products Company	87.80	27.13
5	Main Pass 65					
6	Mustang Island Block 758	EOG Resources, Inc.	0.22	EOG Resources, Inc.	0.25	-12.00
7	Brazos Block 437 / 451	Chevron Products Company	0.05	Chevron Products Company	1.27	-96.06
8	West Delta Block 52	Palm Energy	0.04	Palm Energy	1.21	-96.70
	Sub - Jumlah | Total - MBO		112.27		90.53	24.01
	BOPD		307.59		248.03	
Jumlah | Total - BOPD			30,761.21		34,986.03	(12.08)

Penjualan Gas Alam

Seiring dengan tingginya volume produksi gas alam akibat kenaikan produksi gas dari SCS dan mulai beroperasinya Lapangan Singa di Indonesia, penjualan rata-rata gas alam tahun 2010 juga meningkat 46,0% menjadi 148,36 MMCFD dari 101,61 MMCFD di tahun 2009.

Kembali beroperasinya jalur pipa Sea Robin juga telah meningkatkan volume penjualan gas alam dari AS menjadi 6,91 MMCFD dari 3,07 MMCFD MBO pada 2009.

Natural Gas Sales

In line with higher volume of gas production resulting from the increase of gas production from S&CS and the onstream of Singa field in Indonesia, the average gas sales in 2010 also increased by 46.0% to 148.36 MMCFD from 101.61 MMCFD in 2009.

The reactivation of Sea Robin pipeline also increased the USA gas sale volumes of 6.91 MMCFD from 3.07 MMCFD in 2009.

Seiring dengan turunnya produksi minyak mentah dari Blok Rimau, volume gas terasosiasi yang diproses menjadi Liquefied Petroleum Gas (LPG) di Kilang LPG Perseroan juga menurun, sehingga penjualan LPG ke PT Pertamina (Persero) di 2010 turun menjadi 42,03 ton per hari dari 45,24 ton per hari di 2009.

Oleh karena itu, tingginya volume penjualan gas Perseroan yang berasal dari kegiatan operasi di Indonesia dan AS mengakibatkan peningkatan penjualan gas alam yang signifikan di 2010, yaitu sekitar 48,32%, menjadi 155,27 MMCFD, dibandingkan 104,68 MMCFD tahun lalu.

Berikut ini volume penjualan gas alam Perseroan pada 2010 dan 2009.

The volume of Liquefied Petroleum Gas (LPG) sales to PT Pertamina (Persero) declined to 42.03 tonnes per day in 2010 from 45.24 tonnes per day in 2009. The decline in crude oil production from Rimau Block resulted the decline of associated gas valume processed in the LPG Plant.

Consequently, high gas sales volume in Indonesia and USA caused a significant increase of the Company's gas sales volume in 2010 by 48.32% to 155.27 MMCFD compared to 104.68 MMCFD last year.

The following are volume of natural gas sold in 2010 and 2009.

No.	Wilayah Kerja | Working Area	2010		2009		%
		Pembeli | Buyer	Volume (MMCFD)	Pembeli | Buyer	Volume (MMCFD)	
1	Kampar – S&CS	Pertamina (PUSRI)	135.96	Pertamina (PUSRI)	92.69	46.7
		PLN Indralaya		PLN Indralaya		
		PLN Borang		PLN Borang		
		Gunung Megang		Gunung Megang		
		Keramasan		Keramasan		
		Mitra Energi Buana		Mitra Energi Buana		
		PGN				
2	Lematang	PGN	7.08	-	-	
	Kakap*	-	-	-	2.77	
3	Tarakan	PLN Tarakan	5.32	PLN Tarakan	6.15	-13.5
				Medco Methanol Bunyu		
Sub - Jumlah | Total			148.36		101.61	46.0
1	East Cameron 317	Southwest Energy	501.33	Southwest Energy	52.42	856.37
2	East Cameron 318					
3	East Cameron 316	Southwest Energy	637.49	Southwest Energy	303.09	440.27
4	Main Pass 64	for internal use	23.70	for internal use	42.60	-44.37
5	Main Pass 65					
6	Mustang Island Block 758	Southwest Energy	284.03	Southwest Energy	119.29	138.10
7	Brazos Block 437 / 451	Southwest Energy	41.34	Southwest Energy	510.30	-91.90
9	West Delta Block 52	Professional Oil and Gas Markeing	33.20	Professional Oil and Gas Markeing	93.40	-64.45
Sub - Jumlah | Total - MMCF			**2,521.09**		**1,121.11**	**124.87**
MMCFD			**6.91**		**3.07**	
Jumlah | Total - MMCFD			155.27		104.68	48.32

Peningkatan Jasa E&P di Oman

Dalam upaya meningkatkan produksi lapangan-lapangan Karim Cluster di Kesultanan Oman, MedcoEnergi berhasil melanjutkan peningkatkan produksi minyak menjadi 3,4 MBO pada tahun 2010, meningkat sebesar 0,1 MBO atau 3,9% dibandingkan 3,3 MBO di 2009. 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.

Enhancement of E&P Services in Oman

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 3.4 MBO in 2010, an increased by 0.1 MBO or 3.9% compared to 3.3 MBO during 2009. However, due to the nature of the contract, whereas MedcoEnergi is only providing exploration and production services, the production from Karim Field Clusters will not be booked as the Company's production.

Harga Rata-Rata Minyak & Gas

MedcoEnergi mengakui pendapatan dari penjualan minyak mentah dan gas alam berdasarkan pengiriman ke pelanggan. Sedangkan jumlah pembayaran atas kontrak penyediaan jasa eksplorasi dan produksi minyak mentah di lapangan Karim Clusters dihitung berdasarkan jumlah produksi dan harga jual minyak mentah. Oleh karena itu, harga minyak mentah dunia sangat mempengaruhi pendapatan Perseroan dari penjualan minyak dan gas.

Untuk menentukan harga jual minyak dari lapangan Karim Clusters, telah disepakati untuk menggunakan harga acuan Dubai Merchantile Exchange Oman Crude (DME-OQD).

Referensi harga minyak mentah yang digunakan oleh Perseroan untuk penjualan minyak di Indonesia adalah Indonesian Crude Price (ICP)-Sweet Light Crude (SLC) yang disusun oleh Departemen Energi dan Sumber Daya Mineral (ESDM). Harga ICP-SLC juga berpatokan pada harga minyak mentah dunia.

Untuk produksi minyak mentah dari AS, Perseroan menggunakan indeks harga minyak mentah West Texas Intermediate (WTI) dan indeks harga gas alam Henry Hub sebagai acuan.

Berikut ini harga rata-rata minyak mentah dan gas alam Perseroan yang terealisasi di Indonesia, AS dan Oman di tahun 2010 dan 2009:

Average Price of Oil & Gas

MedcoEnergi recognizes revenues from the sale of crude oil and natural gas based upon shipment to offtakers. Meanwhile, the total amount paid for the exploration and production services contract provided to Karim Fields Clusters is calculated based on the total numbers of production and the sales price of crude oil. Therefore, the Company's oil and gas sales are highly dependent on the global oil price.

To determine the sales price of oil from Karim fields Clusters, the price reference used is Dubai Merchantile Exchange Oman Crude (DME-OQD).

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 Company uses the West Texas Intermediate (WTI) crude oil price index and Henry Hub natural gas price index as references of its oil and gas production from US.

The followings are the Company's average realized price of oil and gas in 2010 and 2009:

Keterangan	31 Desember | December 31		%	Descriptions
	2010	2009		
INDONESIA				INDONESIA
Harga rata-rata minyak terealisasi (AS$/barel)	81.41	64.02	27.2	(In US$/barrel) Average realized oil price
Harga rata-rata gas terealisasi (AS$/mmbtu)	3.62	3.11	16.4	(US$/mmbtu) Average realized gas price
AMERIKA SERIKAT				UNITED STATES OF AMERICA
Harga rata-rata minyak terealisasi (AS$/barel)	74.30	57.70	28.8	(In US$/barrel) Average realized oil price
Harga rata-rata gas terealisasi (AS$/mmbtu)	4.22	3.72	13.4	(US$/mmbtu) Average realized gas price
OMAN				OMAN
Harga rata-rata minyak Oman (AS$/barel)	78.50	62.56	25.5	(In US$/barrel) Average realized Oman oil price
Harga rata-rata minyak terealisasi (AS$/barel)	76.60	57.40	33.4	(In US$/barrel) Average realized oil price
HARGA RATA-RATA				AVERAGE PRICE
Harga rata-rata minyak terealisasi (AS$/barel)	81.41	64.02	27.2	(In US$/barrel) Average realized oil price
Harga rata-rata gas terealisasi (AS$/mmbtu)	3.62	3.11	16.4	(US$/mmbtu) Average realized gas price

Harga ICP-SLC di 2010 meningkat hingga mencapai harga rata rata AS$81,44/barel. Akibatnya, realisasi harga rata-rata penjualan minyak mentah Perseroan dari wilayah kerja di Indonesia pada 2010 meningkat menjadi rata-rata AS$81,41/barel dibandingkan AS$64,02/barel pada 2009. Sedangkan harga rata-rata gas Perseroan yang terealisasi pada 2010 meningkat sebesar 16,4% menjadi AS$3,62/MMBTU dibandingkan dengan AS$3,11/MMBTU pada tahun 2009, oleh karena kenaikan harga gas pada beberapa kontrak penjualan.

In 2010, the ICP-SLC reached an average price of US$81.44/barrel. As a result, the realized average selling price of the Company's crude oil increased to US$81.41/barrel in 2010 from US$64.02/barrel in 2009. Meanwhile the average realized selling price for the Company's natural gas in 2010 increased by 16.4% to US$3.62/MMBTU compared to US$3.11/MMBTU in 2009, due to an increase in the gas price of several sales contracts.

Pada 2010, harga rata-rata minyak mentah dan gas alam Perseroan di AS yang terealisasi masing-masing adalah AS$74,30 per barel dan AS$4,22 per juta British thermal units (MMBTU), lebih tinggi dari AS$57,70 per barel dan AS$3,72 per MMBTU di 2009.

In 2010, the average realized crude oil price and natural gas price in USA were US$74.30 per barrel and US$4.22 per million British thermal units (MMBTU), respectively, an increase from US$57.70 per barrel and US$3.72 per MMBTU in 2009.

Secara konsolidasi, harga rata-rata penjualan minyak mentah dan gas alam MedcoEnergi yang terealisasi di 2010 meningkat hingga mencapai masing-masing AS$81,41/barel dan AS$3,62/mmbtu dibandingkan AS$64,02/barel dan AS$3,11/mmbtu di 2009.

In 2010, the consolidated realized price of oil and gas sales of MedcoEnergi reached an average price of US$81.41/barrel and US$3.62/mmbtu, respectively, compared to US$64.02/barrel and US$3.11/mmbtu in 2009.

Penjualan Minyak dan Gas Bersih & Pendapatan dari Kontrak Lainnya

Di 2010, penjualan minyak dan gas bersih MedcoEnergi tetap berasal dari penjualan minyak dan gas yang di produksi dari kegiatan operasi di Indonesia dan Amerika Serikat. MedcoEnergi juga membukukan pendapatan dari kontrak penyediaan jasa eksplorasi dan produksi untuk Kesultanan Oman.

Net Sales of Oil and Gas & Revenue from Other Contract

In 2010, MedcoEnergi's net sales of oil and gas were generated from the sales of oil and gas production in Indonesia and the United States of America. MedcoEnergi also booked net revenues from exploration and production services contract in the Sultanate of Oman.

Keterangan	31 Desember | December 31		%	Descriptions
	2010	2009		
INDONESIA				INDONESIA
Volume Penjualan Minyak (BOPD)	30,454	34,738	-12.33	(BOPD) Oil Sales Volume
Volume Penjualan Gas (MMCFD)	148.36	101.61	46.01	(MMCFD) Gas Sales Volume
Harga rata-rata minyak terealisasi (AS$/barel)	81.41	63.98	27.24	(In US$/barrel) Average realized oil price
Harga rata-rata gas terealisasi (AS$/mmbtu)	3.59	2.97	20.88	(US$/mmbtu) Average realized gas price
Jumlah Penjualan minyak dan gas dari Indonesia – bersih (AS$ juta)	549.61	460.02	19.5	(million US$) Sales of oil and gas from Indonesia - net
AMERIKA SERIKAT				UNITED STATES OF AMERICA
Volume Penjualan Minyak (BOPD)	307.59	248.03	24.0	(BOPD) Oil Sales Volume
Volume Penjualan Gas (MMCFD)	6.91	3.07	125.1	(MMCFD) Gas Sales Volume
Harga rata-rata minyak terealisasi (AS$/barel)	74.3	57.7	28.8	(In US$/barrel) Average realized oil price
Harga rata-rata gas terealisasi (AS$/mmbtu)	4.22	3.72	13.4	(US$/mmbtu) Average realized gas price
Penjualan minyak dan gas dari AS – bersih (AS$ juta)	19.78	10.19	94.1	(million US$) Sales of oil and gas from US - net
OMAN				OMAN
Volume Produksi Minyak (MBO)	3.4	3.3	3.9	(MBO) Oil Production Volume
Harga rata-rata minyak terealisasi (AS$/barel)	76.6	57.4	33.5	(In US$/barrel) Average realized oil price
Pendapatan dari kontrak lain – Oman (AS$ juta)	90.29	74.48	21.2	(million US$) Revenue from other contract in Oman
Jumlah Penjualan Minyak dan Gas Internasional dan Pendapatan dari Kontrak Lainnya (AS$ juta)	110.07	84.67	30.0	(In US$/barrel) Total International Oil and Gas Sales and Revenue from Other Contract

Pada 2010, jumlah penjualan minyak mentah dan gas alam yang berasal dari kegiatan operasi di Indonesia adalah AS$549,61 juta, meningkat sebesar AS$89,59 juta atau 19,5% dari AS$460,02 juta di 2009. Peningkatan ini terutama disebabkan oleh tingginya harga rata-rata minyak mentah yang terealisasi, dan kenaikan volume penjualan gas alam di 2010, dibandingkan 2009.

Di Amerika Serikat, jumlah penjualan minyak dan gas bersih di 2010 mencapai AS$19,78 juta, naik 94,1% dibandingkan AS$10,19 juta di 2009. Peningkatan ini disebabkan oleh produksi dan penjualan kembali beroperasinya jalur pipa Sea Robin, serta tingginya harga minyak dan gas bumi di 2010, dibandingkan 2009.

Pendapatan dari kontrak penyedia jasa eksplorasi dan produksi di Oman pada 2010 juga meningkat 21,2% menjadi AS$90,29 juta dibandingkan AS$74,48 juta pada 2009. Peningkatan produksi dan harga rata-rata minyak mentah yang tersealisasi di 2010 merupakan penyebab utama tingginya pendapatan dari kontrak jasa eksplorasi dan produksi di Oman.

Secara keseluruhan, jumlah penjualan minyak dan gas bersih dan pendapatan dari kontrak lain yang dibukukan oleh MedcoEnergi untuk kegiatan usaha minyak dan gas di Internasional pada 2010 adalah AS$110,07 juta, naik 30,0% dari AS$84,67 juta tahun lalu.

Beban Pokok Penjualan dan Biaya Langsung Kegiatan Eksplorasi dan Produksi Minyak dan Gas, dan Kontrak Lainnya

Beban atau biaya yang timbul dalam mengoperasikan kegiatan usaha minyak dan gas terdiri dari biaya produksi dan *lifting*, beban eksplorasi serta biaya depresiasi, deplesi dan amortisasi. Untuk kegiatan penyedia jasa eksplorasi dan produksi, Perseroan membukukan biaya kontrak lainnya.

In 2010, the total sales of crude oil and natural gas of derived from the operation activities in Indonesia was US$549.61 million, increased by US$89.59 million or 19.5% from US$460.02 million in 2009. The increase was primarily due to the higher average selling price of crude oil realized and the higher natural gas sales volume in 2010, compared to that of 2009.

In United States of America, the net oil and gas sales reached US$19.78 million in 2010, increased by 94.1% compared to US$10.19 million in 2009. The increase was mainly driven by the reactivation of Sea Robin pipeline, as well as higher oil and gas prices in 2010, compared to 2009.

The revenue from exploration and production services contract in Oman also increased by 21.2% to US$90.29 million, compared to US$74.48 million in 2009. The increase in production and average realized price of crude oil were the primary cause of higher revenue from exploration and production services contract in Oman.

In total, MedcoEnergi recorded the net sales of oil and gas and revenues from other contract for the International oil and gas business of US$110.07 million in 2010, 30.0% higher than US$84.67 million last year.

Cost of Goods Sold and Direct Costs of Oil and Gas Exploration and Production, and Other Contract

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. For the exploration and production services, the Company booked cost of other contracts.

Keterangan	31 Desember | December 31		%	Descriptions
	2010	2009		
INDONESIA				INDONESIA
Biaya Produksi dan *Lifting* (1)	187.38	157.94	20.6	(1) Production and Lifting Cost
Beban Eksplorasi (2)	19.38	17.01	13.9	(2) Exploration Cost
Biaya Pembelian Minyak Mentah	18.08	14.57	24.1	Crude Oil Purchase Cost
Biaya Depresiasi, Deplesi dan Amortisasi (3)	76.04	52.96	35.2	(3) Depreciation, Depletion and Amortization Cost
Jumlah	300.88	242.48	23.5	Total
INTERNASIONAL (E&P)				INTERNATIONAL
1. E&P				1. E&P
Biaya Produksi dan *Lifting* (1)	8.98	8.16	10.0	(1) Production and Lifting Cost
Beban Eksplorasi (2)	4.68	7.31	-36.0	(2) Exploration Cost
Biaya Depresiasi, Deplesi dan Amortisasi (3)	8.46	7.24	16.9	(3) Depreciation, Depletion and Amortization Cost
Sub - Jumlah	22.12	22.71	-2.6	Sub - Total
2. E&P Services				2. E&P Services
Biaya kontrak lainnya (4)	73.45	60.01	22.4	(4) Cost of other contracts
Jumlah	95.57	82.72	15.5	Total

Pada 2010, jumlah beban pokok penjualan dan biaya langsung untuk kegiatan usaha migas di Indonesia naik sebesar AS$71,06 juta menjadi AS$296,42 juta atau sebesar 23,5% dari AS$225,36 juta di 2009. Kenaikan ini terutama disebabkan oleh meningkatnya volume produksi dan penjualan gas di 2010 dibandingkan dengan 2009 dan kenaikan depresiasi karena kenaikan volume produksi.

(1) Biaya Produksi dan Penjualan

Pada 2010, jumlah biaya produksi dan *lifting* untuk kegiatan usaha minyak dan gas Perseroan di Indonesia meningkat sebesar AS$31,99 juta atau sama dengan 20,6% menjadi AS$187,38 juta dari AS$155,39 juta di 2009. Peningkatan ini terutama disebabkan oleh meningkatnya volume penjualan gas di 2010 dan bertambahnya kegiatan kerja ulang sumur.

Jumlah biaya produksi dan *lifting* untuk kegiatan usaha minyak dan gas internasional Perseroan di 2010 adalah sebesar AS$8,98juta, meningkat 10,0% dari AS$8,16 juta di 2009. Peningkatan ini disebabkan oleh kenaikan produksi dari blok Main Pass dan East Cameron sebagai blok utama penghasil minyak dan gas Perseroan di Amerika Serikat.

(2) Beban Eksplorasi

Jumlah beban eksplorasi untuk kegiatan usaha Perseroan di Indonesia di 2010 meningkat sebesar AS$2,37 juta atau sama dengan 13,9%, menjadi AS$19,38 juta, dari AS$17,01 juta di 2009. Kenaikan ini terutama disebabkan tambahan pemboran beberapa sumur eksplorasi di 2010.

Jumlah beban eksplorasi untuk kegiatan usaha Perseroan di aset internasional menurun sebesar AS$2,63 juta atau 36,0% menjadi AS$4,68 juta di tahun 2010, dari AS$7,31 juta di tahun 2009. Penurunan ini terutama disebabkan oleh penurunan aktivitas eksplorasi di Libya, Tunisia dan Kamboja.

(3) Biaya Depresiasi, Deplesi dan Amortisasi

Pada tahun 2010, biaya depresiasi, deplesi dan amortisasi untuk kegiatan usaha Perseroan di Indonesia meningkat sebesar AS$18,6 juta atau sama dengan 35,2% menjadi AS$71,58 juta, dari AS$52,96 juta di tahun 2009. Kenaikan ini terutama disebabkan oleh kenaikan produksi migas, dan mulai beroperasinya Lematang PSC secara komersial pada Q2 2010.

Biaya depresiasi, deplesi dan amortisasi untuk kegiatan usaha Perseroan di asset internasional meningkat sebesar AS$1,22 juta atau 16,8% menjadi AS$8,46 juta di 2010, dari AS$7,24 juta di 2009, terutama disebabkan oleh peningkatan produksi dari blok-blok di Amerika Serikat.

(4) Biaya kontrak lainnya

Pada 2010, biaya kontrak lainnya untuk kegiatan O&M internasional Perseroan meningkat sebesar AS$13,4 juta atau sama dengan 22,4% menjadi AS$73,45 juta, dari AS$60,01 juta di 2009. Kenaikan ini terutama disebabkan oleh kenaikan produksi migas.

In 2010, the amount of cost of goods sold and direct costs of oil and gas E&P in Indonesia declined by US$71.06 million, or 23.5%, to US$296.42 million, from US$225.36 million in 2009. The increase was mainly due increasing gas sales volume in 2010 compared to those of 2009 and due to the higher depreciation from the higher oil and gas production.

(1) Production and Lifting Costs

In 2010, the amount of production and lifting costs in the Company's oil and gas activities in Indonesia increased by US$31.99 million, or 20.6%, to US$187.38 million from US$155.39 million in 2009. The increase was primarily due to increasing gas sales volume and workover activities.

Total production and lifting costs in 2010 of the Company's international oil and gas was US$8.98 million, an increase of 10.0% from US$8.16 million in 2009. The Increase was due to highet production from Main Pass and East Cameron blocks, the Company's main oil and gas producers in the United States of America.

(2) Exploration Costs

In 2010, total exploration costs for the Company's operation activities in Indonesia increased by US$2.37 million, or 13.9%, to US$19.38 million, from US$17.01 million in 2009. The increase was primarily due to additional exploration wells in 2010.

Total exploration expenses for the Company's operation activities in international assets decreased by US$2.63 million or 36.0% to US$4.68 million in 2010, from US$7.31 million in 2009. The decrease was mainly due to decline of exploration activites in Libya, Tunisia and Cambodia.

(3) Depreciation, Depletion and Amortization Costs

In 2010, depreciation, depletion and amortization costs for the Company's operation activities in Indonesia increased by US$18.6 million, or 35.2%, to US$71.58 million, from US$52.96 million in 2009. The increase was mainly due an increase in oil and gas production, and from Lematang due to commercial production in Q2 2010.

The increase of depreciation, depletion and amortization costs for the Company's operation activities in international assets by US$1.22 million or 16.8% to US$8.46 million in 2010, from US$7.24 million in 2009, were mainly due to the higher production from producing blocks in the United States of America.

(4) Cost of other contracts

In 2010, the Company's cost of other contracts costs for O&M international increased by US$13.4 million, or 22.4%, to US$73.45 million, from US$60.01 million in 2009. The increase was mainly due to an increase in oil and gas production.

Profitabilitas

MedcoEnergi memiliki komitmen untuk terus memberikan nilai bagi pemegang saham dan investornya. Oleh karena itu, sangat penting bagi MedcoEnergi untuk menentukan profitabilitas dari setiap unit usahanya.

Profitability

MedcoEnergi is committed to continue generating value for its shareholders and investors. Thus, it is important for MedcoEnergi to determine profitability in each of its business units.

Keterangan	31 Desember | December 31		%	Descriptions
	2010	2009		
INDONESIA				INDONESIA
Jumlah Penjualan minyak dan gas - bersih (AS$ juta)	549.6	460.0	19.5	(million US$) Sales of oil and gas -net
Laba Kotor (Dalam jutaan AS$)	253.2	220.1	15.0	(In million US$) Gross Profit
Marjin Laba Kotor	46.1%	47.8%	-1.7	Gross Profit Margin
Pembelian barang modal - Indonesia	86.0	155.0	-44.5	Capital expenditures – Indonesia
Tingkat Pengembalian Modal Kerja Bersih - Indonesia	42%	66%	-36	Return on Capital Employed - Indonesia
INTERNASIONAL				INTERNATIONAL
Penjualan minyak dan gas dari AS – bersih (AS$ juta)	19.8	10.2	91.2	(million US$) Sales of oil and gas from US - net
Pendapatan dari kontrak lain – Oman (AS$ juta)	90.3	74.5	21.2	(million US$) Revenue from other contract in Oman
Jumlah Penjualan Minyak dan Gas Internasional (AS$ juta)	**110.1**	**84.7**	**29.6**	**(In US$/barrel) Total International Oil and Gas Sales**
Laba Kotor (Dalam jutaan AS$) E&P	(3.1)	(12.5)	-58.8	E&P - (In million US$) Gross Profit
Laba Kotor (Dalam jutaan AS$) E&P Services	16.9	14.5	30.99	E&P Services - (In million US$) Gross Profit
Jumlah Laba Kotor (Dalam jutaan AS$)All	**13.8**	**2.0**	**598.5**	**All - (In million US$) Gross Profit**
Marjin Laba Kotor (%) - E&P	-15.7%	-122.7%	-78.5	E&P - (%) Gross Profit Margin
Marjin Laba Kotor (%) - E&P Services	18.0%	19.5%	-1.5	E&P Services - (%) Gross Profit Margin
Marjin Laba Kotor (%) - All	**12.5%**	**2.3%**	**10.2**	**All - (%) Gross Profit Margin**
Pembelian barang modal - Internasional	84.0	60.9	37.9	Capital expenditures - International
Tingkat Pengembalian Modal Kerja Bersih - Internasional	-5%	7%	-171	Return on Capital Employed - International

Pada 2010, dengan penjualan dan pendapatan bersih kegiatan usaha minyak dan gas di Indonesia sebesar AS$549,60 juta dan jumlah beban pokok penjualan dan biaya langsung untuk kegiatan usaha minyak dan gas di Indonesia sebesar AS$296,42 juta, Marjin Laba Kotor Perseroan menurun sebesar 1,7% menjadi 46,1% dibandingkan dengan Marjin Laba Kotor 2009 sebesar 47,8%. Penurunan ini disebabkan terutama oleh kenaikan biaya produksi dan depresiasi.

In 2010, with total net sales from oil and gas activities in Indonesia amounting to US$549.60 million, and cost of goods sold and direct costs for oil and gas activities in Indonesia amounting to US$296.42 million, the Gross Profit Margin of the Company declined by 1.7% to 46.1% compared to a Gross Profit Margin of 47.8% in 2009. The decline was primarily due to increasing production cost and depreciation.

Pada 2010, dengan laba kotor dari kegiatan usaha minyak dan gas di luar negeri sebesar AS$13,8 juta, dan Marjin Laba Kotor Perseroan naik menjadi 12,5% dibandingkan 2009 yang sebesar 2,3%.

In 2010, the total gross profit of the Company's International oil and gas activities amounting US$13.8 million has provided the Company with the Gross Profit Margin of 12.5%, compared to 2.3% in 2009.

Untuk pembelian barang modal di 2010, Perseroan telah mengeluarkan AS$86 juta, yang digunakan untuk memenuhi pembiayaan kegiatan eksplorasi dan pengembangan kontrak migas di Indonesia. Pembelian barang modal Perseroan di 2010 lebih rendah AS$69 juta dibandingkan jumlah pembelian barang modal di 2009. Penurunan ini disebabkan oleh pembelian barang modal untuk pemboran sumur eksplorasi *deep prospect* ditunda.

For capital expenditures in 2010, the Company spent a total of US$86 million that was used to finance exploration and development activities on oil and gas contracts in Indonesia. Capital expenditure in 2010 was US$69 million lower than that of 2009. The decrease was due to the delay of capital expenditure for the deep prospect exploration drilling.

Sementara itu, Tingkat Pengembalian Modal Kerja Bersih di 2010 mengalami penurunan sebesar 36% menjadi 42% dibandingkan dengan Tingkat Pengembalian Pembelian Barang Modal di 2009 sebesar 66%. Penurunan ini disebabkan oleh kenaikan aset karena penjualan sebagian Tomori.

Pada 2010, Perseroan melakukan pembelian barang modal sebesar AS$84,0 juta, meningkat 37,9% dibandingkan AS$60,9 juta pada 2009. Peningkatan ini disebabkan aktivitas pengembangan produksi di Oman dan dimulainya pengambilalihan kendali operasi atas blok Area 47 di Libya oleh Perseroan.

Sedangkan Tingkat Pengembalian Pembelian Barang Modal di tahun 2010 mengalami penurunan sebesar 171% menjadi -5% dibandingkan dengan Tingkat Pengembalian Pembelian Barang Modal tahun 2009 sebesar 7%. Penurunan ini disebabkan karena kebutuhan pembelian barang modal yang belum dapat dipenuhi dari pendapatan Perseroan.

2. Ketenagalistrikan

Kegiatan usaha ketenagalistrikan fokus pada kegiatan penyedia tenaga listrik dan jasa penunjang ketenagalistrikan.

Pada tahun 2010, pemasokan dan penjualan tenaga listrik diperoleh dari pengoperasian:

- 3 (tiga) Pembangkit Listrik Tenaga Gas di Pulau Batam; dan
- 3 (tiga) Pembangkit Listrik Tenaga Gas di Sumatra Selatan.

Sedangkan pendapatan dari jasa pengoperasian dan pemeliharaan (O&M) terhadap pembangkit listrik diperoleh dari penyediaan jasa untuk:

- 1 (satu) Pembangkit Listrik Tenaga Uap Batubara di Tanjung Jati.

Pasokan Tenaga Listrik

Pada 2010, MedcoEnergi memproduksi 1.217 GWh tenaga listrik untuk memasok tenaga listrik kepada PT PLN Batam di Pulau Batam, PT Medco E&P Lematang di lapangan gas Singa, wilayah kerja Lematang, dan PT PLN di Sumatera Selatan. Produksi listrik tahun 2010 meningkat 39,9% dibandingkan produksi 2009 sebesar 870 GWh. Peningkatan ini disebabkan oleh lebih tingginya produksi tenaga listrik dari PLTG Perseroan di Pulau Batam, mulai beroperasinya PLTG Singa dengan kapasitas 2x3 MW dan diambilalihnya 2 (dua) buah PLTG Prabumulih dan Sungai Selincah dengan kapasitas masing-masing 2x6 MW dan 2x6 MW yang terletak di provinsi Sumatera Selatan.

Meanwhile the Return on Capital Employed in 2010 declined by 36% to 42% compared to the Return on Capital Employed of 66% in 2009. The decline was due to increasing asset as Tomori partial divestment.

In 2010, the Company spent capital expenditures amounting of US$84.0 million, an increase by 37.9% from US$60.9 million in 2009. The Increase is caused by development activities in Oman as well as the Company's taking over as operators of Area 47, Libya.

Meanwhile, Return on Capital Expenditure Employed in 2010 decrease by 171% to -5% compared to the Return on Capital Expenditure Employed in 2009 of 7%. This decrease showed that the Company's required capital expenditures remains difficult to fulfill with its operating revenues.

2. Power Generation

Power generation business focuses its activities as power producer and power project support services provider.

In 2010, the electricity supplies and sales were generated from the operation of:

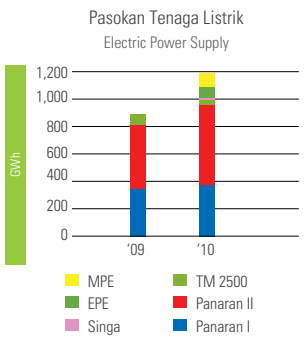
- 3 (three) Gas fired Power Plants in Batam island; and
- 3 (three) Gas fired Power Plants in South Sumatra.

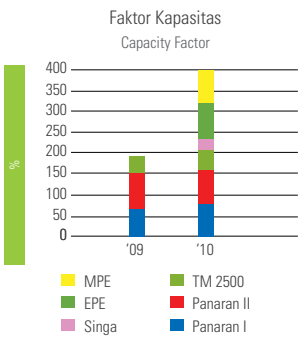
Meanwhile, the revenue generated from the operation and maintenance (O&M) services provided to a power plant came from the services provided to:

- 1 (one) Coal Steam fired Power Plant in Tanjung Jati.

Electric Power Supply

In 2010, MedcoEnergi produced 1,217 GWh of electric power to supply electricity to PT PLN Batam in Batam Island, PT Medco E&P Lematang in Singa field at Lematang working area, South Sumatra, and PT PLN in South Sumatra. The 2010 electric power production increased 39.9% compared to 2009 production of 870 GWh. The increase was caused by higher electric power production from the Company's PLTG in Batam, the onstream of PLTG Singa with capacity of 2x3 MW, and the acquisition of 2 (two) PLTG in Prabumulih and Subngai Selincah with capacities of 2x6 MW and 2x6 MW, respectively, located in South Sumatra Province.





No.	Lokasi Location	Nama Pembangkit Name of Power Plant	Pasokan Tenaga Listrik Electric Power Supply (GWh)			Faktor Kapasitas Capacity Factor %			Hari Operasi Operating Days		
			2010	2009	%	2010	2009	%	2010	2009	%
Penyedia Tenaga Listrik Swasta | Independent Power Producer											
1	Pulau Batam | Batam Island	Panaran I	384	341	12.6	79	70	12.9%	651	277	135.0
2	Pulau Batam | Batam Island	Panaran II	572	468	22.2	84	87	-3.4%	961	354	171.5
3	Pulau Batam | Batam Island	TM 2500	79	61	29.5	48	36	33.3%	245	191	28.3
	Sub-Jumlah | Total		**1,035**	**870**	**19.0**						
4	Sumatra Selatan | South Sumatra	Singa	11	0	0.0	28	0	0.0%	433	0	0.0
5	Sumatra Selatan | South Sumatra	EPE	88	0	0.0	84	0	0.0%	698	0	0.0
6	Sumatra Selatan | South Sumatra	MPE	83	0	0.0	78	0	0.0%	702	0	0.0
	Sub-Jumlah | Total		**182**	**0**	**0.0**						
	Jumlah | Total		1,217	870	39.9						
Penyedia Jasa Pengoperasian dan Pemeliharaan | Operation and Maintenance Service											
1	Jawa Tengah | Central Java	Tanjung Jati B	9,271	8,221	12.8	95	85	11.8%	672	601	11.8

Pasokan listrik MedcoEnergi ke PT PLN Batam di tahun 2010 meningkat 19,0% menjadi 1.035 GWh dibandingkan 870 GWh di tahun 2009. Peningkatan ini disebabkan oleh semakin membaiknya kegiatan operasi di ketiga PLTG tersebut yang terbukti dengan meningkatnya produksi, faktor kapasitas dan angka hari operasi di masing-masing pembangkit, sebagaimana tersebut dalam tabel diatas.

MedcoEnergi's electricity supply to PT PLN Batam in 2010 increased by 19.0% to 1,035 GWh compared to 870 GWh in 2009. The increase of electric power resulted from the improvement of operation at those PLTG which were shown by an increase in production, capacity factor and numbers of operating days at each of power plant, as stated on the table above.

Upaya MedcoEnergi untuk terus meningkatkan pelayanannya dalam mengoperasikan dan memelihara PLTU Tanjung Jati B terbukti dengan meningkatnya produksi tenaga listrik di 2010 di bandingkan 2009. Dengan jumlah Hari Operasi sebanyak 672 hari di 2010, Perseroan dapat meningkatkan pasokan tenaga listrik menjadi 9.271 GWh dengan Faktor Kapasitas 95%. Pasokan tenaga listrik Tanjung Jati B di 2010 sedikit meningkat dibandingkan pasokan tenaga listrik di 2009 sebesar 8.221 GWh dengan Faktor Kapasitas dan Hari Operasi masing-masing 85% dan 601 hari. Sepanjang 2010, Perseroan telah berhasil mengelola operasi PLTU Tanjung Jati B lebih efisien dan berkurangnya *down time*.

The increase in electric power production of Tanjung Jati B PLTU in 2010 compared to 2009 showed MedcoEnergi's efforts to continue improving its service in operating and maintaining the Tanjung Jati B PLTU. The Company managed to increase the electric power supply to 9,271 GWh and Capacity Factor to 95%, with 672 Operating Days in 2010. The 2010 electricity supply of Tanjung Jati B slightly increased from 8,221 GWh in 2009 with Capacity Factor of 85% and Operating Days of 601 days. During 2010, the Company has been successful managing the operation of Tanjung Jati B PLTU with more efficiently and less down time.

Penjualan dan Pendapatan Operasi Lain

Pendapatan dari penjualan tenaga listrik diakui pada saat pasokan tenaga listrik diserahkan kepada pelanggan.

Sales and Other Operating Revenues

The revenues from the sale of electricity were recognized upon the delivery to the customer.

Keterangan	31 Desember December 31			Descriptions
	2010	2009	%	
Penjualan tenaga listrik	70.97	50.00	41.9	Electric power sales
Pendapatan dari jasa terkait lainnya	17.93	16.10	11.4	Revenue from related services
Jumlah	88.90	66.10	34.5	Total

Pada 2010, jumlah penjualan dan pendapatan bersih MedcoEnergi dari bidang usaha tenaga listrik meningkat 34,5% menjadi AS$88,90 juta dari AS$66,10 juta pada 2009.

Penjualan tenaga listrik memberikan kontribusi sebesar AS$70,97 juta, sedangkan penyediaan jasa O&M dan EPC memberikan kontribusi sebesar AS$17,93 juta di 2010. Dibandingkan dengan 2009, penjualan tenaga listrik dan pendapatan dari penyediaan jasa O&M dan EPC tahun 2010 meningkat masing-masing 41,9% dan 11,4% dari AS$50,00 juta dan AS$16,10 juta.

Beban Pokok Penjualan Tenaga Listrik

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.

In 2010, MedcoEnergi's total sales and other operating revenues from power business increased 34.5% to US$88.90 million from US$66.10 million in 2009.

The sales of electric power contributed US$70.97 million, while the O&M and EPC services contributed US$17.93 million in 2010. Compared to 2009, the electric power sales and revenues O&M and EPC services increased by 41.9% and 11.4% from US$50.00 million and US$16.10 million, respectively.

Cost of Electric Power

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 is comprised 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.

Keterangan	31 Desember December 31			Descriptions
	2010	2009	%	
Biaya Produksi Listrik	51.0	42.8	19.2	Electricity Production Cost
Gaji & Imbalan Lainnya	2.4	1.8	33.3	Salaries & Benefit
Depresiasi	7.2	3.7	94.6	Depreciation
Jumlah	60.6	48.3	25.5	Total

Di 2010, MedcoEnergi mengeluarkan beban pokok penjualan tenaga listrik sebesar AS$53,4 juta, meningkat sebesar AS$8,8 juta, atau 19,7%, dibandingkan AS$44,6 juta di 2009. Sementara itu, depresiasi dan amortisasi dalam pengoperasian bidang usaha ketenagalistrikan juga meningkat sebesar 94,6% menjadi AS$7,2 di tahun 2010, dari AS$3,7 juta pada 2009. Peningkatan ini terutama disebabkan oleh adanya tambahan 1 pembangkit listrik yang baru saja mulai beroperasi, serta 2 pembangkit listrik yang baru di akuisisi.

In 2010, MedcoEnergi incurred a total cost of electricity sales amounting to US$53.4 million, an increase of US$8.8 million, or 19.7%, from US$44.6 million in 2009. Meanwhile, the Company's depreciation and amortization expenses increased by 94.6% to US$7.2 million in 2010 from US$3.7 million in 2009. The increase was primarily due to bringing onstream an additional power plant and the acquisition of 2 power plants.

Profitabilitas

MedcoEnergi memiliki komitmen untuk terus memberikan nilai bagi pemegang saham dan investornya. Oleh karena itu, sangat penting bagi MedcoEnergi untuk menentukan profitabilitas dari setiap unit usahanya.

Profitability

MedcoEnergi is committed to continue generating value to its shareholders and investors. Thus, it is important for MedcoEnergi to determine profitability in each of its business units.

Keterangan	31 Desember December 31			Descriptions
	2010	2009	%	
Jumlah Penjualan Tenaga Listrik dan Pendapatan dari Jasa Terkait Lainnya	88.90	66.10	34.5	Electric Power Sales and Other Operating Revenues
Laba Kotor	28.3	17.8	59.0	Gross Profit
Marjin Laba Kotor	31.8%	26.9%	18.2	Gross Profit Margin
Pembelian Barang Modal	19.2	58.8	-67.3	Capital Expenditures
Tingkat Pengembalian Pembelian Barang Modal	0.2	1.6	87	Return on Capital Employed

Pada 2010, dengan jumlah penjualan dan pendapatan bersih dari bidang usaha tenaga listrik sebesar AS$88,90 juta dan jumlah beban pokok penjualan tenaga listrik sebesar sebesar AS$60,60 juta, Marjin Laba Kotor bidang usaha tenaga listrik meningkat 18,2% menjadi 31,8% dibandingkan dengan Marjin Laba Kotor di 2009 sebesar 26,9%.

Pada 2010, Perseroan mengeluarkan pembelian barang modal sebesar AS$4,3 juta, menurun sebesar AS$53,8 juta, atau 96,9%, dari AS$58,1 juta pada 2009, oleh karena adanya penyelesaian proyek *combined cycle* dan Singa di 2009.

3. Kimia atau Industri Hilir

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.

Produksi, Pembelian dan Penjualan

Sepanjang 2010, Perseroan melanjutkan kegiatan pemrosesan gas terasosiasi di kilang LPG dengan menghasilkan LPG, kondensat dan gas kering; dan kegiatan distribusi HSD dengan melakukan pembelian dan penjualan HSD. Sementara itu, pabrik etanol telah menyelesaikan kegiatan pengujian produksi, dan mulai pertengahan 2010 melakukan produksi komersial dan penjualan.

In 2010, with total net sales from oil and gas activities in Indonesia amounting to US$88.90 million, and total cost of electric power of US$60.60 million, the Gross Profit Margin of the electric power increased by 18.2% to 31.8% compared to a 2009 Gross Profit Margin of 26.9% in 2009.

In 2010, the Company's total capital expenditures amounted to US$4.3 million, a decrease of US$53.8 million, or 96.9%, from US$58.1 million in 2009, due to finalization of combined cycle and Singa projects in 2009.

3. Chemicals or Downstream

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.

Production, Purchasing and Sales

During 2010, the Company continued the processing of associated gas in LPG plant to produce LPG, condensate and lean gas, and distribution of HSD by executing the sales and purchasing of HSD. Meanwhile, the ethanol plant has completed its production testing, and began its commercial production and sales in mid of 2010.

Keterangan	31 Desember | December 31		%	Descriptions
	2010	2009		
Kilang LPG:				LPG Plant:
• Pemrosesan Gas Ikutan (MMSCF)	2,333	2,458	-5.09	• Processing of Associated Gas (MMSCF)
• LPG (MT)	15,360	16,424	-6.48	• LPG (MT)
• Kondensat (Barrel)	73,858	76,146	-3.00	• Condensate (Barrel)
• Gas Kering (MMSCF)	1,491	1,237	20.53	• Lean Gas (MMSCF)
Distribusi HSD:				HSD Distribution:
• Pembelian (KL)	260,884	95,464	173.28	• Purchase (KL)
• Penjualan (KL)	254,418	92,024	176.47	• Sale (KL)
Pabrik Bio-ethanol:				Bio-ethanol Plant:
• Pemrosesan singkong (Ton)	130,628	56,081	132.93	• Cassava Processing (Ton)
• Produksi	19,764	8,698	127.22	• Production
• Penjualan (KL)	19,571	4,665	319.53	• Sale (KL)
Kilang Methanol *:				Methanol Plant*:
• Produksi (Ton)	-	10,443	0.00	• Production (Ton)
• Penjualan (Ton)	-	17,644	0.00	• Sale (Ton)

Produksi LPG

Pada 2010, kilang LPG Perseroan telah memproses 2.333 MMSCF gas ikutan yang menghasilkan 15.360 MT LPG, 73.858 barel kondensat minyak serta 1.491 MMSCF gas kering. Dibandingkan dengan 2009, terjadi penurunan dalam pemrosesan gas ikutan sebesar 125 MMSCF dari 2.458 MMSCF, sehingga produksi LPG dan kondensat menurun sebesar masing-masing 1.064 MT dari 16.424 MT dan 2.288 barrel dari 76.146 barel, sedangkan gas kering mengalami kenaikan sebesar 254 MMSCF dari 1.237 MMSCF.

LPG Production

In 2010, the Company's LPG plant processed a total of 2,333 MMSCF of associated gas, which produced 15,360 MT of LPG, 73,858 barrels of condensate and 1,491 MMSCF of lean gas. Compared to 2009, the associated gas processed declined by 125 MMSCF from 2,458 MMSCF, thereby reducing the production of LPG and oil condensate by 1,064 MT from 16,424 MT and 2,288 barrel from 76,146 barrel, respectively. In contrast, the production of lean gas increased by 254 MMSCF from 1,237 MMSCF.

Seluruh produksi tersebut diserahkan kembali kepada PT Medco E&P Indonesia.

Distribusi HSD
Volume pembelian dan penjualan HSD di tahun 2010 meningkat menjadi masing-masing 260.884 KL dan 254.418 KL, dibandingkan 95.464 KL dan 92.024 KL di tahun 2009. Peningkatan pembelian dan penjualan HSD ini terutama disebabkan harga jual HSD yang menguntungkan, serta diperolehnya kontrak dengan volume yang sangat tinggi.

Produksi dan Penjualan Bio-Etanol
Sejak awal 2010, Pabrik Etanol MedcoEnergi mulai beroperasi secara komersial. Jenis etanol yang diproduksi dari Pabrik Etanol ini adalah Export Grade Rectified Alcohol (EGRA) dan produk sampingannya berupa Technical Alcohol (TA). Sepanjang 2010, Perseroan memproduksi 16.659 KL EGRA dan 3.105 TA atau sejumlah 19.764 KL etanol. Untuk memproduksi etanol, Perseroan telah memproses 130.628 ton singkong di 2010.

Pada 2010, Perseroan telah menjual 11.493 KL EGRA ke pasar domestik dan 4.826 KL EGRA diekspor ke Taiwan dan Cina. Sedangkan TA telah dijual ke pasar domestik sebanyak 248 KL dan diekspor sebanyak 3.004 KL.

Pada masa pengujian di 2009, Perseroan telah memproses 53.278 ton singkong untuk menghasilkan 6.907 KL EGRA dan 2.147 KL TA atau sejumlah 8.698 KL etanol. Di tahun 2009, Perseroan telah menjual 2.147 KL EGRA ke pasar domestik, dan 2.500 KL lainnya di ekspor ke Korea Selatan.

Kilang Metanol
Sejak awal Februari 2009, Perseroan telah menghentikan operasi kilang metanol dan mengembalikan pengoperasiannya kepada PT Pertamina (Persero) efektif sejak 18 Desember 2009. Penandatanganan Penghentian Perjanjian Kerjasama Operasi dilakukan pada 29 Desember 2009.

Referensi dan Realisasi Harga
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).

Harga HSD sangat tergantung dengan harga minyak mentah. Peningkatan harga minyak mentah di 2010 menyebabkan meningkatnya harga HSD. 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 2010 meningkat sebesar Rp621,71/L, atau 12,29%, menjadi Rp5.681,11/L dibandingkan Rp5.059,4/L di 2009.

Perseroan menggunakan ICIS Pricing dan F.O. Licht sebagai referensi dalam menentukan harga jual etanol, serta

All of this production were re-delivered to PT Medco E&P Indonesia.

HSD Distribution
The purchase and sale volumes of HSD in 2010 increased to 260,884 KL and 254,418 KL, respectively, compared to 95,464 KL and 92,024 KL in 2009. The increase in both the purchase and sale volumes of HSD was mainly due to the favorable price of HSD and the acquisition of higher contract volume.

Bio-Ethanol Production and Sales
The Ethanol Plant of MedcoEnergi began commercial operation in early 2010. MedcoEnergi produced Export Grade Rectified Alcohol (EGRA) and its side product, Technical Alcohol (TA) from the Plant. During the year, the Company produced 16,659 KL of EGRA and 3,105 KL of TA or in total of 19,764 KL etanol. The Company processed 130,628 tons of cassava to produce the ethanol in 2010.

In 2010, the Company sold 11,493 KL of EGRA domestically, and 4,826 KL of EGRA exported to Taiwan and China. Meanwhile, 248 KL of TA were sold domestically and 3,004 KL of TA were exported.

During the production testing in 2009, the Company processed 53,278 tons of cassava to produce 6,907 KL of EGRA and 2,147 of TA or in the total volume of 8,698 KL of ethanol. In 2009, the Company sold 2,147 KL of EGRA to domestic market and the remaining 2,500 KL were exported to South Korea.

Methanol Plant
Since early February 2009, the Company ceased operations of the methanol plant and returned the operation 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.

References & Realized Price
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.

The price of HSD is highly dependent upon the price of crude oil. The increase of crude price in 2010 impacted increase in HSD price. 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 2010 increased by Rp621.71/L, or 12.29% to Rp5,681.11/L, compared to Rp5,059.4/L in 2009.

The Company uses the ICIS Pricing and F.O Licht as references to determine the selling price of ethanol, and considers the cost

mempertimbangkan biaya bahan baku singkong, dan biaya-biaya produksi lainnya. Harga rata-rata yang terealisasi untuk penjualan etanol Perseroan di 2010 adalah AS$559/KL FOB Pelabuhan Panjang, Bandar Lampung.

of raw materials (cassava), and other production expenses. The average realized price of ethanol in 2010 was US$559/KL FOB Panjang Port, Bandar Lampung.

Keterangan	31 Desember December 31			Descriptions
	2010	2009	%	
Harga rata-rata pemrosesan gas ikutan (AS$/MSCF)	1.7	2.1	-19.05	Average price of associated gas processing (US$/MSCF)
Harga jual rata-rata HSD yang terealisasi (Rp/L)	5.681,11	5.059,4	12.29	Average realized price of HSD (Rp/L)
Harga jual rata-rata Etanol yang terealisasi (AS$/KL)	559	484	15.50	Average realized price of Ethanol (US$/KL)

Penjualan dan Pendapatan Industri Hilir

Sesuai dengan jenis produk yang dihasilkan dan dijual, pada 2010 kegiatan usaha Industri Hilir membukukan penjualan bersih kimia dan produk petroleum lainnya berasal dari pemrosesan gas terasosiasi di kilang LPG, penjualan HSD dan penjualan etanol.

Sales and Revenues in Downstream

In line with the type of products produced and sold in 2010, the Downstream Industry recorded the net sales of chemical and other petroleum products generated from the processing of associated gas in the LPG plant, the sales of HSD and the ethanol sales.

Keterangan	31 Desember December 31			Descriptions
	2010	2009	%	
Pendapatan dari pemrosesan gas ikutan	3.88	4.38	11.4	Revenues from processing of associated gas
Penjualan HSD	160.13	45.41	252.6	Sales of HSD
Penjualan Etanol	6.06	-	-	Sales of Ethanol
Penjualan Metanol	-	2.34	-	Sales of Methanol
Penjualan bersih kimia dan produk petroleum lainnya	173.95	52.13	233.7	Net sales of chemical and other petroleum products

Pada 2010, MedcoEnergi membukukan pendapatan dari kegiatan usaha Industri Hilir yang dicatatkan sebagai penjualan bersih kimia dan produk petroleum lainnya sebesar AS$173,95 juta, meningkat sebesar AS$121,82 juta, atau 233.7%, dari AS$52,13 juta di 2009.

Meningkatnya volume penjualan dan harga HSD, serta mulai beroperasinya pabrik Etanol secara komersial merupakan penyebab utama dari meningkatnya penjualan bersih kimia dan produk petroleum lainnya pada 2010, dibandingkan dengan 2009.

Kegiatan pemrosesan gas ikutan di kilang LPG, memberikan kontribusi sebesar AS$3,88 juta terhadap pendapatan Perseroan dari kegiatan usaha Industri Hilir di 2010, sementara dari penjualan HSD dan Etanol memberikan kontribusi terhadap pendapatan Perseroan masing-masing sebesar AS$160,13 juta dan AS$6,06 juta. Dibandingkan dengan 2009, pendapatan dari pemrosesan gas ikutan menurun 11,4% dari AS$4,38 juta, sedangkan penjualan HSD meningkat signifikan sebesar 252,6% dari AS$45,41 juta.

Beban Pokok Penjualan Kimia dan Produk Petroleum Lainnya

Pada 2010, beban dari penjualan kimia dan produk petroleum lainnya terdiri dari beban pembelian dan penjualan HSD, pengoperasian kilang LPG dan pabrik etanol, pembelian singkong,

In 2010, MedcoEnergi booked revenues from Downstream businesses that were recorded as net sales of chemical and other petroleum products amounting to US$173.95 million, an increase of US$121.82 million, or 233.7%, from US$52.13 million in 2009.

The increase in sales volume and price of HSD, combined with the starting of the Ethanol plant commercially were the main factors behind the decline in the net sales of chemicals and other petroleum products in 2010, compared to that of 2009.

The processing of associated gas at the LPG plant contributed US$3.88 million towards the Company's revenues that were generated from Downstream businesses in 2010, while sales of HSD and Ethanol contributed US$160.13 million and US$6.06 million, respectively, to the Company's revenues. Compared to 2009, the revenues from processing of associated gas declined by 11.4% from US$4.38 million, meanwhile sales of HSD increased significantly by 252.6% from US$45.41 million.

Costs of Sales of Chemicals and Other Petroleum Products

In 2010, the cost of sales of chemicals and other petroleum products consists of HSD purchase and sale expenses, operating cost of LPG and ethanol plants, purchasing of cassavas, salaries

gaji dan tunjangan lain untuk karyawan, kontrak pekerja, penggunaan bahan bakar, material yang digunakan, dan lain-lain.

Sedangkan di 2009, termasuk juga beban untuk pasokan gas ke kilang metanol, sewa kilang metanol, pengoperasian kilang metanol.

and allowances to employees, labor contracts, fuel consumption, materials used and other expenses.

Meanwhile in 2009, the costs included the purchasing of gas feed to the methanol plant, lease of methanol plant and operating cost of the methanol plant.

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

Keterangan	31 Desember December 31			Descriptions
	2010	2009	%	
Beban pokok penjualan kimia dan produk petroleum lainnya	170.2	46.0	270.0	Cost of sales of chemicals and other petroleum products
Biaya depresiasi, deplesi dan amortisasi	5.2	2.6	100.0	Depreciation, depletion and amortization expenses
Jumlah	175.4	48.6	260.9	Total

Jumlah keseluruhan beban penjualan di 2010 adalah sebesar AS$175,4 juta, meningkat 260,9%, dibandingkan AS$48,6 juta di 2009.

Peningkatan beban penjualan kimia dan produk petroleum lainnya disebabkan oleh meningkatnya volume dan harga penjualan HSD; serta tingginya beban operasi dan pembelian singkong yang diproses di pabrik etanol yang mulai beroperasi secara komersial sejak pertengahan 2010.

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 2010, MedcoEnergi membukukan biaya depresiasi dalam kegiatan usaha industri hilir senilai AS$5,2 juta, meningkat 100,0%, dari AS$2,6 juta di 2009. Peningkatan ini terutama disebabkan oleh mulai didepresiasikannya pabrik etanol di Lampung.

The total cost of sales in 2010 was US$175.4 million, increased by 260.9%, compared to US$48.6 million in 2009.

The increase in the cost of sales of chemicals and other petroleum products was due to higher sales volume and price of HSD, and higher operating costs of ethanol plant and purchasing of cassava processed by the ethanol plant which began its commercial operation in mid 2010.

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 2010, MedcoEnergi booked a depreciation expense in its downstream business operations amounting to US$5.2 million, an increase of US$2.6 million, or 100%, from US$2.6 million in 2009. The increase was mainly due the depreciation of ethanol plant in Lampung.

Profitabilitas

MedcoEnergi memiliki komitmen untuk terus memberikan nilai bagi pemegang saham dan investornya. Oleh karena itu, sangat penting bagi MedcoEnergi untuk menentukan profitabilitas dari setiap unit usahanya.

Profitability

MedcoEnergi is committed to continue generating value to its shareholders and investors. Thus, it is important for MedcoEnergi to determine profitability in each of its business units.

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

Keterangan	31 Desember December 31			Descriptions
	2010	2009	%	
Rugi Kotor (dalam juta AS$)	(9.3)	(0.8)	1062.5	Gross Loss (in million US$)
Marjin Laba Kotor (%)	-5.6%	-1.7%	234.5	Gross Profit Margin (%)
Pembelian barang modal	5.3	2.1	152.4	Capital expenditures
Tingkat Pengembalian Modal Bersih (%)	-9.9%	-29.0%	-65.9	Return on capital employed (%)

Meskipun kegiatan operasi distribusi HSD dan penjualan etanol dapat ditingkatkan, akan tetapi oleh karena tingginya beban pengoperasian pabrik etanol dan biaya pembelian singkong untuk diproses menjadi etanol, maka kegiatan usaha Industri Hilir terpaksa membukukan Kerugian Kotor sebesar AS$9,3 juta di 2010, dibandingkan AS$0,8 juta di 2009. Akibatnya, Perseroan harus mencatatkan Marjin Laba Kotor negatif di 2010, yaitu -5,6%, lebih rendah dari Marjin Laba Kotor 2009 sebesar -1,7%.

Even though the operation of HSD distribution and sales of ethanol increased in 2010, higher costs of ethanol plant operation and purchasing of cassavas to be processed at the ethanol plant, led the Downstream business unit to record a Gross Loss of US$9.3 million in 2010, compared to US$0.8 million in 2009. Consequently, the Company is obliged to record a negative Gross Profit Margin of -5.6% in 2009, lower than 2009 Gross Profit Margin of -1.7%.

Pada 2010, Perseroan mengeluarkan pembelian barang modal sebesar AS$5,3 juta untuk kegiatan usaha Industri Hilir, meningkat sebesar AS$3,2 juta atau 152,4% dibandingkan AS$2,1 juta pada 2009. Pembelian barang modal tersebut sebagian besar dipergunakan untuk penyelesaian akhir pabrik etanol sehingga akhirnya siap berproduksi dalam kapasitas penuh.

In 2010, the Company spent US$5.3 million on capital expenditure, an increase of US$3.2 million or 152.4% from US$2.1 million in 2009. The capital expenditures were mainly utilized for finalizing the bio-ethanol plant construction to enable the plant to operate at full capacity.

Tingginya penjualan HSD dan etanol pada 2010 memungkinkan Perseroan untuk meningkatkan Tingkat Pengembalian Modal Bersih di tahun 2010 sebesar 65,9%, menjadi -9,9% dibandingkan dengan 2009 sebesar -29,0%.

Higher sales of HSD and ethanol products in 2010 enabled the Company to increase its Return on Capital Employed by 65.9% to -9.9% compared to -29.0% in 2009.

4. Kegiatan Usaha Lain dan Usaha Baru dalam Inkubator

Kegiatan Usaha Lain MedcoEnergi bergerak di bidang jasa penunjang E&P Migas. Sementara Kegiatan Usaha Baru dalam Inkubator mencakup antara lain unit usaha Gas Metana Batubara (GMB), distribusi dan penjualan gas, pertambangan batubara dan teknologi eksplorasi.

Kegiatan Usaha Baru dalam Inkubator merupakan upaya Perseroan dalam menyiapkan proyek-proyek inkubator tersebut untuk menjadi kegiatan usaha lain dalam jangka waktu investasi yang pendek, antara satu sampai tiga tahun mendatang. 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 berdasarkan kegiatan tersebut.

4. Other Business Activities - New Business Incubator

MedcoEnergi's other business activities focus on the Oil and Gas E&P supporting services. Meanwhile, the New Business Incubator covers Coal Bed Methane (CBM), gas distribution and trading, coal mining and exploration technology.

The Company strives to nurture the incubator projects in the New Business Incubator within a short time frame of one-to-three-year investment to become other 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.

Pendapatan Kegiatan Usaha Lain dan Inkubator Usaha Baru

Pendapatan dari kegiatan usaha lain dan inkubator usaha baru berasal dari pengoperasian bidang jasa penunjang E&P Migas dan distribusi dan penjualan gas.

Other Business Activities and New Business Incubator Revenues

Revenues from other business activities and new business incubator are generated from the operation of Oil and Gas E&P supporting services and gas distribution and trading.

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

Keterangan	31 Desember December 31			Descriptions
	2010	2009	%	
Pendapatan Kegiatan Usaha Lain	18.6	12.5	48.8	Other Business Activities Revenues
Pendapatan Inkubator Usaha Baru	9.8	1.6	512.5	New Business Incubator Revenues

Pada 2010, MedcoEnergi membukukan pendapatan dari Kegiatan Usaha Lain sebesar AS$18,6 juta, mengalami kenaikan 48,8% dari AS$12,5 juta dibandingkan 2009. Kenaikan ini sebagian besar disebabkan oleh mulai bekerjanya rig-rig baru di 2010.

In 2010, MedcoEnergi's Other Business Activities revenues amounted to US$18.6 million, an increase of 48.8% from US$12.5 million in 2009. The increase was mainly due to the operation of new rigs in 2010.

Sementara untuk Inkubator Usaha Baru, Perseroan membukukan pendapatan sebesar AS$6,3 juta pada 2010, mengalami peningkatan 293.8% dari AS$1,6 juta dibandingkan 2009. Peningkatan ini disebabkan oleh volume gas yang ditransportasikan dan dikompresi oleh fasilitas *booster compressor* di Gunung Megang, Sumatera Selatan melebihi target.

While New Business Incubator revenues amounted to US$6.3 million in 2010, an increase 293.8% from US$1.6 million in 2009. The increase was mainly due to volume of gas transported and compressed by booster compressor facilities in Gunung Megang, Sumatra Selatan was exceeded target.

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
	2010	2009	%	
Beban Kegiatan Usaha Lain	20.3	12.7	59.8	Other Business Activities Expenses
Beban Inkubator Usaha Baru	3.9	5.5	-29.1	New Business Incubator Expenses

Pada 2010, MedcoEnergi membukukan beban dari Kegiatan Usaha Lain sebesar AS$20,3 juta, meningkat 59,8% dibandingkan AS$12,7 juta pada 2009.

Sementara beban dari Inkubator Usaha Baru tercatat sebesar AS$3,9 juta, menurun 29,1% dibandingkan AS$5,5 juta di 2009. Penurunan ini disebabkan oleh unit bisnis di bawah Inkubator Usaha Baru yang beroperasi dengan efisiensi biaya.

In 2010, MedcoEnergi recorded Other Business Activities expenses of US$20.3 million, increased by 59.8% compared to US$12.7 million in 2009.

While, the New Business Incubator expenses in 2010 recorded US$3.9 million, a decrease of 29.1% from US$5.5 million in 2009. The decrease was mainly due to unit businesses under New Business Incubator operating in a more cost efficient manner.

Pembelian Barang Modal

Capital Expenditures

(Dalam jutaan AS$)

(In million US$)

Keterangan	31 Desember December 31			Descriptions
	2010	2009	%	
Pembelian Barang Modal Kegiatan Usaha Lain	6.90	3.90	76.9	Other Business Activities Capital Expenditures
Pembelian Barang Modal Inkubator Usaha Baru	2.80	18.40	-84.8	New Business Incubator Capital Expenditures

Pada 2010, Perseroan melakukan belanja modal untuk Kegiatan Usaha Lain sebesar AS$6,90 juta, naik 76,9% dibandingkan dengan AS$3,90 juta pada 2009, yang disebabkan oleh pembelian satu unit *electric wireline logging* pada 2010.

Sementara untuk Inkubator Usaha Baru, Perseroan membukukan belanja modal sebesar AS$2,80 juta, menurun 84,8% dibandingkan AS$18,40 juta pada 2009, yang disebabkan oleh dilakukannya investasi hanya pada pemboran GMB di Sekayu, Sumatra Selatan dan proyek pembangunan pipa di Simenggaris, Kalimantan Timur baru akan dimulai.

In 2010, the Company's capital expenditures amounted to US$6.90 million, a increase of 76.9% compared to US$3.90 million in 2009, which was mainly due to the purchase of one electric wireline logging unit in 2010.

The New Business Incubator booked capital expenditures amounting to US$2.80 million, a decrease of 84.8% from US$18.40 million in 2009, which was mainly due to the investment of drilling CBM in Sekayu, South Sumatra only and gas pipeline project in Simenggaris, East Kalimantan which is just about to begin.

Analisa Kinerja Keuangan Perseroan

The Company's Financial Performance Analysis

Pada 31 Desember 2010, posisi neraca dan likuiditas MedcoEnergi tetap kuat dan mampu untuk mendukung pertumbuhan usaha Perseroan. Jumlah kas dan setara kas, investasi jangka pendek-bersih dan rekening bank yang dibatasi penggunaannya pada akhir tahun adalah AS$383,6 juta. Jumlah piutang lain-lain dari pihak yang mempunyai hubungan istimewa dan telah dibayar penuh pada akhir Januari 2011 sebesar AS$263,3 juta yang merupakan hasil dari penjualan saham Tomori E&P Limited (TEL), anak perusahaan Perseroan senilai AS$260,0 juta di akhir Desember 2010. Jumlah hutang meningkat hingga 41,1% menjadi AS$984,3 juta dibandingkan AS$697,3 juta pada 31 Desember 2009, terutama akibat adanya penerbitan wesel jangka menengah baru sejumlah AS$107,6 juta serta penambahan hutang bank sejumlah AS$171,8 juta di 2010. Dengan Rasio hutang bersih terhadap ekuitas yang masih di bawah 1,0%, Perseroan tetap memiliki fleksibilitas untuk menambah kebutuhan pendanaannya dari pasar.

At December 31, 2010, MedcoEnergi's balance sheet and liquidity positions remain strong and capable to support the Company's business growth. Total cash and cash equivalent, net short term investments and restricted cash in bank at year end were US$383.6 million. Total other receivables from related parties which were fully paid at the end of January 2011 were US$263.3 million, and included the proceeds received from the shares sales of Tomori E&P Limited (TEL), a subsidiary of the Company, in the total amount of US$260.0 million at the end of December 2010. Total debts increased by 41.1% to US$984.3 million compared to US$697.3 million at December 31, 2009, mainly due to the issuance of medium term notes in the total amount of US$107.6 million and additional bank loans of US$171.8 million obtained in 2010. Having a net debt to equity ratio of 1.0%, i.e. below the required financial covenenant, allows the Company to have the flexibility to increase its funding requirements from the market.

Aset Lancar

Pada akhir 2010, jumlah aset lancar adalah AS$1,0 miliar meningkat 29,1% dibandingkan AS$791,2 juta di akhir 2009.

Current Assets

At the end of year 2010, total current assets were US$1.0 billion, increased by 29.1% compared to US$791.2 million at the end of year 2009.

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

Keterangan	31 Desember December 31			Descriptions
	2010	2009	%	
Kas dan setara kas	178.9	253.0	-29.3	Cash and cash equivalents
Investasi jangka pendek-bersih	168.0	191.6	-12.3	Short-term investments – net
Rekening bank yang dibatasi penggu-naannya	36.7	3.1	1083.9	Restricted cash in banks
Piutang usaha	180.7	120.3	50.2	Trade receivables
Pihak yang mempunyai hubungan istimewa	49.1	19.4	153.1	Related Parties
Pihak ketiga	131.6	100.9	30.4	Third Parties
Piutang lain-lain	393.2	150.5	161.3	Other receivables
Pihak yang mempunyai hubungan istimewa	263.3	1.6	16356.3	Related Parties
Pihak ketiga	129.9	148.9	-12.8	Third Parties
Persediaan	34.1	40.0	-14.8	Inventories
Pajak dibayar dimuka	20.8	25.6	-18.8	Prepaid taxes
Beban dibayar dimuka	8.5	5.6	51.8	Prepaid expenses
Aset Derivatif	0.4	0.0	0.0	Derivative Assets
Aset lancar lain-lain	0.5	1.4	-64.3	Other current assets
Jumlah Aset Lancar	1,021.8	791.2	29.1	Total Current Assets

Peningkatan jumlah aset lancar sebesar AS$230,6 juta terutama disebabkan oleh:

1. Peningkatan yang signifikan pada piutang lain-lain di akhir 2010, yaitu sebesar AS$156,2 juta atau setara 161,7% menjadi AS$393,2 juta, dibandingkan AS$150,5 juta di 2009. Penyebab utama dari peningkatan ini adalah dibukukannya piutang dari Mitsubishi Corporation (MC) sebesar AS$260,0 juta yang di dapat dari penjualan saham Tomori E&P Limited (TEL), anak perusahaan Perseroan pada Desember 2010, dan telah dibayar penuh pada Januari 2011.

2. Meningkatnya piutang usaha Perseroan di akhir 2010 sebesar AS$60,3 juta atas setara dengan 50,1% menjadi AS$180,7 juta, dibandingkan dengan AS$120,3 juta di akhir 2009. Peningkatan ini terutama akibat dari lebih tingginya piutang usaha yang sejalan dengan peningkatan penjualan akibat peningkatan harga minyak, volume penjualan dan harga penjualan HSD.

The increase of US$230.6 million in total current assets was mainly due to:

1. The significant increase of the Company's other receivables by US$156.2 million or equivalent to 161.7% to US$393.2 million in 2010, from US$150.5 million in 2009. The main factor of the increase was the recording of receivables from Mitsubishi Corporation (MC) in the amount of US$260.0 million from the sale of shares in Tomori E&P Limited (TEL) to MC, a wholly-owned subsidiary, in December 2010. The receivable has been subsequently received in full in January 2011.

2. The increase in the Company's trade receivables by US$60.3 million or equivalent to 50.1% to US$180.7 million at the end of 2010, from US$120.3 million at the end of 2009. The increase was due to higher amount of trade receivables inline with the increase in sales resulting from the oil price increase, sales volume and HSD sales price.

Aset Tidak Lancar

Pada akhir 2010, jumlah aset tidak lancar sedikit meningkat sebesar AS$6,9 juta atau 0,6% menjadi AS$1,26 miliar dari AS$1,25 miliar pada akhir 2009.

Non-Current Assets

At year-end 2010, the Company's total non current assets slightly increased by US$6.9 million or 0.6%, to US$1.26 billion from US$1.25 billion at year-end 2009.

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

Keterangan	31 Desember December 31			Descriptions
	2010	2009	%	
Piutang lain-lain - pihak ketiga	4.1	15.2	-73.0	Other receivables from third parties
Rekening bank yang dibatasi Penggunaannya	15.6	33.9	-53.7	Restricted cash in banks
Aset pajak tangguhan – bersih	70.7	92.9	-23.9	Deferred tax assets – net
Investasi saham	11.0	9.9	11.1	Investments in shares of stock
Investasi pada proyek	17.5	22.4	-21.9	Investments in projects
Aset tetap - setelah dikurangi akumulasi penyusutan	252.7	235.9	7.2	Property, plant and equipment - net of accumulated depreciation
Aset minyak dan gas bumi - setelah dikurangi akumulasi penyusutan, deplesi dan amortisasi	839.7	798.5	5.2	Oil and gas properties - net of accumulated depreciation depletion and amortization
Aset derivative	3.1	2.0	55.0	Derivative assets
Aset lain-lain – bersih	41.8	38.6	8.3	Other assets – net
Jumlah Aset Tidak Lancar	1,256.2	1,249.3	0.6	Total Non-current Assets

Peningkatan ini disebabkan oleh:

1. Meningkatnya aset tetap di akhir 2010 sebesar AS$16,9 juta atau 7,2% menjadi AS$252,8 juta dibandingkan AS$235,9 juta di akhir 2009 terutama disebabkan karena akuisisi anak perusahaan MPE dan EPE; serta

2. Meningkatnya aset minyak dan gas bumi di akhir 2010 sebesar AS$41,2 juta atau 5,2% menjadi AS$839,7 juta dibandingkan AS$798,5 juta di akhir 2009, berkat keberhasilan Perseroan menemukan tambahan cadangan hidrokarbon dalam melakukan kegiatan eksplorasi di Indonesia, Libya, Tunisia dan AS.

The increase was due to:

1. An increase in property, plant and equipment at the end of year 2010 amounting US$16.9 million or equivalent to 7.2% to US$252.8 million compared to US$235.9 million at the end of year 2009, which mainly due to aqcuisition of subsidiary companies, namely MPE and EPE; as well as
2. An increase in oil and gas properties at the end of 2010 amounting US$41.2 million or equivalent to 5.2% to US$839.7 million compared to US$798.5 million at the end of year 2009, as a result of the success in discovering additional hydrocarbon resources from exploration activities in Indonesia, Libya, Tunisia and USA.

Jumlah Aset

Peningkatan aset lancar dan aset tidak lancar tersebut mengakibatkan jumlah aset Perseroan pada akhir 2010 meningkat AS$237,5 juta atau 11,6% menjadi AS$2,3 miliar dibandingkan AS$2,0 miliar di akhir 2009.

Total Assets

The increase in current assets and non-current assets resulted from an increase of US$237.5 million or 11.6% in the Company's total assets at year-end 2010 to US$2.3 billion compared to US$2.0 billion at the end of year 2009.

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

Keterangan	31 Desember December 31			Descriptions
	2010	2009	%	
Jumlah Aset Lancar	1,021.8	791.2	29.1	Total Current Assets
Jumlah Aset Tidak Lancar	1,256.2	1,249.3	0.6	Total Non-Current Assets
Jumlah Aset	2,278.1	2,040.5	11.6	Total Assets

Kewajiban Jangka Pendek

Pada akhir 2010, jumlah kewajiban jangka pendek Perseroan sedikit menurun sebesar 1,7% menjadi AS$500,3 juta dibandingkan AS$509,2 juta di akhir 2009.

Current Liabilities

The Company's total current liabilities as at year-end 2010 slightly decreased by 1.7% to US$500.3 million compared to US$509.2 million at year-end 2009.

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

Keterangan	31 Desember December 31			Descriptions
	2010	2009	%	
Hutang bank	85.6	61.0	40.3	Short-term bank loans
Hutang usaha				Trade payables
- Pihak yang mempunyai hubungan istimewa	4.0	0.0	0.0	Related Party -
- Pihak ketiga	128.6	95.4	34.8	Third Parties -
Hutang lain-lain	27.7	31.3	-11.5	Other payables
Hutang pajak	65.0	27.0	140.7	Taxes payable
Beban yang masih harus dibayar dan provisi lain-lain	45.4	43.6	4.1	Accrued expenses and other provisions
Hutang jangka panjang yang jatuh tempo dalam satu tahun				**Current maturities of long-term debt**
- Hutang bank	89.7	67.3	33.3	Bank loans-
- Wesel Jangka Menengah	20.5	0.0	0.0	Medium term notes-
- Wesel bayar	0.0	88.1	0.0	Notes payable-
Kewajiban derivative	0.3	0.0	0.0	Derivative liabilities
Uang Muka dari pelanggan				**Advances From Customer**
- Pihak Yang Mempunyai Hubungan Istimewa	32.2	95.5	-66.3	Related Party -
- Pihak ketiga	1.1	0.0	0.0	Third Parties -
Jumlah Kewajiban Jangka Pendek	500.3	509.2	-1.7	Total Current Liablities

Penurunan ini disebabkan oleh menurun signifikan uang muka dari pelanggan yang mempunyai hubungan istimewa sebesar AS$63,3 juta atau 66,3% menjadi AS$32,2 juta di akhir 2010 dibandingkan AS$95,5 juta di akhir 2009, akibat adanya bagian dari uang muka tersebut yang telah jatuh tempo di 2010.

The declining of total current liabilities was mainly due to significant decrease of advances from related party customer amounting US$63.3 million or 66.3% to US$32.2 million at year-end 2010 compared to US$95.5 million at year-end 2009, caused by the booking of advance portion that is due in 2010.

Kewajiban Jangka Panjang

Di akhir 2010, jumlah kewajiban jangka panjang meningkat 19,8% menjadi AS$962,9 juta dibandingkan AS$803,7 juta di akhir 2009.

Non-Current Liabilities

As at year-end 2010, the total current liabilities increased by 19.8% to US$962.9 million compared to US$803.7 million at year-end 2009.

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

Keterangan	31 Desember December 31			Descriptions
	2010	2009	%	
Hutang jangka panjang - setelah dikurangi bagian yang jatuh tempo dalam satu tahun				**Long-term debt-net of current maturities**
- Hutang bank	493.3	368.5	33.9	Bank loans-
- Wesel jangka menengah	128.9	41.8	208.4	Medium-term notes-
- Obligasi Rupiah	166.2	158.7	4.7	Rupiah bonds-
Uang muka dari pelanggan				**Advances from customers**
- Pihak yang mempunyai hubungan istimewa	0.0	31.0	0.0	Related party-
- Pihak ketiga	21.0	20.9	0.5	Third parties-
Hutang lain-lain	**20.8**	**58.2**	**-64.3**	**Other payables**
Kewajiban pajak tangguhan – bersih	68.0	72.2	-5.8	Deferred tax liabilities – net
Kewajiban imbalan pasca-kerja	13.9	4.1	239.0	Employee benefits obligation
Kewajiban pembongkaran aset dan restorasi area dan provisi lain	50.7	48.3	5.0	Asset abandonment and site restoration obligations and other provisions
Jumlah Kewajiban Jangka Panjang	962.9	803.7	19.8	Total Non-Current Liabilities

Kenaikan jumlah kewajiban jangka panjang disebabkan oleh:

1. Adanya penerbitan baru wesel jangka menengah di 2010, sehingga jumlah wesel jangka menengah yang jatuh tempo dalam satu tahun meningkat secara signifikan sebesar 208,4% di akhir 2010 menjadi AS$128,9 juta dari AS$41,8 juta di akhir 2009; serta
2. Peningkatan pada jumlah kewajiban imbalan pasca-kerja yang cukup signifikan di akhir 2010, yaitu sebesar 239,0%, menjadi AS$13,9 juta dari AS$4,1 juta di akhir 2009, akibat meningkatnya usia pensiun karyawan di kegiatan usaha eksplorasi dan produksi minyak dan gas di Indonesia.

The higher amount of total non-current liabilities were due to:

1. The new issuance of notes payable in 2010, thus the total medium term with maturities in one year increased significantly by 208.4% at the end of year 2010 to US%128.9 million from US$41.8 million at year-end 2009; and
2. The significant increase of employee benefits obligation at year-end 2010 by 239.0% to US$13.9 million from US$4.1 million at year-end 2009, due to the increase in retirement age of employees at exploration and production of oil and gas business in Indonesia.

Jumlah Hutang

Jumlah hutang Perseroan di akhir 2010 meningkat signifikan sebesar 25,3% menjadi AS$984,3 juta dibandingkan AS$785,4 juta di akhir 2009.

Total Debts

The Company's total debts as at year-end 2010 increased by 25.3% to US$984.3 million compared to US$785.4 million at year-end 2009.

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

Keterangan	31 Desember December 31			Descriptions
	2010	2009	%	
Hutang bank jangka pendek	85.6	61.0	40.3	Short-term bank loans
- Hutang bank	89.7	67.3	33.3	Bank loans -
- Hutang bank	493.3	368.5	33.9	Bank loans -
Jumlah Hutang Bank	668.6	496.8	34.6	Total Bank Loans
- Wesel jangka menengah	20.5	0.0	0.0	Medium-term notes -
- Wesel jangka menengah	128.9	41.8	208.4	Medium-term notes -
Jumlah Wesel Jangka Menengah	149.4	41.8	257.4	Total Medium-term notes
- Obligasi Rupiah	166.2	158.7	4.7	Rupiah bonds -
Jumlah Obligasi Rupiah	166.2	158.7	4.7	Total Rupiah bonds
- Wesel bayar	0.0	88.1	0.0	Notes payable -
Jumlah Wesel Bayar	0.0	88.1	0.0	Total Notes payable
Jumlah Hutang	984.3	785.4	25.3	Total Debts

Kenaikan ini disebabkan oleh:

- Lebih tingginya hutang bank yang dibukukan pada akhir 2010, yaitu sebesar AS$668,6 juta, atau meningkat 34,6% dibandingkan AS$496,8 juta di akhir 2009.
- Penambahan penerbitan wesel jangka menengah sebesar AS$107,6 juta atau 257,4% pada akhir 2010 sehingga jumlahnya menjadi AS$149,4 juta dibandingkan AS$41,8 juta di akhir 2009.

Peningkatan hutang bank di akhir 2010 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 Lematang dan 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 2010 amounting to US$668.6 million, or an increase of 34.6% compared to US$496.8 million at year-end 2009.
- Additional issuance of medium term notes at the end of 2010 amounting US$107.6 million or 257.4% thus the total medium term notes increased to US$149.4 million compared to US$41.8 million at end-year 2009.

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 Lematang and 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

Akibat dari peningkatan jumlah kewajiban jangka panjang Perseroan, maka pada akhir 2010, jumlah kewajiban Perseroan meningkat sebesar 11,4% menjadi AS$1,5 miliar dibandingkan AS$1,3 miliar di akhir 2009.

Total Liabilities

The increase of the Company's total long-term liabilities caused an increase of the Company's total liabilities at year-end 2010 by 11.4% to US$1.5 billion compared to US$1.3 billion at year-end 2009.

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

Keterangan	31 Desember December 31			Descriptions
	2010	2009	%	
Jumlah Kewajiban Jangka Pendek	500.3	509.2	-1.7	Total Current Liabilities
Jumlah Kewajiban Jangka Panjang	962.9	803.7	19.8	Total Long-Term Liabilities
Jumlah Kewajiban	1,463.2	1,312.9	11.4	Total Liabilities

Ekuitas

Pada akhir 2010, jumlah ekuitas meningkat 10,9% menjadi AS$786,1 juta dari AS$708,8 juta di akhir 2009 akibat adanya peningkatan pada selisih kurs karena penjabaran laporan keuangan anak perusahaan dan peningkatan pada saldo laba yang tidak ditentukan penggunaannya.

Equity

At year-end 2010, the total equity increased by 10.9% to US$786.1 million from US$708.8 million at year-end 2009, due to the increase in translation adjustment of subsidiaries' financial statements and unappropriated retained earnings.

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

Keterangan	31 Desember December 31			Descriptions
	2010	2009	%	
Modal saham - nilai nominal Rp100 per saham Modal dasar - 4.000.000.000 saham				Capital stock - Rp100 par value per share Authorized - 4,000,000,000 shares
Diterbitkan dan disetor penuh - 3.332.451.450 saham	101.2	101.2	0.0	Issued and fully paid - 3,332,451,450 shares
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	3.7	0.9	311.1	Translation adjustments of subsidiaries' financial statements
Saldo laba				**Retained earnings**
Ditentukan penggunaannya	6.5	6.5	0.0	Appropriated
Tidak ditentukan penggunaannya	571.6	497.0	15.0	Unappropriated
Jumlah Ekuitas	786.1	708.8	10.9	Total Equity

Penjualan dan Pendapatan Usaha Lainnya

Pada 2010, penjualan dan pendapatan usaha seluruh segmen usaha MedcoEnergi mengalami peningkatan dibandingkan 2009.

Jumlah penjualan dan pendapatan usaha lain MedcoEnergi pada 2010 adalah AS$929,9 juta, meningkat 39,2% dari AS$667,8 juta pada 2009.

Sales and Other Operating Revenues

In 2010, all business segments of MedcoEnergi experienced an increase in their sales and other operating revenues, compared to 2009.

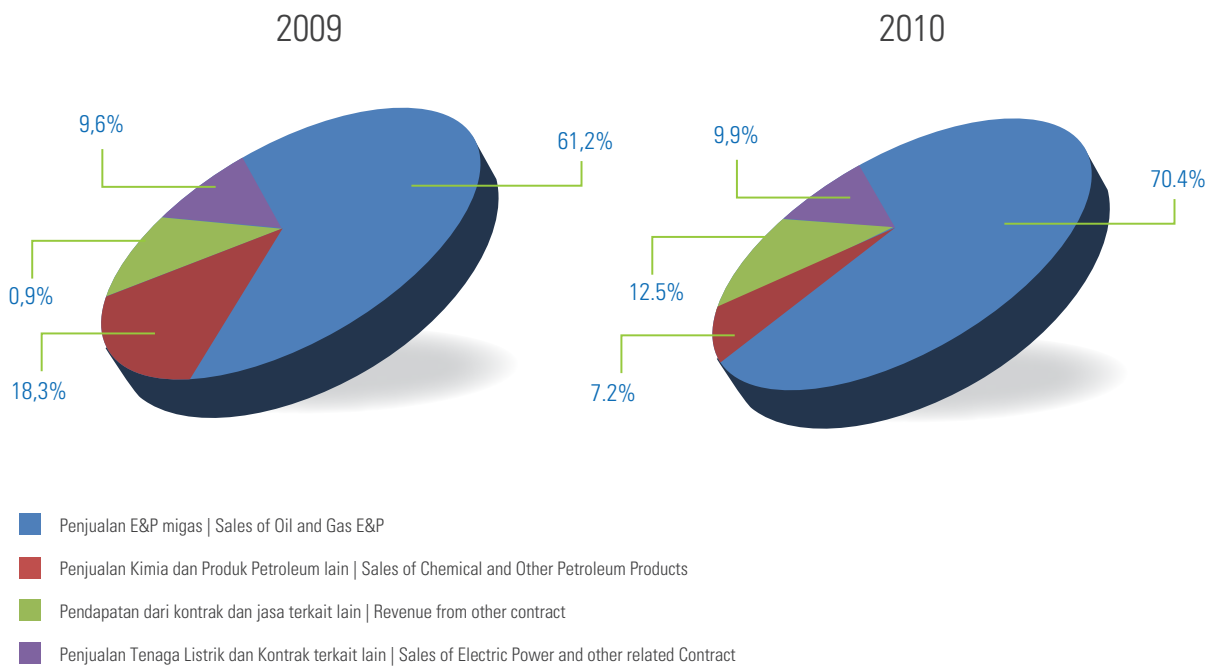
The total sales and other operating revenues of MedcoEnergi in 2010 were US$929.9 million, increases by 39.2% from US$667.8 million in 2009.

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

Keterangan	31 Desember December 31			Descriptions
	2010	2009	%	
Penjualan minyak dan gas bersih	569.4	470.2	21.1	Net oil and gas sales
Penjualan kimia dan produk petroleum lainnya	170.1	47.7	256.6	Net sales of chemical and other petroleum products
Pendapatan dari kontrak dan jasa terkait	101.5	83.8	21.1	Revenues from other contracts and related services
Penjualan tenaga listrik	88.9	66.1	34.5	Electric power sales
Jumlah s	929.9	667.8	39.2	Total

Penjualan dari segmen E&P migas tetap terhitung sebagai kontributor utama terhadap konsolidasi penjualan dan pendapatan usaha lainnya MedcoEnergi di tahun 2010, dengan porsi 61,2%, diikuti dengan penjualan kimia dan produk petroleum lainnya, pendapatan dari kontrak dan jasa terkait, serta penjualan tenaga listrik dan kontrak terkait lain, masing-masing sebesar 18,3%, 10,9% dan 9,6%. Dibandingkan 2009, penjualan dari segmen E&P migas memberikan kontribusi 70,4%, diikuti dengan segmen kontrak lain dan jasa terkait, ketenagalistrikan dan industri hilir masing-masing memberikan kontribusi sebesar 12,5%, 9,9% dan 7,2%.

The oil and gas E&P segment remained to be the majority contributor to MedcoEnergi's consolidated sales and other operating revenues in 2010, accounting for a total of 61.2%, followed by the sales of chemical and other petroleum products, revenue from other contract and related services, and sales of electric power and other related contracts of 18.3%, 10.9% and 9.6%, respectively. Compared to 2009, the oil and gas E&P's contribution to the Company's consolidated sales and other operating revenues accounted for 70.4%, while contributions from other contract and related services, power generation, and downstream industries segments accounted for 12.5%, 9.9% and 7.2%, respectively.



Sebagai perusahaan energi yang terintegrasi dengan kegiatan usaha mulai dari hulu minyak dan gas hingga industri hilir (kilang LPG), serta penyedia jasa pengoperasian pembangkit listrik di wilayah kerja minyak dan gas, pendistribusian gas alam serta anjungan pemboran *work-over*, maka kinerja operasi dan keuangan dari beberapa segmen usaha MedcoEnergi juga sangat tergantung dengan kinerja operasi dan keuangan dari segmen E&P minyak dan gas. Dengan segmen usaha E&P minyak dan gas tetap menjadi kontributor utama terhadap keseluruhan penjualan dan pendapatan usaha konsolidasi MedcoEnergi, maka fluktuasi harga minyak dunia sangat berpengaruh pada hasil penjualan dan pendapatan usaha MedcoEnergi secara konsolidasi.

As an integrated energy company with business activities from upstream to downstream (LPG plant), and providing services to operate power plant in oil and gas operating areas, to distribute natural gas and to rent the work-over drilling, the operating and financial performance of certain business segments of MedcoEnergi are dependent on the operating and financial performance of oil and gas E&P segment. Having the oil and gas E&P as a major overall contributor to MedcoEnergi's consolidated sales and other operating revenues, the fluctuation of world oil price highly influences to the results of consolidated sales and other operating revenues of the Company.

Penjualan minyak dan gas bersih

Pada 2010, jumlah penjualan minyak dan gas bersih MedcoEnergi secara konsolidasi adalah AS$569,4 juta, meningkat 21,1% dari AS$470,2 juta di 2009.

Net oil and gas sales

In 2010, the net consolidated sales of MedcoEnergi's oil and gas were US$569.4 million, a 21.1% increase from US$470.2 million in 2009.

Keterangan	31 Desember December 31			Descriptions
	2010	2009	%	
PENJUALAN				**SALES**
Volume Penjualan Minyak (MBOPD)	30.4	34.0	-10.6	(MBOPD) Oil Sales Volume
Volume Penjualan Gas (BBTUPD)	157.1	102.0	54.0	(BBTUPD) Gas Sales Volume
Jumlah Penjualan (MBOEPD)	57.2	51.4	11.3	Total Sales (MBOEPD)
Volume Penjualan LPG (MTD)	41.1	47.3	-13.1	LPG Sales Volume (MTD)
HARGA RATA-RATA				**AVERAGE PRICE**
Harga rata-rata minyak terealisasi (AS$/barel)	81.4	64.0	27.2	(In US$/barrel) Average realize oil price
Harga rata-rata gas terealisasi (AS$/mmbtu)	3.6	3.0	20.0	(US$/mmbtu) Average realize gas price
PENJUALAN BERSIH				**NET SALES**
Penjualan minyak dan gas bersih (AS$)	569.4	470.2	21.1	(US$) Net oil and gas sales

Peningkatan ini terutama disebabkan oleh:

1. Harga rata-rata minyak mentah yang terealisasi di tahun 2010 lebih tinggi hingga mencapai AS$81,4 per barel dibandingkan AS$64,0 per barel di 2009;
2. Harga kontrak gas yang mulai mengalir pada 2010 lebih baik, sehingga harga rata-rata gas terealisasi meningkat 20,0% menjadi AS$3,6 per mmbtu, dibandingkan harga rata-rata gas terealisasi tahun lalu sebesar AS$3,0 per mmbtu; serta
3. Volume penjualan gas di 2010 meningkat 54,0% hingga mencapai 157,1 BBTUPD dibandingkan 102,0 BBTUPD di 2009, sehingga penurunan volume penjualan minyak dan LPG di 2010 menjadi masing-masing 30,4 MBOPD dan 41,1 MTD dari 34,0 MBOPD dan 47,3 MTD dapat terimbangi.

The increase was mainly driven by:

1. A higher average realized price of oil in 2010 that reached US$81.4 per barel compared to US$64.0 per barel in 2009;
2. A better gas price for the on-stream of gas contracts in 2010, so that the average realized gas price increased by 20.0% to US$3.6 per mmbtu, compared to the average realized gas price of US$3.0 per mmbtu last year; and
3. 54.0% increase of gas sales volume in 2010 that reached 157.1 BBTUPD compared to 102.0 BBTUPD in 2009, which offset the declining of oil and LPG sales volume to 30.4 MBOPD and 41.1 MTD, respectively, in 2010 compared to 34.0 MBOPD and 47.3 MTD in 2009.

Penjualan bersih kimia dan produk petroleum lainnya

Pada 2010, jumlah penjualan bersih MedcoEnergi dari segmen kimia dan produk petroleum lain secara konsolidasi melonjak 256,6% menjadi AS$170,1 juta, dibandingkan AS$47,7 juta di 2009.

Net sales of chemical and other petroleum products

In 2010, the net consolidated sales of MedcoEnergi's chemical and other petroleum product segment jumped by 256.6% to US$170.1 million, compared with US$47.7 million in 2009.

Keterangan	31 Desember December 31			Descriptions
	2010	2009	%	
PENJUALAN				SALES
Volume Pemrosesan Gas Ikutan (MMSCF)	2,332	2,159	8.0	Associated Gas Processed (MMSCF)
Volume Penjualan HSD (KL)	254,418	92,024	176.5	HSD Sales Volume (KL)
Volume Penjualan Etanol (KL)	19,764	8,665	128.1	Ethanol Sales Volume (KL)
HARGA RATA-RATA TEREALISASI				AVERAGE REALIZED PRICE
Pemrosesan gas ikutan (AS$/MSCF)	1.7	2.1	-19.0	Associated gas processed (US$/MSCF)
HSD (Rp/KL)	6,184	5,495	12.5	HSD (Rp/KL)
Etanol (AS$/KL)	559	489	14.3	Ethanol (US$/KL)
PENJUALAN BERSIH				NET SALES
Penjualan bersih kimia dan produk petroleum lainnya (AS$)	170.1	47.7	256.6	Net sales of chemical and other (US$) petroleum products

Lonjakan pada penjualan bersih kimia dan produk petroleum lain di tahun 2010 ini terutama disebabkan oleh:

1. Tingginya volume penjualan dan harga rata-rata yang terealisasi HSD, mencapai masing-masing 254.418 KL dan Rp6.184/KL tahun 2010, meningkat 176,5% dan 12,5% dibandingkan volume penjualan dan harga rata-rata yang terealisasi di 2009 sebesar 92.024 KL dan Rp5.495/KL; dan
2. Pabrik etanol telah memulai operasi komersial pada triwulan kedua 2010, sehingga produksi dan penjualan etanol di 2010 mencapai 19.764 KL dengan harga rata-rata penjualan yang terealisasi mencapai AS$559/KL. Sementara produksi dan penjualan pada masa pengujian produksi di 2009 adalah 8.665 KL dengan harga jual rata-rata AS$489/KL.

The increase in net sales of chemical and other petroleum products was primarily driven by:

1. Higher HSD sales volume and average realized price of 254,418 KL and R 6,184/KL, respectively, in 2010, represented an increase of 176.5% and 12.5%, compared to the sales volume and average realized price in 2009, amounting to 92,024 KL and Rp5,495/KL; and
2. The ethanol plant began its commercial operation in the second quarter 2010, so that the 2010 production and sales of ethanol reached 19,764 KL with average realized price of US$559/KL. Meanwhile, the production and sales during production testing in 2009 were 8,665 KL with the average price of US$489/KL.

Pendapatan dari kontrak lainnya dan jasa terkait

Pada 2010, jumlah pendapatan bersih MedcoEnergi dari segmen kontrak lainnya dan jasa terkait secara konsolidasi meningkat 21,1% menjadi AS$101,5 juta, dibandingkan AS$83,8 juta di 2009.

Revenues from other contracts and related services

In 2010, the net consolidated revenues of MedcoEnergi's other contracts and related services segment increased by 21.1% to US$101.5 million, compared by US$83.8 million in 2009.

Keterangan	31 Desember December 31			Descriptions
	2010	2009	%	
Kontrak Jasa E&P di Oman				E&P Service Contract in Oman
Volume Produksi Minyak (MBO)	3.4	3.3	3.0	Oil Production Volume (MBO)
Harga rata-rata minyak terealisasi (AS$/barel)	76.6	57.4	33.4	Average realize oil price (US$/barrel)
Jasa Penyewaan Rig Work-Over				Work-Over Rig Rental Service
Tingkat Utilisasi Rig (%)	69.8	73	-4.4	Rig Utilization Rate (%)
Pendapatan Rata-Rata (AS$/hari)	30,509	34,854	-12.5	Average Revenue (US$/day)
Jalur Pipa dan Stasiun Kompresi Pendorong Gas				Gas Pipeline and Booster Compression Station
Kompresi Gas (BBTU)	15,646.1	3,225.9	385.0	Gas Compression (BBTU)
Distribusi Gas (BBTU)	12,066.5	1,701.5	609.2	Gas Distribution (BBTU)
PENDAPATAN BERSIH				NET REVENUES
Pendapatan dari kontrak lainnya dan jasa terkait (AS$)	101.5	83.8	21.1	Revenues from other contracts and related services (US$)

Naiknya pendapatan bersih dari kontrak lain dan jasa terkait di 2010 ini terutama disebabkan oleh:

1. Tingginya pendapatan yang diterima dari Kontrak Jasa E&P di Kesultanan Oman pada tahun 2010, yaitu mencapai AS$91,3 juta dibandingkan AS$75,0 juta di 2009. Kenaikan ini berkat keberhasilan MedcoEnergi dalam meningkatkan volume produksi Lapangan Karim menjadi 3,4 MBO dibandingkan 3,3 MBO tahun lalu, yang juga disertai dengan lebih tingginya harga rata-rata minyak terealisasi pada 2010 sebesar AS$76,6/barel dibandingkan AS$57,4/barel tahun lalu; dan
2. Mulai beroperasinya jalur pipa dan stasiun kompresi pendorong gas di Gunung Megang pada triwulan kedua 2010, sehingga jumlah gas yang telah dikompresi dan didistribusi masing-masing mencapai 15.646,1 BBTU dan 12.066,5 BBTU, dan MedcoEnergi menerima keuntungan bersih AS$4,1 juta.

Kenaikan pendapatan bersih dari kontrak jasa E&P di Kesultanan Oman dan pengoperasian jalur pipa dan stasiun kompresi pendorong gas di Gunung Megang, Sumatra Selatan pada 2010 dapat mengimbangi penurunan pendapatan bersih dari kontrak jasa penyewaan *rig work-over* sebesar 12% menjadi AS$11,0 juta dari AS$12,5 juta tahun lalu.

The increase in net Revenues from other contracts and related services were primarily driven by:

1. Higher revenue received from the E&P Service Contract in the Sultanate of Oman in 2010 that reached US$91.3 million compared to US$75.0 million in 2009. The increase were affected by the success of MedcoEnergi in enhancing production volume of Karim field to 3.4 MBO compared to 3.3 last year, which, followed by higher average realized price of oil in 2010, amounted to US$76.6/barrel compared to US$57.4/barrel last year; and
2. The bringing onstream of a gas pipe line and booster compression station in the second quarter of 2010, so that the total gas compressed and distributed in 2010 reached 15,646.1 BBTU and 12,066.5 BBTU, respectively, and MedcoEnergi received total net fee of US$4.1 million.

The increase in net revenues from E&P service contract in the Sultanate of Oman and the operation of gas pipeline and booster compression station in Gunung Megang, South Sumatra in 2010, offset the declining of net revenues from work-over rental rig services by 12% to US$11.0 million from US$12.5 million last year.

Penjualan tenaga listrik dan jasa terkait lainnya

Pada 2010, jumlah penjualan bersih MedcoEnergi dari segmen tenaga listrik dan jasa terkait lainnya secara konsolidasi meningkat 34,5% menjadi AS$88,9 juta, dibandingkan AS$66,1 juta di 2009.

Electric power sales and revenue from related services

In 2010, the net consolidated sales of MedcoEnergi's from electric power and related services segment increased by 34.5% to US$88.9 million, compared by US$66.1 million in 2009.

Keterangan	31 Desember December 31			Descriptions
	2010	2009	%	
Pembangkit Listrik Tenaga Gas	GWh	GWh		Gas Fired Power Plants
Panaran I	384	341	12.6	Panaran I
Panaran II	572	468	22.2	Panaran II
TM 2500	79	61	29.5	TM 2500
Singa	11	0	0.0	Singa
EPE	88	0	0.0	EPE
MPE	83	0	0.0	MPE
Jumlah	1,217	870	39.9	Total
Jasa Operasi & Pemeliharaan PLTU				Operation & Maintenance Service of PLTU
Tanjung Jati B	9,271	8,221	12.8	Tanjung Jati B
PENJUALAN BERSIH				NET SALES
Penjualan tenaga listrik dan jasa terkait lainnya (AS$)	88.9	66.1	34.5	Electric power sales and revenue from related services (US$)

Naiknya Penjualan tenaga listrik dan jasa terkait lainnya di 2010 ini terutama disebabkan oleh:

1. Banyak berkurangnya waktu tidak beroperasi pembangkit sepanjang 2010 serta adanya penambahan daya pasokan tenaga listrik karena pembangkit listrik dengan sistem *combine cycle* telah selesai dibangun, maka pasokan tenaga listrik MedcoEnergi di Pulau Batam dapat ditingkatkan pada tahun 2010. Selain itu, akuisisi 2 pembangkit baru di Sumatra Selatan

The increased in net electric power sales and revenue from related services were primarily driven by:

1. The significant decline of power plants' down-time in 2010, and additional power supplied from the increased capacity of the power plant with combine cycle system, enabled MedcoEnergi to improve its electric power supply to Batam Island in 2010. Moreover, the acquisition of 2 power plants in South Sumatra also contributed to increasing MedcoEnergi's electric power

juga memberikan kontribusi terhadap peningkatan pasokan tenaga listik MedcoEnergi di 2010. Secara keseluruhan, jumlah pasokan tenaga listrik di 2010 naik signifikan sebesar 39,9% menjadi 1.217 GWh dari 870 GWh tahun lalu.; dan

2. Waktu tidak beroperasi pembangkit listrik di Tanjung Jati B juga berkurang pada tahun 2010, sehingga pembangkit dapat beroperasi secara maksimal dengan memproduksi 9.271 GWh, naik 12,8% dibandingkan 8.221 GWh di tahun 2009. Dengan demikian, MedcoEnergi dapat membukukan pendapatan yang lebih tinggi dari penyediaan jasa operasi dan pemeliharaan di 2010.

supply in 2010. Overall, the total electic power supply in 2010 rose significantly by about 39.9% to 1,217 GWH from 870 GWh last year; and

2. The down-time at Tanjung Jati B power plant also declined in 2010, hence the plant could maximize its operation and produce 9,271 GWh, a 12.8% increase compared to 8,221 GWh in 2009. Therefore, MedcoEnergi managed to record higher revenue from the operation and maintenance services in 2010.

Penjualan dan Pendapatan Usaha Lainnya – Berdasarkan Jenis Pelanggan

Berdasarkan jenis Pelanggan, jumlah penjualan dan pendapatan usaha lain untuk penjualan ke pihak yang mempunyai hubungan istimewa pada 2010 sedikit meningkat sebesar 2,0% menjadi AS$315,6 juta dari AS$309,4 juta pada 2009. Sedangkan penjualan kepada pihak ketiga naik cukup tajam sekitar 71,4% menjadi AS$614,3 juta di 2010 dibandingkan AS$358,4 juta di 2009.

Sales and Other Operating Revenues – Based on Type of Customers

Based on the type of Customers, the total sales and other operating revenues to related parties in 2010 slightly increased by 2.0% to US$315.6 million from US$309.4 million in 2009. Meanwhile the sales to third parties jumped sharply to about 71.4% to US$614.3 million in 2010 compared to US$358.4 million in 2009.

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

Keterangan	31 Desember | December 31		%	Descriptions
	2010	2009		
Pihak yang mempunyai hubungan istimewa				Related parties
- Petro Diamond Singapore Pte. Ltd.	279.9	284.3	-1.5	Petro Diamond Singapore Pte. Ltd. -
- Petro Diamond Ltd., Hong Kong	32.9	25.1	31.1	Petro Diamond Ltd., Hong Kong -
- PT Medcopapua Industri Lestari	2.8	0.0	0.0	PT Medcopapua Industri Lestari -
Sub-Jumlah	**315.6**	**309.4**	**2.0**	**Sub-Total**
Pihak ketiga				Third parties
- Pelanggan dalam negeri	477.0	238.9	99.7	Local customers -
- Pelanggan luar negeri	137.3	119.5	14.9	Foreign customers -
Sub-Jumlah	**614.3**	**358.4**	**71.4**	**Sub-Total**
Jumlah	929.9	667.8	39.2	Total

Penjualan kepada pihak yang mempunyai hubungan istimewa, sebagian besar merupakan penjualan minyak mentah yang menjadi bagian Perseroan dari PSC wilayah kerja Rimau dan Senoro-Toili.

Sedangkan penjualan kepada pihak ketiga untuk pelanggan dalam negeri, terdiri dari:

- penjualan gas yang menjadi bagian bersih Perseroan dari PSC wilayah kerja S&CS, Lematang dan Tarakan;
- penjualan minyak mentah yang menjadi bagian bersih Perseroan dari PSC S&CS dan Bawean;
- penjualan dan pendapatan dari pemasokan tenaga listrik dan jasa operasi dan pemeliharaan kepada PLN;
- penjualan HSD; serta
- pendapatan dari jasa penyewaan *rig work-over*.

Untuk penjualan kepada pelanggan pihak ketiga di luar negeri, MedcoEnergi membukukan:

- penjualan minyak dan gas yang berasal dari AS; serta
- pendapatan dari kontrak jasa E&P di Kesultanan Oman.

The Company's sales to related parties were mostly the sales of the Company's net oil entitlement from Rimau and Senoro-Toili PSCs.

Meanwhile the sales to third parties for local customers are comprised of:

- the sales of the Company's net gas entitlement from S&CS, Lematang, and Tarakan;
- the sales of the Company's net oil entitlement from S&CS and Bawean PSCs; as well as
- the sales and revenues from the electric power supplied and operating and maintenance services provided to PLN;
- the sales of HSD; and
- the revenues from the rental of work-over rigs.

For the sales to third parties for foreign customers, MedcoEnergi recorded:

- the sales of oil and gas generated from US, and
- the revenues generated from the E&P contract services at the Sultanate of Oman.

Penjualan dan Pendapatan Usaha Lainnya – Berdasarkan Letak Geografis Pasar dan Lokasi Aset

Berdasarkan letak Geografis Pasar dan Lokasi Aset, jumlah penjualan dan pendapatan usaha lain untuk pasar dan lokasi aset di Indonesia pada 2010 meningkat tajam sebesar 84,6% menjadi AS$504,3 juta dari AS$273,2 juta pada 2009. Sedangkan jumlah penjualan dan pendapatan usaha lain untuk pasar dan lokasi aset di luar negeri naik sekitar 7,9% menjadi AS$425,6 juta di 2010 dibandingkan AS$394,6 juta 2009.

Sales and Other Operating Revenues – Based on Geographical Market and Assets Location

Based on Geographical Market and Assets Location, the total sales and other operating revenues for the market and assets located in Indonesia sharply increased by 84.6% to US$504.3 million in 2010, compared to US$273.2 million in 2009. While the total sales and other operating revenues for the overseas market and assets slightly increased by 7.9% to US$425.6 million from US$394.6 million in 2009.

Keterangan	31 Desember December 31			Descriptions
	2010	2009	%	
Indonesia	504.3	273.2	84.6	**Indonesia**
Luar negeri				**Overseas**
- Asia	314.7	309.4	1.7	Asia -
- Timur Tengah	90.3	74.5	21.2	Middle East -
- Amerika Serikat	20.6	10.7	92.5	United States of America -
Sub-Jumlah	**425.6**	**394.6**	**7.9**	**Sub-Total**
Jumlah	**929.9**	**667.8**	**1.7**	**Total**

Penjualan dan pendapatan usaha lain untuk pasar dan lokasi aset di Indonesia terdiri dari:

- penjualan gas yang menjadi bagian bersih Perseroan dari PSC wilayah kerja S&CS, Lematang dan Tarakan;
- penjualan minyak mentah yang menjadi bagian bersih Perseroan dari PSC S&CS dan Bawean;
- penjualan dan pendapatan dari pemasokan tenaga listrik dan jasa operasi dan pemeliharaan kepada PLN;
- penjualan HSD; serta
- pendapatan dari jasa penyewaan *rig work-over*.

Sedangkan jumlah penjualan dan pendapatan usaha lain untuk pasar dan lokasi aset di luar negeri terdiri dari:

- penjualan minyak mentah yang menjadi bagian Perseroan dari PSC wilayah kerja Rimau dan Senoro-Toili ke pasar Asia;
- pendapatan dari kontrak jasa E&P untuk Kesultanan Oman di Timur Tengah.
- penjualan minyak dan gas yang berasal dari AS ke pasar AS; serta.

The sales and other operating revenues for the market and assets located in Indonesia are comprised of:

- the sales of the Company's net gas entitlement from S&CS, Lematang, and Tarakan;
- the sales of the Company's net oil entitlement from S&CS and Bawean PSCs; as well as
- the sales and revenues from the electric power supplied and operating and maintenance services provided to PLN;
- the sales of HSD; and
- the revenues from the rental of work-over rigs.

Meanwhile, the sales and other operating revenues for the overseas market and assets comprised of:

- the sales of the Company's net oil entitlement from Rimau and Senoro-Toili PSCs to Asia market;
- the revenue generated from the E&P contract services provided to the Sultanate of Oman in Middle East.
- the sales of oil and gas generated from US operation to US market.

Beban Pokok Penjualan dan Biaya Langsung Lainnya

Beban pokok penjualan dan biaya langsung MedcoEnergi secara konsolidasi meningkat hingga mencapai 46,4% menjadi AS$642,1 juta di 2010 dibandingkan AS$438,7 juta di 2009.

Costs of Sales and Other Direct Costs

MedcoEnergi's consolidated cost of sales and other direct costs in 2010 increased by 46.4% to US$642.1 million compared to US$438.7 million in 2009.

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

Keterangan	31 Desember | December 31		%	Descriptions
	2010	2009		
Beban Penjualan Minyak dan Gas				Cost of Oil and Gas Sales
Biaya produksi dan lifting	196.4	166.0	18.3	Production and lifting costs
Beban eksplorasi	24.1	24.2	-0.4	Exploration costs
Biaya pembelian minyak mentah	18.1	14.6	24.0	Cost of crude oil purchases
Penyusutan, deplesi dan amortisasi	84.6	65.1	30.0	Depreciation, depletion and amortization
Sub-Jumlah	**323.2**	**269.9**	**19.7**	**Sub-Total**
Beban Penjualan Kimia dan Produk Petroleum Lain				Cost of Chemical and Other Petroleum Products Sales
Beban pokok penjualan kimia dan produk petroleum lainnya	170.2	46.0	270.0	Cost of sales of chemical and other petroleum products
Penyusutan, deplesi dan amortisasi	5.2	2.6	100.0	Depreciation, depletion and amortization
Sub-Jumlah	**175.4**	**48.6**	**260.9**	**Sub-Total**
Beban Pendapatan Kontrak dan Jasa Terkait				Cost of Other Contracts and Related Services Revenues
Biaya kontrak lainnya dan jasa terkait	77.2	65.8	17.3	Cost of other contracts and related services
Penyusutan, deplesi dan amortisasi	7.2	3.7	94.6	Depreciation, depletion and amortization
Sub-Jumlah	**84.4**	**69.5**	**21.4**	**Sub-Total**
Beban Pokok Penjualan Tenaga Listrik				Cost of Electric Power Sales
Beban pokok penjualan tenaga listrik	53.4	44.6	19.7	Cost of electric power sales
Penyusutan, deplesi dan amortisasi	5.9	6.1	-3.3	Depreciation, depletion and amortization
Sub-Jumlah	**59.3**	**50.7**	**17.0**	**Sub-Total**
JUMLAH BEBAN POKOK PENJUALAN DAN BIAYA LANGSUNG LAINNYA	642.1	438.7	46.4	TOTAL COST OF SALES AND OTHER DIRECT COSTS

Peningkatan beban pokok penjualan dan biaya langsung lain secara konsolidasi di 2010 disebabkan oleh:

1. Peningkatan pada beban pokok penjualan dan biaya langsung untuk segmen usaha kimia dan produk petroleum lainnya hingga menyentuh 260,9% atau menjadi AS$175,4 juta dibandingkan tahun lalu sebesar AS$48,6 juta.
   Peningkatan pada beban pokok penjualan dan biaya langsung untuk kegiatan usaha kimia dan produk petroleum tersebut adalah akibat:
   - meningkatnya volume penjualan HSD pada 2010 akibat adanya kontrak pasokan HSD dalam kuantitas yang besar, sehingga jumlah volume pembelian HSD juga harus ditingkatkan;
   - tingginya harga pembelian singkong yang diperlukan sebagai bahan baku produksi etanol.
   - meningkatnya biaya penyusutan, deplesi dan amortisasi hampir dua kali lipat oleh karena telah pabrik etanol telah memulai operasi komersiil.

2. Peningkatan jumlah biaya kontrak lainnya dan jasa terkait serta biaya penyusutan, deplesi dan amortisasi sebesar 21,4% menjadi AS$84,4 juta di tahun 2010 dari AS$69,5 juta di tahun 2009 akibat adanya penambahan 1 buah *rig work-over* baru yang diperlukan guna memenuhi kontrak di 2010.

3. Peningkatan jumlah biaya penjualan terkait dengan kegiatan eksplorasi dan produksi minyak dan gas, serta biaya

The increase in 2010 of consolidated cost of sales and other direct costs were caused by:

1. Increase of cost of sales and other direct costs of chemical and other petroleum product segment which increased by 260.9% or US$175.4 million in 2010 compared to US$48.6 million last year.
   The increase of cost of sales and other direct costs of chemical and other petroleum products were caused by:
   - the increase in sales volume of HSD in 2010 due to an increase in HSD supply contracts, so that the HSD purchasing volume also had to be increased;
   - a high purchasing price of cassava for feedstock and raw material of ethanol production;
   - the increase of depreciation, depletion and amortization costs by two fold due to commercial operation of ethanol plant.

2. The increase in total cost of other contracts and related services and its depreciation, depletion and amortization by 21.4% to US$84.4 million in 2010 from US$69.5 million in 2009 were due to the operation of additional 1 new work-over rig to meet the required contract in 2010.

3. The increase in total cost of sales related to the exploration and production of oil and gas activities, as well as depreciation,

penyusutan, deplesi dan amortisasi atas aset pada kegiatan tersebut sebesar 19,7% menjadi AS$323,2 juta di 2010 dari AS$269,9 juta di 2009 akibat dari meningkatnya produksi dan penjualan gas, kelebihan pengangkutan minyak mentah di 2010, serta penyesuaian pada cadangan terbukti.

4. Peningkatan jumlah beban pokok penjualan tenaga listrik dan jasa terkait lainnya, serta biaya penyusutan, deplesi dan amortisasi atas aset dari kegiatan tersebut sebesar 17,0% menjadi AS$59,3 juta di 2010 dari AS$50,7 juta di 2009, akibat bertambahnya daya pasokan listrik setelah mulai beroperasinya pembangkit listrik tambahan dengan sistem *combine cycle* serta selesainya akuisisi dua pembangkit listrik pada 2010.

depletion and amortization of the related assets by 19.7% to US$323.2 million in 2010 from US$269.9 million in 2009 was caused by the increase in production and sales of gas and over-lifting of oil during the year, as well as an adjustment to the proved reserves value

4. The increase in total cost of electric sales and other related services, and depreciation, depletion and amortization of the related assets by 17.0% to US$59.3 million in 2010 from US$50.7 million in 2009 was due to additional electric power supplied after the commercial operation of the new power plant with combine cycle system and acquisition of two power plants in 2010.

Laba Kotor

Laba kotor konsolidasi MedcoEnergi meningkat 25,6% menjadi AS$287,8 juta pada 2010 dibandingkan AS$229,2 juta tahun lalu. Namun, tingginya kenaikan beban pokok penjualan dan biaya langsung lain secara konsolidasi di 2010 menyebabkan Marjin Laba Kotor turun 3,4 poin menjadi 30,9% dari Marjin Laba Kotor tahun lalu sebesar 34,3%.

Gross Profit

MedcoEnergi's consolidated gross profit increased 25.6% to US$287.8 million in 2010 compared to US$229.2 million last year. However, a high increase of consolidated cost of sales and other direct costs in 2010 caused a decline in Gross Profit Margin by 3.4 points to 30.9% from last year Margin of 34.3%.

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

Keterangan	31 Desember December 31			Descriptions
	2010	2009	%	
Jumlah Penjualan dan Pendapatan Usaha Lain	929.9	667.8	39.2	Total Sales and Other Operating Profits
Jumlah Beban Pokok dan Biaya Langsung Lainnya	642.1	438.7	46.4	Total Cost of Sales and Other Direct Costs
Laba Kotor	287.8	229.2	25.6	Gross Profit
Marjin Laba Kotor (%)	30.9%	34.3%	-9.9	(%) Gross Profit Margin

Turunnya Marjin Laba Kotor secara konsolidasi di 2010 disebabkan oleh turunnya Marjin Laba Kotor pada segmen usaha Kimia dan Produk Petroleum Lain serta Kontrak Lainnya dan Jasa Terkait. Penurunan ini disebabkan oleh kenaikan beban pokok penjualan dan biaya langsung lain dari kedua segmen usaha tersebut.

The decline in consolidated Gross Profit Margin in 2010 was due to the decrease of Gross Profit Margin from Chemical and Other Petroleum Product, as well as Other Contract and Related Services segments. The decrease on gross profit margin of those two business segments was due to higher cost of sales and other direct costs recorded during the year.

Keterangan	31 Desember December 31			Descriptions
	2010	2009	%	
Marjin Laba Kotor E&P Migas	43.2%	42.6%	0.6	Gross Profit Margin of Oil and Gas E&P
Marjin Laba Kotor Kimia dan Produk Petroleum Lain	-3.1%	-1.7%	-1.4	Gross Profit Margin of Chemical and Other Petroleum Product
Marjin Laba Kotor Kontrak Lain	16.8%	17.1%	-0.2	Gross Profit Margin of Other Contracts
Marjin Laba Kotor Tenaga Listrik	55.4%	34.5%	20.9	Gross Profit Margin of Electric Power

Beban Usaha

Beban usaha sedikit meningkat sebesar 10,5% menjadi AS$173,3 juta pada 2010, dari AS$156,9 juta pada 2009.

Peningkatan ini terutama disebabkan oleh kenaikan biaya sewa; yang juga diikuti dengan peningkatan pada cadangan penurunan nilai piutang; biaya gaji, upah dan imbalan kerja lainnya; biaya iklan dan promosi; serta biaya perjalanan dinas.

Operating Expenses

Operating expenses increased slightly by 10.5% to US$173.3 million in 2010, from US$156.9 million in 2009.

The increase was mainly due to higher expenses incurred for rental; followed by the increase in allowance for impairment of receivables; salaries, wages and other employee benefits; advertising and promotion; as well as business travel.

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

Keterangan	31 Desember December 31			Descriptions
	2010	2009	%	
Umum dan administrasi				General and administrative
- Gaji, upah dan imbalan kerja lainnya	89.9	65.7	36.8	Salaries, wages and other employee benefits -
- Sewa	11.7	3.1	277.4	Rental -
- Honorarium profesional	7.7	13.7	-43.8	Professional fees -
- Cadangan penurunan nilai piutang	6.4	3.9	64.1	Allowance for impairment receivables -
- Perawatan dan perbaikan	6.2	6.2	0.0	Repairs and maintenance -
- Penyusutan (Catatan 13)	5.2	5.5	-5.5	Depreciation (Note 13) -
- Beban kontrak	4.6	4.4	4.5	Contract charges -
- Peralatan dan perlengkapan kantor	2.2	4.7	-53.2	Office supplies and equipment -
- Asuransi	1.7	5.4	-68.5	Insurance -
- Lain-lain (masing-masing di bawah AS$100.000)	16.2	24.9	-34.9	Others (each below US$100,000) -
Sub-Jumlah	151.9	137.6	10.4	Sub-Total
Penjualan				Selling
- Beban ekspor	13.8	14.6	-5.5	Export expenses -
- Perjalanan dinas	3.6	2.3	56.5	Business travel -
- Iklan dan promosi	3.6	1.9	89.5	Advertising and promotion -
- Beban jamuan	0.4	0.5	-20.0	Entertainment -
Sub-Jumlah	21.4	19.3	10.9	Sub-Total
BEBAN USAHA	173.3	156.9	10.5	OPERATING EXPENSES

Laba Usaha

Rendahnya peningkatan beban usaha, memungkinkan MedcoEnergi untuk membukukan laba usaha konsolidasi 2010 sebesar AS$114,5 juta meningkat 58,6% dari AS$72,2 juta pada 2009.

Income From Operation

Low operating expenses enabled MedcoEnergi to book consolidated income from operations of US$114.5 million in 2010, increased by 58.6% from US$72.2 million in 2009.

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

Keterangan	31 Desember December 31			Descriptions
	2010	2009	%	
Penjualan	929.9	667.8	39.2	Sales
Laba Kotor	287.8	229.1	25.6	Gross Profit
Beban Usaha	173.3	156.9	10.5	Operating Expenses
Laba Usaha	114.5	72.2	58.6	Income From Operations
Margin Laba Usaha	12.3%	10.8%	13.9	Operating Profit Margin

Dengan meningkatnya Marjin Laba Usaha sebesar 1,5 poin menjadi 12,3% di 2010 dari 10,8% tahun 2009 menunjukkan bahwa MedcoEnergi mampu menjalankan operasinya dengan lebih efisien pada 2010 dibandingkan pada 2009.

Having an increase of 1.5 points in Operating Profit Margin to become 12.3% in year 2010 from 10.8% in 2009 showed that MedcoEnergi managed to have a more efficient operation in 2010 compared to 2009.

Penghasilan (Beban) Lain-lain Bersih

Pada 2010, MedcoEnergi membukukan penghasilan lain-lain sebesar AS$254,1 juta yang berasal dari:

1. Keuntungan dari pelepasan seluruh saham Tomori E&P Limited, anak perusahaan yang pemegang 20% hak partisipasi PSC wilayah kerja Senoro-Toili, sebesar AS$250,7 juta;
2. Keuntungan transaksi derivatif sebesar AS$1,6 juta; dan
3. Penghasilan lain-lain sebesar AS$1,8 juta.

Other Income (Expenses) - Net

In 2010, MedcoEnergi booked other income of US$254.1 million which generated from:

1. Net gains on disposal of 100% shares of Tomori E&P Limited, a subsidiary company which held 20% participating interests of Senoro-Toili PSC of US$250.7 million;
2. Gains from derivative transactions of US$1.6 million; and
3. Other income of US$1.8 million.

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

Keterangan	31 Desember December 31			Descriptions
	2010	2009	%	
Keuntungan dari pelepasan anak perusahaan	250.7	30.7	716.6	Net gains on disposal of subsidiaries
Keuntungan (kerugian) transaksi derivatif	1.6	6.7	-76.1	Gains (losses) from derivative transactions
Lain-lain -bersih	1.8	8.7	-79.3	Others – net
Jumlah Penghasilan Lain-Lain	254.1	46.1	451.2	Total Other Income
Beban bunga - bersih	(77.4)	(50.1)	54.5	Interest expense – net
Kerugian atas penurunan nilai aset	(56.4)	(12.7)	344.1	Loss on impairment of assets
Beban pendanaan - bersih	(11.1)	(10.5)	5.7	Financing charges – net
Kerugian dari selisih kurs bersih	(3.8)	(15.9)	-76.1	Losses on foreign exchange – net
Keuntungan (kerugian) atas investasi jangka pendek - bersih	(2.3)	24.2	-109.5	Gains (losses) on short - term investments – net
Bagian hak atas (rugi) laba dari perusahaan asosiasi (bersih)	(1.8)	(2.6)	-30.8	Equity in net (loss) income of associated entities – net
Jumlah Beban Lain-Lain	(152.8)	(67.6)	126.0	Total Other Expenses
Jumlah	101.3	(21.6)	-569.0	Total

Sementara itu, jumlah beban lain-lain yang harus dibukukan oleh Perseroan pada 2010 adalah sebesar AS$152,8 juta, yang terdiri dari:

1. Beban bunga bersih sebesar AS$77,4 juta, 54,5% lebih tinggi dari beban bunga tahun lalu sebesar AS$50,1 juta, akibat meningkatnya jumlah hutang dan lebih tingginya tingkat bunga;
2. Kerugian atas penurunan nilai aset sebesar AS$56,4 juta, meningkat 344,1% dibandingkan AS$12,7 juta tahun lalu, terutama pada aset minyak dan gas;
3. Beban pendanaan bersih sebesar AS$11,1 juta, meningkat 5,7% dari AS$10,5 juta pada 2009;
4. Kerugian dari selisih kurs bersih sebesar AS$3,8 juta;
5. Kerugian atas investasi jangka pendek bersih sebesar AS$2,3 juta; dan
6. Bagian hak atas kerugian bersih dari perusahaan asosiasi sebesar AS$1,8 juta, terutama berasal dari investasi pada 20% saham PT Donggi Senoro LNG.

Setelah memperhitungkan penghasilan lain sebesar AS$254,1 juta dengan beban lain sebesar AS$152,8 juta, MedcoEnergi mampu membukukan jumlah penghasilan lain-lain bersih sebesar AS$101,3 juta pada 2010.

Laba Bersih

Tingginya jumlah penjualan dan pendapatan usaha lain yang dibukukan oleh MedcoEnergi pada 2010, yaitu sebesar AS$929,9 juta, serta dibukukannya jumlah penghasilan lain bersih sebesar AS$101,3 juta, memungkinkan MedcoEnergi untuk membukukan Laba Bersih di 2010 sebesar AS$83,1 juta, meningkat 332,8% dibandingkan Laba Bersih di 2009 sebesar AS$19,2 juta.

Meanwhile, the total other expenses recorded in 2010 were US$152.8 million consisted of:

1. Net interest expense of US$77.4 million, a 54.5% higher compared to last year interests expense of US$50.1 million due to the increase of debts and higher interest rate;
2. Loss on impairment of assets in the amount of US$56.4 million, increased 344.1% compared to US$12.7 million last year, primary on the oil and gas assets;
3. Net Financing charges of US$11.1 million, increased 5.7% compared to US$10.5 million in 2009;
4. Net losses on foreign exchange of US$3.8 million;
5. Net losses on short - term investments of US$2.3 million; and
6. Net equity in net loss of associated entities of US$1.8 million, mainly came from the investment of 20% shares in PT Donggi Senoro LNG.

After offsetting the other income of US$254.1 million with other expenses of US$152.8 million, MedcoEnergi managed to book net other income of US$101.3 million in 2010.

Net Income

Having a high total sales and other operating revenues recorded by MedcoEnergi in 2010, amounting to US$929.9 million, and net other income of US$101.3 million, MedcoEnergi was able to record Net Income of US$83.1 million, a 332.8% increase compared to 2009 Net Income of US$19.2 million.

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

Keterangan	31 Desember December 31			Descriptions
	2010	2009	%	
Laba Usaha	114.5	72.2	58.6	Operating Income
Penghasilan (Beban) Lain-lain Bersih	101.3	(21.6)	-569.0	Other Income (Expenses) Net
Laba Sebelum Manfaat (Beban) Pajak	215.8	50.6	326.5	Income Before Tax Benefit (Expense)
Manfaat (Beban) Pajak	(127.7)	(28.2)	352.8	Tax Benefit (Expense)
Laba Sebelum Hak Minoritas	88.2	22.4	293.8	Income before Minority Interest
Hak Minoritas	(5.1)	(3.2)	59.4	Minority Interest
Laba Bersih	83.1	19.2	332.8	Net Income
Laba Per Saham (AS$/saham)	0.0282	0.0065	333.8	Earning per share (US$/share)

Perseroan memperhitungkan laba per saham dasar berdasarkan 2.941.996.950 saham, yang masing-masing merupakan jumlah rata-rata tertimbang saham pada tahun yang berakhir pada 31 Desember 2010 dan 2009. Dengan demikian, laba per saham MedcoEnergi untuk tahun 2010 dan 2009 masing-masing menjadi AS$0,0282 dan AS$0,0065.

The Company computed basic earnings per share based on 2,941,996,950 shares, representing the weighted average number of shares for the years ended December 31, 2010 and 2009, respectively. Therefore, MedcoEnergi's net income per share for the year 2010 and 2009 were US$0.0282 and US$0.0065, respectively.

Profitabilitas

MedcoEnergi memiliki komitmen untuk memberikan tingkat pengembalian yang bersaing kepada pemegang sahamnya. Oleh karena itu, mengukur kemampuan Perseroan untuk mengubah penjualan menjadi keuntungan serta menghasilkan kekayaan bagi para pemegang sahamnya dari waktu ke waktu sangat penting.

Profitability

MedcoEnergi is committed to provide competitive returns to its shareholders. Hence, measuring the Company's ability to translate its sales into profits and to generate shareholders wealth from time to time is essential.

Sepanjang 2010, MedcoEnergi telah melakukan berbagai upaya perbaikan guna meningkatkan kinerja operasinya. Selain itu, upaya penerapaan efisiensi biaya dan meningkatkan nilai aset juga terus dilanjutkan.

During 2010, MedcoEnergi implemented various efforts to improve its operating performance, its cost efficiency and to enhancing its assets value.

Akibatnya, Perseroan dapat memberikan hasil yang cukup menggembirakan dan terbukti dengan meningkatnya beberapa indikator keuangan berikut ini.

Accordingly, the Company managed to deliver remarkable output which can be shown from the increase in the following financial indicators.

Keterangan	31 Desember December 31			Descriptions
	2010	2009	%	
Marjin Laba Bersih	8.9%	2.9%	206.9	Net Profit Margin
Imbal Hasil Aset	3.6%	0.9%	300.0	Return on Assets
Imbal Hasil Ekuitas	10.6%	2.7%	292.6	Return on Equity

Membaiknya kinerja operasi, terutama untuk kegiatan usaha eksplorasi dan produksi minyak dan gas, serta ketenagalistrikan, memungkinkan MedcoEnergi untuk meningkatkan Marjin Laba Bersih 2010 sebesar 6,1 poin menjadi 8,9%, dari 2,9% pada tahun lalu.

The improvement on operating performance, especially in the exploration and production of oil and gas activities and electric power, MedcoEnergi managed to improve its 2010 Net Profit Margin by 6.1 point to 8.9% from 2.9% last year.

Penerapan efisiensi biaya serta kemampuan untuk terus meningkatkan nilai asetnya dengan melakukan berbagai inovasi, memungkinkan MedcoEnergi untuk membukukan Laba Bersih yang cukup tinggi, sehingga Imbal Hasil Aset di 2010 juga dapat ditingkatkan 2,7 poin menjadi 3,6% dibandingkan 0,9% pada 2009.

The implementation of costs containment and innovation in increasing the value of its assets enabled MedcoEnergi to record a high Net Income. Therefore, it increased its 2010 Return on Assets by 2.7 point to 3.6% compared to 0.9% in 2009.

Sedangkan di sisi ekuitas, dengan mempergunakan investasi yang disetorkan oleh para pemegang saham seefektif mungkin, MedcoEnergi dapat meningkatkan kinerja usahanya pada 2010 sehingga Imbal Hasil Ekuitas juga meningkat 7,9 poin menjadi 10,6% dibandingkan 2,7% pada 2009.

Meanwhile, on the equity side, MedcoEnergi managed to utilize its shareholders' investments effectively and improve its 2010 performance, so that the Return on Equity also increase by 7.9 point to 10.6% compared to 2.7% in 2009.

Arus Kas

Pada 31 Desember 2010, MedcoEnergi membukukan Kas dan Setara Kas secara konsolidasi sebesar AS$178,9 juta, turun 29,3% dibandingkan AS$253,0 juta pada 2009.

Cash Flow

In December 31, 2010, MedcoEnergi recorded Cash and Cash Equivalent of US$178.9 million, declined by 29.3% as compared to US$253.0 million in 2009.

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

Keterangan	31 Desember December 31			Descriptions
	2010	2009	%	
Kas Bersih yang diperoleh dari Aktivitas Usaha	87.9	76.6	14.8	Net Cash Provided by Operating Activities
Kas Bersih untuk Aktivitas Investasi	(207.7)	(154.1)	34.8	Net Cash used in Investing Activities
Kas Bersih yang diperoleh (untuk) Aktivitas Pendanaan	45.6	(18.0)	-353.3	Net Cash Provided by (used in) Financing Activities
Kas dan Setara Kas				**Cash and Cash Equivalents**
Penurunan - Bersih	(74.2)	(95.5)	-22.3	Net - Decrease
- Awal Tahun	253.0	348.5	-27.4	Beginning of Year -
- Akhir Tahun	178.9	253.0	-29.3	End of Year -

Penurunan ini terutama disebabkan oleh tingginya kas bersih yang digunakan untuk aktivitas investasi pada tahun 2010, mencapai AS$207,7 juta, 34,8% lebih tinggi dibandingkan AS$154,1 juta pada tahun lalu.

The declining of end of year cash and cash equivalent were due to high net cash used in investing activities in 2010 which reached US$207.7 million, a 34.8% higher compared to US$154.1 million last year.

Kas bersih yang diperoleh dari aktivitas usaha

Kas bersih dari aktivitas usaha naik 14,8% menjadi AS$87,9 juta pada akhir tahun 2010 dibandingkan AS$76,6 juta pada akhir 2009.

Net cash provided by operating activities

Net cash provided by operating activities increased 14.8% to US$87.9 million at the end of 2010 as compared to US$76.6 million at the end of year 2009.

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

Keterangan	31 Desember December 31			Descriptions
	2010	2009	%	
Penerimaan kas dari pelanggan	775.3	675.9	14.7	Cash receipts from customers
Uang muka dari pelanggan	4.4	3.0	46.7	Advances from customers
Pembayaran kas kepada pemasok dan karyawan	(624.9)	(514.4)	21.5	Cash paid to suppliers and employees
Kas yang dihasilkan dari kegiatan usaha	154.8	164.5	-5.9	Cash generated from operations
Pembayaran pajak penghasilan	(66.9)	(87.9)	-23.9	Income tax paid
Kas bersih dari Aktivitas Usaha	87.9	76.6	14.8	Net Cash Provided by Operating Activities

Kenaikan ini terutama disebabkan oleh:

- Tingginya penerimaan kas dari pelanggan yang mencapai AS$775,3 juta pada akhir 2010, lebih tinggi 14,7% dibandingkan penerimaan kas dari pelanggan akhir tahun lalu sebesar AS$676,9 juta, akibat dari meningkatnya penjualan seluruh segmen usaha MedcoEnergi serta tingginya harga minyak dan gas rata-rata yang terealisasi pada 2010; dan

The increase was mainly driven by:

- Higher amount of cash receipts from customers which reached US$775.3 million at the end 2010, 14.7% higher compared to last year of cash receipts from customers of US$676.9 million, as a result of the increase in sales of all business segments and high average realized price of crude oil and natural gas in 2010; and

- Meningkatnya uang muka dari pelanggan sebesar 46,7% menjadi AS$4,4 juta di akhir 2010 dibandingkan AS$3,0 juta akhir tahun lalu.

- The increase in advances from customers to US$4.4 million at the end of year 2010, a 46.7% increase compared to US$3.0 million end of last year.

Kas bersih digunakan untuk aktivitas investasi

Di akhir 2010, Perseroan membukukan kas bersih digunakan untuk aktivitas investasi sebesar AS$207,7 juta, meningkat sebesar 34,8% dibandingkan AS$154,1 juta di akhir 2009.

Net cash used in investing activities

At the end of 2010, the Company recorded net cash used in investing activities of US$207.7 million, a 34.8% increase compared to US$154.1 million at the end of year 2009.

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

Keterangan	31 Desember December 31			Descriptions
	2010	2009	%	
Penerimaan dari pelepasan anak perusahaan – bersih	3.3	62.5	-94.7	Proceeds from disposal of subsidiaries – net
Penerimaan bunga	16.5	9.4	75.5	Interest received
Hasil pelepasan aset tetap	3.9	1.3	200.0	Proceeds from disposal of property, plant and equipment
Penambahan aset minyak dan gas bumi	(154.1)	(182.1)	-15.4	Additions to oil and gas properties
Perolehan aset tetap	(59.9)	(43.1)	39.0	Acquisitions of property and equipment
Penambahan aset lain-lain	(8.9)	(6.6)	34.8	Additions to other assets
Pencairan (penambahan) investasi jangka pendek	(6.3)	6.5	-196.9	Withdrawal (additions) to short-term investments
Akuisi anak perusahaan/investasi saham	(2.2)	(2.0)	10.0	Acquisition of subsidiaries/ investments in shares of stock
Kas Bersih untuk aktivitas investasi	(207.7)	(154.1)	34.8	Net Cash used in investing activities

Peningkatan ini antara lain disebabkan oleh:

- Perolehan aset tetap naik 39,0% menjadi AS$59,9 juta di akhir 2010 dibandingkan AS$43,1 juta di akhir tahun lalu, akibat adanya akuisisi 2 pembangkit listrik di Sumatera Selatan;
- Penambahan aset lain-lain naik 34,8% menjadi AS$8,9 juta dari AS$6,6 juta akhir tahun lalu;
- Penambahan investasi jangka pendek sebesar AS$6,3 juta;
- Peningkatan 10,0% atas akuisisi anak perusahaan/investasi saham sebesar AS$2,2 juta pada akhir tahun 2010 dari AS$2,0 juta akhir tahun lalu.

The increase was driven by:

- A 39.0% increase in acquisitions of property and equipment to US$59.9 million at end of year 2010 compared to US$43.1 million end of last year, due to the acquisition of 2 power plants in South Sumatra;
- A 34.8% increase in additions to other assets to US$8.9 million from US$6.6 million end of last year;
- An additions of US$6.3 million to short-term investments;
- A 10.0% increase in acquisition of subsidiaries/ investments in shares of stock to US$2.2 million at end of year 2010 from US$2.0 million end of last year.

Kas bersih yang diperoleh dari (digunakan untuk) aktivitas pendanaan

Pada akhir 2010, Perseroan membukukan kas bersih yang diperoleh dari aktivitas pendanaan sebesar AS$45,6 juta, sedangkan akhir tahun lalu sebesar AS$18,0 juta kas bersih digunakan untuk aktivitas pendanaan.

Net cash provided by (used in) financing activities

At the end of year 2010, the Company recorded net cash provided by financing activities of US$45.6 million, while in 2009 approximately US$18.0 million net cash was used in financing activities.

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

Keterangan	31 Desember December 31			Descriptions
	2010	2009	%	
Hasil yang diperoleh dari				Proceeds from
- Hutang bank	357.5	174.3	105.1	Bank loans -
- Hutang jangka panjang lainnya	107.9	201.7	-46.5	Other long-term obligations -
Setoran modal dari pemegang saham minoritas	2.4	0.0	0.0	Additional paid-in capital from minority shareholder
Penyelesaian transaksi derivatif	0.5	(5.3)	-109.4	Settlement of derivative transactions
Pembayaran atas				Payment of
- Hutang bank	(203.6)	(33.0)	517.0	Bank loans -
- Hutang jangka panjang lainnya	(88.2)	(228.4)	-61.4	Other long-term obligations -
Pembayaran bunga dan beban pendanaan	(86.9)	(75.0)	15.9	Payment of interest and financing charges
Penarikan (penempatan) rekening bank yang dibatasi penggunaannya	(35.4)	20.3	-274.4	Withdrawal (placement) of restricted cash in banks
Pembayaran dividen	(8.5)	(44.1)	-80.7	Dividends paid
Perolehan wesel treasuri	0.0	(28.4)	0.0	Acquisition of treasury notes
Kas Bersih yang didapat dari (digunakan untuk) Aktivitas Pendanaan	**45.6**	**(18.0)**	**-353.3**	**Net Cash provided by (used in) Financing Activities**

Peningkatan kas dari aktivitas pendanaan berasal dari:

- Meningkatnya hutang bank sebesar 105,1% menjadi AS$357,5 juta di akhir 2010 dibandingkan AS$174,3 juta di akhir tahun lalu, yang diimbangi dengan penurunan hutang jangka panjang lainnya sebesar 46,5% menjadi AS$107,9 juta di akhir 2010 dari AS$201,7 juta di akhir tahun lalu;
- Setoran modal dari pemegang saham minoritas di akhir 2010 sebesar AS$2,4 juta; dan
- Penyelesaian transaksi derivatif sebesar AS$5,0 juta di akhir 2010.

The increase was generated by:

- Bank loans of US$357.5 million, representing an increase of 105.1% at end year 2010 as compared to US$174.3 million at end of last year. This increase was offset by the 46.5% decline in other long term obligations to US$107.9 million at end of year 2010 from US$201.7 million at end of last year;
- An additional paid in capital from minority shareholder of US$2.4 million at the end of year 2010; and
- The settlement of derivative transactions of US$5.0 million at the end of year 2010.

Marjin Arus Kas

Marjin arus kas Perseroan pada akhir 2010 relatif tetap, hanya mengalami penurunan 2 poin menjadi 9,5% dibandingkan 11,5% di akhir tahun lalu.

Cash Flow Margin

The Company's cash flow margin at the end of year 2010 was relatively stable, and only experienced a 2 point decrease to 9.5% compared last year ratio of 11.5%.

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

Keterangan	31 Desember December 31			Descriptions
	2010	2009	%	
Penjualan dan Pendapatan Bersih dari Kegiatan Usaha Lain	929.9	667.9	39.2	Net Sales and Other Operating Revenues
Kas Bersih dari Aktivitas Usaha	87.9	76.6	14.8	Net Cash Provided by Operating Activities
Marjin Arus Kas	9.5%	11.5%	-17.4	Cash Flow Margin

Hal ini menunjukkan bahwa kegiatan operasi Perseroan pada 2010 cukup kuat untuk menghasilkan kas bersih atas setiap penjualan yang dilakukan.

This shows that the Company's operating activities quite strong to generate net cash from the sales made during the year.

Pembelian Barang Modal

Pada 2010, MedcoEnergi mengeluarkan biaya pembelian barang modal sebesar AS$143,9 juta, menurun signifikan sebesar 46,6% dari AS$269,3 juta pada 2009.

Capital Expenditures

In 2010, MedcoEnergi spent Capital Expenditures in the amount of US$143.9 million, significantly decreased by 46.6% from US$269.3 million in 2009.

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

Keterangan	31 Desember December 31			Descriptions
	2010	2009	%	
Eksplorasi dan Produksi Minyak dan Gas	126.9	198.6	-36.1	Oil and Gas Exploration and Production
Ketenagalistrikan	4.3	58.8	-92.7	Power Generation
Industri Hilir	5.4	2.6	107.7	Downstream
Lain-lain (Korporasi dan Unit Inkubator Usaha Baru)	7.3	9.3	-21.5	Others (Corporate and New Business Incubator unit)
Jumlah Pembelian Barang Modal	143.9	269.3	-46.6	Capital ExpendituresTotal

Penurunan pembelian barang modal ini disebabkan oleh turunnya biaya pembelian barang modal pada segmen usaha E&P minyak dan gas, ketenagalistrikan dan lain-lain, termasuk pembelian barang modal untuk kegiatan korporasi dan unit inkubator usaha baru.

Sementara itu, biaya pembelian barang modal untuk segmen usaha industri hilir meningkat signifikan sebesar 107,7% oleh karena tingginya pembelian barang modal yang diperlukan untuk keperluan pembelian HSD dan singkong sebagai bahan baku material bagi produksi etanol.

The decline in capital expenditures was derived by the decrease of capital expenditures for oil and gas E&P, power generation and other, which include capital expenditures of corporate and new business incubator unit.

Meanwhile, the capital expenditures of downstream increased significantly to 107.7% due to the high capital expenditures requirement for purchasing of HSD, as well as cassava for the material feed stock of ethanol production.

Modal Kerja

Modal kerja MedcoEnergi pada 2010 menurun 18,9% menjadi AS$988,2 juta dibandingkan AS$1,2 miliar pada 2009. Akan tetapi rasio lancar 2010 meningkat 25,0% menjadi 2,0x dibandingkan 1,6x di 2009.

Working Capital

MedcoEnergi's 2010 working capital declined by 18.9% to US$988.2 million compared to US$1.2 billion in 2009. However, the current ratio increased 25.0% to 2.0x in 2010 from 1.6x in 2009.

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

Keterangan	31 Desember December 31			Descriptions
	2010	2009	%	
Jumlah Aset Lancar	1,021.8	791.2	29.1	Total Current Assets
Jumlah Kewajiban Jangka Pendek	500.3	509.2	-1.7	Total Current Liabilities
Modal Kerja	988.2	1,217.8	-18.9	Working Capital
Rasio Lancar (x)	2.0	1.6	25.0	(x) Current Ratio

Dengan modal kerja yang tetap positif, Perseroan tetap mampu untuk membayar kewajiban jangka pendeknya.

Having a positive working capital, the Company is well able to pay off its short-term liabilities.

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
	2010	2009	%	
Laba Bersih (dalam jutaan AS$)	83.1	19.2	332.8	Net Income (in million US$)
Pembayaran dividen tunai (dalam jutaan AS$)	8.5	44.1	-80.7	Cash dividend payment (in million US$)
Pembelian kembali saham	-	-	-	Buy back shares
Harga saham penutupan akhir tahun (AS$/saham)	0.3752	0.2606	44.0	Closing price at the end of year (US$/share)
Jumlah Pengembalian kepada Pemegang Saham	45.1	61.4	-26.5	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 2010, Perseroan telah membagikan dividen tunai sejumlah bersih AS$8,48 juta atau sama dengan 50% dari laba bersih yang diperoleh pada 2009 kepada seluruh pemegang 2.941.996.950 saham pada Juli 2010. Dengan harga saham penutupan Perseroan yang meningkat 44,0% di akhir 2010 menjadi AS$0,3752 (Rp3.416 dengan nilai tukar Rp8.991 per AS$1) per saham, dibandingkan AS$0,2606 (Rp2.450 dengan nilai tukar Rp9.400 per AS$1) per saham di akhir 2009, serta pembayaran dividen sebagaimana tersebut di atas maka jumlah pengembalian kepada pemegang saham menurun menjadi 45,1% dari 61,4% tahun lalu .

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 2010, the Company distributed net dividend amounting US$8.48 million or equivalent to 50% of net income booked in 2009 to all shareholders of 2,941,996,950 shares in July 2010. The increase of closing shares price by 44.0% the end of year 2010 to US$0.3752 (Rp3,416 at currency exchange rate of Rp8,991 per US$1) per share, compared to US$0.2606 (Rp2,450 at currency exchange rate of Rp9,400 per US$1) per share at the end of 2009, and dividend payment as stated above, hence the total return to shareholder declined to 45.1% from 61.4% last year.

Kontrak, Perjanjian dan Ikatan Material
Significant Contracts, Agreements and Commitments

Di 2010, 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 2010 dan 2009.

Akuisisi dan Pengalihan yang Material
Pada Februari 2010, MPI menandatangani Perjanjian Jual Beli Saham untuk pembelian 70% saham PT Universal Batam Energi (UBE) sebesar Rp999 miliar. Perjanjian ini telah berlaku efektif pada Februari 2010.

Pada Juli 2010, MPI menandatangani Perjanjian Jual Beli Saham dengan PT Multi Sakadaya untuk pembelian 85% saham PT Elnusa Prima Elektrika (EPE) dan PT Multidaya Prima Elektrindo (MPE).

Perjanjian Lain-lain
Pada 3 Desember 2010, Perusahaan melalui PT Medco CBM Pendopo menandatangani CBM *Production Sharing Contract* dengan Dart Energy Pte. Ltd. (dahulu Arrow) untuk melakukan kegiatan pengembangan CBM di Blok Muralim, Sumatera Selatan.

In 2010, 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 2010 and 2009.

Significant Acquisitions and Transfers
In February 2010, MPI signed a Share Sale and Purchase Agreement for the acquisition of 70% equity in PT Universal Batam Energi (UBE) for Rp999 billion. This agreement took effect in February 2010.

In July 2010, MPI signed a Share Sale and Purchase Agreement with PT Multi Sakadaya for the acquisition of 85% equity in PT Elnusa Prima Elektrika (EPE) and PT Multidaya Prima Elektrindo (MPE).

Other Agreements
On December 3, 2010, the Company through PT Medco CBM Pendopo, signed a CBM Production Sharing Contract with Dart Energy Pte. Ltd. (previously Arrow) to carry out CBM development activities in Muralim Block, South Sumatra.

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, Julius Baer dan UBS AG (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.

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, Julius Baer and UBS AG (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.

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$165,3 juta dan AS$189 juta pada 31 December 2010 dan 2009. Investasi ini disajikan sebagai bagian dari "Investasi Jangka Pendek" dalam neraca konsolidasi.

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$165.3 million and US$189 million as of December 31, 2010 and 2009, respectively. These are presented as part of "Short-term Investments" in the consolidated balance sheets.

Pada Oktober 2010, PT Donggi Senoro LNG (DSLNG), yang sahamnya dimiliki 20% oleh Perseroan, telah menandatangani Pokok-Pokok Perjanjian untuk Jual Beli LNG yang Diamendemen dan Dinyatakan Kembali (A&R LNG HOA) dengan Chubu Electric Power Co., Inc. (Chubu). Berdasarkan A&R LNG HOA tersebut, Chubu akan membeli sebanyak 1 juta ton LNG per tahun dari DSLNG untuk jangka waktu 13 tahun mulai 2014. LNG tersebut akan diproduksi oleh kilang LNG milik DSLNG mulai 2014.

In October 2010, PT Donggi Senoro LNG (DSLNG), in which the Company owns a 20% equity, signed an Amended and Restated Heads of Agreement for LNG Sale and Purchase (A&R LNG HOA) with Chubu Electric Power Co., Inc. (Chubu). Pursuant to the A&R LNG HOA, Chubu will purchase 1 million tons of LNG per annum from DSLNG for a 13-year period beginning from 2014. The LNG will be produced by DSLNG's LNG plant starting in 2014.

Pada Oktober 2010, Perseroan dan mitra kerjanya dalam proyek Pengembangan Gas Senoro hilir yang juga merupakan pemegang saham dari DSLNG, yaitu PT Pertamina (Persero) (Pertamina) dan Mitsubishi Corporation (MC), menandatangani Pokok-pokok Perjanjian untuk melakukan Kerjasama Pemasaran LNG (MJV HOA) dengan Chubu. Berdasarkan MJV HOA tersebut, Chubu, Pertamina, MC dan Perseroan akan melakukan kerja sama untuk memasarkan LNG yang dibeli oleh Chubu untuk dialihkan kepada pembeli berpotensi lainnya.

In October 2010, the Company and its partners in downstream Senoro Gas Development Project and the shareholders of DSLNG, namely, PT Pertamina (Persero) (Pertamina) and Mitsubishi Corporation (MC), signed a Marketing Joint Venture Heads of Agreement (MJV HOA) with Chubu. Pursuant to the MJV HOA, Chubu, Pertamina, MC and the Company will establish a joint venture to market LNG purchased by Chubu and to be diverted to other potential buyers.

Pada Oktober 2010, Pemerintah Republik Indonesia melalui Badan Pelaksana Kegiatan Hulu Migas (BPMIGAS) memberikan persetujuan perpanjangan kontrak kerja sama (PSC) wilayah kerja Blok South & Central Sumatra (S&CS), Blok A dan Bawean.

In October 2010, the Government of the Republic of Indonesia through the Upstream Oil and Gas Supervisory Agency (BPMIGAS) approved the extensions of the respective Production Sharing Contracts (PSC) of South & Central Sumatra (S&CS), Block A and Bawean.

Perpanjangan PSC S&CS berlaku untuk jangka waktu 20 (dua puluh) tahun, yang akan berlaku efektif dari 28 November 2013 sampai dengan 27 November 2033, dengan nilai komitmen sebesar AS$24 juta.

The extension of S&CS PSC is for 20 (twenty) years, which will be effective from November 28, 2013 up to November 27, 2033, with commitment value of US$24 million.

Perpanjangan PSC Bawean berlaku untuk jangka waktu 20 (dua puluh) tahun, yang akan berlaku efektif dari 12 Februari 2011 sampai dengan 11 Februari 2031, dengan nilai komitmen sebesar AS$50,5 juta.

The extension of Bawean PSC is for 20 (twenty) years, which will be effective from February 12, 2011 up to February 11, 2031, with commitment value of US$50.5 million.

Untuk PSC Blok A, perpanjangan PSC tersebut juga telah disepakati oleh Pemerintah Aceh sesuai dengan ketentuan Undang-Undang No. 11 Tahun 2006 tentang Pemerintahan Aceh. Jangka waktu perpanjangan PSC Blok A adalah 20 (dua puluh) tahun, yang akan berlaku efektif dari 1 September 2011 sampai dengan 31 Agustus 2031.

The extension of Block A PSC was also concurred with by the Government of Aceh in line with the Law No. 11 Year 2006 on the Governing of Aceh. The extension of Block A PSC is for 20 (twenty) years, which will be effective from September 1, 2011 to August 31, 2031.

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. Di 2010, 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);
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.

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 memiliki penyertaan saham sebesar 20%.

In the normal course of business, the Company entered into certain transactions with related parties. In 2010, 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)

Transactions with related parties were undertaken on an arm's length basis, at similar prices and conditions as those done with third parties.

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

Keterangan	2010		2009		Descriptions
	Jumlah Amount	% terhadap Jumlah terkait to related Total Amount	Jumlah Amount	% terhadap Jumlah terkait to related Total Amount	
Aset					**Assets**
Kas dan setara kas	30,174,615	1.32	24,172,457	1.18	Cash and cash equivalents
Piutang usaha	49,132,431	2.16	19,433,501	0.95	Trade receivables
Rekening bank yang dibatasi penggunaannya	10,395,446	0.46	10,459,577	0.51	Restricted cash in bank
Piutang lain-lain	263,276,006	11.56	1,684,573	0.08	Other receivables
Penjualan solar	2,780,683	0.30	-	-	HSD sales
Pembelian solar & jasa pengangkutan	9,968,853	1.55	-	-	Purchase of high speed diesel
Aset lain-lain	650,000	0.03	-	-	Other assets
Kewajiban					**Liabilities**
Uang muka dari pelanggan	32,238,271	2.20	126,472,218	9.63	Advances from customer
Hutang usaha	3,987,300	0.27	-	-	Bank loan
Hutang bank	593,618	0.04	577,363	0.04	Bank loan
Penjualan dan pendapatan usaha lainnya					**Sales and other operating revenues**
Penjualan bersih minyak	312,801,608	33.64	309,380,016	46.33	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 bank ke PT Bank Himpunan Saudara 1906 Tbk;
3. Penjualan minyak mentah ke Petro Diamond Pte. Ltd.;
4. Piutang usaha dari Petro Diamond Pte. Ltd.; dan Medco Papua industri lestari
5. Hutang usaha kepada Synergia
6. Hutang uang muka dari Petro Diamond Pte. Ltd.; dan
7. Piutang lain-lain dari DSLNG & Mitsubishi Corporate, Tomori E&P Limited
8. Jaminan deposito di Synergia Trading International Pte Ltd.
9. Penjualan solar ke Medco Papua
10. Pembelian dan jasa pengangkutan Synergia

Berikut ikhtisar akun-akun dan saldo pihak-pihak yang mempunyai hubungan istimewa pada 2010 dan 2009 beserta persentase saldo dari akun tersebut terhadap saldo keseluruhan transaksi di masing-masing tahun:

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. Trade receivables from Petro Diamond Pte. Ltd.; and Medco Papua Industri Lestari
5. Trade payable to Synergia
6. Advances from Petro Diamond Pte. Ltd.; and
7. Other receivables from DSLNG & Mitsubishi Corporate, Tomori E&P Limited
8. Security deposit at Synergia Trading International Pte Ltd.
9. High speed diesel sales to Medco Papua
10. Purchase of HSD from Synergia

The followings are summary of related party accounts and balances in 2010 and 2009, including the percentages of each account toward the total amount of transactions in each year:

Transaksi Afiliasi Lainnya

Pada awalnya, Perseroan, melalui PT Medco E&P Tomori Sulawesi (MEPTS) memiliki 50% hak partisipasi di PSC Senoro-Toili.

Pada Desember 2010, MEPTS menandatangani perjanjian untuk mengalihkan 20% hak partisipasi di PSC Senoro Toili kepada Tomori E&P Limited (TEL), anak perusahaan yang dimiliki sepenuhnya oleh Perseroan. Pada Desember 2010, BPMIGAS memberikan konfirmasi untuk pencatatan pengalihan hak partisipasi, sehingga komposisi kepemilikan hak partisipasinya setelah pengalihan menjadi MEPTS-30%, TEL- 20% dan PT Pertamina Hulu Energi Tomori Sulawesi-50%.

Other Affiliated Transaction

Initially, the Company, through PT Medco E&P Tomori Sulawesi (MEPTS), had a 50% working interest in the Senoro-Toili PSC.

In December 2010, MEPTS signed an agreement for the transfer of a 20% undivided interest in Senoro-Toili Production Sharing Contract to Tomori E&P Limited (TEL), a wholly-owned subsidiary of the Company. In December 2010, BPMIGAS granted confirmation on such working interest transfer, therefore, the composition of working interest ownership subsequent to the transfer becomes MEPTS-30%, TEL-20% and PT Pertamina Hulu Energi Tomori Sulawesi-50%.

Pada bulan yang sama, Perseroan menandatangani perjanjian pelepasan 100% kepemilikan saham TEL kepada Mitsubishi Corporation (MC) sebesar AS$260 juta. Pada 31 Desember 2010, seluruh kondisi penjualan telah terpenuhi dan divestasi atas TEL yang memiliki 20% hak partisipasi berlaku efektif. Perseroan mengakui keuntungan atas divestasi di 2010 sebesar AS$250 juta. Perseroan menerima pembayaran dari divestasi tersebut sebesar AS$260 juta di Januari 2011.

In the same month, the Company signed an agreement for the divestment of 100% equity of TEL to Mitsubishi Corporation (MC) for US$260 million. As of December 31, 2010, all the sale conditions had been fulfilled and the divestment of TEL became effective. The Company recognized a gain on divestment in 2010 of US$250 million. The Company received the payment of US$260 million for such divestment in January 2011.

Sejak tanggal efektifnya divestasi ini, TEL dan aset dan kewajiban terkait dengan 20% hak partisipasi di KKS Blok Senoro Toili tidak lagi dimasukkan ke dalam laporan keuangan konsolidasi Perseroan, dan sebagai konsekuensi, cadangan terbukti minyak dan gas bumi Perseroan menurun sebesar 45.376 MBOE (ribu barel setara minyak) karena dikecualikannya cadangan terkait dengan divestasi hak partisipasi.

At the effective date of the divestments, TEL and the assets and liabilities associated with the 20% working interest in Senoro-Toili PSC were no longer included in the Company's consolidated financial statements, and as a consequence, the Company proved oil and gas reserves declined by 45,376 MBOE (thousand barrel oil equivalent) due to exclusion of the reserves associated with the divested working interest.

Revisi Pernyataan Standar Akuntansi Keuangan Dan Penerapannya

Revised Statements of Financial Accounting Standards And Their Adoption

Revisi pernyataan standar akutansi keuangan dan penerapannya dapat dilihat pada laporan keuangan konsolidasi tahun yang berakhir pada tanggal-tanggal 31 Desember 2010 dan 2009 PT Medco Energi Internasional Tbk dan anak perusahaan pada halaman 136 - 141.

Revised statements of financial accounting standards and their adoption are available in consolidated financial statements years ended December 31, 2010 and 2009 PT Medco Energi Internasional Tbk and subsidiaries on page 136 - 141.

Saat ini, Perseroan sedang mengevaluasi dan belum menentukan dampak dari standar yang direvisi tersebut terhadap laporan keuangan konsolidasinya.

Currently, the Company is presently evaluating and has not determined the effects of these revised standards on its consolidated financial statements.

Peristiwa Penting Setelah Tanggal Neraca

Subsequent Events

Terkait proses pemilihan calon mitra investasi pada Proyek Donggi Senoro di 2005, Majelis Komisi Pengawas Persaingan Usaha (KPPU) pada 5 Januari 2011, memutuskan bahwa Perseroan dan mitra kerjanya PT Pertamina (Persero) dan Mitsubishi Corporation, diduga telah melakukan pelanggaran Pasal 22 dan Pasal 23 Undang-Undang No. 5 Tahun 1999 tentang Larangan Praktik Monopoli dan Persaingan Usaha Tidak Sehat (UU No. 5/1999).

In relation with the process of partner's selection to invest in the Donggi-Senoro Project in 2005, the Commissioners' Panel of Commission for the Supervision of Business Competition (KPPU) decided on January 5, 2011, that the Company, together with its business partners, PT Pertamina (Persero) and Mitsubishi Corporation, have allegedly violated the Articles 22 and 23 of the Law No. 5 Year 1999 concerning Prohibition on Monopolistic Practices and Unfair Business Competition (Law No. 5/1999).

Dalam putusannya, Majelis Komisi KPPU, antara lain, menetapkan denda administratif kepada Perseroan sebesar Rp6 miliar. Namun demikian, putusan KPPU tersebut tidak membatalkan atau menghentikan kesepakatan bisnis yang telah berjalan selama ini dan bahkan merekomendasikan Pemerintah untuk mendorong realisasi proyek Donggi Senoro agar terlaksana tepat waktu.

In its decision, the KPPU Commissioners' Panel, among other matters, imposed on the Company an administrative penalty in the amount of Rp6 billion. However, the Commissioners' Panel's decision does not nullify or stop the ongoing business consensus and even recommends to the Government to encourage the Donggi-Senoro Project to be accomplished within the planned project time frame.

Atas putusan KPPU yang belum berkekuatan hukum tetap tersebut (*in kracht van gewijsde*), pada tanggal 31 Januari 2011, berdasarkan UU No. 5/1999, Perseroan secara resmi mengajukan upaya hukum keberatan atas putusan KPPU tersebut ke Pengadilan Negeri Jakarta Selatan.

In regard to the KPPU's decision which is not yet legally final and binding (in kracht van gewijsde), on January 31, 2011, pursuant to the Law No. 5/1999, the Company officially filed an objection to the South Jakarta District Court.

Sampai dengan tanggal penyelesaian laporan keuangan konsolidasi, proses pemeriksaan upaya keberatan atas putusan KPPU tersebut masih berlangsung di Pengadilan Negeri tersebut. Pada saat ini, manajemen tidak dapat memperkirakan hasil akhir dari proses litigasi tersebut. Namun demikian, manajemen berkeyakinan bahwa putusan yang dijatuhkan oleh Majelis KPPU kepada Perseroan adalah tidak memiliki dasar hukum yang kuat, sehingga Perseroan tidak melakukan pencadangan atas proses litigasi tersebut.

As of the date of the completion of the consolidated financial statements, the investigation process for the objection to the KPPU decision is still ongoing in the District Court. At this stage, management is unable to assess the ultimate outcome of such litigation process. Nevertheless, management believes that the decision issued by the Commissioners' Panel on the Company has no strong legal merit, and as such, the Company has not made any provision for the litigation process.

Pada Januari 2011, Perusahaan melakukan Perjanjian Swap Tingkat Bunga Silang Tanpa Penyerahan dengan Morgan Stanley & Co International PLC dengan nilai nosional sejumlah AS$35 juta (setara dengan Rp324 miliar). Perusahaan menerima bunga tetap sebesar minimal 14,25% per tahun dalam jumlah nosional Rupiah dan membayar tingkat bunga tetap sebesar maksimal 10,75% setiap tanggal yang diperjanjikan.

In January 2011, the Company entered into a Non Deliverable Cross Currency Swap Transaction with Morgan Stanley & Co International PLC for a total notional amount of US$35 million (equivalent to Rp324 billion). Under this agreement, the Company shall receive a minimum fixed interest rate of 14.25% per year on the Rupiah notional amount and pay a fixed interest rate at a maximum of 10.75% on the agreed date.

Pada Februari 2011, Perusahaan menandatangani Perjanjian Kredit dengan PT Bank Mandiri (Persero) Tbk untuk memperpanjang dari Fasilitas Kredit Modal Kerja sebesar AS$50 juta yang sudah jatuh tempo. Fasilitas ini akan jatuh tempo pada 12 Maret 2012.

In February 2011, 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 on March 12, 2012.

Pada Februari 2011, Perusahaan menandatangani Perjanjian Kredit dengan PT Bank ICBC Indonesia untuk memperpanjang Fasilitas Kredit Modal Kerja sebesar AS$10 juta yang sudah jatuh tempo. Fasilitas ini akan jatuh tempo pada 25 Februari 2012.

In February 2011, the Company signed a Loan Agreement with PT Bank ICBC Indonesia to roll over the matured Working Capital Credit facility amounting to US$10 million. This facility will mature on February 25, 2012.

Pada Februari 2011, Perusahaan telah membayar lunas hutang bank di PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk (BNI) sebesar Rp904 miliar atau setara dengan AS$101,9 juta. Perusahaan juga menandatangani Perjanjian Kredit dengan BNI sebesar AS$101,9 juta. Fasilitas ini akan jatuh tempo pada Juli 2012.

In February 2011, the Company fully paid its outstanding bank loan to PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk (BNI) in the amount of Rp904 billion or equivalent to US$101.9 million. The Company also signed a Loan Agreement with BNI in the amount of US$101.9 million. This facility will mature in July 2012.

Pada Januari 2011, Fortico International Limited (dahulu Bawean Petroleum Limited), anak perusahaan yang dimiliki penuh, menandatangani perjanjian Jual Beli Pesawat dengan Magnate International Investment Pte. Ltd. untuk perolehan pesawat dengan nilai sebesar AS$14 juta.

In January 2011, Fortico International Limited (formerly known as Bawean Petroleum Limited), a wholly-owned subsidiary, signed an aircraft sale and purchase agreement with Magnate International Investment Pte. Ltd. for the acquisition of an aircraft at a total value of US$14 million.

Medco Power Indonesia (MPI)

Pada Februari 2011, MPI, sebagai pembeli, menandatangani perjanjian Jual Beli Saham dengan Gajendra Adhi Sakti (GAS), sebagai penjual, untuk akuisisi 49% kepemilikan ekuitas Medco Gajendra Power Service (MGPS) sebesar AS$19 juta. Perjanjian ini telah berlaku efektif pada Februari 2011. Dengan berlakunya perjanjian ini maka Perseroan memiliki 100% saham di MGPS. MGPS memiliki 80,1% saham di PT Tanjung Jati B Power Services (TJB).

Medco Power Indonesia (MPI)

In February 2011, MPI, as buyer, signed a Share Sale and Purchase Agreement with Gajendra Adhi Sakti (GAS), as seller, for the acquisition of 49% equity in Medco Gajendra Power Service (MGPS) in the amount of US$19 million. This agreement took effect in February 2011. With the effectivity of this agreement, the Company owns 100% equity in MGPS. MGPS owns 80.1% equity in PT Tanjung Jati B Power Services (TJB).

Timur Tengah dan Afrika Utara

Perseroan memiliki eksplorasi minyak dan gas bumi dan kontrak kerja sama operasi di Libya, Yaman dan Tunisia dan kontrak jasa minyak dan gas bumi di Oman. Pada awal 2011, kerusuhan berlangsung di Tunisia dan Libya, dan merambat ke Yaman dan Oman.

Middle East and North Africa

The Company has oil and gas exploration and production joint venture contracts in Libya, Yemen, and Tunisia, and an oil and gas service contract in Oman. In early 2011, civil unrests were taking place in Tunisia and Libya, and to a lesser extent in Yemen and Oman.

Pada tanggal penyelesaian laporan keuangan konsolidasi, operasi di Tunisia (dimana Perseroan merupakan mitra non-operasional) telah kembali normal, dan situasi di Yaman dan Oman tidak memiliki efek yang signifikan terhadap operasi Perseroan di negara-negara tersebut.

Karena kerusuhan yang sedang berlangsung di Libya, Perseroan menghentikan sementara operasi di negara itu dan memulangkan seluruh karyawan non-Libya dan keluarga mereka. Sampai dengan tanggal penyelesaian laporan keuangan konsolidasi ini, situasi darurat masih berlangsung dan karenanya operasi Perseroan di Libya belum dilanjutkan. Pada 31 Desember 2010, Perseroan memiliki biaya eksplorasi yang dikapitalisasi sebesar AS$150 juta atau 6,6% dari jumlah aset konsolidasi Perseroan pada tanggal tersebut. Secara substansial, pengeluaran tersebut dikeluarkan untuk kegiatan pemboran terutama *sub-surface well equipment*, dimana bukan merupakan aset berwujud di atas tanah, yang menghasilkan penemuan hidrokarbon dalam volume yang sangat signifikan pada 8.000 hingga 10.000 kaki di bawah tanah. Oleh karena itu, aset tersebut (seperti cadangan hidrokarbon dan *sub-surface well equipment*) secara fisik aman dari kerusuhan yang sedang berlangsung. Manajemen memonitor situasi di Libya, dan bermaksud untuk melanjutkan operasi apabila keadaan sudah aman bagi karyawan Perseroan. Saat ini, mengingat tidak dimungkinkan untuk memprediksi hasil akhir dari situasi politik dan keamanan di Libya, manajemen Perseroan berkeyakinan bahwa proyek minyak masih ekonomis dan dapat terealisasi.

As of the completion date of the consolidated financial statements, the operation in Tunisia (whereby the Company is a non-operating partner) has returned to normal, and the situations in Yemen and Oman have not had any significant effects on the Company operations in those countries.

Due to the ongoing civil unrest in Libya, the Company has suspended operations in that country and repatriated all of its non-Libyan employees and their families. As of the completion date of these consolidated financial statements, the emergency situation is still ongoing and therefore the Company's operations in Libya have not resumed. As of December 31, 2010, the Company has total capitalized exploration expenditures of US$150 million or 6.6% of the Company total consolidated assets as of that date. The expenditures were substantially spent for the drilling activities involving primarily sub-surface well equipment, not in the form of tangible assets on land, that have resulted in the discovery of very significant volume of hydrocarbons that reside between 8,000 and 10,000 feet underground. Therefore, the assets (i.e., the hydrocarbon reserves and the associated sub-surface well equipment) are not exposed to the ongoing disturbances. The management is closely monitoring the situation in Libya, and intends to resume or continue operations when it is safe for the Company personnel to do so. While it is not presently possible to determine the ultimate outcome of the political and security situation in Libya, the Company management is confident that its oil project remains to be economically viable and realizable.

Mengelola Risiko Usaha

Management Business Risk

07

"Perseroan melakukan kegiatan eksplorasi dan pengembangan yang pada umumnya memiliki beberapa risiko yang dapat mempengaruhi kegiatan operasional Perseroan."

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

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 berbagai risiko di bidang usaha energi global hulu dan hilir. Sebagian dari faktor-faktor risiko ini berada di luar 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 pada berbagai risiko operasi antara lain risiko sumur minyak atau gas, risiko kehilangan cadangan, bencana alam dalam kaitannya dengan fasilitas dan instalasi produksi, bahaya-bahaya pemboran atau kerusakan lingkungan yang dapat meningkatkan biaya operasi. Berbagai kondisi tersebut termasuk keterlambatan dalam hal perizinan dan persetujuan Pemerintah, penutupan sementara sumur akibat cuaca buruk, kondisi minyak yang tidak memadai dalam hal penyimpanan, transportasi minyak 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 ketentuan PSC.

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 as well.

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 Factors

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, while various field operating conditions may affect the Company's production levels from successful wells. These conditions include delays in obtaining Government approvals or consents, temporary 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 the Company's 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 significantly 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.

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.

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, and 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.

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 decline of reserves.

The successful performance of the Company depends crucially on its ability to maintain 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.

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.

Risk of Renewal of Production Sharing Contract (PSC) and Leasing Agreement
The sustainability of the Company's operations depends - in a significant extent - on its ability to gain renewal of the 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 inability to grow or even maintain the current level of production.

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 bahan bakar serta risiko operasional yang terkait dengan industri.

Risk Associated with the Power Generation Business

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

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.

Risk Associated with Downstream Industry Business
In the production of LPG, the Company's LPG plant only processes associated petroleum gas produced by the Company's oil fields. If the 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 insufficient supply of associated gas.

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

The HSD trading activities of the Company have an operating margin that is highly sensitive to the fluctuations of foreign currency exchange rates and that of the HSD price itself.

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

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

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 Crude Price (ICP) yang ditetapkan oleh Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (ESDM) tiap bulannya. Akibatnya, harga yang diterima oleh Perseroan untuk produksi minyak, akan tergantung terhadap banyak faktor di luar 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 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 tujuh 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.

Economic Factors

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 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 a fixed price mechanism 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 significant 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 Risk

The Company is exposed to interest rate risks, resulting from fluctuations in interest rates on its short-term and long-term borrowings. Upward fluctuations in interest rates increase the cost of new loans and the interest cost of the outstanding floating rate on loans the Company is subjected to.

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 risks associated with the currency exchange rate of the Rupiah against the US

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

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 Keamanan Kawasan

Keadaan tidak aman di suatu negara atau kawasan yang dipengaruhi oleh ketegangan politik yang tinggi dapat mengakibatkan penutupan operasi untuk sementara di negara bersangkutan dimana perusahaan beroperasi, hal ini memungkinkan untuk terjadinya penundaan pada proyek pengembangan 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,

Dollar. In addition, the Company also has liabilities in Rupiah, exposing it to the currency exchange of the Rupiah against the US Dollar. The oil and gas exploration and production 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 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 exploration and production, power generation and downstream industries.

Political and Legal Factors

Legal Risks

In conducting their operations, the Company and its Subsidiaries are engaged with third parties that may raise the possibility of disputes, potentially 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 losses or damages 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 of Regional Security Unrest

Unrest in a country or regional as implication of intensive political distress could lead to temporary abandonment of the company's operation in the related country/ies and result in the delay of a certain company's development project.

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

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.

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 sumber dayanya 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 Libya, 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 Factors

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.

Should the Company fail 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 fails 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 expenditures, and increased operating costs with the possibility of reduced 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 locations are subject to natural disasters such as tropical storms, hurricanes, earthquakes, tsunamis, floods, and well blow-outs and other calamities that may have an adverse impact on the Company's operations.

Asuransi Aset Perseroan dan Kewajiban kepada Pihak Ketiga

Insurance of the Company Assets and third Party Liability

Perusahaan memilih untuk mengasuransikan aset-asetnya sebagai bentuk mitigasi terhadap risiko kerugian bilamana terjadi sesuatu yang mengakibatkan rusak atau hilangnya aset. Termasuk dalam hal ini asuransi kewajiban terhadap pihak ketiga (*third party liability*) apabila terjadi sesuatu pada kegiatan operasi Perseroan yang mengakibatkan tuntutan pihak ketiga atau tuntutan terhadap gangguan lingkungan yang diakibatkannya.

Sebagai bagian dalam penerapan pengelolaan risiko atas aset-aset operasional dan kewajiban terhadap pihak ketiga, Perseroan memilih untuk melakukan transfer risiko-risiko tertentu kepada perusahaan asuransi. Aset-aset yang diasuransikan tersebut meliputi fasilitas produksi dan alat-alat pendukungnya (*fixed asset*) yang berpotensi mengalami kerugian dan kewajiban yang timbul

The company chose to insure its assets as a form of mitigation against the risk of loss, should an event – which could potentially result in damages or loss of assets – occur. This includes the third party liability, which covers events occurring during the Company's operations, which might lead to litigation from third parties as well as claims against environmental disruption.

As part of the risk management implementation on operational assets and third-party liability, the Company chooses to transfer certain risks to insurance companies. Assets that are being insured comprise of production facility and its supporting equipment (fixed asset), which could potentially lead to losses and cases of third-party liability. The Company, from time to time re-assesses

kepada pihak ketiga. Perseroan secara berkala melakukan penilaian ulang terhadap risiko-risiko yang mungkin timbul atas kegiatan Perseroan dan anak-anak perusahaannya, untuk selanjutnya dilakukan mitigasi, termasuk salah satunya adalah dengan cara pembelian polis asuransi yang sesuai.

Pada 2010, Perseroan mengasuransikan seluruh aset dan kemungkinanan kewajiban terhadap pihak ketiga dengan jenis polis asuransi antara lain:

1. Polis Asuransi Paket Energi (*Energy Package Insurance*)
Asuransi ini menjamin risiko kerugian yang dapat terjadi terhadap aset-aset berupa fasilitas produksi dan permesinan berkaitan dengan kegiatan usaha di bidang eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi. Aset-aset tersebut tersebar di Amerika Serikat, Yaman, Tunisia, Libya dan Oman, sedangkan nilai pertanggungan untuk asuransi jenis ini pada 2010 sebesar AS$268 juta.

2. Polis Asuransi *Industrial All Risk* (IAR)
Asuransi ini menjamin risiko kerugian yang dapat terjadi terhadap aset-aset operasional berupa fasilitas produksi dan permesinan berkaitan dengan kegiatan usaha di bidang pembangkit tenaga listrik yang berlokasi di Pulau Batam dan Sumatera Selatan. Saat ini, nilai pertanggungan untuk asuransi jenis ini sebesar AS$165 juta.

3. Polis Asuransi *Comprehensive Machinery Insurance* (CMI)
Asuransi ini menjamin risiko kerugian yang dapat terjadi terhadap aset-aset operasional berupa fasilitas produksi dan permesinan berkaitan dengan kegiatan usaha di bidang industri hilir seperti produksi Elpiji, Methanol dan perdagangan Bahan Bakar Minyak (HSD fuel). Nilai pertanggungan untuk asuransi jenis ini sebesar AS$64 juta.

4. Polis Asuransi Muatan Kapal Laut (*Marine Cargo Insurance*)
Polis asuransi ini menutup kerugian yang mungkin terjadi pada aset berupa barang yang diangkut dengan kapal laut dalam proses distribusinya, terutama untuk Bahan Bakar Minyak (HSD Fuel) yang merupakan salah satu bidang usaha anak perusahaan perseroan. Nilai pertanggungan yang diasuransikan pada 2010 sebesar AS$6,5 juta.

5. Polis Asuransi Peralatan Kontraktor (*Contractor Plant and Machinery Insurance*/CPM)
Asuransi ini menjamin risiko kerugian yang dapat terjadi terhadap aset-aset operasional berupa fasilitas peralatan dan permesinan berkaitan dengan kegiatan usaha di bidang kontraktor pengerjaan pemboran dan penunjang pemboran. Nilai pertanggungan untuk asuransi jenis ini sebesar AS$32 juta.

6. Polis Asuransi Kewajiban terhadap Pihak Ketiga (*Third Party Liability Insurance*)
Polis asuransi ini dimaksudkan untuk menutup biaya yang harus dilkeluarkan oleh perusahaan karena adanya tuntutan dari pihak ketiga sehubungan dengan akibat yang ditimbulkan oleh kegiataan operasi perusahaan atau eksesnya. Sampai dengan 2010, nilai pertanggungan untuk asuransi jenis ini mencapai AS$207 juta.

its risks that might result from its corporate action or subsidiaries' operation, followed by steps of mitigation of risk, using the appropriate insurance policy purchase.

In 2010, the Company issued several insurance policies for all its assets and third-party liability through the following:

1. Energy Package Insurance Policy
This insurance covers the risk of potential loss to operational assets related to the production facility and machinery of oil and gas exploration and production activities. Those assets include the Company operations in the United States of America, Yemen, Tunisia, Libya and Oman, with an insurance value of US$268 million.

2. Industrial All Risk Policy
This insurance covers the risk of potential loss to operational assets related to the production facility and machinery of power generation activity located in Batam Island and South Sumatra. As of 2010, the insurance value of this policy amounted to US$165 million.

3. Comprehensive Machine Insurance Policy

This insurance covers the risk of potential loss to operational assets related to the production facility of downstream industry such as LPG production, Methanol and High Speed Diesel trading. In 2010, the insurance value of this policy amounted to US$64 million.

4. Marine Cargo Insurance Policy

This insurance policy covers the risk of potential loss to assets in form of cargo transported using the vessel in its distribution, specifically the High Speed Diesel cargo of the Company's subsidiaries. In 2010, the insurance value of this policy amounted to US$6.5 million.

5. Contractor Plant and Machinery Insurance Policy

This insurance policy covers the risk of potential loss to assets in form of equipment and machinery facilities in the Company's subsidiaries activity in drilling services. The insurance value of this policy amounted to US$32 million.

6. Third Party Liability Insurance Policy

This insurance policy is intended to cover the loss that the Company has to compensate for, which resulted from litigation from a third party in relation with operational activity and its excesses. Up to 2010, the insurance value of this policy amounted to US$207million.

Tata Kelola Perusahaan

Corporate Governance

08

"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 mandatory in every business activity of MedcoEnergi in its efforts to increase the Company's performance both in the domestic and global oil and gas markets.

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.

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.

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.

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.

Disamping itu, melalui penerbitan Buku Pedoman Tata Kelola Perusahaan yang Baik dan Tata Perilaku di awal 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 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. Disamping itu, MedcoEnergi juga mengadopsi Prinsip-Prinsip Tata Kelola Perusahaan yang

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 merged into the Corporate Culture of the Company.

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 the general public. 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.

In implementing Corporate Governance, MedcoEnergi always ensures the proper management of competent human resources, sound risk management and mitigation, prudent financial management, compliance to prevailing laws and regulations; the Company also seeks to prevent possible conflicts of interest.

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 its committees, in addition to applying the compliance function that is supported by the activities of both internal and external auditors.

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 have continued to foster Good Corporate Governance so that it will be more deeply embedded into the Corporate Culture of MedcoEnergi. To that end, several internalization programs have been and will continue to be undertaken until the year 2011.

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

diperkenalkan oleh Organisation for Economic Co-operation and Development (OECD) dan Pedoman Umum Good Corporate Governance Indonesia (Pedoman GCG Indonesia).

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 2010, MedcoEnergi menyelenggarakan RUPS Tahunan pada 27 Mei 2010. RUPS Tahunan tersebut dihadiri 2.059.226.270 saham atau mewakili 69,99% 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 31 Desember 2009 dan memberi persetujuan dan pengesahan Neraca dan Perhitungan Laba Rugi Konsolidasi Perseroan dan anak perusahaan untuk tahun buku yang berakhir 31 Desember 2009 dan 2008 yang telah diaudit oleh Kantor Akuntan Publik PURWANTONO, SARWOKO & SANDJAJA sebagaimana ternyatakan dalam surat No. RPC-11241 tertanggal 18 Maret 2010, 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 2009
- Penggunaan Laba Bersih Perseroan untuk tahun buku yang berakhir pada tanggal 31 Desember 2009 AS$19.231.994; dibagikan sebagai dividen tunai sebesar AS$8.489.316 atau sama dengan AS$0,00288 per saham kepada 2.941.996.950 saham, dan membukukan sisa dari laba bersih tahun 2008 tersebut sebesar AS$10.742.678 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

The General Meeting of Shareholders (GMS) has the authority that is not transferable to the Board of Directors (BOD) and the Board of Commissioners (BOC) 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 types 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, and the replacement of vacant positions of members of the Board of Directors and Board of Commissioners. ; 2) Extraordinary GMS that is held at random based on the decision and interest of the Company, to approve, among other things, the following: changes in the Articles of Association, mergers, acquisitions, and spin-offs.

In 2010, MedcoEnergi held the Annual GMS on May 27, 2010. The Annual GMS was attended by 2,059,226,270 shares, which represented 69.99 percent of 3,332,451,450 shares, which accounted for the complete amount of 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 for the year ended 31 December 2009 and approved and ratified the Balance Sheet and Income Statements of the Company and its Subsidiaries for the year ended December 31, 2009 and 2008 that had been audited by the Public Accounting Firm of PURWANTONO, SARWOKO & SANDJAJA as stated in its letter No No. RPC-11241 of March 18, 2010, 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 2009
- Appropriate the Company's Net Income for the year ended December 31, 2009 which amounted to US$19,231,994; a total of US$8,489,316 was distributed as dividends to 2,941,996,950 shares - equivalent to US$0.00288 per share - and book the remaining US$10,742,678 net income as retained earnings; the BOD was also entrusted with the authority to undertake all necessary activities in carrying out the cash dividends payment to each shareholder
- Delegate the authority to the BOC and BOD of the Company to appoint one of the Public Accounting Firms that is registered with the Bapepam-LK and is affiliated with one of the largest accounting firms in the world, to audit the Balance Sheet, Profit and Loss Statements and other parts of the Consolidated

yang terdaftar di Bapepam-LK dan terafiliasi secara resmi dengan kelompok Kantor Akuntan Publik terbesar di dunia untuk memeriksa Neraca, Perhitungan Laba Rugi dan bagian-bagian lain Laporan Keuangan Konsolidasi Perseroan dan Anak Perusahaan untuk tahun yang akan berakhir 31 Desember 2010; serta menetapkan jumlah honorarium dari Kantor Akuntan Publik tersebut

- Menyetujui pengunduran diri Bpk. LARRY L. LUCKEY dari jabatannya sebagai Direktur Perseroan efektif sejak 1 April 2010 yang disahkan pada saat ditutupnya Rapat; Pengunduran diri Bpk. RACHMAT SUDIBJO dari jabatannya sebagai Komisaris Independen Perseroan efektif sejak ditutupnya Rapat; Pengangkatan Bpk. MASAYUKI MIZUNO sebagai anggota Komisaris Perseroan efektif sejak ditutupnya Rapat; dan Pengangkatan Bpk. MARSILLAM SIMANDJUNTAK sebagai anggota Komisaris Independen Perseroan efektif sejak ditutupnya Rapat; Pengangkatan Bpk. MASAYUKI MIZUNO dan Bpk. MARSILLAM SIMANDJUNTAK adalah untuk jangka waktu yang sama dengan anggota Dewan Komisaris lainnya, yatu efektif sejak ditutupnya RUPS Tahunan sampai dengan RUPS Tahunan 2013
- Menetapkan gaji dan tunjangan yang akan diberikan kepada anggota Dewan Komisaris dan Direksi Perseroan untuk tahun buku 2010 (termasuk pajak), berlaku efektif sejak 1 Januari 2010 sampai dengan 31 Desember 2010 maksimum sebesar AS$4,9 juta dan mengesahkan pembayaran gaji dan tunjangan yang telah dibayarkan kepada Dewan Komisaris dan Direksi untuk Januari - Mei 2010; 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.

Di 2010, MedcoEnergi, pada waktu yang bersamaan dengan RUPST, juga menyelenggarakan Rapat Umum Pemegang Saham Luar Biasa (RUPSLB) pada 27 Mei 2010. RUPSLB tersebut dihadiri 2.059.226.270 saham atau mewakili 69,99% dari 3.332.451.450 saham, yang merupakan seluruh saham yang telah ditempatkan dan disetor penuh. Keputusan RUPSLB yang telah dilaporkan dan diumumkan melalui surat kabar adalah:

- Menyetujui, melalui suara terbanyak, perubahan rencana penggunaan Saham Treasuri hasil Program Pembelian Kembali saham Perseroan sesuai dengan keputusan RUPS Luar Biasa tanggal 23 Juni 2000 dan 25 Juni 2001 yang telah dirubah sesuai dengan keputusan RUPSLB tanggal 23 Januari 2004 dan 5 Mei 2006, untuk digunakan dalam pelaksanaan Program Employee Stock Option Plan dan Management Stock Option Plan.
- 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 2006 dan 25 Juni 2001.

Financial Statements of the Company and its Subsidiaries for the year ended December 31, 2010. The amount of fees to be paid to the appointed public accounting firm were also determined

- The resignation of Mr. LARRY L. LUCKEY from his position as the Company's Director effective on April 1, 2010 was approved by the majority of votes; Approved the resignation of Mr. RACHMAT SUDIBJO from his position as the Company's Independent Commissioner effective immediately after the meeting was adjourned; Approved the election of Mr. MASAYUKI MIZUNO as a Commissioner with a similar term of service as the existing members of the BOC, effective immediately after the meeting was adjourned; Approved the election of Mr. MARSILLAM SIMANDJUNTAK as an Independent Commissioner with a similar term of service as the existing members of the BOC, effective immediately after the meeting was adjourned; Appointed of Mr MASAYUKI MIZUNO and Mr. MARSILLAM SIMANDJUNTAK for a period equal to that of the other commissioners, which went into effect at the closing of the Annual General Meeting of Shareholders and will end at the Annual General Meeting of Shareholders in 2013
- Determine the salaries and benefits packages of members of the BOC and the Directors for the year 2010 (including tax) effective on January 1, 2009 until December 31, 2010 at the maximum of US$4.9 million and to ratify the payment of salaries and benefits that have been paid to the BOC and BOD from January to May 2010; 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 also includes other forms of benefits.

In 2010, MedcoEnergi, at the same time with AGMS, also held the Extraordinary General Meeting of Shareholders (EGMS) on May 27, 2010. The EGMS was attended by 2,059,226,270 shares, which represented 69.99 percent of 3,332,451,450 shares, which accounted for the complete amount of shares fully issued and subscribed. The Resolutions of the EGMS that have been reported and announced through the mass media are as follows:

- Approve the plan to use Treasury Stocks as a result of Buy Back Shares Program pursuant to the resolutions of the EGMS dated June 23, 2000 and June 25, 20001 which had been amended on the EGMS dated January 2004 and May 5, 2006 for Employee Stock Option Plan and Management Stock Option Plan.
- Approved the plan for Employee Stock Option Plan and Management Stock Option Plan using its Treasury Stock that have been bought back in accordance with the decision of EGMS on June 23, 2006 and June 25, 2001.

Dewan Komisaris
The Board of Commissioners

Dewan Komisaris memiliki tugas melakukan pengawasan secara umum maupun secara khusus serta memberi nasihat kepada Direksi sesuai 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 nasihat 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 nasihat 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

Susunan Anggota Dewan Komisaris

Untuk memastikan Dewan Komisaris dapat berfungsi sesuai 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.

The BOC has the duty to undertake general as well as specific supervision and provide advice to the Board of Directors pursuant to the Articles of Association of MedcoEnergi.

The amount of members of the BOC of MedcoEnergi should come to a minimum of 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 regard, 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 BOC

Pursuant to the Company Law and article 14 of the AoA, the Company has also assigned the roles and responsibilities to perform the oversight function and to provide advice to the BOD on operations and governance. In order to ensure effective performance of duties, the BOC has formed the Audit Committee, Risk Management Committee, Remuneration Committee and Nomination Committee, as well as the GCG Committee. Each committee supports the BOC in executing its roles and responsibilities. The BOC is charged with the following roles and responsibilities:

- Perform oversight on the Company's behalf, adequately addressing the interest of shareholders; the BOC answers to the AGMS
- Perform oversight by 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 statements prepared by the BOD
- Provide oversight on the business risks of the Company as well as exercise internal control
- To prevent any conflict of interests in exercising its duties and responsibilities effectively
- Ensure the implementation of Good Corporate Governance on every level of business or organization

Composition of the BOC

To ensure that the BOC can perform in accordance with its duties and responsibilities, MedcoEnergi sees 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 the membership of the Independent Commissioners accounts for a minimum of 30 percent of the composition of the BOC.

Sesuai dengan Keputusan RUPS Tahunan tanggal 27 Mei 2010, susunan anggota Dewan Komisaris di MedcoEnergi terdiri dari lima orang, 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 2010 adalah sebagai berikut:

In line with the Resolution of the Annual GMS of May 27, 2010, the composition of the BOC of MedcoEnergi comprises five members, two of which (30 percent of the overall composition of BOC) are Independent Commission Commissioners who are experts in the fields of oil and gas, and finance. The composition of the BOC as at year end 2010 was as follows:

Komisaris Utama	Hilmi Panigoro	President Commissioner
Komisaris (Independen)	Marsillam Simandjuntak	Commissioner (Independent)
Komisaris (Independen)	Gustiaman Deru	Commissioner (Independent)
Komisaris	Masayuki Mizuno	Commissioner
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 2010, Dewan Komisaris telah menyelenggarakan empat 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 21 Juli 2010 guna menelaah dan memberi masukkan atas rencana penerapan strategi korporasi yang akan dilakukan Direksi MedcoEnergi dan anak perusahaan pada 2011. Pada akhir November 2010, 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 2011.

Meetings of the Board of Commissioners

Pursuant to the Articles of Association and Guidelines on the Corporate Governance of MedcoEnergi, the BOC is mandated to convene in a regular meeting once every two months. These meetings are held at a place that is agreed upon by the consensus of the BOC. All members of the BOC have to attend the meetings of the BOC, and when unable to attend, should notify his/her absence beforehand 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 2010, the BOC held a total of four meetings with a 100-percent attendance record, which included the Audit Committee meeting, BPS meeting, and MBO meeting. All members of the BOC attended the BPS meeting hosted by the BOD on July 21, 2010 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 2011. At the end of November 2010, 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 2011.

No	Nama Name	Daftar Kehadiran Rapat Dewan Komisaris Tahun 2010 List of Attendance in 2010 Board of Commissioners Meeting			
		2/4	3/20	3/24	6/2
1	Hilmi Panigoro	+	+	+	+
2	Marsillam Simandjuntak	+	+	+	+
3	Gustiaman Deru	+	+	+	+
4	Masayuki Mizuno	+	+	+	+
5	Yani P. Panigoro	+	+	+	+
6	Retno D. Arifin	+	+	+	+

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 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
- Memastikan keuangan MedcoEnergi dikelola secara hati-hati
- 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 berikutnya
- Memastikan pertumbuhan Perseroan sesuai rencana strategis yang telah ditetapkan melalui kajian bisnis inovatif mengenai pemilihan investasi portofolio yang menguntungkan baik di Indonesia maupun di luar negeri

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 Keputusan RUPS Tahunan pada 27 Mei 2010, susunan anggota Direksi di MedcoEnergi terdiri dari tiga orang yang memiliki keahlian dan pengetahuan dalam bidang minyak dan gas, serta keuangan. Susunan anggota Direksi sampai akhir 2013 adalah sebagai berikut:

The BOD has the authority and responsibility to perform the management of MedcoEnergi in the best interests of MedcoEnergi which fall in line with the objectives and goals of the Company. The BOD must represent the Company inside and outside the court, in accordance with the Articles of Association of MedcoEnergi.

The BOD of MedcoEnergi should be composed of at least 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 regard, 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 BOD

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 for 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 in line with its strategic planning through innovative business studies on selecting profitable investment portfolio in Indonesia and abroad

Composition of the BOD

To ensure that the Board of Directors can perform in accordance with its duties, responsibilities and obligations, MedcoEnergi ensures that each member of the BOD has the expertise and knowledge that are aligned with the businesses of MedcoEnergi.

In line with the Resolution of the Annual GMS of May 27, 2010, the composition of the BOD of MedcoEnergi comprises three members, who are experts and are knowledgable in the fields of oil and gas and finance. The composition of the BOD as at year end 2013 is as follows:

Direktur Utama	Darmoyo Doyoatmojo	President 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 2010, 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 2010, Direksi telah menyelenggarakan 19 rapat dengan tingkat kehadiran 89%. Seluruh anggota Direksi telah menghadiri rapat BPS yang diselenggarakan pada 21 Juli 2010 untuk merencanakan penerapan strategi korporasi yang akan dilakukan di 2011. Untuk memastikan rencana yang telah dirumuskan dalam rapat BPS dapat dijalankan, pada akhir November 2010, seluruh Direksi telah menghadiri rapat MBO untuk bersama-sama menyetujui dan menyatakan komitmennya untuk menjalankan program kerja dan anggaran yang diajukan untuk 2011.

Board of Directors Meetings

Pursuant to the Articles of Association and Guideline on the Corporate Governance of MedcoEnergi, the BOD is mandated to host monthly regular meetings. These meetings are held at the Company's office premises. All members of the BOD have to attend the meetings of the BOD, and when unable to attend, should submit prior notice of his/her absence to the President Director and submit a written opinion on the agenda of the meeting. The monthly routine meetings were also attended by the Directors of each business unit.

To enhance the monitoring of the performance of MedcoEnergi and its subsidiaries, since 2010, the routine BOD meetings were held twice a month. The first one 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 aligned with the conditions of MedcoEnergi, the BOD ensured that it convened during 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 held the Quarterly Performance Evaluation meeting.

In 2010, the BOD held a total of 19 meetings with a 89-percent attendance record. All members of the BOD had attended the BPS meeting convened on July 21, 2010 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 2010, 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 2011.

No	Nama Name	Daftar Kehadiran Rapat DIreksi Tahun 2010 | List of Attendance in 2010 Board of Directors Meeting																			
		1/6	2/3	2/24	3/3	3/24	4/7	5/5	5/26	6/9	6/23	7/7	7/21	8/4	8/25	9/29	10/6	10/20	11/10	12/10	12/23
1	Darmoyo Doyoatmojo	+	+	+	+	-	+	+	-	+	-	+	+	-	+	-	-	+	+	+	+
2	Lukman A. Mahfoedz	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	-
3	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 survei 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 Komite Remunerasi, yang selanjutnya diajukan kepada RUPS Tahunan.

Untuk 2010, Komite Remunerasi mengusulkan kepada Dewan Komisaris untuk mengajukan remunerasi seluruh anggota Dewan

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 Pacific. In the formulation and determination of the amount of remuneration to each board member, the BOC is assisted by the Remuneration Committee, for subsequent submission to the Annual GMS.

For the year 2010, the Remuneration Committee proposed to the BOC to submit the remuneration packages for all members

Komisaris dan Direksi MedcoEnergi kepada pemegang saham dalam RUPS Tahunan pada 21 Juli 2010 sebesar AS$4,9 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 2010, MedcoEnergi telah membayarkan sejumlah AS$4,9 juta kepada seluruh anggota Dewan Komisaris dan Direksi untuk gaji dan tunjangan, serta bonus atas pencapaian Indikator Kinerja Utama di 2009, termasuk pajak penghasilannya. Berikut ini distribusi remunerasi Dewan Komisaris dan Direksi pada 2010:

of the BOC and BOD of MedcoEnergi to the shareholders at the Annual GMS of July 21, 2010, which amounted to US$4.9 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 2010, MedcoEnergi had paid a total of US$4.9 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 2009, including their income taxes. The following table shows the distribution of the remuneration of the BOC and BOD in 2010:

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

	Gaji & Tunjangan Salary & Allowance		Bonus		Pajak Tax		Jumlah Total		
	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009	
Dewan Komisaris	1.1	0.7	0.8	1.0	0.5	0.5	2.4	2.2	Board of Commissioners
Direksi	0.9	1.0	0.8	1.3	0.5	0.7	2.2	3.0	Board of Directors
Jumlah	2.0	1.7	1.6	2.3	1.0	1.2	4.7	5.2	Total

Komite-Komite
Committees

Dewan Komisaris telah membentuk empat komite untuk membantu menjalankan kewajiban, tugas dan tanggung jawabnya dalam mengawasi dan memberikan nasihat kepada Direksi dalam hal pengelolaan Perseroan.

The BOC has established four committees to assist the Commissioners in carrying out their duties, roles and responsibilities in overseeing and providing advice 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 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 to assist the BOC in assessing the integrity of operation and financial reports prepared by the BOD, as well as to identify any financial violation issues related to the applicable law, rules, and regulations within the businesses 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 effectivity of audit findings, and rating the external auditor performance as well as providing recommendation to the BOC.

Susunan Anggota Komite Audit **Member of Audit Committee**

Ketua (Komisaris Independen)	Marsillam Simandjuntak (MS)	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
- Menelaah penunjukan Auditor Eksternal, termasuk melihat kualifikasinya, kinerja kemandirian, dan memberikan rekomendasi ke Dewan Komisaris untuk persetujuan

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 feedbacks from management on the audit findings
- Review the appointment of the Independent External Auditor, including verifying their qualifications, Independence; and submit the recommendations to the BOC for approval

- 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

- 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 2010, Komite Audit menelaah laporan keuangan konsolidasi triwulanan dan tahunan untuk memberi kepastian kepada Dewan Komisaris bahwa laporan keuangan konsolidasi telah disiapkan sesuai 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 2010.

Berdasarkan sembilan kali rapat yang dilakukan antara 18 Februari 2010 hingga 13 Desember 2010, rapat tersebut dihadiri 75% dari keseluruhan anggotanya. Di bawah ini adalah jumlah kehadiran secara terperinci.

The Committee Audit Meetings

During 2010, the Audit Committee has reviewed the quarterly and annual financial statements and provided assurance to the Board of Commisioners that all consolidated financial statements comply with the Generally Accepted Accounting Principles of Indonesia (PSAK), and all of the information is disclosed accurately prior to their publication.

Based on the inputs from the Audit Committee, the BOC has approved the disclosure of consolidated financial statements, such as reviewing the performance of the Public Accountant that also carried out the consolidated financial statements from the previous year and assured the Board of Commisioners to engage with the said Public Accountant to audit the consolidated financial statement of 2010.

Based on the nine meetings conducted in 2010 from February 18, 2010 until December 13, 2010, wherein all meetings were attended by 75 percent of the total members, below is the detail attendance of the Audit Committee meetings:

No	Tanggal Kehadiran Meeting Held	Agenda Rapat Topic of Discussion	Kehadiran Anggota Komite Audit Audit Committee Member Attendance						
			RS^ Ketua Chairman	MS^ Ketua Chairman	HP Anggota Member	GD Anggota Member	ZA* Anggota Member	DS* Anggota Member	Jumlah Total
1	February 18, 2010	Presentasi Konsolidasi Laporan Keuangan MEI Per 31 Desember 2009 Sebelum Audit Presentation Unaudited Consolidated MEI Financial Statements December 31, 2009	1		1	1[cc]	-	-	3
2	February 22, 2010	Update Perkembangan Audit Laporan Keuangan Konsolidasi MEI Per 31 Desember 2009 oleh EY Updated Audit Progress by EY on Consolidated MEI Financial Statements December 31, 2009	1		1	1[cc]	-	-	3
3	March 18, 2010	Persetujuan Laporan Keuangan Konsolidasi MEI Per 31 Desember 2009 yang Telah Diaudit Approval of Audited MEI Consolidated Financial Statements as of Dec 31, 2009	1		1	1	-	1	4

No	Tanggal Kehadiran Meeting Held	Agenda Rapat Topic of Discussion	Kehadiran Anggota Komite Audit Audit Committee Member Attendance						Jumlah Total
			RS^	MS^	HP	GD	ZA*	DS*	
			Ketua Chairman	Ketua Chairman	Anggota Member	Anggota Member	Anggota Member	Anggota Member	
4	April 27, 2010	Pemeriksaan dan Persetujuan atas Laporan Keuangan Konsolidasi MEI Quarter 1 2010 Review and Approval of 1st Quarter 2010 MEI Consolidated Financial Statements	1		-	1cc	1	1	4
5	July 20, 2010	Penunjukan Auditor Eksternal Appointment of External Auditor		1	-	-	1	1	3
6	July 27, 2010	Pemeriksaan dan Persetujuan atas Laporan Keuangan Konsolidasi MEI Quarter 2 2010 Review and Approval of 2nd Quarter 2010 MEI Consolidated Financial Statements		1	1	1cc	-	1	4
7	September 30, 2010	Rencana Audit 2010 Audit Planning 2010		1	1	-	1	1	4
8	October 25, 2010	1. Persetujuan atas Laporan Keuangan Konsolidasi MEI Quarter 3 2010 2. Penggantian dan Penunjukan Sekretaris Audit Komite " 1. Approval of 3rd Quarter 2010 MEI Consolidated Financial Statements 2. Replacement and Appointment Secretary of Audit Committee "		-	1	1cc	1	1	4
9	December 13, 2010	Pendahuluan Temuan Audit 2010 - Audit Sementara (EY) Preliminary Audit Finding 2010 - Interim Audit (EY)		1	1	-	1	1	4
		JUMLAH KEHADIRAN TOTAL ATTENDANCE	4	4	7	6	5	7	
		STATUS PERSENTASE KEHADIRAN RATE OF ATTENDANCE STATUS	100%	80%	78%	67%	56%	78%	
		TOTAL AVERAGE	77%						

Note :

* : Anggota Eksternal
External Member

^ : Pergantian Ketua Audit Komite per Juni 2010
RS : Jan - May
MS : Jun - sekarang
Replacement Chairman of Audit Committee as of June 2010
RS : Jan - May
MS : Jun - now

" : Pergantian Sekretaris Audit Komite per Nov 2010
RWJ : Jan-Okt
EDH : Nov-sekarang
Replacement Secretary of Audit Committee as of Nov 2010
RWJ : Jan-Oct
EDH : Nov-now

cc : Hadir melalui konferensi telepon
Attended through conference call

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 kebijakan Perseroan.
- Menelaah dan merekomendasikan anggota-anggota Komite Dewan Komisaris.
- Mengembangkan kepelatihan dan orientasi dasar bagi anggota Dewan Komisaris dan Direksi.
- Menilai kinerja Direksi sesuai misi dan obyektif Perseroan.
- Melakukan rencana suksesi bagi Direksi dan anggota Eksekutif.

Duties and Responsibilities of Nomination Committee

- Identify qualified candidates for membership to the BOC and Board of Directors, including determining the qualifications 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 with reference to the Company's policies.
- 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.

Laporan Kerja Komite Nominasi

Di 2010, Komite telah melakukan proses evaluasi terhadap susunan Dewan Komisaris dan Direksi baik di tingkat Perseroan maupun anak-anak perusahaan. Hal ini dilakukan sesuai prinsip-prinsip GCG yang senantiasa dilakukan 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 2010 untuk menentukan langkah selanjutnya terkait penugasan tersebut di atas.

Report of the Nomination Committee

In 2010, the Committee evaluated the composition of the BOC and BOD at the parent company and its 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 2010 to determine subsequent actions for the aforementioned assignment.

No	Tanggal Kehadiran Meeting Held	Agenda Rapat Topic of Discussion	Kehadiran Anggota Komite Nominasi Nomination Committee Member Attendance						Jumlah Total
			YR	HP	GD	RDA	LM	DCN	
1	April 2010	Penelaahan dan rekomendasi komposisi baru struktur Dewan Komisaris dan Direksi anak perusahaan PT Medco Energi Internasional Tbk. (MEI) Review and recommend new composition of Boards structure for PT Medco Energi Internasional Tbk (MEI)'s Subsidiaries	1	1	1[cc]	1	1	1	6
2	5 May 2010	Penelaahan dan rekomendasi 1) Anggota Dewan Komisaris dan Direksi MEI (pengesahan oleh Dewan Komisaris dalam persetujuan RUPST) 2) Anggota Dewan Komisaris dan Direksi anak perusahaan MEI (pengesahan Dewan Komisaris persetujuan RUPST/RUPSLB) Review and recommend 1. MEI Boards Members - (For BOC endorsement to be forwarded to 2010 AGMS approval) 2) MEI Subsidiaries's Boards structures (For BOC their respective AGM/ EGM)	1	1	1[cc]	1	1	1	6

No	Tanggal Kehadiran Meeting Held	Agenda Rapat Topic of Discussion	Kehadiran Anggota Komite Nominasi Nomination Committee Member Attendance						Jumlah Total
			YR	HP	GD	RDA	LM	DCN	
3	25 May 2010	Penelaahan, rekomendasi dan nominasi (tambahan Komisaris Independen) dalam struktur Dewan Komisaris MEI baru Review, recommend and nominate (an additional Commissioner Independent) to the new MEI Boards Structure	1	1	1[cc]	1	1	1	6
4	23 June 2010	Penelaahan, penunjukan dan rekomendasi ke Dewan Komisaris MEI, keanggotaan Komite - dengan termin yang sama dengan anggota Dewan Komisaris dan Direksi yang disahkan RUPST Review, assigned and recommend to MEI BOC, the Committees' memberships - which terms are the same as the members of the BOC BOD appointment by AGMS	1	1	1	1	1	1	6
5	15 Dec 2010	Penelaahan substansi Senior Talent Management MEI Review MEI Senior Talent Management Substance	1	1	1[cc]	1	1	1	6
		KEHADIRAN ATTENDANCE	5	5	5	5	5	5	
		RATA-RATA KEHADIRAN RATE OF ATTENDANCE STATUS	100%	100%	100%	100%	100%	100%	
		TOTAL AVERAGE	100%						

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 the BOC and BOD.

Susunan Anggota Komite Remunerasi / **Member of Remuneration Committee**

Ketua (Komisaris Utama)	Hilmi Panigoro (HP)	Chairman (President Commissioner)
Anggota (Komisaris Independen)	Marsillam Simandjuntak (MS)	Member (Independent Commissioner)
Anggota (Komisaris)	Yani Y. Rodyat (YR)	Member (Commissioner)
Anggota (Direktur Keuangan)	D. Cyril Noerhadi (DCN)	Member (Finance 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

Duties and Responsibilities of 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 compensations, including plans for an equity-based compensation regime
- Review the Remuneration Policy and System of subsidiaries to ensure uniformity with the General Reference on the Company's remuneration system
- Provide year-end report to the BOC and BOD to be included in the Company's Annual Report

Laporan Kerja Komite Remunerasi

Pada 2010, Komite menelaah kebijakan remunerasi Dewan Komisaris dan Direksi dan distribusi dari remunerasi tersebut

Report of the Remuneration Committee

In 2010, the Committee reviewed the remuneration policies for members of the BOC and BOD and the disbursement of such remuneration in 2009. Based on the review and actual

di 2009. Berdasarkan penelaahan dan distribusi aktual, Komite memperkirakan remunerasi Dewan Komisaris dan Direksi untuk 2011 untuk diajukan dan memperoleh persetujuan RUPST 2011.

disbursement, the Committee estimated the remuneration of the BOC and BOD for the financial year 2011 to be submitted for the approval of the 2011 AGMS.

No	Tanggal Kehadiran Meeting Held	Agenda Rapat Topic of Discussion	Kehadiran Anggota Komite Remunerasi Remuneration Committee Member Attendance					
			HP	YR	RDA	DCN	LM	Jumlah Total
1	5-May-10	1. Penelaahan dan rekomendasi pengajuan alokasi Gaji 2010 & Bonus 2009 untuk pembayaran Dewan Komisaris dan Direksi anak perusahaan MEI 2 Rekomendasi Anggaran Gaji 2010 untuk anggota Dewan Komisaris dan Direksi MEI (disetujui oleh Dewan Komisaris untuk disahkan di RUPST 27 Mei 2010 (AS$4,9 juta)" 1. Review and recommend proposed allocation of 2010 Salary & 2009 Bonus payment for MEI and SUBSIDIARIES Boards 2. Recommendation of 2010 Salary Budget for MEI BOC and BOD members (approved by BOC to be forwarded to AGMS May 27, 2010 (US$4.9Million)	1	1	1	1	1	5
2	27-May-10	Penelaahan dan rekomendasi kompensasi untuk anggota Komisaris Independen baru. Review and recommendation for compensation for a new Commissioner Independent.	1	1	1	1	1	5
3	19-Jul-10	Penelaahan pengajuan pesangon anggota Dewan Komisaris dan Direksi MEI dan anak perusahaan Review proposed severance for MEI and Subsidiaries Boards members	1	1	1	1	1	5
4	15-Dec-10	Penelaahan pengajuan implementasi Stock Option Plan MSOP/ ESOP Desember 27, 2010 Review proposed implementation of MSOP/ ESOP (Management /Employees' Stock Option Program for MEI by December 27, 2010	1	1	1	1	1	5
		KEHADIRAN ATTENDANCE	4	4	4	4	4	
		RATA-RATA KEHADIRAN RATE OF ATTENDANCE STATUS	100%	100%	100%	100%	100%	
		AVERAGE TOTAL	100%					

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.

Risk Monitoring Committee (RMC)

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)	Marsillam Simandjuntak (MS)	Member (Independent Commissioner)
Anggota (Komisaris)	Masayuki Mizuno	Member (Commissioner)
Anggota (Komisaris)	Yani Y. Rodyat (YR)	Member (Commissioner)
Anggota (Direktur Keuangan)	D. Cyril Noerhadi (DCN)	Member (Finance 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
- Menelaah dan memahami profil risiko MedcoEnergi dan Anak-anak Perusahaannya
- Menalaah batas risiko dan mengukur keterkaitan operasional Perseroan terhadap batasan tersebut termasuk di dalamnya kebijakan risiko dan teknik mitigasi

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 profiles 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

- Memastikan bahwa identifikasi, pemahaman, dan kendali 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 di dalam laporan tahunan kepada Dewan Komisaris

- 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 BOC

No	Tanggal Kehadiran Meeting Held	Agenda Rapat Topic of Discussion	Kehadiran Anggota Komite Pemantau Risiko Risk Monitoring Committee Member Attendance							
			HP	YR	RS*	DCN	LL*	MM	MS	TOTAL
1	28-Jan-10	1. Perkembangan proyek MGI Simenggaris 2. Investasi EPI WOWS Rig 350 HP 1. MGI Simenggaris Pipeline Project 2. EPI WOWS Rig 350 HP Investment	-	-	1	1	1	-	-	3
2	08-Apr-10	Strategi keuangan Perseroan Corporate finance strategy	1	-	-	1	1	-	-	3
3	09-Agust-10	1. Akuisisi PT EPE dan MPE 2. Perkembangan keuangan PT MEL 3. Perkembangan pinjaman Lematang 4. Keuangan Medco U.S. 1. Acquisition of PT EPE and MPE 2. Update on PT MEL Financing 3. Update on Lematang Loan Upsize 4. Medco U.S. Financing	1	-	-	1	-	-	1	3
4	14-Okt-10	1. Strategi keuangan Persroan – penawaran obligasi dolar 2. Divestasi Medco Oman LLC 3. Akuisisi parsial Blok Bangkanai 1. Corporate finance strategy-USD bonds issuance 2. Medco Oman LLC Divestment 3. Bangkanai Block Partial Acquisition	1	-	-	1	-	1	-	3
5	01-Nov-10	1. Divestasi anak perusahaan non-E & P 2. Akuisisi perusahaan penerbangan 1. Divestment of non E&P subsidiaries 2. Acquisition of aircraft	1	-	-	1	-	-	1	3
6	16-Nov-10	1. Proyek Lunar 2. Rencana respon keadaan darurat 1. Lunar project 2. Drilling Emergency Response Plan	1	1	-	1	-	1	1	5
7	25-Nov-10	1. Perkembangan pajak Proyek Lunar 2. Rencana & anggaran pembangunan DSLNG 3. Utang MC untuk DSLNG 1. Tax Update on Lunar Project 2. DSLNG Development Plan & Budget 3. MC Loan for DSLNG	1	1	-	1	-	-	1	4
8	15-Des-10	1. Struktur swap antar-mata uang 2. Proyek Mustang 1. Structure Cross Curency Swap 2. Mustang Project	1	1	-	1	-	1	1	5
9	28-Des-10	Perjanjian layanan jangka panjang MEB DEB, level3 MEB DEB Long Term Service Agreement, level 3	1	1	-	1	-	-	1	4
		KEHADIRAN ATTENDANCE	8	4	1	9	2	3	6	
		RATA-RATA KEHADIRAN RATE OF ATTENDANCE STATUS	89%	44%	50%	100%	100%	43%	86%	
		AVERAGE TOTAL	73%							

* Mengundurkan diri/dilantik sesuai dengan RUPS tanggal 27 Mei 2010
Resigned/Assigned as agreed upon in AGMS on 27 May 2010

Laporan Kerja Komite Pemantauan Risiko

Pada 2010, 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 89% dari seluruh anggota Komite.

Risk Monitoring Committee Report

In 2010, 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 2010, attended by members of the Committee and the relevant Senior Executives to review the proposed transactions and corporate actions. These meetings were attended by 89 percent 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.

Member of 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 Utama)	Hilmi Panigoro (HP)	Chairman (President Commissioner)
Anggota (Komisaris Independen)	Marsillam Simandjuntak (MS)	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)	Bambang W. Sugondo (BWS)	Member (MDI President Director)
Anggota (Direktur Utama MPI)	Fazil E. Alfitri (FEA)	Member (MPI President 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 di seluruh kelompok usaha MedcoEnergi dengan menjadikan pimpinan sebagai panutan.

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 setting members of the leadership as role models.

- Merekomendasikan standar penerapan program CSR yang sesuai dengan standar perusahaan nasional dan internasional terkemuka seperti MedcoEnergi.
- Memastikan bahwa Direksi telah menetapkan kebijakan maupun 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 program CSR di kelompok usaha MedcoEnergi setiap tahunnya.

- 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 are 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	MS	DD	BB	BWS	FEA	Total
1	31 Mar 2010	Persetujuan *Whistle Blowing System* Approval of Whistle Blowing System	1	1	1	1	1	1	1	7
		Jumlah Kehadiran Total Attendance	1	1	1	1	1	1	1	
		Rata-rata Status Kehadiran Rate of Attendance Status	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 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 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 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 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

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 communications among MedcoEnergi and its stakeholders, the BOD of MedcoEnergi formed a Corporate Secretary Unit that is led by a Head of Division starting from the year 2005. In performing its duties and functions, the Corporate Secretary Divison reports and answers 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 went into effect in August 1, 2007. The appointment of the Head had been reported to Bapepam-LK through the letter No. MEI-246/DIR/VIII/2007 dated August 1, 2007 and announced in newspaper(s) 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 the responsibility to stay updated with the developments of laws and

untuk senantiasa mengikuti perkembangan segala peraturan dan perundangan yang berlaku terkait 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, bekerja sama 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 anak perusahaannya. Unit Sekretaris Perusahaan juga bertanggung jawab 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.

Pelaksanaan Tugas dan Fungsi Sekretaris Perusahaan

Di sepanjang 2010, 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, revitalisasi Tata Nilai Perusahaan, serta peluncuran *Whistleblowing System*.

Meningkatkan Komunikasi Internal dan Eksternal

Direksi MedcoEnergi meyakini bahwa 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.

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.

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 kerja sama 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.

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 and is responsible to advise on any changes on the prevailing laws and regulations for 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 BOC in ensuring the implementation of the highest standard 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.

Implementation of Corporate Secretary's Duties and Functions

During 2010, the Corporate Secretary Unit has assisted the BOD and BOC in enhancing the communications of MedcoEnergi's BOD with all its stakeholders, both internal and external; enhancing the relationship of MedcoEnergi and the community through the implementation of the Social Responsibility program; enhancing relationship of MedcoEnergi and institutions as well as Government authorities; ensuring MedcoEnergi's compliance with the Rules of Bapepam-LK and IDX, as well as the Articles of Association; and implementing internalization of GCG Guidelines and CoC, re-energize the Corporate Values, as well as launching the Whistleblowing System.

Enhancing Internal and External Communication

The BOD of MedcoEnergi believes that communication is one of the tools that support the Company in gaining the trust of 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.

In line with MedcoEnergi's commitment to continue implementing the Corporate Open Values Mechanism, the BOD strives to improve communications 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 Communication Guidelines.

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 conducive conditions that support 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 2010, 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 di seluruh kelompok usaha MedcoEnergi maupun Medco secara keseluruhan, berbagai kegiatan internal juga telah diselenggarakan di 2010. Rincian dari kegiatan silaturahmi ini dapat dilihat dalam tabel kegiatan komunikasi 2010 berikut ini.

In 2010, 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 2010 can be seen on the following table.

No.	Tanggal | Date	Acara | Events
1	5 Jan 2010	Pesan Tahun Baru: - Pesan dari Direktur Utama, Komisaris Utama dan Bapak Pendiri - Pemberian Penghargaan MedcoEnergi Improvement Award New Year Message: - Messages from President Director, Chairman and Founding Father - Awarding of MedcoEnergi Improvement Award
2	16 Jun 2010	Perayaan 30 tahun MedcoEnergi MedcoEnergi 30th year anniversary
3	18 Aug 2010	Dirgahayu RI & Buka Puasa Bersama Direktur Utama dengan seluruh karyawan di masing-masing anak perusahaan Independence Day & Break Fasting at Ramadhan month between the President Director with all employees at subsidiaries
4	2 Sep 2010	Safari Ramadhan ke wilayah kerja utama Safari Ramadhan to major operating areas
5	20 Sep 2010	Halal Bihalal MedcoEnergi Group dan Medco Group Idul Fitri gathering of MedcoEnergi Group and Medco Group
6	27 Sep 2010	Dialog tentang Bahan Bakar Alternatif dan Linkungan - Dr Janice Hamrin Dialog on Alternative Fuels and Environment - Dr Janice Hamrin

Untuk meningkatkan keselarasan dalam berkomunikasi dan mencapai visi MedcoEnergi, berbagai wadah komunikasi internal telah disediakan di MedcoEnergi, termasuk jaringan intranet; buletin "Energise" di anak perusahaan; dan penyebaran informasi melalui e-mail. Di 2010, MedcoEnergi mulai menyeragamkan bentuk dan isi intranet, dan mengampanyekan fungsi dan penggunaan intranet sebagai alat untuk mendapatkan informasi terkini tentang perkembangan MedcoEnergi serta berbagi pengetahuan (*knowledge sharing*).

To enhance the 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 2010, MedcoEnergi begun to align 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 program peningkatan komunikasi internal ini berjalan efektif, pengukuran atas program senantiasa dilakukan.

To ensure that internal communication programs are improved effectively, measurements are continuously conducted on 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 mass media, government or public in general. The communication with external stakeholders is carried out through the dissemination of accurate and timely information through media releases, media conferences, media 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 internet, www.medcoenergi.com, dengan informasi yang komprehensif dan terkini mengenai aktivitas operasional, kinerja keuangan serta berbagai informasi lainnya.

To facilitate the 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.

No.	Tanggal | Date	Acara | Events
1	3 May 2010	Talkshow Economic Challenges "Techno-preneurship solusi De-Industrialisasi", Metro TV Talkshow Economic Challenges "Techno-preneurship Solution De-Industrialization", Metro TV
2	14 Jul 2010	Wawancara Oxford Business Group dengan Bpk. Darmoyo Doyoatmojo Oxford Business Group Interview with Mr. Darmoyo Doyoatmojo
3	15 Jul 2010	Wawancara Majalah Infrastructure Focus dengan Bpk. Dormoyo Doyoatmojo Infrastructure Focus Magazine Interview with Mr. Darmoyo Doyoatmojo
4	19 Jul 2010	Wawancara Harian Jakarta Globe perihal: Program Kerja MedcoEnergi Jakarta Globe Newspaper Interview, re: Work Program MedcoEnergi
5	5 Aug 2010	Kunjungan dari Harian Republika Courtesy Visit Harian Republika
6	5 Aug 2010	Kunjungan Media – Majalah Forbes (Mrs. Eugene Wong) Media Visit – Forbes Magazine (Mrs. Eugene Wong)

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 mereka yang menjadi korban bencana alam.

Di 2010, 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 228.

Enhancing Relationship with Community Through The Implementation of Social Responsibility Program

MedcoEnergi is committed to ensuring the social and environmental factors as an integral part of its operational activities. To that end, the Company strives to maintain and enhance close relationships with surrounding communities through targeted communication, and the implementation of an integrated corporate social responsibility program. The Company also ensures to participate in helping the victims of natural disasters.

In 2010, 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 228.

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.

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.

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. Selain itu, Perseroan juga berupaya 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 ketentuan Peraturan Bapepam-LK dan BEI, serta Anggaran Dasar.

Di 2010, Perseroan telah memastikan dipatuhinya seluruh ketentuan-ketentuan tersebut, sebagaimana tercantum dalam Tabel Laporan Kepatuhan berikut.

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 strives 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, as well as ensuring the availability of the Registry of Shareholders and Special Registry, Minutes of Meetings, Financial Statements and Annual Reports; holding 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 2010, the Company had ensured compliance on all of the above requirements, as stated in the following Compliance Report Table.

No.	Tanggal | Date	Perihal | Subject
1	30 Mar 2010	Penyampaian Laporan Keuangan Konsolidasi Beserta Laporan Auditor Independen Untuk Tahun Yang Berakhir 31 Desember 2009 Dengan Angka Perbandingan Untuk 2008 PT Medco Energi Internasional Tbk dan Anak Perusahaan. Submission of Consolidated Financial Statements with Independent Auditors' Report for the Year Ended 31 December 2009 with Comparative Figures for 2008 PT Medco Energi Internasional Tbk and Subsidiaries.
2	31 Mar 2010	Penyampaian Bukti Iklan Laporan Keuangan Konsolidasi Beserta Laporan Auditor Independen Untuk Tahun Yang Berakhir 31 Desember 2009 Dengan Angka Perbandingan Untuk 2008 PT Medco Energi Internasional Tbk dan Anak Perusahaan. Advertisement Proof Submission of Consolidated Financial Statements with Independent Auditors' Report for the Year Ended 31 December 2009 with Comparative Figures for 2008 PT Medco Energi Internasional Tbk and Subsidiaries.
3	29 Jul 2010	Penyampaian Laporan Keuangan Konsolidasi (Tidak Diaudit) untuk Periode Enam Bulan yang Berakhir 30 Juni 2010 dan 2009 PT Medco Energi Internasional Tbk dan Anak Perusahaan Submission of Consolidated Financial Statements (Unaudited) for the Six Months Period Ended June 30, 2010 and 2009 PT Medco Energi Internasional Tbk and Subsidiaries.
4	30 Jul 2010	Penyampaian Bukti Iklan Laporan Keuangan Konsolidasi (Tidak Diaudit) untuk Periode Enam Bulan yang Berakhir 30 Juni 2010 dan 2009 PT Medco Energi Internasional Tbk dan Anak Perusahaan Advertisement Proof Submission of Consolidated Financial Statements (Unaudited) for the Six Months Period Ended June 30, 2010 and 2009 PT Medco Energi Internasional Tbk and Subsidiaries.

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 are 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 statement.

No.	Tanggal | Date	Perihal | Subject
1	28 Apr 2010	Penyampaian Laporan Keuangan Konsolidasi (Tidak diaudit) PT Medco Energi Internasional Tbk dan Anak Perusahaan Untuk Periode Tiga Bulan Yang Berakhir 31 Maret 2010 dan 2009 Submission of the Consolidated Financial Statements (Unaudited) of PT Medco Energi Internasional Tbk and Subsidiaries for the Three-Month Period Ended March 31, 2010 and 2009
2	29 Jul 2010	Penyampaian Laporan Keuangan Konsolidasi untuk Periode Enam Bulan yang Berakhir 30 Juni 2010 dan 2009 dengan Penelaahan Terbatas PT Medco Energi Internasional Tbk dan Anak Perusahaan Submission of Consolidated Financial Statements for the Six-Month Period Ended June 30, 2010 and 2009 with Limited Review of PT Medco Energi Internasional Tbk and Subsidiaries
3	29 Oct 2010	Penyampaian Laporan Keuangan Konsolidasi (Tidak Diaudit) Untuk Periode Sembilan Bulan Yang Berakhir 30 September 2010 PT Medco Energi Internasional Tbk dan Anak Perusahaan Submission of the Consolidated Financial Statements (Unaudited) for the Nine-Month Period Ended 30 September 2009 PT Medco Energi Internasional Tbk and Its 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 require the Company to submit its Annual Report to Bapepam-LK and IDX not later than four months following the year-end closing.

No.	Tanggal | Date	Perihal | Subject
1	12 May 2010	Penyampaian Laporan Tahunan 2009 Submission of Annual Report 2009

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 require 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	3 Feb 2010	Laporan Keterbukaan Informasi tentang penerbitan surat berharga dalam bentuk surat hutang jangka menengah ("Mid Term Notes"/"MTN") tanggal 22 Desember 2009 Disclosure Report on issuance of promissory notes in the form of medium term notes ("Mid Term Notes"/"MTN") on December 22, 2009
2	8 Feb 2010	Siaran Pers dengan judul "MedcoEnergi Menandatangani Memorandum of Understanding antara Medco International Ventures Limited dan Libyan Investment Authority" Dissemination of Media Release titled "MedcoEnergi Signing of Memorandum of Understanding between Medco International Ventures Limited and Libyan Investment Authority"
3	22 Mar 2010	Laporan Keterbukaan Informasi tentang penerbitan surat berharga dalam bentuk surat hutang jangka menengah ("Medium Term Notes"/ "MTN") tanggal 22 Maret 2010 Disclosure Report on issuance of promissory notes in the form of Medium Term Notes on 22 March 2010
4	22 Mar 2010	Siaran Pers dengan judul "MedcoEnergi Bukukan Laba Bersih AS$19,2 Juta di Tahun 2009" Dissemination of Media Release titled "MedcoEnergi Books Net Profit USD 19,2 Million for Year 2009"
5	30 Mar 2010	Siaran Pers dengan judul "MedcoEnergi Bukukan Laba Bersih AS$19,2 Juta di Tahun 2009" Dissemination of Media Release titled "MedcoEnergi Books Net Profit USD 19,2 Million for Year 2009"
6	1 Apr 2010	Siaran Pers dengan judul "MedcoEnergi Memulai Operasi Komersial Pembangkit Listrik Combined Cycle PLTGU Panaran 2, Batam" Dissemination of Media Release titled "MedcoEnergi Starts the Commercial Operation of Combined Cycle Power Plant PLTGU Panaran 2, Batam"

No.	Tanggal | Date	Perihal | Subject
7	5 Apr 2010	Siaran Pers dengan judul "MedcoEnergi Menjadi Operator dan Mendapat Perpanjangan Eksplorasi Area 47 di Libya" Dissemination of Media Release titled "MedcoEnergi Secures Operatorship and Exploration Extension of Area 47 in Libya"
8	5 May 2010	Siaran Pers dengan judul "MedcoEnergi temukan tambahan minyak pada Sumur L1-47/02, Libya" Dissemination of Media Release titled "MedcoEnergi Discovers Additional Oil at L1-47/02 Well, Libya"
9	25 May 2010	Siaran Pers dengan judul "MedcoEnergi temukan tambahan minyak pada Sumur L1-47/02, Libya" Dissemination of Media Release titled "MedcoEnergi Discovers Additional Oil at L1-47/02 Well, Libya"
10	20 Jul 2010	Siaran Pers dengan judul "MedcoEnergi temukan tambahan minyak pada Sumur L1-47/02, Libya" Dissemination of Media Release titled "MedcoEnergi Discovers Additional Oil at L1-47/02 Well, Libya"
11	2 Aug 2010	Siaran Pers dengan judul "Cadangan Minyak MedcoEnergi di Libia Terus Bertambah" Dissemination of Media Release titled "MedcoEnergi's Oil Reserves in Libya Increases"
12	6 Aug 2010	Siaran Pers dengan judul "MedcoEnergi Memperoleh Pembiayaan Untuk Pengembangan Proyek Lapangan Gas Singa – Blok Lematang" Dissemination of Media Release titled "MedcoEnergi Obtains Funding In the Development of the Singa Gas Field Project – Lematang Block"
13	10 Aug 2010	Siaran Pers dengan judul "Laba Bersih Semester Pertama 2010 MedcoEnergi meningkat 26,2%" Dissemination of Media Release titled "MedcoEnergi's Net Income for First Half 2010 Up by 26.2%"
14	1 Nov 2010	Siaran Pers dengan judul "MedcoEnergi Bukukan Laba Bersih Periode Sembilan Bulan 2010 Sebesar AS$17,99 Juta, Meningkat 18,5%" Dissemination of Media Release titled "MedcoEnergi Books US$17.99 Million of Net Income for the Nine-Month Period in 2010, Up by 18.5%"
15	5 Nov 2010	Laporan Keterbukaan Informasi tentang penemuan di Daerah Badik, Nunukan, Kalimantan Timur Disclosure Report regarding the discovery at Badik, Nunukan, East Kalimantan
16	8 Nov 2010	Laporan Keterbukaan Informasi tentang keberhasilan pemboran di Blok Anaguid Block, Republik Tunisia Disclosure Report regarding the successful drilling at Anaguid Block, the Republic of Tunisia
17	15 Nov 2010	Laporan Keterbukaan Informasi tentang penandatanganan pengesampingan syarat keberlakuan dan pernyataan efektif atas perjanjian jual beli gas KKS Blok A antara PT Medco E&P Malaka dan PT Pupul Iskandar Muda Disclosure Report regarding the the signing of the waiver of conditions precedents and statement of effectiveness to the gas sales and purchase agreement between PT Medco E&P Malaka and PT Pupuk Iskandar Muda
18	7 Dec 2010	Laporan Keterbukaan Informasi tentang penandatanganan kontrak kerja sama pengembangan CBM di Blok Kebur, Sumatera Selatan Disclosure Report regarding the signing of the sharing contract for CBM development in Kebur Block, South Sumatera
19	9 Dec 2010	Siaran Pers dengan judul "MedcoEnergi Berhasil Kembali Peroleh Tambahan Minyak dan Gas dari Sumur Temuan ke 16 dan 17 (Sumur P1-47/02 dan D1-47/04) dalam Kontrak Area 47 di Libya" Dissemination of Media Release of PT Medco Energi Internasional Tbk. titled MedcoEnergi's Successful Discovery of Additional Oil and Gas from the 16th and 17th Discovery Wells (P1-47/02 and D1-47/04 Wells) under Contract Area 47 in Libya
20	13 Dec 2010	Laporan Keterbukaan Informasi tentang penandatanganan kontrak kerja sama pengembangan CBM di Blok Muralim, Sumatera Selatan Disclosure Report regarding the signing of the sharing contract for CBM development in Muralim Block, South Sumatera
21	22 Dec 2010	Laporan Keterbukaan Informasi tentang perjanjian penunjukan penjual gas bumi dari Lapangan Senoro, Sulawesi Tengah Disclosure Report regarding the signing of the seller appointment agreement for natural gas in the Senoro Field, Central Sulawesi

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 Perusahaan Pemeringkat Efek kepada Bapepam-LK, Wali Amanat dan BEI, serta mengumumkan hasil pemeringkatan

Credit Rating

Bapepam-LK's Rule No. IX.C.11 and IDX Rule No. I-E require 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

baru, pernyataan, atau pendapat tersebut ke sekurang kurangnya satu surat kabar berbahasa Indonesia yang berperedaran nasional selambat-lambatnya 90 hari sebelum jatuh tempo Efek Bersifat Utang.

with nationwide distribution not later than 90 days prior to the maturity of the Debt Securities.

No.	Tanggal | Date	Perihal | Subject
1	1 Sep 2010	Pemeringkatan Efek atas OBLIGASI II MEDCO ENERGI INTERNASIONAL TAHUN 2009 Credit Rating on the MEDCO ENERGI INTERNASIONAL BONDS II of 2009
2	25 Oct 2010	Pemeringkatan Efek atas OBLIGASI II MEDCO ENERGI INTERNASIONAL TAHUN 2009 Credit Rating on the MEDCO ENERGI INTERNASIONAL BONDS II of 2009
3	13 Dec 2010	Pemeringkatan Efek atas OBLIGASI II MEDCO ENERGI INTERNASIONAL TAHUN 2009 Credit Rating on the MEDCO ENERGI INTERNASIONAL BONDS II of 2009

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	12 Feb 2010	Laporan Bulanan tentang Aktivitas Eksplorasi Januari 2010 Exploration Activity Monthly Report January 2010
2	12 Mar 2010	Laporan Bulanan tentang Aktivitas Eksplorasi Februari 2010 Exploration Activity Monthly Report February 2010
3	14 Apr 2010	Laporan Bulanan tentang Aktivitas Eksplorasi Maret 2010 Exploration Activity Monthly Report March 2010
4	12 May 2010	Laporan Bulanan tentang Aktivitas Eksplorasi April 2010 Exploration Activity Monthly Report April 2010
5	15 Jun 2010	Laporan Bulanan tentang Aktivitas Eksplorasi Mei 2010 Exploration Activity Monthly Report May 2010
6	15 Jul 2010	Laporan Bulanan tentang Aktivitas Eksplorasi Juni 2010 Exploration Activity Monthly Report June 2010
7	18 Aug 2010	Laporan Bulanan tentang Aktivitas Eksplorasi Juli 2010 Exploration Activity Monthly Report July 2010
8	7 Sep 2010	Laporan Bulanan tentang Aktivitas Eksplorasi Agustus 2010 Exploration Activity Monthly Report August 2010
9	25 Oct 2010	Laporan Bulanan tentang Aktivitas Eksplorasi September 2010 Exploration Activity Monthly Report September 2010
10	16 Nov 2010	Laporan Bulanan tentang Aktivitas Eksplorasi Oktober 2010 Exploration Activity Monthly Report October 2010
11	15 Dec 2010	Laporan Bulanan tentang Aktivitas Eksplorasi Nopember 2010 Exploration Activity Monthly Report November 2010

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	14 Jan 2010	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	15 Apr 2010	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 responding to any information requested or information to be clarified by the Bapepam-LK or IDX not later than two working days after the requested information or clarification of information letter or e-mail is received.

No.	Tanggal | Date	Perihal | Subject
1	1 Mar 2010	Tanggapan surat Bapepam-LK perihal penandatanganan Memorandum of Understanding antara anak perusahaan PT Medco Energi Internasional Tbk, Medco International Ventures Limited dan Libyan Investment Authority Response to the letter of Bapepam LK regarding the signing of memorandum of Understanding between Company's subsidiary, Medco International Ventures Limited and Libyan Investment Authority
2	20 Apr 2010	Tanggapan atas E-Mail PT Bursa Efek Indonesia (BEI) No.S-02002.BEI.PPR.04-2010 tanggal April 2010 perihal permintaan konfirmasi Bursa tentang pemberitaan di media massa Response to the E-Mail of Indonesia Stock Exchange ("IDX") No.S-02002.BEI.PPR.04-2010 dated April 6, 2010 regarding the request to confirm news in medias
3	26 May 2010	Tanggapan atas Surat Bapepam-LK No. S-4165/BL/2010 perihal rencana penawaran opsi sebagai kompensasi kepada Karyawan, Direksi dan Komisaris Perseroan untuk ESOP dan MSOP melalui penggunaan Saham Treasuri hasil Program Pembelian Kembali Saham Response to letter of Bapepam-LK No. S-4165/BL/2010 regarding the plan to offer option as compensation to employees, directors and commissioners for ESOP and ESOP through utilization treasury shares resulted from shares buy back program
4	14 Jun 2010	Tanggapan surat Bapepam perihal penelahaan Laporan Keuangan Tahunan per 31 Desember 2009 Response to the letter of Bapepam-LK regarding the review of annual financial report as of December 31, 2009
5	16 Aug 2010	Tanggapan atas Surat PT Bursa Efek Indonesia No. S-04880/BEI.PPR/08-2010 tanggal 9 Agustus 2010 perihal permintaan penjelasan atas volatilitas transaksi efek Response to the letter of the Indonesian Stock Exchange No. S-04880/BEI.PPR/08-2010 dated August 9, 2010 regarding the inquiry to provide information on the volatility of securities transaction
6	23 Aug 2010	Tanggapan atas Surat PT Bursa Efek Indonesia No. S-05060/BEI.SPR/08-2010 tanggal 16 Agustus 2010 perihal izin pencantuman logo dan tautan website perusahaan tercatat pada website BEI Response to the letter of the Indonesian Stock Exchange No. S-05060/BEI.SPR/08-2010 dated August 16, 2010 regarding the permission to attach logo and website link of the public-listed company on BEI's website
7	27 Sep 2010	Tanggapan Surat Bapepam-LK perihal Penelahaan Terbatas tahun 2009 Response to the letter of the Bapepam-LK regarding Limited Review year 2009

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 yang memiliki *database* yang sangat lengkap, IR juga memelihara hubungan yang erat dengan para analis maupun manajer investasi sebagai pemangku kepentingan perusahaan. Pada situasi tertentu, IR juga memberi informasi terkini kepada perusahaan-perusahaan pemeringkat. Pada saat ini, Perseroan memiliki beberapa perangkat investasi yang tersedia bagi investor yaitu: ekuitas, dua obligasi dalam mata uang rupiah dan Medium Term Notes dalam mata uang dolar Amerika Serikat. 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)'s main role in MedcoEnergi remains the same as the preceding years, which is to support the BoD in conveying MedcoEnergi's past performance as well as present and future strategies. IR is where all the information on the performance and developments of MedcoEnergi is centralized prior to its dissemination to the stakeholders. As a center point of information with a comprehensive database, IR also maintains close relationships with analysts and investment managers as the Company's stakeholders. In some circumstances, IR may also provide updates to ratings agencies. Currently, MedcoEnergi has several investment instruments available for investors which consist of: equity, two IDR denominated Bonds and Medium Term Notes in USD denomination. IR presentation materials, which are compiled and published regularly on MedcoEnergi's website, are still the favorable media from which our stakeholders gather their information on MedcoEnergi.

... ikut berpartisipasi di dalam sembilan konferensi investasi, tiga diantaranya diadakan di luar negeri, enam di dalam negeri...

…participated in nine investment conferences - three of which were held abroad and six domestically...

Forum Investor, Konferensi, Road Show 2010 **Investor Forum, Conference, Road Show 2010**

No	Tanggal / Date		Penyelenggara Held By	Acara Event	Tempat Venue	Status
	Mulai / Start	Berakhir / End				
1	10-Mar-10	10-Mar-10	PT UBS Securities Indonesia	UBS Indonesia Conference 2010	Jakarta	✔
2	23-Mar-10	26-Mar-10	Credit Suisse	Asian Investment Conference	Hong Kong	✔
3	21-Apr-10	23-Apr-10	J. P. Morgan Securities (Asia Pacific) Limited	J. P. Morgan's Indonesia Conference	Jakarta	✔
4	21-Jun-10	22-Jun-10	OSK Nusadana	Non Deal Roadshow	Kuala Lumpur	✔
5	28-Jun-10	30-Jun-10	J. P. Morgan Securities (Asia Pacific) Limited	14th Annual J. P. Morgan Asia Pacific Equity Conference	New York	✔
6	2-Aug-10	4-Aug-10	BNP Paribas Securities Asia	ASEAN Conference - Commodities Corporate Days	Singapore	✔
7	4-Aug-10	5-Aug-10	Citi Investment Research	Citi Indonesia Investor Conference	Jakarta	✔
8	28-Sep-10	29-Sep-10	Bank of America Merrill Lynch	Investor Meetings	Jakarta	✔
9	29-Sep-10	29-Sep-10	Standard Chartered	Economic Day & Investor Meeting	Jakarta	✔
10	30-Nov-10	1-Dec-10	Deutsche Bank	Deutsche Bank Indonesia Corporate Day 2010	Jakarta	✔

Di 2010, 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 sembilan konferensi investasi, tiga diantaranya diadakan di luar negeri, enam di dalam negeri dan juga berpartisipasi dalam satu *non-deal road show* dan satu Investor Summit yang diselenggarakan oleh Bursa Efek Indonesia. Konferensi investasi adalah pertemuan yang diadakan secara berkala dengan investor domestik maupun luar negeri berbentuk rapat *one-on-one* maupun rapat dalam kelompok di balai pertemuan yang sudah ditentukan sebelumnya. Sepanjang 2010, jumlah pertemuan yang dilakukan IR dengan para investor, calon investor dan para analis mencapai 329 pertemuan atau meningkat cukup tinggi dibandingkan 2009 yang hanya mencapai 283 pertemuan. Para investor Perseroan selama 2010 komposisinya tidak berubah terlalu banyak dari sisi geografis. Pemegang perangkat obligasi dan ekuitas MedcoEnergi tersebar merata di Asia, Eropa dan Amerika Serikat.

In 2010, 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 nine investment conferences - three of which were held abroad and six domestically - and also participated in one non-deal road show, in addition to 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 investor summit events are held solely as group meetings with a large number of investors and organized by the capital market regulators. Throughout 2010 IR met with 329 investors, potential investors and analysts or a significant an increase compared to the meetings IR had in 2009 of a mere 283. In 2010 MedcoEnergi's public shareholders distribution, did not change substantially in geographic terms. Holders of MedcoEnergi's debt instruments and equity continued to be evenly represented by investors from Asia, Europe and the U.S.

Audit Internal
Internal Audit

Komitmen MedcoEnergi untuk menerapkan Tata Kelola Perusahaan dengan standar tertinggi telah dilakukan sejak 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.

MedcoEnergi's commitment to implement Corporate Governance of the 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 supervising 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 abide by 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.

Audit Internal membantu Perseroan mencapai tujuannya dengan mengevaluasi secara sistematik dan terus menerus terhadap peningkatan efektivitas proses Pemantauan Risiko, Pengawasan Internal dan Tata Kelola Perusahaan yang tengah dijalankan Perseroan.

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 tujuh orang termasuk Kepala Audit Internal pada 31 Desember 2010.

Piagam Unit Audit Internal
Piagam Audit Internal MedcoEnergi telah disusun dan diberlakukan sejak 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 yang dilaporkan dan disetujui Direktur Utama dan Ketua Komite Audit.

Rencana Audit Umum tahunan tersebut bisa berubah sesuai perubahan dinamika risiko usaha pada organisasi pada tahun berjalan.

Selama 2010 telah dilakukan 9 audit umum dan 1 audit khusus. Audit Internal dapat juga melakukan audit khusus atau audit investigasi jika diminta oleh manajemen MedcoEnergi.

Penilaian Risiko Alur Usaha
Sebagai perusahaan publik, MedcoEnergi terus membangun budaya Manajemen Risiko 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 2008, dan sesuai dengan standar International Best Practice yang direkomendasikan oleh IIA (The Institute of Internal Auditors).

Internal Audit helps the Company achieve its objectives by bringing a systematic, disciplined approach to 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's organizational structure. The Head of Corporate Internal Audit is appointed and replaced by the President Director as agreed by the BOC/Audit Committee.

In line with the requirements of the Company, MedcoEnergi's Internal Audit consists of seven personnel including the Head of Internal Audit as of December 31, 2010.

Internal Audit Charter
Internal Audit Charter of MedcoEnergi had been prepared since 2003. Internal Audit Charter specifically elaborates on 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
The Annual General Audit Schedule Plan is developed based on risk analysis which is reported and agreed upon by the President Director and Chairman of Audit Committee.

The Annual General Audit Plan might be revised during the year according to the dynamics of business risks of the organization.

Throughout 2010, there were nine general audits and one special audit performed. Internal Audit also performs Special Audit or Investigation Audit if requested by the management of MedcoEnergi.

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 to the International Best Practice standards as recommended by IIA.

Penilaian Risiko Alur Usaha diterapkan dengan mengakses risiko pada setiap alur usaha (utama dan pendukung) dibandingkan dengan target dan Indikator Kinerja Utama (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 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 pada peningkatan kematangan manajemen risiko ke tingkat yang lebih tinggi.

Pelaksanaan pemeriksaan kinerja berusaha mengacu kepada International Standards for the Professional Practice of Internal Auditing yang disusun oleh IIA.

Sesuai standar, Audit Internal akan menguji kecukupan, efektivitas pengendalian dan kemungkinan timbulnya risiko pada sistim tata kelola, operasi dan pelaporan organisasi yang meliputi:

- Keandalan dan kebenaran laporan keuangan dan laporan operasi
- Efektivitas dan efisiensi operasi
- Pengamanan aset perusahaan
- Kepatuhan terhadap hukum, peraturan-peraturan dan kontrak-kontrak.

Tata kelola organisasi juga dievaluasi untuk meningkatkan etika dan nilai-nilai dalam perusahaan.

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.

Tanggapan secara tertulis dari pemilik proses secara tidak langsung meningkatkan komitmen teraudit (*auditee*) dalam menindaklanjuti audit. Pada 2010, hasil audit yang ditindaklanjuti *auditee* mencapai ± 70% dari seluruh temuan audit.

Laporan Audit Internal

Rangkuman 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.

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 values 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 into the following:

- Extreme Level
- High Level
- Medium Level
- Low Level

The levels of risk above are in line with MedcoEnergi Risk Management Policy. The Internal Audit approach which is based on risk directly assists the improvement to the higher level of Risk Management Maturity.

Performance Audit always tries to abide by the International Standards for the Professional Practices of Internal Auditing developed by the Institute of Internal Auditors (IIA).

According to the standard, Internal Audit would evaluate the adequacy, effectiveness of control and risk exposure relating to the organization's governance, operations, and information systems which include:

- 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.

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 a written confirmation, agreed action plan and due date will be obtained to implement the improvement.

A written response from a process owner indirectly increases the commitment of the auditee to implement audit follow-ups. For the year 2010, there was an increasing number of audit follow-ups, which accounted for 70 percent of the audit findings

Internal Audit Report

The summary of all audit findings is compiled into the Internal Audit Report and submitted to the management of each subsidiary unit with copies forwarded to the President Director and Chairman of Audit Committee in MedcoEnergi group.

Setiap tahun sejak 2008, laporan Audit Internal ini digunakan oleh auditor eksternal sebagai referensi untuk mengevaluasi pengendalian internal sebagai dasar menentukan luasnya ruang lingkup audit laporan keuangan.

Sistem Informasi Manajement Audit

Dengan semakin berkembangnya cakupan bisnis MedcoEnergi baik secara geografi maupun industri, dirasakan perlu adanya teknologi yang dapat membantu meningkatkan efisiensi dan efektifitas proses Audit Internal. Pada bulan November 2010, departemen audit mulai melakukan implementasi sistem audit *online* diharapkan dengan diterapkannya system audit *online* ini, maka database risiko atau profil risiko dari setiap anak perusahaan dapat dimonitor secara langsung dan dianalisa baik oleh Internal Audit maupun Risk Management Unit.

Every year since 2008, the Internal Audit report has been utilized by external auditors as reference for their internal control assessment as the basis to determine the extent of the financial statement audit assigned to them.

Audit Management Information System

With a more widely dispersed business growth of MedcoEnergi in terms of geography and industry; the Company is required to adopt technologies which can help improve the efficiency and effectiveness of the internal audit process. For the year 2010, the audit department plans to implement an online audit system. If this system is realized, the Risk Database or Risk Profile of each subsidiary can be monitored and analyzed both by the Internal Audit and Risk Management units.

Perkara Penting yang Tengah Dihadapi

Material Litigation Case

Sampai dengan akhir 2010, MedcoEnergi menghadapi berbagai kasus hukum yang timbul akibat dari kegiatan usahanya. Berikut ini ringkasan dari kasus-kasus hukum yang sedang dihadapi:

- Gugatan hukum Hamzah Bin M. Amin atas Blok A PSC. Pada September 2008, Hamzah Bin M. Amin dan 5 penduduk desa lainnya mengajukan gugatan hukum kepada PT Medco E&P Malaka, 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 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 miliar. Bagian Perseroan adalah sebesar 41,67% (sesuai dengan hak partisipasi di PSC Blok A) dari kemungkinan jumlah ganti rugi yang dituntut, atau sekitar Rp1,99 miliar.

  Pengadilan Negeri IdI telah mengeluarkan putusan dan memutuskan tergugat harus mengembalikan lahan ke keadaan semula.

  Atas putusan ini penggugat dan tergugat mengajukan kasasi pada tingkat Pengadilan Tinggi Mahkamah Agung.

  Sampai dengan tanggal penyelesaian 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 hukum yang kuat, sehingga Perseroan tidak melakukan pencadangan atas tuntutan tersebut.

- Terkait proses pemilihan calon mitra investasi pada Proyek Donggi Senoro pada 2005, Majelis Komisi Pengawas Persaingan Usaha ("KPPU") pada 5 Januari 2011, memutuskan

Up to the end of 2010, MedcoEnergi was party to various legal actions that have arisen in the normal course of business. The following is an overview of the cases which the Company was involved in:

- Hamzah Bin M. Amin's lawsuit pertaining to Block A PSC. In September, 2008, Hamzah Bin M. Amin and five other villagers filed a legal claim against PT Medco E&P Malaka, a subsidiary, alleging that land erosion from the exploration activities by Asamera Oil, the previous owner of the Block A PSC in the Alur Rambong I well, resulted in material damages on the Plaintiffs' land. The case was registered at the Idi District Court. The Plaintiffs demand that the Defendant, as the operator of Block A, should pay the compensation from land erosion totaling approximately Rp4.8 billion. The Company portion is 41.67 percent (in parallel with participating interests in Block A PSC) of the possible total compensation of approximately Rp1.99 billion.

  The IDI District Court has issued its decision ordering that the the defendant return the rice field in its original condition.

  Responding to the ruling, the plainliff and defendant are now seeking to cassation at the Supreme Court Level.

  As of the date of the completion of the consolidated financial statements, the litigation process is still ongoing and no decision has yet been issued or made known. The management is unable to assess the ultimate outcome of the litigation. Nevertheless, the management believes that the legal claim is without merit, and therefore the Company has not made any provision for the claim.

- In relation with the process of selecting future investment partners for the Donggi-Senoro Project in 2005, the Commissioners' Panel of the Business Competition Supervisory

bahwa Perseroan dan mitra kerjanya PT Pertamina (Persero) dan Mitsubishi Corporation diduga telah melakukan pelanggaran Pasal 22 dan Pasal 23 Undang-Undang No. 5 / Tahun 1999 tentang Larangan Praktek Monopoli dan Persaingan Usaha Tidak Sehat ("UU No. 5/1999").

Commission (KPPU) decided on January 5, 2011, that the Company, together with its business partners, PT Pertamina (Persero) and Mitsubishi Corporation have allegedly violated the Articles 22 and 23 of the Law No. 5 / 1999 concerning Prohibition on Monopolistic Practices and Unfair Business Competition (Law No. 5/1999).

Dalam putusannya, Majelis KPPU, antara lain, menetapkan denda administratif kepada Perseroan sebesar Rp6 miliar. Namun demikian, putusan KPPU tersebut tidak membatalkan atau menghentikan kesepakatan bisnis yang telah berjalan selama ini dan bahkan merekomendasikan Pemerintah untuk mendorong realisasi proyek Donggi Senoro agar terlaksana tepat waktu.

In its decision, the KPPU Commissioners' Panel, among other matters, imposed on the Company an administrative penalty in the amount of Rp 6 billion. However, the Commissioners' Panel's decision does not nullify or stop the ongoing business consensus and even recommends the Government to encourage the Donggi-Senoro Project to be accomplished within the planned project time frame.

Atas putusan KPPU yang belum berkekuatan hukum tetap tersebut (in kracht van gewijsde), pada 31 Januari 2011, berdasarkan UU No. 5/1999 Perseroan secara resmi mengajukan upaya hukum keberatan atas putusan KPPU tersebut ke Pengadilan Negeri Jakarta Selatan.

In regard to the KPPU's decision which has not been legally finalized neither was it binding (in kracht van gewijsde), on January 31, 2011, pursuant to the Law No. 5/1999 the Company officially filed an objection to the South Jakarta District Court.

Sampai dengan tanggal penyelesaian laporan keuangan konsolidasi, proses pemeriksaan upaya keberatan atas putusan KPPU tersebut masih berlangsung di pengadilan negeri tersebut. Pada saat ini manajemen tidak dapat memperkirakan hasil akhir dari proses litigasi tersebut. Namun demikian, manajemen berkeyakinan bahwa putusan yang dijatuhkan oleh Majelis KPPU kepada Perseroan adalah tidak memiliki dasar hukum yang kuat, sehingga Perseroan tidak melakukan pencadangan atas proses litigasi tersebut.

As of the date of the completion of the consolidated financial statements, the investigation process for the objection of the KPPU's decision is still ongoing in the district court. At this stage, the management is unable to assess the ultimate outcome of such litigation process. Nevertheless, the management believes that the decision imposed by the Commissioners' Panel on the Company has no legal merit and was inappropriately decided, and therefore the Company has yet to make any provision for the litigation process.

Internalisasi GCG - Whistle Blowing System

GCG Internalizationb - Whistle Blowing System

Sepanjang 2010, MedcoEnergi sudah memasuki Tahap ketiga (3), yaitu Tahap Penerimaan Program Internalisasi GCG dan sampai saat ini MedcoEnergi telah melakukan beberapa program kerja diantaranya adalah kewajiban pemenuhan Pengisian dan Pengembalian Formulir Kepatuhan dan Formulir Kepemilikan Saham secara elektronik, serta diperkenalkannya Sistem Peniupan Peluit (*Whistleblowing System*). Sejauh ini, program kerja tersebut telah berjalan dengan baik dan dipergunakan oleh Manajemen dan Direksi dalam melakukan pemantauan terhadap pelaksanaan Tata Nilai Perusahaan oleh seluruh anggota keluarga MedcoEnergi Group.

In 2010, MedcoEnergi entered into the Third Phase, which is Acceptance Phase. Currently MedcoEnergi has executed several work programs, which, among others, were the requirement to fulfill the Filling in and Returning Procedures of the Adherence Form and Shares Ownership Form, as well as the introduction of the Whistle-blowing System. So far, the work programs had showed encouraging results which were then utilized by the BOD to monitor the implementation of Corporate Values by all members of MedcoEnergi Group.

Sangat diharapkan bahwa seluruh jajaran Direksi dan Manajemen (L3-L4) MedcoEnergi Group akan terus mendukung Program Internalisasi ini dan membantu dalam menggaungkan pentingnya penerapan Tata Nilai Perusahaan dan prinsip GCG agar dapat menjadi BUDAYA MedcoEnergi Group. Oleh karenanya, seluruh jajaran Direksi dan manajemen dapat selalu saling mengingatkan pentingnya mengisi dan mengembalikan Formulir Kepatuhan dan Formulir Kepemilikan Saham, serta Perseroan tidak henti-hentinya melakukan proses sosialisasi atas Sistem Peniupan Peluit, baik kepada karyawan maupun pemangku kepentingan lain, seperti pemasok, Pemerintah, maupun pihak terkait lainnya.

All members of BOD (L1-L2) and Management (L3-L4) of MedcoEnergi Group are expected to continuously support the Internalization Program and assist the management in announcing the importance of implementing Corporate Values (and GCG principles), so that the Company can transform them into MedcoEnergi Group's CULTURE. Therefore, the Company expects that all members of the BOD and management remind each other to fill in and return the Adherence Form and Shares Ownership Form, as well as continuously conduct the socialization process on the Whistle-blowing System among the employees and other stakeholders, such as the suppliers, the Government, or other related parties.

Untuk menilai efektifitas penerapan program kerja tersebut, pada Ramadhan 2010, Direksi telah melakukan Survei kembali, yang isinya mencakup penilaian tentang Penerimaan L1-L4 dalam menerapkan Tata Nilai Perusahaan.

Kesediaan setiap anggota Direksi dan Manajemen untuk mengisi dan mengembalikan Formulir Survei sangat penting. Dengan mengembalikan Formulir Survei yang sudah terisi, menunjukkan komitmen karyawan dalam menerapkan Tata Nilai Perusahaan MedcoEnergi Group dan prinsip GCG sebagai BUDAYA.

Rencana Implementasi GCG 2011

Untuk menghindari transaksi yang memiliki benturan kepentingan, MedcoEnergi akan terus berupaya untuk 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.

Selain itu, Perseroan juga terus berupaya untuk menerapkan Nilai-nilai Perseroan dengan menerapkan Whistleblowing System (WBS) bagi para pemangku kepentingan yang diperkuat dengan berbagai macam program induksi terkait dengan penerapan GCG di MedcoEnergi.

In order to evaluate the effectiveness of those work programs, the BOD plans to conduct another Survey similar to the one conducted last year, in reference to the Acceptance of L1-L4 toward the implementation of Corporate Values.

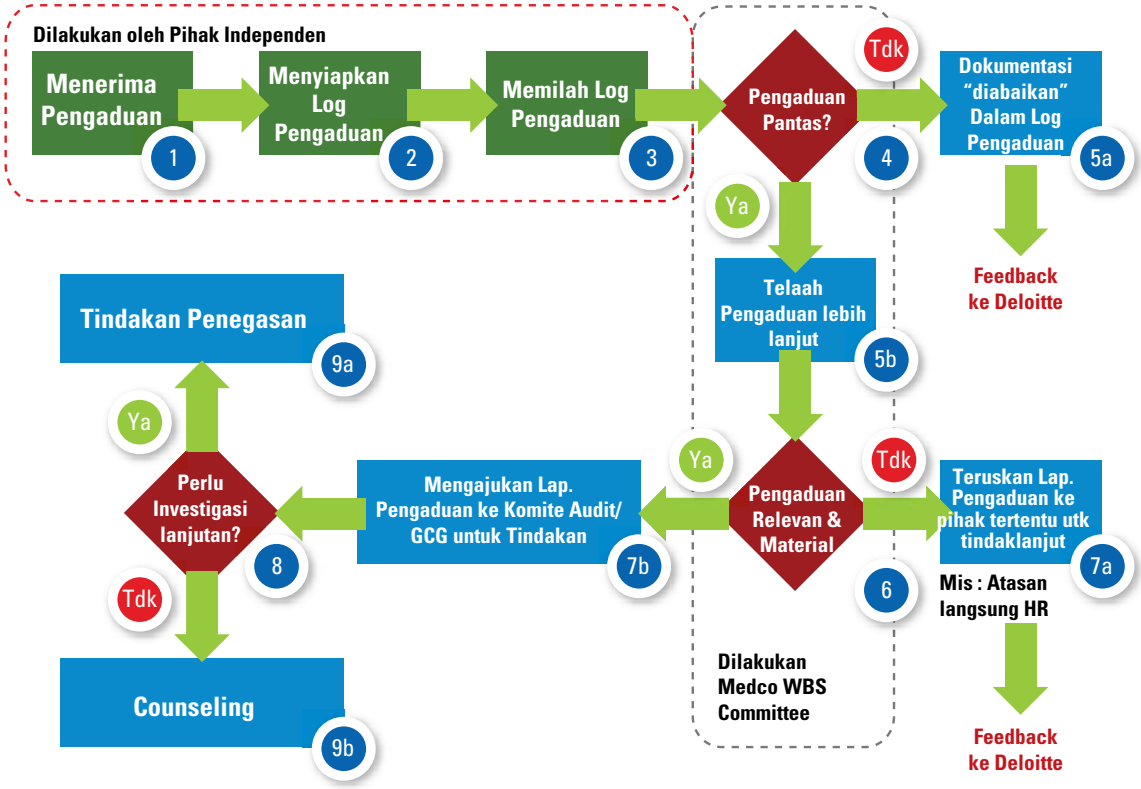
The willingness of each member of BOD and Management in filling in and returning the Survey Form is essential. By returning the filled-in Survey Form, the employees will make their commitment in implementing MedcoEnergi Group's Corporate Values and GCG principles as a CULTURE evident.

2011 GCG Implementation Plan

In its effort to avoid Conflicts of Interest in performing transactions, MedcoEnergi will continue to perform an open communication through the establishment of a program for vendors, in which all contracts will be made available bearing a statement that stipulates the Company to be within its rights to audit when it is deemed necessary.

Moreover, the Company will continuously strive to implement the Corporate Values using the Whistle-blowing System (WBS) that would cater to the needs of all stakeholders, while at the same time, provide induction programs in relation with the implementation of GCG in MedcoEnergi.

Diagram WBS



Strategi dan Perencanaan

Strategy and Planning

Di 2010, Perseroan sepakat untuk melanjutkan komitmen dalam mendukung pengembangan industri energi di Indonesia dan bertekad untuk terus mencari dan mengembangkan peluang operasi internasional dengan tetap fokus di negara-negara dimana portofolio E&P Migas berada saat ini.

Untuk itu, Perseroan memastikan Proyek-Proyek Pengembangan Utama yang telah berjalan dapat terus dilanjutkan sepanjang 2010 dan Proyek-Proyek Pengembangan Utama lainnya dapat diselesaikan sesuai waktu yang telah ditentukan.

Perseroan juga telah berupaya untuk melanjutkan program optimalisasi pemanfaatan aset, dan, kembali mengacu kepada rencana sebelumnya dalam menerapkan Strategi Pengetatan Pengelolaan Keuangan, Perseroan akan terus berkomitmen dalam melaksanakan:

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 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 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.

Di samping itu, dalam usaha mencapai salah satu Strategi Perseroan yaitu pelaksanaan efektifitas organisasi dengan menerapkan pengawasan keuangan secara disiplin dan

In 2010, the Company agreed to continue its commitment to support the development of the energy industry in Indonesia. The Company also intends to continue exploring and developing its operations internationally, focusing on the countries which were part of the Company's Oil and Gas E&P portfolio.

Consequently, the Company also ensured that the Key Development Projects in the pipeline progress further in 2010 and that other Key Development Projects were completed as scheduled.

The Company also continued to carry out asset optimization programs, upholding the Financial Liquidity Management Strategies that had been established in the preceding years. The Company also sought to be committed in:

Assets Management Plans:

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

Financing Management Plans:

1) To explore financing and refinancing opportunities in either USD or Rupiah at reasonable cost;
2) To continue to explore project financing opportunities founded by each asset;
3) To utilize reserves-based lending for selective E&P assets;
4) To continue to consult with members of 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) To continue to maintain discipline over project execution and capital stewardship;
6) To intensify management of the Company's 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

menanamkan budaya berkinerja tinggi serta mengembangkan kompetensi karyawan, Perseroan melanjutkan Program Manajemen Terpadu (IPM) sepanjang 2010. Berikut ini adalah gagasan-gagasan yang dikerjakan:

1. Technical Technology;
2. Knowledge Management;
3. Company Scorecard;
4. Enterprise Risk Management;
5. Performance Management System;
6. Manpower Planning & Development;
7. Leadership Development Program.

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. Ditambah dengan eksekusi program maksimalisasi aset untuk meningkatkan nilai tambah bagi pemegang saham.

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 dilanjutkan pada 2010 dan telah disetujui 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 2011

Sebagai upaya untuk mengidentifikasi berbagai tantangan dan sasaran yang ingin dicapai Perseroan agar tercipta sebuah pertumbuhan berkelanjutan, MedcoEnergi menegaskan untuk fokus kepada KINERJA KOMERSIAL dalam setiap pengambilan keputusan bisnis bagi kelangsungan Perseroan dan industri energi pada saat ini.

Sebagaimana telah disepakati seluruh anggota Direksi MedcoEnergi dan unit usahanya dalam Rapat Board Priority Setting (BPS) yang diselenggarakan pada Juli 2010, untuk 2011 ke depan, selain tetap fokus kepada kinerja komersial, Perseroan juga akan memastikan bahwa ada pertumbuhan seimbang antara peluang dan hambatan, khususnya dalam aspek keuangan, kompetensi dan kesanggupan manajemen.

performance culture and building personnel competencies, the Company continued working on the initiatives in the Integrated Program Management (IPM) during 2009. The initiatives that were carried out include the following:

1. Technical Technology;
2. Knowledge Management;
3. Company Scorecard;
4. Enterprise Risk Management;
5. Performance Management System;
6. Manpower Planning & Development
7. Leadership Development Program.

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

This commitment was executed by implementing Strategic Objectives that had been laid out to support the Company's Long Term Strategy. The Strategic Objectives' implementation was aligned with the Company's Strategy in Managing Financial Liquidity and the Work Program carried over from 2009 to 2010, earning the approval of the BOD of MedcoEnergi on the Budget. The BOD of MedcoEnergi are members of the subsidiaries BOC which directly operated those business units following the Management by Objective Meeting (MBO).

2011 Strategy and Planning

In response to the identified challenges and goals, and in order to reach a sustained Corporate growth, MedcoEnergi re-emphasized its focus towards COMMERCIAL PERFORMANCE in every business decision for the sustainability of the Company as well as the energy industry.

As agreed upon by all members of MedcoEnergi and its business units' BOD at the Board Priority Setting (BPS) which was held in July 2010, for the year 2011 onwards, the Company - apart from its focus towards commercial performance - will ensure that the growth is balanced between opportunities and finance, competence and management attention constraints.

... pelaksanaan efektifitas organisasi dengan menerapkan pengawasan keuangan secara disiplin dan menanamkan budaya berkinerja tinggi serta mengembangkan kompetensi karyawan…

…to enhance organizational effectiveness by instilling rigorous financial discipline, fostering a pervasive performance culture and building personnel competencies…

Untuk itu, Direksi MedcoEnergi dan unit usaha sepakat untuk melanjutkan penerapan Strategi Pengetatan Pengelolaan Keuangan, disamping meningkatkan arus kas dari operasi-operasi yang ada dan memelihara struktur permodalan yang berkesinambungan dan jelas melalui kepatuhan terhadap *debt covenants*, pendanaan *limited recourse*, optimalisasi aset dan bersahabat dengan pelaku pasar.

Dalam upaya meningkatkan nilai pemegang sahamnya di tahun-tahun mendatang, Perseroan juga akan berupaya melanjutkan program optimalisasi pengembangan proyek berdasarkan nilai-nilai ekonomis dan strategis didukung oleh sumber daya yang baik, ketersediaan dana, proses yang baik, kemampuan organisasi yang tinggi dan hubungan eksternal yang kuat.

Perseroan yakin bahwa strategi dan perencanaan yang akan dijalankan di 2011 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.

Consequently, the BOD of MedcoEnergi and its business units were in agreement to continue implementing the Financial Liquidity Management Strategy, in addition to improve cash flow from operations and maintain a sound and sustainable capital structure through compliance to debt covenants, limited recourse financing, asset optimization and being market friendly.

To enhance its shareholders value, the Company will also continue to execute the optimization of project development based on economic and strategic values supported by good resources, capital adequacy, proper process, high organization capabilities and strong external relations.

We are confident that the strategy and plans to be executed in 2011, 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 manner.

Prospek Usaha
Business Prospect

MedcoEnergi percaya bahwa prospek di bidang minyak dan gas masih sangat menjanjikan. Oleh karena itu, Perseroan berusaha untuk meningkatkan cadangan melalui kegiatan eksplorasi dengan prospek yang menjanjikan, kemitraan yang strategis, akuisisi blok-blok domestik dan peningkatan sumber daya manusia dan teknologi sebagai modal utama. Sementara bagi bidang usaha migas di luar negeri, Perseroan akan terus berusaha untuk melakukan permodalan sendiri dengan mengamankan cadangan yang ada serta memulai produksi di daerah yang menjanjikan. Hal ini dikaitkan dengan difokuskannya tujuh proyek inti, dimana lima proyek di antaranya berhubungan langsung dengan bidang minyak dan gas di Indonesia dan internasional, termasuk proyek monetisasi cadangan gas di Senoro, Sulawesi, dan proyek Perseroan di Libya yang memiliki cadangan kontinjensi yang signifikan.

MedcoEnergi believes that its prospects in the Oil and Gas business remain very promising. As such, the Company continues to focus on increasing the reserves through exploration of high reward prospects, strategic partnership, acquisition of domestic blocks and the development of human capital and technology. Meanwhile, in its global exploration and production, the Company will continue to remain self-financed and securing the remaining reserves as well as starting production in promising areas. It is closely tied with the progress of seven key development projects, five of which are directly related to oil and gas in Indonesia and abroad, including the monetization project of gas reserves at Senoro, Sulawesi, and the Company's project in Libya with its vast 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 mengembangkan usahanya ke Indonesia bagian barat, memanfaatkan energi terbarukan dan energi yang bersih sebagai sumber ketenagalistrikan serta menjadi yang terdepan dalam penyedia Pemeliharaan dan Operasi (O&M) bagi Independent Power Producer (IPP) yang besar

In addition to that, one of the needs of energy that will continue to increase today and in the years to come is the need for electricity. Therefore, the Company continuously strives to increase the production of electricity by developing other power plants in the western part of Indonesia, using renewable and cleaner energy as power resources and becoming Operation and Maintenance (O&M) player for big Independent Power Producer (IPP).

Saat ini Perseroan juga terus mengembangkan industri hilir dengan menitikberatkan pada pencapaian pendapatan yang berkesinambungan dari perdagangan *high speed diesel* melalui peningkatan kepastian pengiriman dan etanol, yang salah satu strateginya adalah mengamankan *feedstock* bagi kelangsungan kilang etanol tersebut.

Today, the Company continues to develop its downstream business activities, keeping its focus on achieving sustainable revenues in trading through the improvement of trading delivery assurance and the provision of ethanol. The latter is to be achieved by securing the feedstock to ensure a sustainable operation of the ethanol plant.

Beberapa peluang yang terus dikaji melalui Unit Bisnis Inkubator untuk dijadikan kegiatan usaha yang dapat menopang pemenuhan kebutuhan energi dunia yang akan terus meningkat di masa mendatang adalah Coal Bed Methane (CBM) dan batu bara. Berbagai prospek telah dilihat untuk terus dijajaki serta mengajukan kepada para pemilik Kontrak Kerja Sementara (KKS) untuk meningkatkan upayanya di setiap wilayah kerja Perseroan. Dalam bidang pertambangan batu bara, Perseroan terus berupaya untuk melihat peluang-peluang yang ada di Indonesia dengan melakukan kerja sama dengan pihak baik dari dalam maupun luar negeri.

Numerous opportunities are continuously being assessed by the Business Incubator Unit that will help global demand for energy in the future, which include Coal Bed Methane (CBM) and coal. Few prospects have been reviewed and proposed to the Production Sharing Contracts (PSCs) holders to encourage them to leverage their competencies in the Company's working areas. The Company continues to seek for mining opportunities in Indonesia through the establishment of partnerships with domestic and foreign companies.

Sementara dalam usahanya untuk meningkatkan kegiatan usaha di bidang gas, Perseroan akan terus fokus dalam menyediakan transportasi dan usaha terkait lainnya seperti perdagangan dan *pre-processing*.

Meanwhile in its effort to spur its gas business activities, the Company is set to focus on providing transportation and establishing associated business units such as trading and pre-processing.

Bidang usaha yang juga akan terus ditingkatkan adalah *drilling services* dimana Perseroan terus berupaya untuk meningkatkan kerja sama dengan perusahaan-perusahaan penyedia *services* lainnya atau penyedia teknologi yang ada.

Another business unit that will remain important to the Company is the drilling services, in which the Company will continue to obtain strategic alliances with oil field servicing companies or technology providers.

Tanggung Jawab Sosial Perusahaan (CSR)

Corporate Social Responsibility

09

"Penerapan program CSR akan mendukung upaya MedcoEnergi untuk menciptakan nilai tambah dan meningkatkan tingkat pengembalian kepada pemegang saham."

The implementation of CSR programs will support MedcoEnergi's effort to create additional value and enhance its return to the shareholders."

Dalam menjalankan misi sosialnya, Perseroan melakukan praktik berbisnis disertai tanggung jawab terhadap masyarakat serta lingkungan, yang dikemas melalui program-program Tanggung Jawab Sosial Perusahaan (CSR) secara berkelanjutan tanpa mengesampingkan esensi dari konsep dasar CSR. Bagi Perseroan, setiap program yang dirancang harus memiliki dampak pemberdayaan dan menjadi bagian yang terintegrasi dengan aktivitas sehari-hari Perseroan, baik di kantor pusat maupun di lapangan agar kondisi lingkungan tetap terjaga dan masyarakat sekitar mampu meneruskan, mempertahankan dan bahkan meningkatkan kualitas hidup mereka. Oleh karena itu, Perseroan menerapkan prinsip *triple bottom line* (ekonomi, sosial, lingkungan) dalam segala aktivitas usahanya untuk menjaga keberlanjutan usahanya.

In undertaking its social mission, the Company carries out business practices that are aligned with its 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 their 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.

Melanjutkan tahun-tahun sebelumnya, program CSR Perseroan sepanjang 2010 adalah tetap berpedoman pada Rencana Pembangunan Jangka Menengah Nasional (RPJMN) 2010-2015 yang diarahkan untuk memperkuat peningkatan kapasitas sumber daya domestik, pengembangan kemampuan ilmu pengetahuan, dan penguatan daya saing perekonomian. Secara umum, program CSR Perseroan bertujuan:

1. Mengurangi tingkat kemiskinan dan pengangguran melalui pemberdayaan serta menciptakan roda ekonomi dengan kekuatan lokal, sehingga dapat meningkatkan penerimaan masyarakat setempat dimana Perseroan beroperasi.
2. Menyediakan akses untuk meningkatkan kualitas pendidikan, kesehatan dan kehidupan spiritual masyarakat untuk mempersiapkan dan memberdayakan generasi penerus.
3. Membantu pembangunan infrastruktur untuk meningkatkan taraf hidup masyarakat.
4. Meminimalkan dampak kerusakan di daerah operasional yang ditinggalkan sebagai akibat dari habisnya cadangan migas untuk unit usaha migas E&P.

Following up on the previous years, the Company's CSR programs throughout 2010 continued to stay in adherence to the Government's National Medium Term Development Plan (RPJMN) 2010-2015 which was aimed to strengthen domestic resource capacity building, development of science skills, and harnessing economic competitiveness. As such, in general terms the objectives 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, which increased the income of local communities in the Company's areas of operation.
2. Provide access to improving the quality of education, health and spiritual life of the communities to prepare and empower the future generations.
3. Support public infrastructure development in order to enhance the quality of lives of communities.
4. 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.

Dengan menjalankan program CSR, MedcoEnergi akan senantiasa memperoleh kepercayaan dan dukungan masyarakat sekitar wilayah operasinya.

By executing CSR program, MedcoEnergi will gain trust and support from the communities of surrounding areas of operation.

Sejak beberapa tahun terakhir, Indonesia mengalami berbagai macam bencana alam yang mengakibatkan cukup banyak korban jiwa serta terhentinya roda perekonomian masyarakat yang terkena bencana. Untuk meringankan beban para korban bencana alam, MedcoEnergi senantiasa memberikan bantuan baik pada awal bencana terjadi maupun pada masa pemulihan daerah tersebut.

In recent years, Indonesia has suferred from a string of natural disasters that have not only cost lives but have also been detrimental to the livelihoods of communities affected by the disasters. In order to lessen the suffering of communities from natural disasters, MedcoEnergi extends a helping hand immediately in the wake of a disaster as well as throughout the recovery period.

Selama 2010, MedcoEnergi membelanjakan sejumlah Rp17,7 miliar untuk mendanai berbagai kegiatan CSR yang terutama mencakup kegiatan di bidang pendidikan, lingkungan hidup dan bencana alam. Jumlah ini meningkat dibandingkan dengan pengeluaran CSR pada 2009 sejumlah Rp13,2 miliar, yang menegaskan komitmen Perseroan untuk terus melanjutkan program-program implementasi CSR.

Throughout 2010, MedcoEnergi spent a total of Rp17.7 billion to fund its various CSR programs that mainly comprised of activities in the areas of education, the environment, and natural disaster. This amount was an increase from that of 2009 which came to a total of 13.2 billion, underlining the Company's commitment to maintain the continuity of its CSR programs implementation.

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 praktik usaha kesehariannya, yaitu prinsip pertumbuhan berkelanjutan, keterbukaan, kepatuhan terhadap peraturan, etika, 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 2010. Dalam rencana ke depan, ISO 26000 diharapkan dapat diadopsi dan diimplementasikan ke dalam seluruh program kegiatan CSR Perseroan.

Perseroan berkeyakinan penerapan program-program CSR akan mendukung upaya MedcoEnergi untuk menciptakan nilai tambah dan meningkatkan tingkat pengembalian kepada pemegang saham.

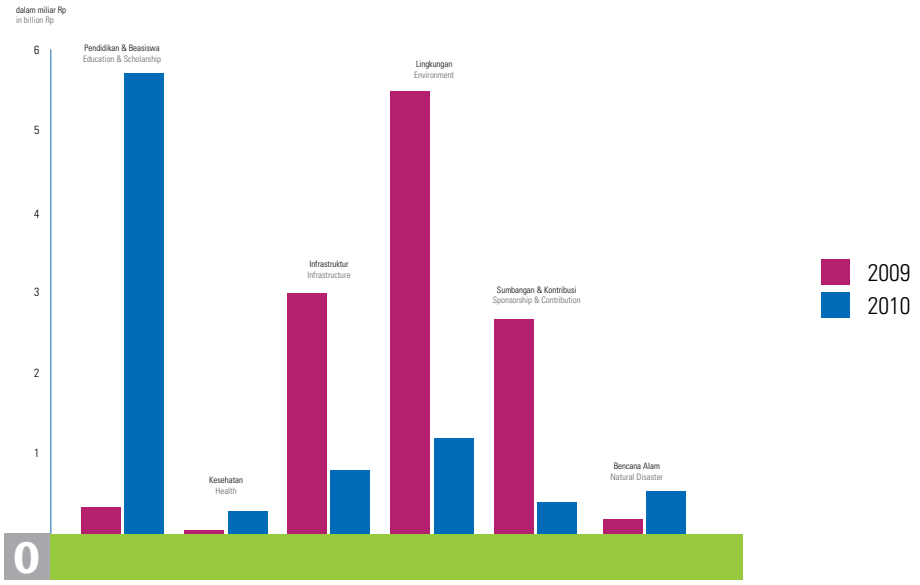
Indonesia became a member of the Working Group for the formulation of ISO 26000, a standardized international guidelines for social responsibility. As a practitioner of CSR programs in the oil and gas sector of Indonesia that has implemented the principles of ISO 26000 in its daily business activities, 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 launched in 2010. Going forward, the Company expects to adopt and implement ISO 26000 in all of the Company's CSR programs.

The Company believes, the implementation of CSR programs will support MedcoEnergi's effort to create additional value and enhance its return to the shareholders.

Biaya CSR pada 2009 dan 2010

CSR Expenditures in 2009 and 2010

Pengeluaran CSR Konsolidasi pada 2009 dan 2010
Consolidated CSR Expenditures in 2009 and 2010



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.

Pemberdayaan Masyarakat

Sepanjang sejarah pertumbuhan Perseroan, 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 eksplorasi dan produksi 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.

Community Empowerment

Throughout the history of growth of the Company, MedcoEnergi has 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 exploration and production; 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.

Oleh sebab itu, program Pemberdayaan Masyarakat menjadi bagian penting yang tak terpisahkan dari kegiatan Tanggung Jawab Sosial Perusahaan MedcoEnergi secara keseluruhan. Pada 2010, program Pengembangan Masyarakat ini antara lain mencakup program peningkatan perekonomian masyarakat melalui budi daya pertanian, perikanan dan perkebunan organik. Selain itu, untuk meningkatkan kualitas sumber daya manusia, perusahaan juga mengembangkan rumah pintar untuk program pendidikan dan pemberian penyuluhan dan pelayanan kesehatan.

Praktik Ramah Lingkungan dalam Pemberdayaan bagi Keberlanjutan Ekonomi

Dalam upaya menciptakan keberlanjutan ekonomi, MedcoEnergi mengutamakan langkah-langkah pemberdayaan dan peningkatan mutu pendidikan. Langkah tersebut bisa menjadi suatu fondasi yang kuat untuk kondisi keekonomian yang berkelanjutan dan dikemas dalam program pemberdayaan komunitas.

Melanjutkan suksesnya program SRI (System of Rice Intensification) Organik yang dapat meningkatkan produktivitas pertanian, menghemat penggunaan air dan mengurangi emisi gas karbon monoksida, gas karbon dioksida dan gas metan yang berkontribusi pada pemanasan global, maka program SRI Organik ini terus dikembangkan ke beberapa wilayah kerja PT Medco E&P Indonesia, yaitu di Kabupaten Musi Rawas (30 Ha), Kabupaten Banyuasin (7 Ha), Kota Tarakan (2 Ha) & Kabupaten Indragiri Hulu (20.2 Ha).

Sejalan dengan program SRI Organik, perusahaan juga mengenalkan budi daya peternakan lele organik di Kabupaten Musi Banyuasin dan Banyuasin. Selain itu dikembangkan juga perkebunan sayuran organik di Kota Tarakan.

Melalui unit usaha migas E&P, keberhasilan program SRI Organik membawa Perseroan memperoleh penghargaan MDGs Awards 2010 berupa Certificate of Recognition sebagai yang salah satu perusahaan yang terbaik dalam upaya pelestarian lingkungan. Penghargaan ini menunjukkan komitmen Perseroan terhadap tujuan pembangunan milenium yang memuat delapan sasaran pembangunan dalam upaya melestarikan lingkungan.

Peningkatan Kualitas Hidup Masyarakat

Untuk meningkatkan kualitas kehidupan masyarakat sekitar wilayah operasinya, terutama anak-anak yang nantinya akan menjadi penerus bangsa, pada 2010 Perseroan melanjutkan program peningkatan mutu pendidikan serta mutu kesehatan bagi masyarakat.

For this reason, the Community Empowerment programs have become a vital and integrated part of MedcoEnergi's Corporate Social Responsibility activities as a whole. In 2010, the Community Empowerment programs included among others a program to improve the community's economy through the cultivation of organic agriculture, fisheries and gardening. In addition, to improve the quality of human resources, the company also developed a smart house for educational programs and providing counseling and health services

Environmentally – Friendly Practices in Empowerment for Economic 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 the success of SRI (System of Rice Intensification) Organic agriculture that can increase productivity, conserve water use and reduce emissions of carbon monoxide, carbon dioxide and methane gases that contribute to global warming, the Organic SRI program is constantly being developed into a working area of PT Medco E & P Indonesia, namely in Musi Rawas district (30 hectares), District Banyuasin (seven hectares), the City of Tarakan (two hectares) and Regency of Indragiri Hulu (2.20 hectares).

In line with the Organic SRI program, the company also introduced the cultivation of organic catfish farms in the district of Musi Banyuasin and Banyuasin. The company also developed an organic vegetable farm in the town of Tarakan.

Through the oil and gas E & P, the success of the Organic SRI program has brought the Company the MDGs Awards 2010 in the form of a Certificate of Recognition as one of the best companies in the environmental conservation efforts. This award underlines the commitment of the Company towards the Millennium Development Goals that incorporate eight developmental targets especially to preserve the environment.

Enhancing Community's Quality of Life

To enhance the quality of life of the communities surrounding Medco's operations, especially for the benefit of children who represent the nation's future generation, in 2010 the Company continued to pursue its programs on enhancing the quality of education and health care for these communities.

Penyediaan Akses Pendidikan Berkelanjutan
Sejalan dengan komitmen MedcoEnergi untuk meningkatkan kualitas hidup masyarakat melalui peningkatan mutu pendidikan, di 2010, Perseroan melanjutkan berbagai program yang telah dijalankan di tahun-tahun sebelumnya, seperti:
1. Pengembangan rumah pintar
2. Pemberian beasiswa tingkat sekolah dasar sampai universitas; serta
3. Bantuan infrastruktur pendidikan.

Disamping itu, pada tahun 2010 MedcoEnergi melakukan kerjasama dengan Yayasan Al Khairaat guna meningkatkan kualitas pendidikan di lingkungan sekolah yang didirikan oleh Yayasan tersebut di kota Palu dan Luwuk, Sulawesi Tengah. Penambahan beberapa perangkat komputer diharapkan dapat memenuhi kebutuhan siswa di sekolah tersebut.

Providing Access to Continuing Education
In line with the commitment of MedcoEnergi to improve the quality of life of the society through better education, in 2010 the Company followed up with the programs that have been in progress for several years, including:
1. Building smart houses
2. Providing scholarships for students from elementary schools to universities; and
3. Improving educational infrastructures.

Moreover, MedcoEnergi supported Al Khairaat foundation to improve the quality of education at the foundation's schools in Palu and Luwuk, Central Sulawesi, on 2010. The company provided several computers which expected would meet the students' need.

... kerjasama dengan Yayasan Al Khairaat guna meningkatkan kualitas pendidikan di lingkungan sekolah…

…supported Al Khairaat foundation to improve the quality of education at the foundation's schools…

Meningkatkan Kesehatan Anak
Bagi MedcoEnergi, anak-anak merupakan calon penerus bangsa yang harus senantiasa dilindungi. Oleh karenanya, pada tahun 2010 Perseroan melanjutkan program peningkatan gizi anak-anak terlantar dan tidak mampu dari Indonesia bagian Timur dengan memberikan bantuan sandang dan pangan setiap bulannya kepada Yayasan Beriman Hidayatullah.

Providing Children Healthcare
For MedcoEnergi, children are the nation's assets who shall be protected. Therefore, the Company continued implementing the health improvement program of the foster kids from Eastern Indonesia by providing clothes and food to the Beriman Hidayatullah Foundation on a monthly base.

Pertanian Organik
Pertanian Organik dapat memperbaiki kondisi permukaan lahan di dalam tanah yang sudah rusak oleh pupuk kimia dan pestisida kimia karena pertanian organik membangun kembali ruang bioreaktor tanaman (infrastruktur lahan) dan menghidupkan lagi serangga, binatang kecil dan mikro-organisme yang meningkatkan kesuburan lahan. Budi daya pertanian organik memperkuat imunitas tanaman pertanian dalam tataran keseimbangan ekosistem.

Program ini berlandaskan pada produksi melalui proses mekanisme intensifikasi yang mencakup rekayasa ruang bioreaktor tanaman dengan menggunakan kompos dan penyediaan nutrisi bagi tanaman dengan menggunakan mikro-organisme lokal. Secara akademis, mekanisme ini disebut *intensification process*.

Organic Agriculture
Organic agriculture can improve the land surface conditions of soil that has been damaged by chemical fertilizers and chemical pesticides - mainly due to the process of rebuilding the bioreactor space (land infrastructure). Organic agriculture also helps revive small animals, insects and micro-organisms that improve soil fertility. Thus, it strengthens the immunity of organic agricultural cultivation of agricultural crops at a balanced level of ecosystem.

The program is based on the intensification of production through a mechanism that includes an engineering process of a bioreactor space using compost as well as the provision of nutrients for plants through the life cycle engineering in bioreactor plants utilizing local micro-organisms. Academically this mechanism is called process intensification.

Padi SRI Organik
Organic SRI Rice

Keandalan SRI (System of Rice Intensification) Organik
Menurut simulasi perhitungan, SRI Organik dengan sasaran surplus produksi beras 10 juta ton/tahun bisa dicapai dengan pengelolaan 6 juta hektar lahan sawah dengan 2 musim tanam per tahun pada tingkat produktivitas 6 ton GKG/hektar, sesuatu yang sangat bisa diandalkan pada SRI Organik. Keuntungan signifikan lain yang dapat diraih dengan penerapan SRI Organik adalah dapat dicapai dan dipeliharanya pendapatan petani hingga Rp87 triliun/tahun dan keuntungan pemeliharaan kualitas lingkungan berupa penghematan penggunaan air hingga 145,6 miliar m3/tahun dan penghilangan emisi gas rumah kaca metana dari sawah hingga 3,63 miliar ton setara CO_2 yang bisa menjadi Certified Emission Reductions (CERs) senilai Rp29 triliun/tahun bila dihargai AS$8/ton CO_2eq.

Keandalan SRI Organik juga ditunjukkan melalui kinerja dalam menghadapi gelombang hama yang terjadi pada musim tanam akhir tahun lalu, sekalipun tanaman SRI Organik juga mengalami serangan hama yang sama, namun tidak sampai puso sama sekali dan masih bisa panen tak kurang dari setengah tingkat produksinya. Kenyataan adanya peningkatan daya tahan tanaman pada SRI Organik karena adanya mekanisme keseimbangan ekosistem dan interaksi kuat antara tanaman dengan bioreaktornya. Hal ini sedang dikembangkan lebih lanjut dalam rangka antisipasi dampak negatif dari pemanasan dan perubahan iklim global terhadap tanaman padi.

Reliability of Organic SRI (System of Rice Intensification)
According to the simulated calculation, the targeted organic SRI rice production could reach a surplus of 10 million tons annually, utilizing six million hectares of rice fields planted twice each season with the productivity level of six tons gkg/hectare, where it indicates a positive outcome of SRI Organic. Other significant advantages that can be achieved using the application of SRI Organic include the farmers' capability to maintain their income up to Rp87 trillion/year, and save water usage of up to 145.6 bilion m3/year as well as the removal of methane greenhouse gas emissions from rice fields of up to 3.63 billion tons of CO_2 equivalent that can become certified emission reductions (CERs) worth Rp29 trillion annually when priced at US$8/ton CO_2eq.

The benefits of Organic SRI were also displayed in its performance during pest invasion that occurred during the final stages of the growing season a few years ago. While experiencing pest invasion last year, Organic SRI plants survived the attack and were able to harvest not less than half of its level of production. The increase in resistance in SRI Organic crops was mainly due to the balanced ecosystem and strong interactions between the plants and the bioreactor. The system is currently being developed further in order to anticipate for the negative impact of global warming and climate change on rice plants.

Kemitraan dengan Pemerintah Indonesia dalam Peningkatan *Brand*

Mendukung Pemerintah Republik Indonesia pada The World Expo 2010

Dalam menjalankan perannya sebagai *corporate citizen* yang senantiasa mendukung program-program pemerintah, MedcoEnergi turut mendukung keikutsertaan Pemerintah Republik Indonesia melalui Kementerian Perdagangan Republik Indonesia dalam The World Expo 2010 di Shanghai.

The World Expo 2010 Shanghai merupakan acara eksibisi internasional terbesar dalam skala BIE (Bureau International des Expositions) yang termasuk dalam kategori *Registered Exhibition* dengan tujuan untuk membangun brand suatu negara. Eksibisi yang merupakan ajang terbesar di dunia setelah World Cup dan Olympic ini diselenggarakan setiap 5 tahun sekali dan telah berlangsung sejak 1851.

Dukungan MedcoEnergi pada acara ini merupakan bentuk komitmen Perseroan sebagai mitra Pemerintah dalam peningkatan *brand* Indonesia di mata dunia sehingga dapat mendukung Pemerintah meningkatkan devisa negara dari sektor pariwisata, perdagangan dan investasi.

Sebagai salah satu perusahaan swasta yang terpilih sebagai mitra pemerintah dalam penyelenggaraan acara ini, MedcoEnergi ikut bangga atas perolehan Bronze World Expo Award yang diterima oleh Pemerintah Indonesia berkat Creative Display dari Paviliun Indonesia.

Mendukung Java Jazz Festival 2010

MedcoEnergi untuk kelima kalinya memberikan dukungan pada penyelenggaraan acara Java Jazz Festival 2010 sebagai salah satu ajang festival musik jazz terbaik dunia. Dukungan MedcoEnergi pada penyelenggaraan acara ini merupakan komitmen Perseroan untuk menjadi mitra Pemerintah dalam meningkatkan *brand* Indonesia melalui acara musik yang sudah terbukti mampu menarik perhatian banyak orang baik di dalam maupun luar negeri.

Dukungan MedcoEnergi pada acara yang didukung sepenuhnya oleh Kementerian Kebudayaan dan Pariwisata Republik Indonesia dan Kementerian Perdagangan ini merupakan komitmen Perseroan untuk mendukung program pemerintah untuk menarik wisatawan mancanegara sehingga dapat meningkatkan devisa negara dari sektor pariwisata.

Partnering with Indonesian Government for Brand Awareness

Supporting the Government of the Republic of Indonesia at the World Expo 2010

In performing its role as corporate citizen which regularly supports government programs, MedcoEnergi was keen on contributing to the Government of Republic of Indonesia through the Ministry of Trade of the Republic of Indonesia at the World Expo 2010 in Shanghai.

The World Expo 2010 in Shanghai was one of the biggest international exhibitions on the BIE (Bureau International des Expositions) scale and is categorized as Registered Exhibition aiming to build the brand of a state. The expo, which is considered as the largest event in the world after the World Cup and the Olympics is held every five years and has taken place since 1851.

MedcoEnergi's support in the event was a reflection of its commitment as a partner of the Government in improving the brand image of Indonesia globally in order to increase the state income through tourism, trade and investment.

As a private company selected by the government as a partner in organizing the event, MedcoEnergi also shared the pride as Indonesia was awarded with the Bronze World Expo Award for Creative Display for the Indonesia Pavilion.

Supporting the Java Jazz Festival 2010

MedcoEnergi, for the fifth consecutive time, has managed to be actively involved in organizing the Java to be one of the best jazz music festivals in the world. MedcoEnergi's support for the event shows its commitment in becoming a partner to the Government and assisting its efforts in improving the brand of Indonesia through musical events which also proved to be an attraction that catered to both domestic and international audiences

MedcoEnergi's support of the event has been fully recognized by the Ministry of Culture and Tourism of the Republic of Indonesia as well as the Ministry of Commerce. The initiative also underlined the Company's commitment in accomplishing the country's goals to attract international tourists in order to boost national revenue from tourism.

SDM Sebagai Modal Utama

Humans are Our Major Capital

10

"Investasi pada inisiatif strategis *Human Capital* bertujuan untuk menarik, memelihara dan memotivasi talenta yang baik"

Investment in several strategic Human Capital initiatives aimed to attract, retain and motivate the right talents

Sumber Daya Manusia
Human Capital

Manusia memegang peran yang penting bagi kemajuan MedcoEnergi. Kinerja Perseroan tergantung pada kompetensi dan komitmen pegawai. Oleh karena itu Perseroan menyusun, mengelola dan memberikan imbalan kepada pegawai agar mereka dapat mencapai kinerja terbaik, sekarang dan untuk jangka panjang.

Menyadari pentingnya pegawai kami dalam mewujudkan tujuan bisnis dan memastikan berlanjutnya keberhasilan perusahaan, Perseroan telah menginvestasikan beberapa inisiatif SDM untuk menarik, mempertahankan dan memotivasi bakat-bakat yang tepat. Inisiatif tersebut termasuk:

1. Penerapan sistem manajemen berbasis kinerja
2. Penerapan manajemen bakat utama yang terintegrasi
3. Memprioritaskan program pengembangan kepemimpinan pada tingkatan manajemen
4. Menerapkan *knowledge workers* di seluruh anak perusahaannya
5. Mengoptimalkan prosedur dan kebijakan modal manusia
6. Menggunakan database modal manusia global
7. Menggunakan sistem pengolahan modal manusia secara elektronik

People are fundamental to our progress in MedcoEnergi. Our Company's performance depends on our employees' competency and commitment. We therefore organize, manage and reward employees in ways designed to achieve their best possible performance, today and in the long term.

Realizing the importance of our people in delivering the business objectives and ensuring sustainability of our success, the Company has invested in several strategic Human Capital initiatives aimed to attract, retain and motivate the right talents. These initiatives include:

1. Implementing performance based management system;
2. Implementing integrated key talent management;
3. Prioritizing leadership development program at management level;
4. Implementing company-wide knowledge workers;
5. Optimizing human capital policy and procedures.
6. Utilizing global human capital database;
7. Utilizing electronic human capital processing system.

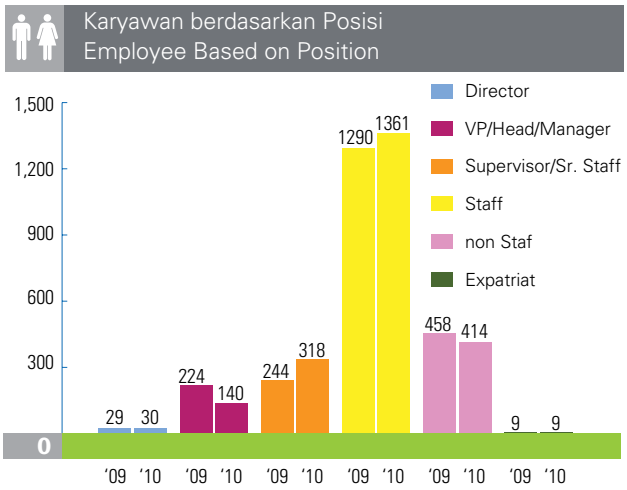
Demografi Karyawan

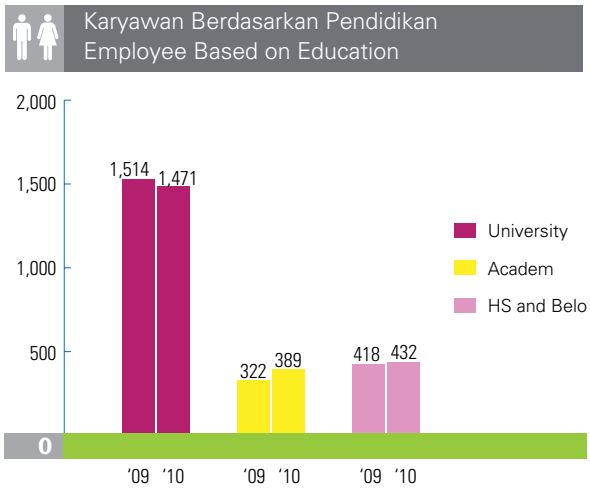
Demografi karyawan tetap dan karyawan tidak tetap (kontrak) di Grup MedcoEnergi per 31 Desember 2010 dibandingkan dengan 31 Desember 2009 adalah sebagai berikut:

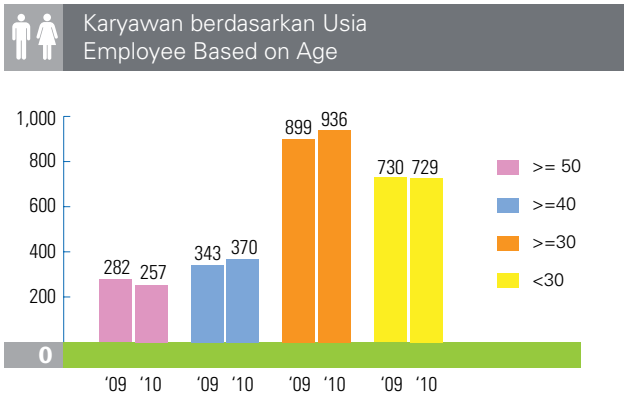
Employee Demography

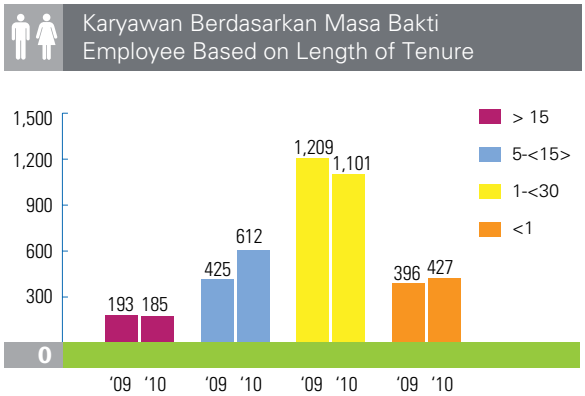
The composition of permanent employees and contract workers of the MedcoEnergi Group as of December 31, 2010 in comparison to December 31, 2009 is as follows:

Perusahaan Company	Jumlah Personil Number of Personnel			Status					
				Tetap Permanent			Tidak Tetap Contract		
	2010	2009	%	2010	2009	%	2010	2009	%
PT Medco Energi Internasional Tbk	95	97	-2.06	80	84	-4.76	15	13	15.38
PT Medco E&P Indonesia	1,242	1,283	-3.20	1,010	1,012	-0.20	232	271	-14.39
PT Medco Downstream Indonesia	342	325	5.23	299	220	35.91	43	105	-59.05
PT Medco Power Indonesia	487	427	14.05	384	344	11.63	103	83	24.10
Medco Global Pte. Ltd	28	26	7.69	19	20	-5.00	9	6	50.00
PT Medco Gas Indonesia	5	5	0.00	0	0	0.00	5	5	0.00
PT Exspan Petrogas Intranusa	76	73	4.11	51	51	0.00	25	22	13.64
PT Medco Energi Mining Internasional	17	18	-5.56	15	17	-11.76	2	1	100.00
Jumlah | Total	2,292	2,254	1.68	1,858	1,748	6.29	434	506	-14.23









Manajemen Bakat

Dalam mengelola salah satu aset terpenting Perseroan, yaitu Sumber Daya Manusia (SDM), dilakukan banyak kegiatan untuk merekrut dan mempertahankan karyawan berbakat di MedcoEnergi. Kegiatan ini umum dikenal dengan *Talent Management* 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 Sistem Manajemen Kinerja (PMS) pada SDM 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. Hal ini diatur dalam program IPM dan dipadukan dengan sistem SDM yang sekarang dikembangkan oleh semua unit usaha Perseroan.

Sistem 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 diotomatisasi. Sistem ini didukung SAP dan mulai diterapkan pada Januari 2008.

Inisiatif yang sama akan terus dilanjutkan pada 2011 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 Perseroan.

Program Pelatihan dan Pengembangan

Berbagai program seperti Keberhasilan Tindakan, Kemampuan Pengembangan, Perekrutan dan Pembauran serta Program Pengembangan Kepemimpinan termasuk dalam inisiatif yang sedang dilakukan dalam rangka meraih 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)

Performance Management System

The Company appreciates the importance of implementing the best system to manage its employee performance. MedcoEnergi implements the Performance Management System (PMS) with 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.

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.

Training and Development Program

A number of programs such as Successful Action, Learning Ability, Recruitment and Engagement as well as the 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 and others.
c. Technical training courses for field personnel that are held by the Indonesian Association of Oil and Gas Drilling (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).

In addition, the Company also undertakes an Educational Supporting Program for employees who would like to pursue higher education (postgraduate studies).

Menuju Perusahaan Berbasis Pengetahuan

Pada saat berdiri pada 1980, sebagai perusahaan penyedia jasa anjungan pemboran dan kontraktor pemboran swasta Indonesia pertama, MedcoEnergi menjadi pemimpin dalam hal kompetensi teknis, 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 SDM yang dimiliki 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.

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 sound and ethical leadership. Throughout its evolutionary growth, MedcoEnergi has matured into 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 the ability to absorb knowledge from partnerships and acquisitions.

Program Pengembangan Kepemimpinan (LDP)

Leadership Development Program (LDP)

Sasaran dari kegiatan LDP adalah untuk membangun *coaching mindset* disamping pengembangan kemampuan pemimpin – pemimpin MedcoEnergi dalam menghadapi tantangan agar secara bersama-sama bisa mendukung tercapainya tujuan strategis Perseroan. Kegiatan ini diikuti sekitar 50 orang eksekutif dan setidaknya 13 direktur dari seluruh anak-anak perusahaan MedcoEnergi dan didukung sepenuhnya oleh Presiden Direktur MedcoEnergi.

Dalam pelaksanaannya, kegiatan LDP meliputi:

- *Coaching*:
  - Bertujuan untuk membimbing para peserta dalam pelaksanaan kegiatan dan membantu dalam memperbaiki kemampuan/kompetensi kepemimpinan mereka;
  - Direktur bertindak sebagai *coach* di masing-masing anak perusahaan.
- *Workshop*:
  - Bertujuan untuk membangun pemahaman kepemimpinan di MedcoEnergi dan mengembangkan kemampuan kompetensi kepemimpinan;
  - Fokus dalam diskusi dan berbagi pengalaman dimana pemimpin mengajar pemimpin (*leaders teaching leaders*);
  - Dilaksanakan dalam satu atau satu-setengah hari per dua bulan.
  - Tema yang diusung diantaranya:
    - *Leadership Statement*
    - *Leadership Crucible Experience*
    - *Leadership That Gets Result*
    - *Company Strategy*
    - *Effective Communication*
    - *Commercial Acumen*
    - *Leading Change*
    - *Execution Excellence*
    - *Structured Communication*
    - *Blue Ocean Strategy* dan sebagainya.
- *Action Learning Project:*
  - Bertujuan untuk memberikan kesempatan kepada para peserta untuk menguji kemampuannya dalam mengatur dan berperan aktif dalam menyelesaikan tugas atau proyek kecil di luar tanggung jawab mereka sehari-hari;
  - Para peserta terbagi dalam beberapa tim kecil dimana setiap tim memiliki *project coach* dan *project sponsor*.

LDP di MedcoEnergi Group sudah diluncurkan sejak 2009 dimana pada *Batch* Pertama, terdapat 12 orang eksekutif yang terlibat secara intensif di dalamnya selama 6 bulan. Untuk 2010, kegiatan LDP berjalan dengan melibatkan 15 eksekutif sebagai peserta. *Batch* Kedua ini direncanakan akan berlangsung selama satu tahun sampai awal 2011.

The objective of LDP is to build a coaching mindset as well as developing leadership ability for MedcoEnergi leaders in facing challenges in MedcoEnergi, therefore, collectively support the Company's strategic goals. There are 50 executives and at least 13 directors from the Company's subsidiary participated in the program, fully supported by President Director of MedcoEnergi.

The activities of LDP include the followings:

- Coaching:
  - Aiming to guide participant in implementing its activities and assist in improving leadership capability and competency;
  - Director act as coaches in their respective subsidiaries;
- Workshop:
  - Aiming to build leadership understanding in MedcoEnergi and develop leadership competency skill;
  - Focus on discussing and sharing knowledge whereas leaders teaching leaders;
  - Conducted in one and one-and-half day for every two months;
  - Proposed themes are the following:
    - Leadership Statement
    - Leadership Crucible Experience
    - Leadership That Gets Result
    - Company Strategy
    - Effective Communication
    - Commercial Acumen
    - Leading Change
    - Execution Excellence
    - Structured Communication
    - Blue Ocean Strategy etc.
- Action Learning Project:
  - Aiming to provide the opportunity for participants to test its competency in managing and actively involved in executing the task or small projects apart from their daily activities;
  - The participants are divided into several small teams where each team has a project coach and project sponsors.

LDP in MedcoEnergi Group has been launched since 2009 with its first batch consist of 12 executives intensively for 6 months. In 2010, 15 executives actively involved in the program and were planned to last for one year, until early 2011.

Teknologi Informasi & Komunikasi
Information & Communications Technology

Perseroan memastikan bahwa informasi dan komunikasi dapat dimanfaatkan oleh semua anggota MedcoEnergi Grup. Hal ini mencakup penyediaan sambungan dan koneksi data cadangan serta audio ke semua wilayah menggunakan Multi Protocol Label Switching (MPLS) dan Very Small Aperture Terminal (VSAT). Disamping itu, MedcoEnergi juga berkeinginan untuk menjadikan perusahaan ini sebagai pelopor teknologi informasi dan komunikasi yang terdepan dalam industri energi. Berikut beberapa program yang dijalankan sepanjang 2010.

Telework
Peseroan telah memenuhi syarat-syarat utama telework, antara lain:

1. Kemampuan mengakses fasilitas komputer dan komunikasi Perseroan secara dan aman melalui internet
2. Melengkapi staf dengan komputer jinjing/*notebook*
3. Mengonversi sebagian besar dokumen Perseroan menjadi dokumen elektronik
4. Otomasi sebagian besar proses bisnis ke dalam sistem *Business Process Management*

Pada 2010, Perseroan menyelesaikan infrastruktur usaha berbasis teknologi informasi (TI) yang dibutuhkan agar pegawai dapat bekerja tidak hanya dari areal Perseroan, namun juga dari mana saja selama adanya fasilitas internet. Hal tersebut memberikan fleksibilitas, bagi Perseroan maupun pegawai, dalam menyelesaikan berbagai pekerjaan.

Sebagai ujicoba, beberapa divisi Perseroan mencoba bekerja di luar kantor/*workstation* regulernya selama sebulan dengan hasil yang positif.

Ruang Kolaboratif
Dengan selesai dibangunnya ruangan kolaboratif yang sarat teknologi, Perseroan kini dapat secara terpusat memonitor akitivitas harian eksplorasi dan produksi dari seluruh aset Perseroan serta melakukan pekerjaan kolaboratif yang multidisipliner yang diperlukan atas aset-aset tersebut. Ruang Kolaboratif ini dapat menjelma menjadi sebuah Crisis Room Center apabila ada keadaan darurat di lapangan. Seluruh informasi teknikal dan operasional dapat dengan mudah didapat dan ditampilkan di salah satu layar besarnya.

The Company ensures that information and communications are being delivered to all MedcoEnergi Group. These include providing the connection and the back-up connection for data and audio to all areas using Multi Protocol Label Switching (MPLS) as well as Very Small Aperture Terminal (VSAT). MedcoEnergi aims to make the company as the pioneer of information and communications technology in energy industry. The following are some programs that run throughout 2010.

Telework
The Company has all the prerequisites of telework fulfilled, which include the following:

1. The capability of accessing the company's computer and communication facilities reliably and securely from internet
2. Equipping staff with portable notebook computers
3. Having digitally-formatted most Company documents into e-documents
4. Having automated most business processes into Business Process Management System

In 2010, the Company has completed the necessary IT-based business infrastructure to enable employees to be able to work not only from within the boundaries of the Company's premises but from any given place, allowing access from any viable public internet facility. The infrastructure provides flexibility, both for the Company and employees, in completing various tasks.

During a trail phase, a couple of the Company's divisions were asked to work from outside their regular workstations/offices for a whole month and the move came back with positive results.

Collaborative Room
With the establishment of a technology-centric collaborative room, the Company is now able to carry out central surveillance on daily exploration and production activities of all Company assets and perform multi-disciplinary collaborative work on those assets. This Collaborative Room can transform itself to become a Crisis Center Room should emergencies arise in the fields. Technical and operational information can be easily pulled and projected into one of the giant displays in the room.

Informasi Tambahan

Supplementary Information

11

Penasihat Perusahaan
The Advisors of MedcoEnergi

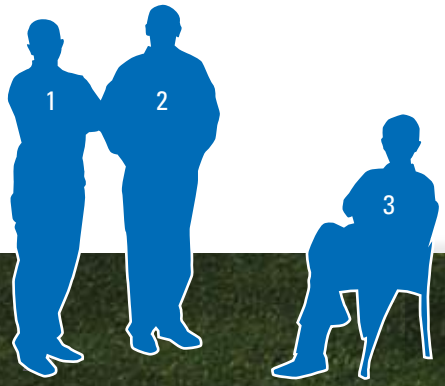
1. Arifin Panigoro

Pendiri kelompok usaha Grup Medco ini memulai kiprahnya di industri minyak dan gas sejak 1980. Pada 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 1973. Mendapatkan gelar doktor kehormatan (*honoris causa*) dari Institut Teknologi Bandung pada 23 Januari 2010 dengan pidato ilmiahnya "Kuasai Teknologi, Bangun Ekonomi, Tegakkan Martabat Bangsa".

The founder of Medco Group began his stint in the oil and gas industry in 1980. In 1988, Panigoro withdrew from the Company's management and has since become an advisor, notably in identifying new oil and gas business opportunities.

Panigoro earned a bachelor degree in Electrical Engineering from the Bandung Institute of Technology in 1973 and was awarded his honorary degree (honoris causa) from the Bandung Institute of Technology on January 23, 2010 with a spech titled "Kuasai Teknologi, Bangun Ekonomi, Tegakkan Martabat Bangsa".



2. Alwi Shihab

Mantan Menteri Luar Negeri Republik Indonesia dan Menteri Koordinator Kesejahteraan Rakyat. Beliau bergabung menjadi penasihat Perseroan pada 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 Kairo, Mesir masing-masing pada 1966 dan 1968. Mendapatkan gelar Sarjana di bidang Filosofi Islam dari IAIN Alauddin di Ujung Pandang, Indonesia pada 1986. Meraih gelar Doctor of Philosophy dari University Ain Shams di Kairo, Mesir pada 1990. Melanjutkan studinya dan mendapatkan gelar Master of Arts dari Temple University, AS pada 1990 dan kemudian meraih gelar Doctor of Philosophy juga dari Temple University, AS pada 1995. Mendapatkan gelar post doctorate dari Pusat Studi Agama Dunia di Harvard University, AS pada 1996.

Shihab is former Minister of Foreign Affairs of the Republic of Indonesia and Coordinating Minister of People's Welfare. He joined the Company as advisor in March 2007 with the main role of providing advice in penetrating the international oil and gas market.

Alwi Shihab earned a Bachelor of Arts degree and Master of Arts degree both from the University of Al-Azhar, Cairo, Egypt in 1966 and 1968 respectively. He also earned a Bachelor degree in Islamic Philosophy from IAIN Alauddin, Ujung Pandang, Indonesia in 1986. He received a Doctor of Philosophy degree from the University of Ain Shams, Cairo, Egypt in 1990, then continued his study and received a Master of Arts degree from Temple University, USA in 1990 which was then followed by a Doctor of Philosophy degree from Temple University, USA in 1995. The year 1996 saw Shihab receive another post doctorate from the Center For the Study of World Religions in Harvard University, USA.

3. Subroto

Mantan Menteri Pertambangan dan Energi Republik Indonesia dan mantan Sekretaris Jenderal OPEC. Sejak 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 1948 dan melanjutkan pendidikannya untuk mendapatkan gelar sarjana Ekonomi dari Universitas Indonesia pada 1952. Meraih Gelar Master of Arts di bidang Ekonomi dari McGill University di Montreal, Kanada pada 1956 dan kemudian gelar Doctor of Philosophy di bidang Ekonomi dari Universitas Indonesia pada 1958. Pada 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 1964.

Former Minister of Mining and Energy of the Republic of Indonesia and former Secretary General of the 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, he then continued his study to earn a Bachelor of Arts degree in Economics from the University of Indonesia in 1952. Subroto 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 Program.

Dewan Komisaris
Board of Commissioners

1 **HILMI PANIGORO**
KOMISARIS UTAMA
PRESIDENT COMMISSIONER

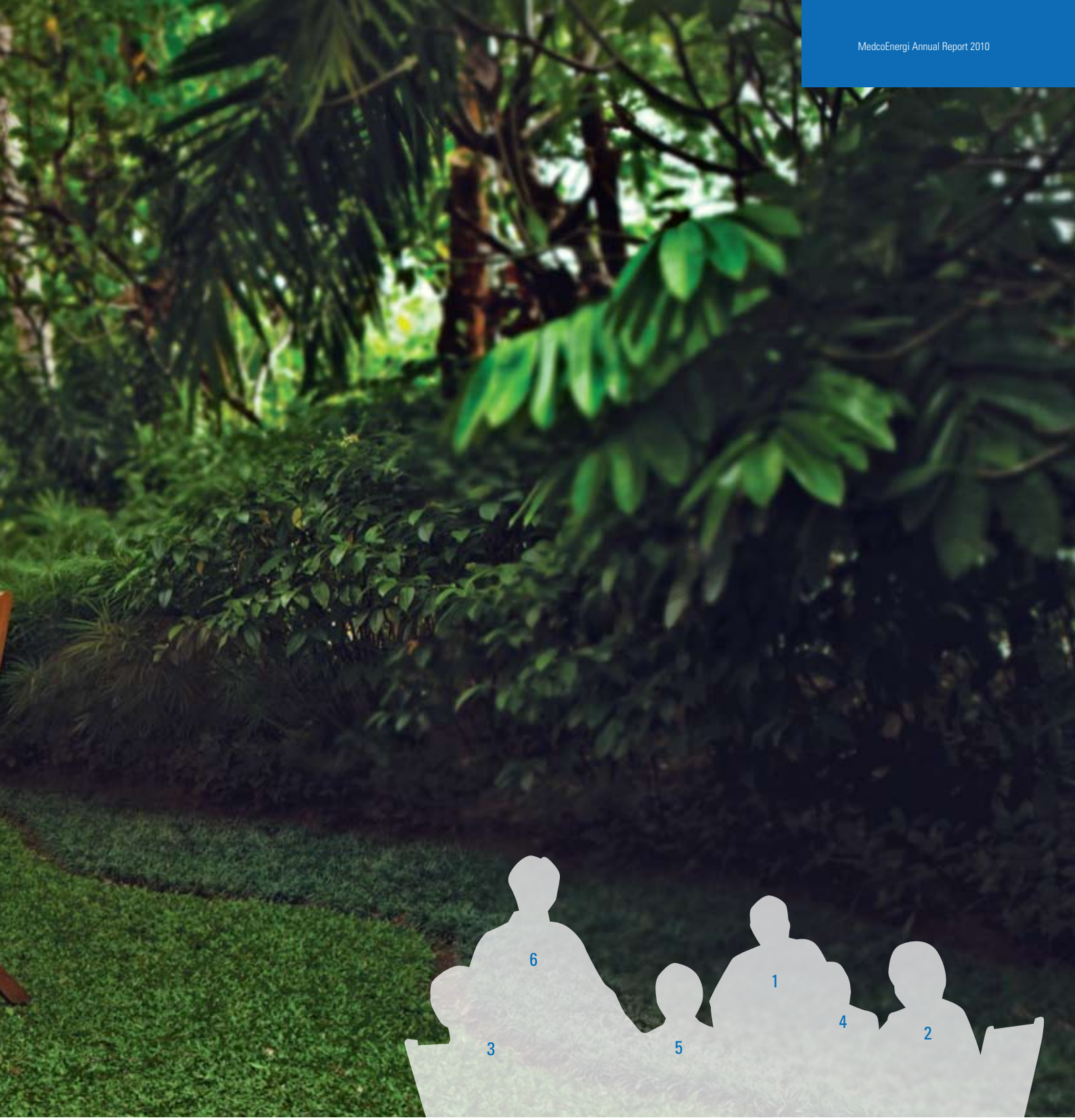
2 **GUSTIAMAN DERU**
KOMISARIS INDEPENDEN
INDEPENDENT COMMISSIONER

3 **MARSILLAM SIMANJUNTAK**
KOMISARIS INDEPENDEN
INDEPENDENT COMMISSIONER

4 **RETNO D. ARIFIN**
KOMISARIS
COMMISSIONER

5 **YANI Y. RODYAT**
KOMISARIS
COMMISSIONER

6 **MASAYUKI MIZUNO**
KOMISARIS
COMMISSIONER


6
1
4
2
3
5

HILMI PANIGORO
KOMISARIS UTAMA
PRESIDENT COMMISSIONER

Warga Negara Indonesia. Lahir pada 1955. Diangkat kembali menjadi Presiden Direktur Perseroan sejak 2001. Saat ini juga menjabat 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 1982-1996.

Meraih gelar Master dalam bidang Teknik Geologi dari Colorado School of Mines, AS, pada 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, pada 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 Hilmi Panigoro was born in 1955. He was re-appointed as the President Director of the Company in 2001. Hilimi Panigoro is currently the Commissioner of PT Meta Archipelago Hotels and the President Director of PT Medco Duta and PT Medco Intidinamika. He has extensive experience in the oil and gas industry and held various positions while working at VICO Indonesia 1982-1996.

Hilimi Panigoro received a Master of Science degree in Geological Science from the Colorado School of Mines, USA, in 1988, and majored in Business Administration at the Thunderbird University, USA, in 1984. He received a Bachelor degree in Geological Science from the Bandung Institute of Technology in 1981.

Main Role
Hilimi Panigoro's role is to supervise and advise the Board of Directors with regard 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. He is also a member of Audit and Nomination Committee.

GUSTIAMAN DERU
KOMISARIS INDEPENDEN
INDEPENDENT COMMISSIONER

Warga Negara Indonesia. Lahir pada 1960. Ditunjuk menjadi Komisaris Independen sejak 2002. Sebelumnya menjabat sebagai Direktur Senior Investment Professional di Matlin Patterson Advisers (Asia) Limited, Hong Kong (2002 - 2009), Komisaris Perseroan (2000-2002), 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 (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 1985.

Tugas Utama
Mengawasi dan memberikan masukan kepada Direksi berkaitan dengan masalah-masalah keuangan serta menjadi anggota Komite Audit dan Komite Nominasi.

An Indonesian Citizen born in 1960, Deru was appointed as the Company's Independent Commissioner in 2002. He previously held positions as a Director, Senior Investment Professional post in Matlin Patterson Advisers (Asia) Limited, Hong Kong (2002-2009); Commissioner of the Company (2000-2002), Director, Workout and Special Situation of Group in Credit Suisse First Boston, Hong Kong (1998-2002); Director, for Asian Local Markets Trading of ING Barings, Hong Kong (1996-1998), and Director of Peregrine Fixed Income Limited, Singapore (1994-1996) and various prominent positions.

Deru 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 the Parahyangan University, Bandung in 1985.

Main Role
To supervise and advise the Board of Directors on financial issues, and also a member of the Audit Committee and Nomination Committee.

MARSILLAM SIMANDJUNTAK
KOMISARIS INDEPENDEN
INDEPENDENT COMMISSIONER

Warga negara Indonesia. Lahir pada 1943 di Yogyakarta. Bekerja untuk PT Garuda Indonesia dengan berbagai posisi di Medical Bureau pada 1971–1980. Pernah menjabat sebagai Sekretaris Kabinet, Menteri Kehakiman dan Jaksa Agung Republik Indonesia pada 2001. Senior Editor Consultant TEMPO dari 2002–2006, Presiden Komisaris Independen PT Gunung Agung Tbk dari 2003–2005, Presiden Komisaris PT Wisma Nusantara International dari 2003-2006, Komisaris Utama PT Garuda Indonesia dari 2003–2005, Kepala Unit Kerja Presiden Pengelolaan Program dan Reformasi (UKP-PPR) dari 2006–2009, Tenaga diperbantukan pada Menteri Keuangan untuk Prakarsa Reformasi Pajak dan Bea Cukai dari 2006–2010.

Memperoleh gelar Sarjana Kedokteran dari Universitas Indonesia pada 1971, Sarjana Hukum dari Universitas Indonesia pada 1989 dan sebagai visiting scholar di University of California, Berkeley, Amerika Serikat pada 1985-1987.

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.

An Indonesian citizen, born in Yogyakarta in 1943, Simandjuntak worked for PT Garuda Indonesia and held several positions at the Medical Bureau within the 1971 – 1980 period. He was appointed as the Cabinet Secretary, Minister of Justice and Attorney General of the Republic of Indonesia in 2001. Simandjuntak also became a Senior Editor Consultant with TEMPO magazine from 2002 to 2006; President Commissioner Independent PT Gunung Agung Tbk from 2003 to 2005, President Commissioner of PT Garuda Indonesia from 2003 to 2005, Head of the Presidential Working Unit Program and Reform Governance (UKP – PPR) in 2006 – 2009, Special Staff to the Ministry of Finance for Tax Reform Initiative and Customs from 2006 to 2010.

He received a Medical Degree from the University of Indonesia in 1971, a Law Degree from the University of Indonesia in 1989 and enrolled himself at the University of California, Berkeley, United States of America as a visiting scholar from 1985 to 1987.

Main Role
To supervise and advise the Board of Directors with regard to the operations and business development activities of the Company and its subsidiaries and the implementation of Corporate Governance. Chairing the Audit Committee, he is also a member of the Risk Monitoring and GCG Committee.

YANI Y. RODYAT
KOMISARIS
COMMISSIONER

Warga Negara Indonesia. Lahir pada 1951. Diangkat menjadi Komisaris Perseroan sejak 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 pada 1997, dan Sarjana Teknik Elektro dari Institut Teknologi Bandung pada 1975.

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.

An Indonesian born in 1951, Rodyat has been a Commissioner of the Company since 1998. She currently also holds positions as Director of PT Medco Duta and PT Medco Intidinamika, Commissioner of PT Sentrafood Indonusa, Lecturer at the University of Indonesia and Commissioner of PT Sarana Jabar Ventura. She has extensive experience in education and science, and is a lecturer at various reputable universities in Indonesia. He also worked in the Indonesian Science Institute (1975-1982).

She received a Master degree in Management from Sekolah Tinggi Manajemen, Bandung in 1977 and a Bachelor degree in Electrical Engineering from the Bandung Institute of Technology in 1973.

Main Role
As the Chairperson of the Nomination Committee, she supervises and advises the Board of Directors with regard to the Company's policy on employees' nomination and remuneration as well as develop and evaluate the policy for nomination of the Company's and its subsidiaries' Board of Directors. Also as a member of the Risk Management Committee, she is responsible for monitoring the policy of Risk Management.

RETNO D. ARIFIN
KOMISARIS
COMMISSIONER

Warga Negara Indonesia. Lahir pada 1945. Diangkat kembali menjadi Komisaris Perseroan sejak 2003 dan saat ini juga menjabat Komisaris di PT Kreasi Megah Sarana. Bergabung dengan Grup Medco pada 1990 dan menduduki jabatan Komisaris di anak perusahaan Perseroan dalam bidang jasa pemboran (1990-1994) dan menjabat sebagai Komisaris Perseroan pada 1994-1998.

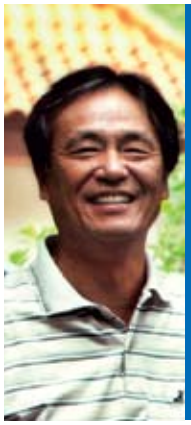
Meraih gelar Sarjana Teknik Arsitektur dari Institut Teknologi Bandung pada 1972.

Tugas Utama
Mengawasi dan memberikan masukan kepada Direksi berkaitan dengan hal-hal umum.

An Indonesian citizen, born in 1945, Arifin was re-appointed as the Commissioner of the Company in 2003 and currently also holds the position of Commissioner of PT Kreasi Megah Sarana. Joined Medco Group in 1990 and held the Commissioner position at the Company's drilling services subsidiaries (1990-1994), and served as Commissioner of the Company in 1994-1998.

Arifin received a Bachelor degree in Architecture Engineering from the Bandung Institute of Technology in 1972.

Main Role
To supervise and advise the Board of Directors on general business issues.



MASAYUKI MIZUNO
KOMISARIS
COMMISSIONER

Warga negara Jepang. Lahir pada 1951. Saat ini menjabat Executive Vice President, Regional CEO, Asia & Oceania dan Chief Representative in Indonesia di Mitsubishi Corporation.

Memperoleh Sarjana Ekonomi dari Universitas Nagoya pada 1974.

Tugas Utama
Mengawasi dan memberikan masukan kepada Direksi berkaitan dengan kegiatan operasi dan perkembangan usaha Perseroan dan anak perusahaan, serta memastikan dan memantau penerapan pengelolaan risiko di setiap kegiatan usaha. Menjabat sebagai anggota Komite Pemantauan Risiko.

A Japanese citizen, born in 1951, Mizuno is currently the Executive Vice President, Regional CEO, Asia & Oceania and Chief Representative for Indonesia in Mitsubishi Corporation.

He received a Bachelor of Economics from Nagoya University in 1974.

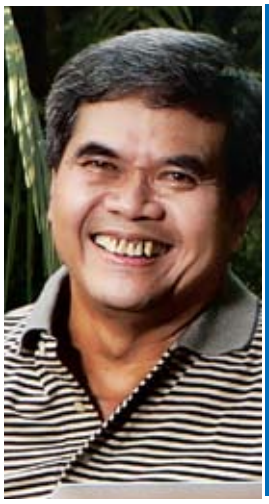
Main Role
To supervise and advise the Board of Directors with regard to the operations and business development activities of the Company and its subsidiaries, as well as to ensure and monitor the implementation of risk management at all business activities. He is also a member of the Risk Monitoring Committee.

Direksi
Board of Directors

1 **DARMOYO DOYOATMOJO**
DIREKTUR UTAMA
PRESIDENT DIRECTOR

2 **LUKMAN A. MAHFOEDZ**
DIREKTUR
DIRECTOR

3 **D. CYRIL NOERHADI**
DIREKTUR
DIRECTOR



DARMOYO DOYOATMOJO
DIREKTUR UTAMA | PRESIDENT DIRECTOR

Warga Negara Indonesia. Lahir pada 1951. Diangkat menjadi Direktur Perseroan sejak November 2004 dan disetujui dalam RUPSLB pada 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, pada 1991, Master of Business Administration dari universitas yang sama pada 1990, dan Sarjana Teknik Elektro dari Institut Teknologi Bandung pada 1975.

Tugas Utama
Presiden Direktur memiliki tugas-tugas untuk secara baik dan efektif menerapkan sistem pengendalian internal dan program perencanaan selanjutnya di MedcoEnergi.

An Indonesian citizen, born in 1951, Doyoatmojo was appointed as Director of the Company in November 2004 and was approved by the EGMS in March 2005. He currently holds the positions of President Commissioner PT Pauwels Travo Asia and Commissioner of PT Medco Duta and PT Medco Intidinamika.

He received a Master degree in Finance and Business Economic from the 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 the Bandung Institute of Technology in 1975.

Main Role
The President Director holds its duties of strictly and effectively implementing the internal control system and the succession planning program in MedcoEnergi.

LUKMAN A. MAHFOEDZ
DIREKTUR PROYEK | PROJECT DIRECTOR

Warga Negara Indonesia. Lahir pada 1954. Menerima posisi menjadi Presiden Direktur PT Medco E&P Indonesia pada April 2005. Karirnya dimulai di perusahaan konstruksi pada 1980-1983 sebagai Construction Engineer, dan bergabung dengan Huffco/VICO Indonesia pada 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).

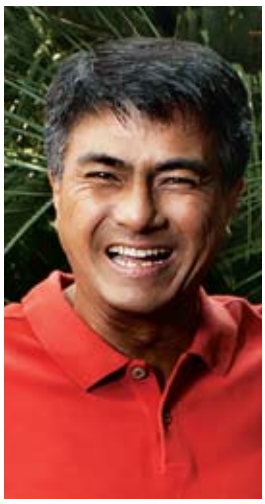
Meraih gelar Sarjana Teknik Mesin dari Institut Sepuluh November Surabaya (ITS) pada 1980.

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.

An Indonesian citizen, born in 1954, Mahfoedz accepted the position of President Director PT Medco E & P Indonesia in April 2005. He began his career in construction companies from 1980 to 1983 as a Construction Engineer, and then joined Huffco/VICO Indonesia in 1983. He held various positions in 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 Institute of Technology (ITS) of Surabaya in 1980.

Main Role
The Project Director's main duties include overseeing and directing 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 1961. Diangkat menjadi Direktur Keuangan Perseroan sejak Oktober 2005 dan disetujui dalam RUPSLB pada 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, pada 1988, dan Sarjana Teknik Geologi dari Institut Teknologi Bandung pada 1985.

Tugas Utama
Direktur Keuangan memiliki tugas-tugas untuk memastikan bahwa semua sumber daya keuangan Perseroan diatur secara baik dan efektif, dimana transaksi-transaksi direkam sesuai dengan peraturan akuntansi yang berlaku di Indonesia.

An Indonesian citizen, born in 1961. He was appointed as Director of the Company since October 2005 and was approved by the EGMS in November 2005. Noerhadi was formerly 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 of PT Kliring Deposit Efek Indonesia (1993-May 1996), Director of PT Danareksa Finance (December 1991-January 1993), Executive Director of PT (Persero) Danareksa (March 1991-January 1993), Consultant and Researcher of Harvard Institute for International Development at the Indonesian Ministry of Finance (December 1988-March 1991)

Noerhadi received a Master of Business Administration degree in Finance and Economics from the University of Houston, USA, in 1988, and a Bachelor degree in Geological Science from the Bandung Institute of Technology in 1985.

Main Role
The Finance Director is responsible in ensuring that all of the Company's financial resources are managed properly and effectively, and all transactions are recorded in accordance with the applicable accounting standards in Indonesia.

Riwayat Singkat Direksi Anak Perusahaan
Curriculum Vitae of Subsidiary Companies' Board of Directors

1 Dasril Dahya
Direktur *Producing Assets*
Producing Assets Director

Warga Negara Indonesia. Lahir pada 1954. Diangkat menjadi Direktur sejak 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 1981.

An Indonesian citizen, born in 1954. He was appointed as Director in 2008. Dahya previously held the position of Supervisor in the Exploration Department in Stanvac (1981-1995), then on to the 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 of the South & Central Sumatra Asset in PT Medco E&P Indonesia for a number ofl months (2008).

He received a Bachelor degree in Geology from the Bandung Institute of Technology in 1981.

2 Johannes Kustadi*
Direktur *Business Shared Services*
Business Shared Services Director

Warga Negara Indonesia. Lahir pada 1959. Diangkat sebagai Direktur sejak 2010. Bergabung dengan MedcoEnergi pada 2005. Sebelumnya, menjabat sebagai Financial Controller di BP Indonesia (2002–2005), Finance Manager di Gulf Indonesia Resources Ltd. (2000–2002), Business and Planning Manager di VICO Indonesia (1997–2000), Joint Venture Accounting Manager di VICO Services, Inc. – Houston, Texas (1995–1997) dan Controller di VICO Indonesia (1991–1995).

Menyelesaikan pendidikan terakhir di University of Houston, Texas, AS pada 1997 dengan gelar Master of Business Administration bidang Keuangan. Meraih gelar Doctorandus (Drs.) Akuntansi dari Universitas Gadjah Mada, Yogyakarta, pada 1983.

An Indonesian citizen, born in 1959, he was appointed as Director in 2010. Kustadi joined MedcoEnergi in 2005. He previously served as Financial Controller at BP Indonesia (2002 – 2005), Finance Manager at Gulf Indonesia Resources Ltd. (2000 – 2002), Business and Planning Manager at VICO Indonesia (1997 – 2000), Joint Venture Accounting Manager at VICO Services, Inc. – Houston, Texas (1995 – 1997) and Controller at VICO Indonesia (1991 – 1995).

He received a Master of Business Administration degree in Finance from the University of Texas, USA in 1997. Kustadi received a Bachelor degree in Accounting from Gajah Mada University, Yogyakarta in 1983.

3 Budi Basuki
Direktur Utama
President Director

Warga Negara Indonesia. Lahir pada 1953. Diangkat menjadi Direktur sejak 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 pada 1980.

An Indonesian citizen, born in 1953. He was appointed Director in 2003. He previously served as the Vice President for the 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).

He received a Bachelor degree in Mechanical Engineering from the Gadjah Mada University, Yogyakarta in 1980.

4 Syamsurizal Munaf
Direktur *Technical Shared Services*
Technical Shared Services Director

Warga Negara Indonesia. Lahir pada 1965. Diangkat menjadi Direktur sejak 2001. Bergabung dengan MedcoEnergi pada 1997. Sebelumnya, menjabat sebagai Senior Investment Analyst for Principle Investment di PT Bahana Artha Ventura (1995-1997).

Meraih gelar Magister Manajemen dari Sekolah Tinggi Manajemen Prasetya Mulya pada 1995 dan Sarjana Teknik Sipil dari Fakultas Teknik Sipil, Institut Teknologi Bandung pada 1989.

An Indonesian citizen, born in 1965. Munaf was appointed as Director in 2001. He joined MedcoEnergi in 1997. He previously held the position of Senior Investment Analyst for Principle Investment at PT Bahana Artha Ventura (1995-1997).

Munaf received a Magister Management degree from Prasetya Mulya School of Management in 1995 and a Bachelor degree in Civil Engineering from the Bandung Institute of Technology in 1989.

5 Eka Satria*
Direktur *Assets Development*
Assets Development Director

Warga Negara Indonesia. Lahir pada 1967. Diangkat sebagai Direktur sejak 2010. Bergabung dengan MedcoEnergi pada 2008. Sebelumnya, bekerja sebagai Vice President of Project Capability di Medco Energi Internasional, Tbk (2008–2010), Senior Project Manager of Tangguh LNG Gas Processing Facilities (Papua) di BP Indonesia, dan beberapa posisi di ARCO (1989–2000) sebagai professional Project and Engineering untuk beberapa kegiatan proyek dan pengembangan lepas pantai dan daratan E&P di Indonesia.

Mengikuti BP Executive Program – Major Project Leaders di Massachusetts Institute of Technology (MIT), USA pada 2004. Menerima gelar Magister Manajemen di bidang Keuangan dari Universitas Indonesia pada 2000. Menerima gelar Master Teknik Sipil dari Institut Teknologi Bandung pada 1990.

An Indonesian citizen, born in 1967, Satria was appointed as Director in 2010. Satria joined MedcoEnergi in 2008. He previously served as Vice President of Project Capability at Medco Energi Internasional, Tbk (2008 – 2010), Senior Project Manager of Tangguh LNG Gas Processing Facilities (Papua) at BP Indonesia, as well as various positions at ARCO (1989 – 2000) as Project and Engineering professional for various offshore and onshore E&P projects and developments in Indonesia.

Satria was involved in BP Executive Program – Major Project Leaders from the Massachusetts Institute of Technology (MIT), USA in 2004. He received a Master degree in Finance from the University of Indonesia in 2000. He received a Master of Civil Engineering from the Bandung Institute of Technology (ITB), Indonesia in 1990.

*Efektif tanggal 1 Juli 2010

*Effective on July 1, 2010

PT Medco Power Indonesia

1 Kelana B. Mulia
Direktur Operasi
Operational Director

Warga Negara Indonesia. Lahir pada 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 2003 dan pernah menduduki berbagai posisi penting di perusahaan yang bergerak dibidang manajemen data.

Meraih gelar Insinyur dari fakultas Fisika Institut Teknologi Bandung pada 1980 dan diikuti dengan gelar Master of Engineering dari Computer Department, Asian Institute of Technology, Bangkok, Thailand pada 1984.

An Indonesian citizen, born in 1954, he was assigned to the Operations Director post to replace Dean S. Achmad in June 2009. He previously held the position of Director in PT Medco Power Indonesia subsidiary from 2003 to 2009. His career with MedcoEnergi started in 2003 and previously also held several positions in a data management company.

Mulia earned a bachelor degree from the Bandung Institute of Technology majoring in Physics in 1980. This is then followed by a master degree in Engineering, majoring from Computer department at the Asian Institute of Technology, Bangkok, Thailand in 1984.

2 Aries Pardjimanto
Direktur Pengembangan Usaha
Business Development 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 Penerjemahan dari Akademi Bahasa Inggris tahun 1982.

An Indonesian citizen, born in 1953, Pardjimanto appointed Director in December 2003. He joined Medco Group in 1997 and since then has held senior positions in Medco Holdings and its subsidiaries of the Company. He formerly held various positions in Vico Indonesia for 15 years.

He received a Bachelor degree in Translation from the English Academy in 1982.

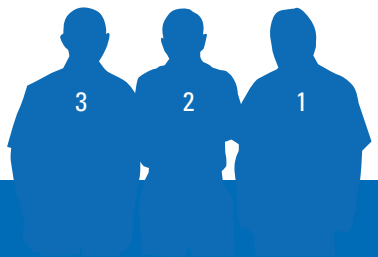
3 Fazil E. Alfitri
Direktur Utama
President Director

Warga Negara Indonesia. Lahir pada 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 1990 dan Bachelor of Science di bidang Teknik Mesin dari Wichita State University, Kansas, AS pada 1988.

An Indonesian citizen, he was born in 1966. Alfittri has occupied the President Director post in December 2003. He previously served as the Country Manager for GE Power Systems Indonesia (2001-2003).

He received a Master of Science degree in Mechanical Engineering from Lehigh University, Pennsylvania, USA in 1990 and a Bachelor of Science degree in Mechanical Engineering from Wichita State University, Kansas, USA in 1988.



PT Medco Downstream Indonesia

1 **Bambang W. Sugondo**
Direktur Utama
President Director

Warga Negara Indonesia. Lahir pada 1951. Direktur sejak 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 pada 1976.

An Indonesian citizen, born in 1951, Sugondo became Director in 1999. He previously served as the Vice President of Corporate Services at PT MedcoEnergi Internasional Tbk. (1997-1999).

Sugondo received a Bachelor degree in Physics Engineering from the Bandung Institute of Technology in 1976.

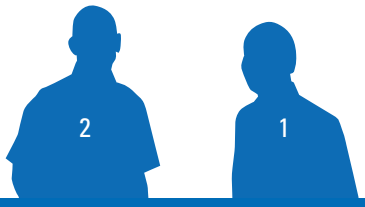
2 **Noorzaman Rivai**
Direktur
Director

Warga Negara Indonesia. Lahir pada 1968. Direktur sejak Agustus 2007. Sebelumnya, menjabat sebagai Presiden Direktur Trada Group (2002-2007) dan beberapa posisi penting di perusahaan-perusahaan kelas dunia di bidang telekomunikasi.

Meraih Sertifikat State of the Art of Telecommunication dari Northeastern University, Boston-Massachusetts, AS pada 1991 dan gelar Master Business Administration di General Management dari National University, Los Angeles, USA pada 1991. Meraih gelar Bachelor of Science di bidang Teknik Elektro dari Case Western Reserve University pada 1990.

An Indonesian citizen, born in 1968, Rival was appointed Director in August 2007. Rival previously served as the President Director for Trada Group (2002- 2007) and several key positions in several telecommunication companies.

He received a Certificate State of the Art of Telecommunications from the Northeastern University, Boston-Massachusetts, USA. Rival earned his 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.



Medco Energi Global Pte. Ltd.

1 Darmoyo Doyoatmojo
Direktur Utama
President Director

Warga Negara Indonesia. Lahir pada 1951. Diangkat menjadi Direktur Perseroan sejak November 2004 dan disetujui dalam RUPSLB pada 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, pada 1991, Master of Business Administration dari universitas yang sama pada 1990, dan Sarjana Teknik Elektro dari Institut Teknologi Bandung pada 1975.

An Indonesian citizen, born in 1951, Doyoatmojo was appointed as Director of the Company since November 2004 and was approved by the EGMS in March 2005. He currently holds the positions of President Commissioner of PT Pauwels Travo Asia and as Commissioner of PT Medco Duta and PT Medco Intidinamika.

He earned a Master degree in Finance and Business Economic from the University of Southern California, USA, in 1991, and a Master of Business Administration from the same University in 1990, and a Bachelor degree in Electrical Engineering from the Bandung Institute of Technology in 1975.

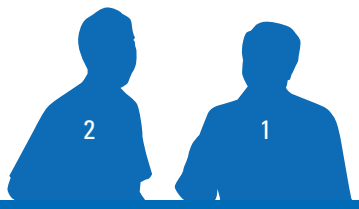
2 Slamet Sumantri
Direktur
Director

Warga Negara Indonesia lahir pada 1954. Direktur sejak 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 1981 dan 1983, serta Sarjana dari Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam di Universitas Indonesia (1978).

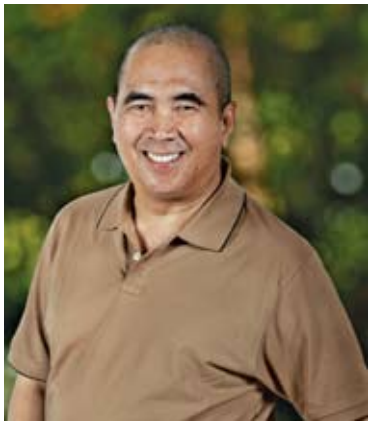
An Indonesian Citizen born in 1954, he was appointed Director in 2008, and he is currently an Independent Commissioner in Trimegah Securities. Previously, he served as Director at PT Surya Citra Media Tbk (2005-2008) and PT Surya Citra Televisi (2006-2008), VP Commissioner of PT Bank International Indonesia (2002-2005), member of the BOC at PT Bank Central Asia Tbk. (1999-2002) and PT Astra International Tbk (2000). Sumantri was entrusted to be the Vice Chairman of the Indonesian Bank Restructuring Agency (IBRA) (1998-2004), Managing Director/COO at PT. Kliring Deposit Efek Indonesia, and moved up to the President/CEO position (1996-1998). He lectured at the University of Indonesia and was appointed to chair the Graduate Program in Informatics (1990-1995).

Sumantri 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 of University of Indonesia with a Bachelor of Science in Mathematics (1978).



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



Anggota Komite Audit Independen

Independent Audit Committee Members

1 Zulfikri Aboebakar

Anggota
Member

Ditunjuk sebagai anggota Komite Audit Eksternal pada 2002 dan ditunjuk kembali per Agustus 2003 berkat pengalamannya yang ekstensif selaku Auditor sejak 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 re-appointed on August 2003 courtesy of his extensive experience as Auditor since 1975, which among others, include: 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 Eksternal pada 2002 dan ditunjuk kembali per 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 re-appointed on August 2003, courtesy of 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 financial performance based on his expertise in finance and accounting as well as his in-depth understanding of the Company's laws and regulations.

Sekretaris Perusahaan
Corporate Secretary

Cisca W. Alimin

Warga negara Indonesia, lahir pada 1969. Menjabat Sekretaris Perusahaan sejak 2007.

Telah bekerja secara erat dengan manajemen sejak 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 1993.

Mendapatkan gelar *Bachelor of Science* di bidang *Business Administration* dari University of Indianapolis pada 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, Alimin was born in 1969. Alimin served as Corporate Secretary since 2007.

Alimin has been working closely with the management since 1995 and held various positions. She previously served as Compliance Lead at MedcoEnergi. Prior to joining the Company, Alimin served as Assistant Executives in PT Trisaka Adireksa and various positions in Mobil Oil Indonesia Inc. in 1993.

She earned her Bachelor of Science degree in Business Administration from the University of Indianapolis in 1992.

Main Role
As Corporate Secretary, she is responsible for ensuring compliance to the capital market regulator, corporate communications initiatives, and other institutional relations support.

Audit Internal Korporat
Corporate Internal Audit

Eddy Hasfiardi

Warga negara Indonesia, lahir pada 1963. Menjabat Korporat Internal Audit sejak November 2010.

Telah bekerja secara erat dengan manajemen sejak 2004 dan sebelumnya menduduki posisi sebagai Head of Internal Audit & Compliance di PT Medco E&P Indonesia, anak perusahaan, dari 2004 sampai dengan Oktober 2010. Sebelum bergabung dengan Group Perseroan, pernah bekerja di Badan Penyehatan Perbankan Nasional (BPPN) pada Divisi Forensic Asset Tracing (FORSAT) dan Divisi Asset Management Investasi (AMI), dan sebelumnya juga pernah bekerja di beberapa bank-bank nasional dengan berbagai posisi manajerial.

Mendapatkan gelar Sarjana Ekonomi dari Fakultas Ekonomi Universitas Jaya Baya pada 1987, dan gelar Magister Management/Master Business Administration & Technology dari Institut Teknologi Bandung pada tahun 2001.

Tugas Utama
Sebagai Audit Internal Korporat, beliau bertanggung jawab untuk memberikan kepastian kepada Komite Audit dan Eksekutif dengan mengidentifikasi risiko usaha yang dikelola Perseroan melalu sistem pengendalian internal serta memberikan masukan kepada manajer lini dengan pengarahan, pengawasan, monitor atas risiko-risiko usaha yang ada.

Indonesian citizen, Wljang was born in 1963. He served as Corporate Internal Audit since November 2010.

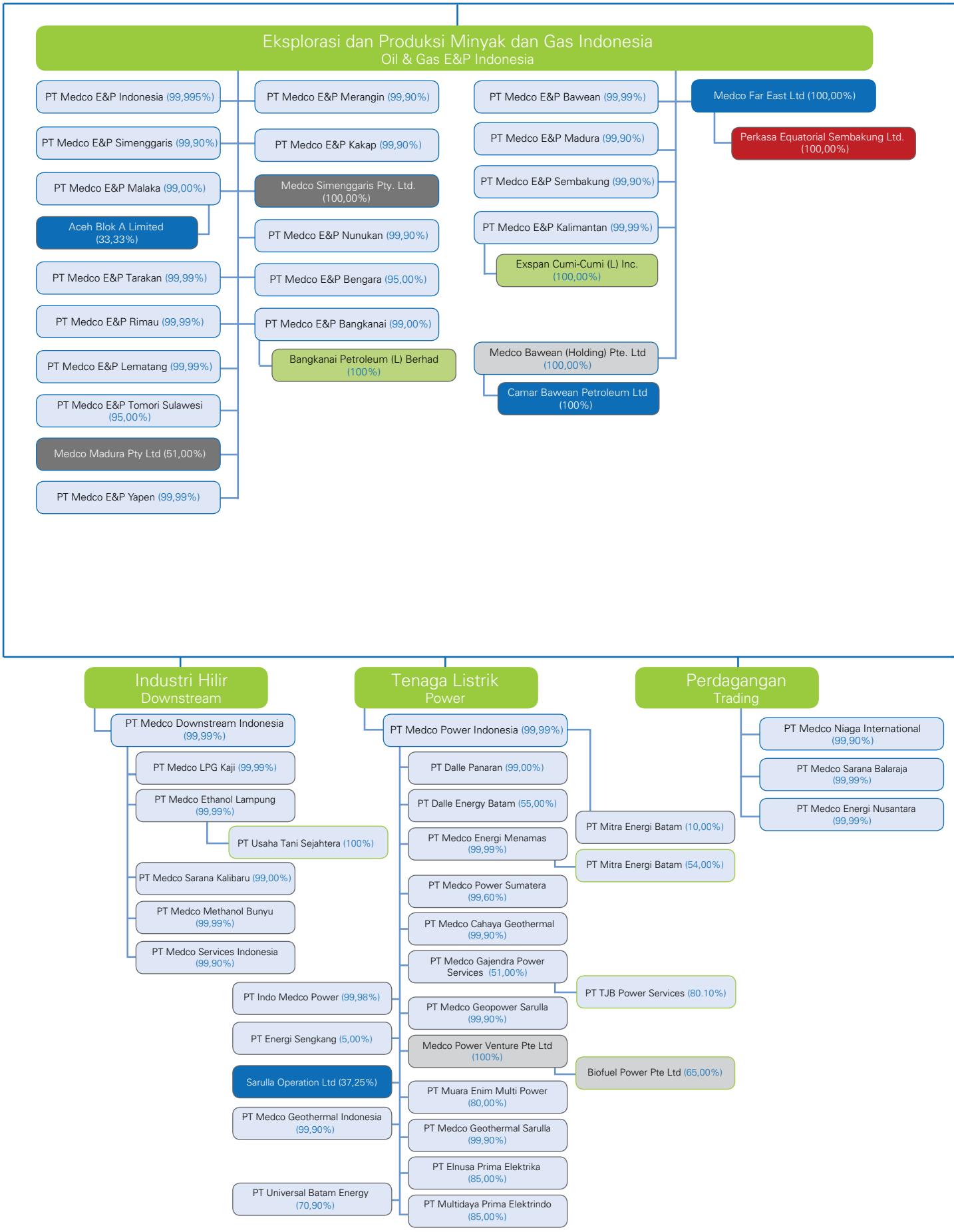
Hasfiardi has been working closely with the Company's management since 2004 and previously held a position as the Head of Internal Audit & Compliance in PT Medco E&P Indonesia, the subsidiary of MedcoEnergi, from 2004 up to October 2010. Prior to joining the Company, Hasfiardi worked in the Indonesian Banking Restructuring Agency (IBRA) at its Forensic Asset Tracing Division (FORSAT) and the Asset Management Investment Division (AMI). He previously also worked in several national banks in different managerial positions.

Hasfiardi received his Bachelor degree in Economics from Jaya Baya University in 1987 and Master of Business Administration from the Bandung Institute of Technology in 2001.

Main Role
As Corporate Internal Audit, he is responsible in providing assurance to the Audit Committees and Executive Managements that business risks are identified and managed through an effective and efficient internal control mechanism. He also assists business unit managers in assessing, controlling and monitoring their business risks.

Struktur Perusahaan

Corporate Structure



MEDCOENERGI

Eksplorasi dan Produksi Minyak dan Gas Internasional
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%)
  - Novus Lematang Company (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%)
  - PT Perta Kalimantan Gas (30,00%)

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

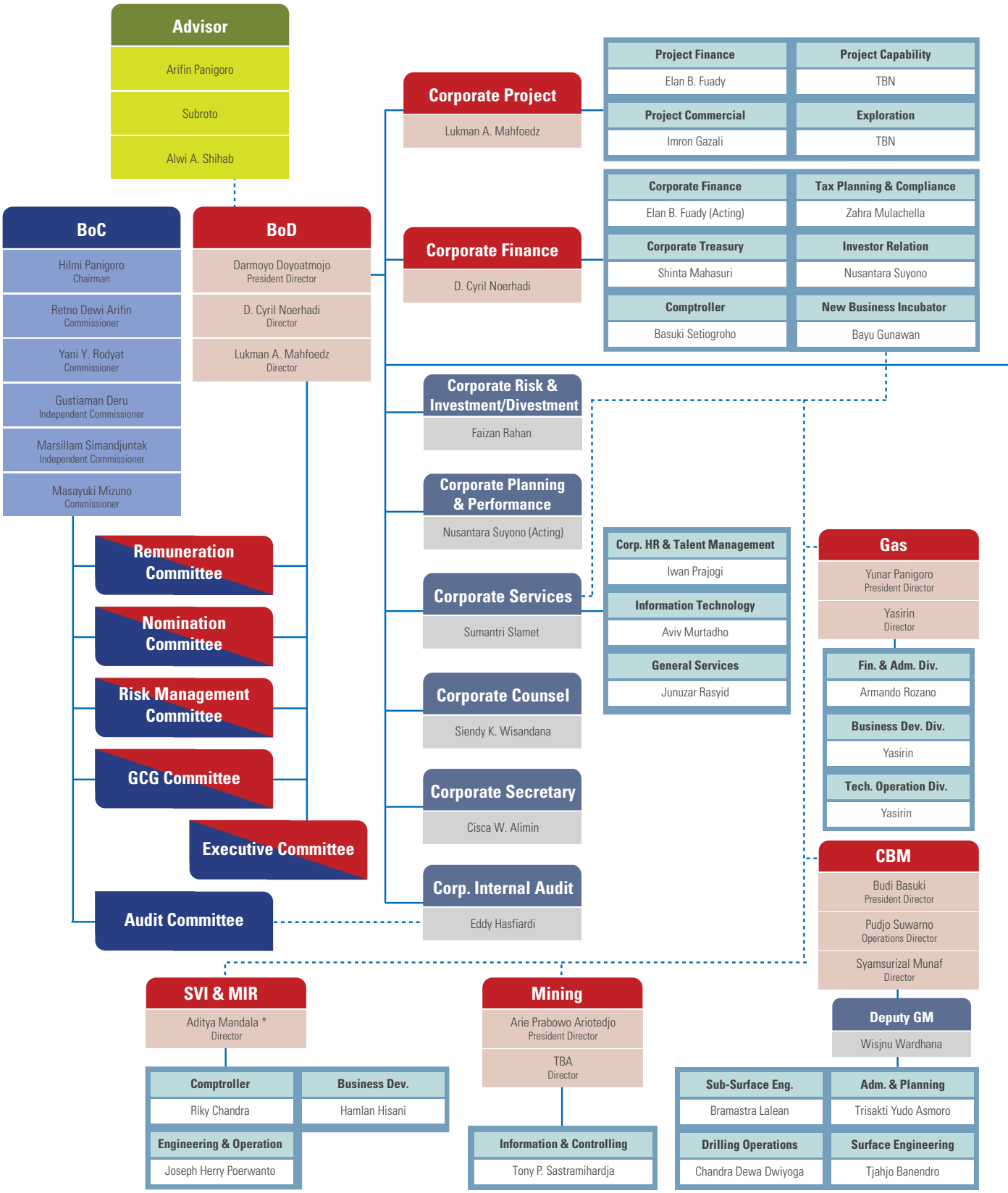
- PT Medco LNG Indonesia (99,99%)
  - PT Donggi Senoro LNG (20,00%)

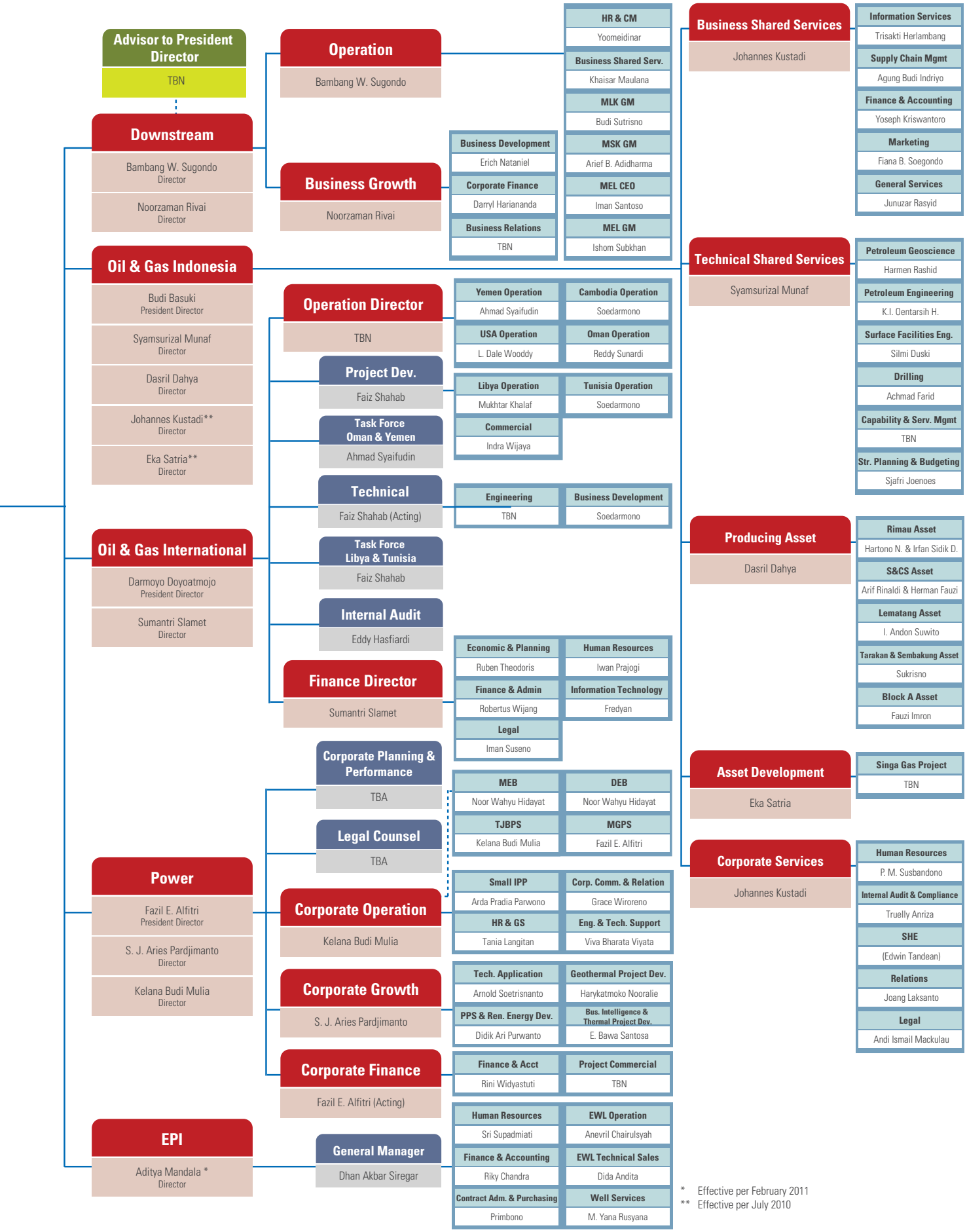
Based on Jurisdiction		Based on Leveling
Indonesia	Oman	Layer 1
Cayman Island	Guernsey	Layer 2
Australia	Malaysia	Layer 3
Singapore	British Virgin Island	Layer 4
Labuan	USA	
Netherlands	France	

MEDCOENERGI

Struktur Organisasi

Organizational Structure





* Effective per February 2011
** Effective per July 2010

Penghargaan dan Sertifikasi

Awards and Certifications

Bisnis Indonesia Award

Penghargaan sebagai Emiten Terbaik di Sektor Pertambangan diraih oleh MedcoEnergi. Penerima penghargaan ini dinilai berjasa dalam pengembangan dunia usaha dan perekonomian nasional.
(29 Juli 2010)

Award as Best Listed Company in the Mining Sector achieved by MedcoEnergi. A recipient of this award is considered instrumental in the development of business and national economy.
(July 29, 2010)

GCG Award

Ajang GCG Award yang diselenggarakan oleh Indonesian Institute for Corporate Directorship (IICD) menetapkan MedcoEnergi termasuk ke dalam 20 perusahaan terbaik dalam penerapan GCG dengan perolehan nilai tertinggi dalam hal penerapan Best Equitable Treatment of Shareholders.
(19 Nopember 2010)

GCG Award organized by the Indonesian Institute for Corporate Directorship (IICD) selected MedcoEnergi as 20 best companies in the implementation of GCG with the highest grades in terms of implementation of Best Equitable Treatment of Shareholders.
(19 November 2010)

MAKE Award

Penyelenggaraan Indonesian Most Admired Knowledge Enterpise (MAKE) Study – studi tentang perusahaan berbasis pengetahuan di Indonesia yang diselenggarakan oleh Dunamis, menetapkan MedcoEnergi menjadi salah satu pemenang.
(15 Juli 2010)

Accomplishment of Indonesian Most Admired Knowledge Enterprise (MAKE) Study - the study of knowledge-based companies in Indonesia which was organized by Dunamis, selected MedcoEnergi as one of the winner. (July 15, 2010)

Career Development Monitoring Award

Peringkat pertama pada Career Development Monitoring (CDM) Award yang diselenggarakan oleh BPMigas diperoleh Medco E&P Indonesia sebagai KKKS yang diakui berhasil mengembangkan kemampuan Sumber Daya Manusia (SDM) nasional sesuai dengan strategi pengembangan yang telah ditetapkan BPMIGAS. (10 Nopember 2010)

Rank first in the Career Development Monitoring (CDM) Award organized by BPMigas, PT Medco E & P Indonesia is recognized as PSC holder which has developed its Human Resources (HR) capabilities in accordance with national development strategies set by BPMIGAS. (10 November 2010)

Millenium Development Goals Award

Penghargaan Metro TV Millenium Development Goals (MDGs) Award mengukuhkan Medco E&P Indonesia sebagai perusahaan yang berhak menerima Certificate of Recognition MDGs Award 2010 dalam kategori Kelestarian Lingkungan. (Desember 2010)

Metro TV Millennium Development Goals (MDGs) Award appointed PT Medco E & P Indonesia as a company eligible for Certificate of Recognition at MDGs Award 2010 in the category of Environmental Sustainability. (December 2010)

Proper Kementerian Negara Lingkungan Hidup

Blok Rimau, South Sumatra Extension dan Kampar memperoleh penghargaan Proper Hijau diikuti Proper Biru untuk Blok Tarakan dan Sembakung di Kalimantan Timur dari Kementerian Negara Lingkungan Hidup Indonesia. Keberhasilan ini diperoleh berkat konsep *Triple Bottom Line* yang dijalankan, yaitu tidak hanya mengutamakan pencapaian keuntungan ekonomis, tetapi juga mementingkan pencapaian kegiatan sosial dan pelestarian lingkungan. (27 Nopember 2010)

Rimau Block, South Sumatra Extension and Kampar awarded Green Proper and followed by Blue Proper for Sembakung and Tarakan Block in East Kalimantan. The awards were given by Ministry of Environment of Indonesia. This success was obtained in regards to the concept of Triple Bottom Line, i.e. prioritizing not only achievement of economic benefits, but also achievement of social activities and environmental preservation. (27 November 2010)

Environmental Award

Gubernur Jawa Tengah, H. Bibit Waluyo menetapkan PT TJB Power Services (TJBPS), unit usaha dari Medco Power Indonesia sebagai Perusahaan Peduli Lingkungan Tingkat Provinsi Jawa Tengah 2010. (22 Desember 2010)

Governor of Central Java, H. Bibit Waluyo awarded PT TJB Power Services (TJBPS), a unit of PT Medco Power Indonesia, as an environmentally aware company in Central Java. (December 22, 2010)

OHSAS 18001:2007, ISO 14001:2004, ISO 9001:2008

TJBPS, unit usaha dari Medco Power Indonesia menerima 3 sertifikasi taraf internasional dari SGS Indonesia yakni ISO 9001:2008, ISO 14001:2004, dan OHSAS 18001:2007. Perolehan ini menunjukkan bahwa jasa pengoperasian pembangkit listrik ini telah menerapkan sistem manajemen yang berkualitas dan konsisten dari segi manajemen mutu, manajemen lingkungan, dan keselamatan dan kesehatan kerja.

TJBPS, a unit of Medco Power Indonesia, receives 3 international standard certification from SGS Indonesia, namely ISO 9001:2008, ISO 14001:2004 and OHSAS 18001:2007. This achievements show that power plant operation and maintenance has implemented a quality and consistent management system in terms of quality management, environmental management, and occupational safety and health.

Zero Accident Award

Bupati Jepara memberikan penghargaan Kecelakaan Nihil kepada PT TJB Power Services, unit usaha Medco Power Indonesia atas prestasinya dalam melaksanakan program keselamatan dan kesehatan kerja sehingga mencapai 6.378.210 jam kerja orang tanpa kecelakaan kerja sampai dengan 31 Desember 2009.

Regent of Jepara presents Zero Accident awarded to PT TJB Power Services, a unit of PT Medco Power Indonesia, for its achievements in implementing occupational safety and health program that reaches 6,378,210 people of working hours without accident until 31 December 2009.

Zero Accident Award

Kementerian Tenaga Kerja dan Transmigrasi Republik Indonesia memberikan penghargaan Kecelakaan Nihil kepada PT TJB Power Services, unit usaha Medco Power Indonesia atas prestasinya dalam melaksanakan program keselamatan dan kesehatan kerja sehingga mencapai 6.119.309 jam kerja orang tanpa kecelakaan kerja terhitung sejak 1 April 2005 sampai dengan 31 Oktober 2009.

Ministry of Manpower and Transmigration of Indonesia presents Zero Accident Award to PT TJB Power Services, a unit of PT Medco Power Indonesia, for his achievements in implementing occupational safety and health program that reaches 6,119,309 people of working hours without accidents since 1 April 2005 until October 31, 2009.

ISO 9001:2008

Medco Power Indonesia menerima sertifikasi taraf internasional dari TUV NORD Indonesia yakni ISO 9001:2008. Perolehan ini menunjukkan bahwa Medco Power Indonesia merupakan penyedia listrik swasta yang telah menerapkan sistem manajemen di atas standar.

PT Medco Power Indonesia accepts international standard certification from TUV NORD Indonesia, namely ISO 9001:2008. This achievement shows that PT Medco Power Indonesia is an independent power provider that has implemented high standard management system.

Zero Accident Award

Kementerian Tenaga Kerja dan Transmigrasi Republik Indonesia memberikan penghargaan Kecelakaan Nihil kepada PT Medco LPG Kaji unit usaha Medco Downstream Indonesia atas prestasinya dalam melaksanakan program keselamatan dan kesehatan kerja sehingga mencapai 2.352.994 jam kerja orang tanpa kecelakaan kerja terhitung sejak 1 April 2003 sampai dengan 31 Oktober 2009.

Ministry of Manpower and Transmigration of Indonesia presents Zero Accident Award to PT Medco LPG Kaji, business unit of PT Medco Downstream Indonesia, for its achievement in implementing occupational safety and health program that reaches 2,352,994 people of working hours without accidents since 1 April 2003 until 31 October 2009.

Zero Accident Award

Kementerian Tenaga Kerja dan Transmigrasi Republik Indonesia memberikan penghargaan Kecelakaan Nihil kepada PT Medco Ethanol Lampung unit usaha Medco Downstream Indonesia atas prestasinya dalam melaksanakan program keselamatan dan kesehatan kerja sehingga mencapai 1.387.311 jam kerja orang tanpa kecelakaan kerja terhitung sejak 1 Januari 2008 sampai dengan 31 Desember 2009.

Ministry of Manpower and Transmigration of Indonesia presents Zero Accident Award to PT Medco Ethanol Lampung, business unit of PT Medco Downstream Indonesia, for his achievements in implementing occupational safety and health program that reaches 1,387,311 people of working hours without accidents since January 1, 2008 to December 31, 2009.

Zero Accident Award

Kementerian Tenaga Kerja dan Transmigrasi Republik Indonesia memberikan penghargaan Kecelakaan Nihil kepada PT Medco Sarana Kalibaru unit usaha Medco Downstream Indonesia atas prestasinya dalam melaksanakan program keselamatan dan kesehatan kerja sehingga mencapai 525.660 jam kerja orang tanpa kecelakaan kerja terhitung sejak 1 Januari 2007 sampai dengan 31 Desember 2009.

Ministry of Manpower and Transmigration of Indonesia presents Zero Accident Award to PT Medco Sarana Kalibaru, business unit of PT Medco Downstream Indonesia, for its achievements in implementing occupational safety and health program that reaches 525,660 people working hours without any accidents since January 1, 2007 to December 31, 2009.

Blue Proper

PT Medco LPG Kaji memperoleh penghargaan Proper Biru dari Kementerian Negara Lingkungan Hidup Indonesia. Keberhasilan ini diperoleh berkat konsep yang dijalankan Perseroan yang tidak meninggalkan aspek lingkungan selama masa operasi. (31 Juli 2010)

PT Medco LPG Kaji receives Blue Proper from the Ministry of Environment of Indonesia. This success was obtained for its concept of operations with regards to persevering the environmental aspects. (July 31, 2010)

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 Libya; 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 Libya 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.

2010

- Penyelesaian konstruksi Pembangkit Listrik *Combined Cycle* di PLTGU Panaran II, Batam.
- Melindungi operator di Area 47, Libya.
- Penemuan enam sumur minyak baru di Area 47, Libya.
- Mendapatkan Perpanjangan Kontrak untuk South and Central Sumatra PSC, PSC Blok A di Aceh dan PSC Bawean yang berlokasi di lepas pantai Jawa Timur.
- Mendapatkan Keputusan Investasi Akhir untuk proyek gas dan LNG Senoro-Toili.

- Completed the construction of Combined Cycle Power Plant in PLTGU Panaran II, Batam.
- Secured operatorship of Area 47 in Libya.
- Made new six oil discoveries at Area 47, Libya.
- Received Contract Extensions for South and Central Sumatra PSC, Block A PSC in Aceh and Bawean PSC located at offshore East Java.
- Reached the Final Investment Decision (FID) for Senoro-Toili Gas and LNG Projects

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 2010 ARA 2010 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 - 282
2	Laporan Tahunan dicetak di kertas berwarna terang The Annual Report is printed on light-colored paper	v	v	1 - 282
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:			
	1. Sampul muka The front cover	v		Front Cover
	2. Samping Sides	v		Side
	3. Belakang dan Back and	v		Back Cover
	4. Setiap halaman Each page	v		1 - 282
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	14
	1. Penjualan/pendapatan usaha Sales/operating revenue	v	v	14
	2. Laba (rugi) kotor Gross Income (loss)	v	v	14
	3. Laba (rugi) usaha Operating Income (loss)	v	v	14
	4. Laba (rugi) bersih Net Income (loss)	v	v	14
	5. Laba (rugi) bersih per saham Net per shares income loss	v	v	14
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	15
	1. Modal kerja bersih Net working capital	v	v	15
	2. Jumlah investasi Total investment	v	v	15
	3. Jumlah aset Total asset	v	v	15
	4. Jumlah kewajiban Total liabilities	v	v	15
	5. Jumlah ekuitas Total equity	v	v	15
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	15
	1. Rasio laba (rugi) terhadap jumlah aktiva Ratio of net income (loss) to total asset		v	15
	2. Rasio laba (rugi) terhadap ekuitas Ratio of net income (loss) to equity		v	15
	3. Rasio lancar Current ratio		v	15
	4. Rasio kewajiban terhadap ekuitas Debt to equity ratio		v	15
	5. Rasio kewajiban terhadap jumlah aktiva Debt to total asset ratio		v	15
	6. Informasi keuangan perbandingan lainnya Other comparative financial information		v	15
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	17
	1. Harga saham tertinggi The highest price of shares	v	v	17
	2. Harga saham terendah The lowest price of shares	v	v	17
	3. Harga saham penutupan Closing price	v	v	17
	4. Jumlah saham yang diperdagangkan The number of shares traded	v	v	17
5	Laporan Tahunan memuat informasi jumlah obligasi dan memuat: The Annual Report is contains the information regarding number of bonds and includes:	v		22 - 23
	1. Jumlah obligasi/obligasi konversi yang beredar The number of bonds/outstanding convertible bonds	v		22 - 23
	2. Tingkat bunga Interest rate	v		22 - 23
	3. Tanggal jatuh tempo Due date	v		22 - 23
	4. Peringkat obligasi Rating of bonds	v		22 - 23

	Penjelasan | Descriptions	Kriteria Penilaian ARA 2010 ARA 2010 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:	v	v	30 - 33
	1. Penilaian kinerja direksi mengenai pengelolaan perusahaan Assessment on the performance of the Board of Directors in managing the company	v	v	30 - 33
	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	32
	3. Komite-komite yang berada di bawah pengawasan dewan komisaris Committees under the supervision of Board of Commissioners	v	v	32
	4. Perubahan komposisi Dewan Komisaris (jika ada) Change of the Board of Commissioners composition	v	v	33
2	Laporan Direksi, memuat: Board of Director's Report, includes:	v	v	34 - 37
	1. Kinerja perusahaan mencakup 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	v	v	34 - 36
	2. Prospek usaha Business prospects	v	v	37
	3. Penerapan tata kelola perusahaan yang baik Implementation of Good Corporate Governance by the company	v	v	37
	4. Perubahan komposisi Direksi (jika ada) Change of Board of Directors composition (if any)	v	v	-
3	Tanda tangan anggota Direksi & anggota Dewan Komisaris, memuat: Signature of members of the Board of Directors and Board of Commissioners	v	v	After Financial Statements
	1. Tanda tangan dituangkan pada lembaran tersendiri Signatures are set on a separate page	v	v	After Financial Statements
	2. Pernyataan pertanggungjawaban penuh atas isi laporan tahunan Fully responsible statement for the accuracy of the annual report	v		After Financial Statements
	3. Tanda tangan dengan dilengkapi nama dan jabatan Signature with the complete name and job title	v		After Financial Statements
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	4 - 5
3	Bidang usaha meliputi jenis produk yang dihasilkan Line of business including types of products produced	v	v	6 - 9
4	Struktur Organisasi dalam bentuk bagan, meliputi nama dan jabatan Organization structure graph including the names and position	v	v	256 - 257
5	Penjelasan tentang Visi dan Misi Perusahaan The Company's vision and mission statements	v	v	10
6	Identitas dan riwayat hidup singkat anggota Dewan Komisaris Identity and brief biography of Board of Commissioner members	v	v	240 - 243
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	244 - 247
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	230
	1. Jumlah karyawan untuk masing-masing level organisasi The number of employees at each organization level	v		231
	2. Jumlah karyawan untuk masing-masing tingkat pendidikan The number of employees based on education level	v		231
	3. Pelatihan karyawan yang telah dan akan dilakukan Training of employees that has been and will be implemented	v		232 - 233
	4. Adanya persamaan kesempatan kepada seluruh karyawan Availability of equal opportunity to all employees	v		231
	5. Biaya yang telah dikeluarkan Expenses incurred	v		162
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	20
	2. Direktur dan Komisaris yang memiliki saham Members of Directors and Commissioners who hold the shares	v	v	21
	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	20

	Penjelasan | Descriptions	Kriteria Penilaian ARA 2010 ARA 2010 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	254 - 255
	3. Keterangan tentang bidang usaha anak perusahaan atau perusahaan asosiasi Information on the field of business of the subsidiary or affiliated company	v	v	6 - 9
	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)			53 - 123
11	Kronologis pencatatan saham: Shares listing chronology:	v	v	17 - 20
	1. Jenis tindakan korporasi yang menyebabkan perubahan jumlah saham Types of corporate action which caused the changes on numbers of shares	v	v	-
	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	20
	3. Nama bursa dimana saham perusahaan dicatatkan Name of Stock Market where the shares are listing	v	v	17 - 20
12	Kronologis pencatatan Efek lainnya: Other securities listing Chronology:	v	v	22 - 23
	1. Jenis tindakan korporasi yang menyebabkan perubahan jumlah efek lainnya Types of corporate action that caused changes in the number of securities	v		22 - 23
	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		22 - 23
	3. Nama Bursa dimana efek lainnya perusahaan dicatatkan Name of Stock Exchange where the company's other securities are listing	v		22 - 23
	4. Peringkat efek Rating of the securities	v		22 - 23
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:			187 - 188
	1. Jumlah periode akuntan telah melakukan audit laporan keuangan Total audit periods the accountant has audited the financial statements	v		
	2. Jumlah periode Kantor Akuntan Publik telah melakukan audit Total audit periods the public accountant firm has audited the financial statements	v		
	3. Besarnya fee audit The amount of audit fee	v		
	4. Jasa lain yang diberikan akuntan selain jasa financial audit Other services provided by the accountant in addition to financial audit	v		
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	258 - 261
	1. Nama penghargaan Name of the reward	v		258 - 261
	2. Tahun perolehan Year of receiving the award	v		258 - 261
	3. Badan pemberi penghargaan Institution presenting the award	v		258 - 261
	4. Masa berlaku Period of validity	v		258 - 261
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	131 - 148
	1. Produksi / kegiatan usaha Production / Business Activities	v	v	131 - 148
	2. Penjualan/ pendapatan usaha Sales/operating income	v	v	131 - 148
	3. Profitabilitas Profitability	v	v	131 - 148
	4. Peningkatan/ penurunan kapasitas produksi untuk masing-masing segmen usaha Increase/decrease in production capacity in each business segment	v	v	131 - 148

	Penjelasan | Descriptions	Kriteria Penilaian ARA 2010 ARA 2010 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	149 - 175
	1. Aset lancar, aset tidak lancar, dan jumlah aset Current assets, non-current assets, and total asset	v	v	149 - 151
	2. Kewajiban lancar, kewajiban tidak lancar, dan jumlah kewajiban Current liabilities, non-current liabilities, and total of liabilities	v	v	151 - 153
	3. Penjualan/pendapatan usaha Sales/operating income	v	v	154 - 161
	4. Beban usaha Operating expenses	v	v	161 - 162
	5. Laba/Rugi bersih Net income/loss	v	v	163 - 164
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:			
	1. Kemampuan membayar hutang Capacity to pay debts	v	v	22 - 23
	2. Tingkat kolektibilitas piutang Collectable accounts receivable	v	v	152 - 153
4	Penjelasan atas: Explanation on:			
	1. Struktur modal Capital structure			
	2. Kebijakan manajemen atas struktur modal Capital structure policies	v		
	3. Tingkat likuiditas perusahaan Liquidity	v		
5	Bahasan mengenai ikatan yang material untuk investasi barang modal, mencakup tentang: Discussion on commitments for the investment of capital goods, includes:	v	v	169 - 171
	1. Tujuan dari ikatan tersebut The purpose of such commitments	v	v	169 - 171
	2. Sumber dana yang diharapkan untuk memenuhi ikatan-ikatan tersebut Source of funds expected to fulfill the said commitments	v	v	169 - 171
	3. Mata uang yang menjadi denominasi Currency of denomination	v	v	14
	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	180 - 181
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	v		171 - 173
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	156 - 161
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	155 - 158
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	
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	173 - 175
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	219

Penjelasan | Descriptions		Kriteria Penilaian ARA 2010 ARA 2010 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	60 - 63, 109 - 110, 133 - 134, 144
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:			
	1. Besarnya deviden untuk masing-masing tahun Amount of dividend per shares paid for each year	v		169
	2. Besarnya Payout Ratio Dividend Pay-out ratio	v		169
14	Realisasi penggunaan dana hasil penawaran umum, memuat: Realization of proceeds obtained from the public offering:			
	1. Total perolehan dana Total proceeds	v		23
	2. Rencana penggunaan dana Plan to use proceed	v		208
	3. Rincian penggunaan dana, dan Details use of proceeds, and	v		23
	4. Saldo dana Balance of proceeds	v		23
	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		
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	169 - 173
	1. Tujuan dilakukannya transaksi The purpose of the transaction	v		169 - 173
	2. Nilai transaksi atau jumlah yg direstrukturisasi Transaction value or the amount to be restructured	v		169 - 173
	3. Sumber dana Source of fund	v		169 - 173
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	172 - 173
	1. Nama pihak yang bertransaksi Name of the transacting parties	v		172 - 173
	2. Sifat hubungan afiliasi Nature of affiliation	v		172 - 173
	3. Penjelasan mengenai kewajaran transaksi A description of the fairness of the transaction	v		172 - 173
	4. Realisasi transaksi pada periode berjalan Realization of transactions during the period	v		172 - 173
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	
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	173
VI. Tata Kelola Perusahaan *Good Corporate Governance*				
1	Uraian Dewan Komisaris, memuat: Description The Board of Commissioners, includes:	v	v	189 - 190
	1. Uraian pelaksanaan tugas Dewan Komisaris Description of the roles and responsibilities of the Board of Commissioners	v	v	189
	2. Pengungkapan prosedur penetapan dan besarnya remunerasi Disclosure of the procedure for determination of the amount of remuneration	v	v	192 - 193
	3. Frekuensi pertemuan Frequency of meetings	v	v	190
	4. Tingkat kehadiran Dewan Komisaris dalam pertemuan Attendance rate of Board of Commissioners member of the BOC meeting	v	v	190

Penjelasan | Descriptions		Kriteria Penilaian ARA 2010 ARA 2010 Assessment Criteria	X.K.6	Halaman Laporan Tahunan Page Annual Report
2	Uraian Direksi, memuat: Description The Board of Directors, includes:	v	v	191 - 192
	1. Ruang lingkup pekerjaan dan tanggung jawab The scope of work and responsibility	v	v	191
	2. Pengungkapan prosedur penetapan dan besarnya remunerasi Disclosure of the procedure for determining and amount of remuneration	v	v	192 - 193
	3. Frekuensi pertemuan Meeting frequency	v	v	192
	4. Tingkat kehadiran anggota Direksi dalam pertemuan The attendance of board members in attendance	v	v	192
	5. Program pelatihan dalam rangka meningkatkan kompetensi direksi Training programs in order to improve the competence of directors	v	v	234
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	193, 242 - 243, 252
	2. Uraian tugas dan tanggung jawab Description of roles and responsibilities	v	v	193 - 194
	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	194 - 195
	4. Laporan singkat pelaksanaan kegiatan Komite Audit Brief report on the activities of the audit committee	v	v	194 - 195
	5. Independensi anggota Komite Audit Independency of audit committee members	v		252
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	195, 242 - 243
	2. Independensi anggota komite nominasi Independency of nomination committee members	v	v	242
	3. Uraian tugas dan tanggung jawab Description of roles and responsibilities.	v	v	196
	4. Uraian pelaksanaan kegiatan komite nominasi Brief report on the activities of the nomination committee	v	v	196 - 197
	5. Frekuensi pertemuan dan tingkat kehadiran komite nominasi Frequency of meetings and attendance rate of each member of the nomination committee	v	v	196 - 197
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	197, 242 - 243
	2. Independensi anggota komite remunerasi Independency of remuneration committee members	v	v	242
	3. Uraian tugas dan tanggung jawab Description of roles and responsibilities	v	v	197
	4. Uraian pelaksanaan kegiatan komite remunerasi Brief report on the activities of the remuneration committee	v	v	197 - 198
	5. Frekuensi pertemuan dan tingkat kehadiran Frequency of meetings and attendance rate of each member of the remuneration committee	v	v	198
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	198, 242 - 243
	2. Independensi anggota komite Independency of risk monitoring committee members	v	v	242
	3. Uraian tugas dan tanggung jawab Description of roles and responsibilities	v	v	198 - 199
	4. Uraian pelaksanaan kegiatan komite Brief report on the activities of the risk monitoring committee	v	v	199 - 200
	5. Frekuensi pertemuan dan tingkat kehadiran komite Frequency of meetings and attendance rate of each member of the risk monitoring committee	v	v	199

Penjelasan | Descriptions		Kriteria Penilaian ARA 2010 ARA 2010 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	200, 242 - 243
	2. Independensi anggota komite lain Independency of GCG committee members	v	v	242
	3. Uraian tugas dan tanggung jawab Description of roles and responsibilities	v	v	200 - 201
	4. Uraian pelaksanaan kegiatan komite lain Brief report on the activities of the GCG committee	v	v	201
	5. Frekuensi pertemuan dan tingkat kehadiran komite lain Frequency of meetings and attendance rate of each member of the GCG committee	v	v	201
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	
	1. Prosedur penetapan remunerasi tertuang dalam SOP Remuneration procedures contained in SOP	v		192 - 193
	2. Indikator kinerja untuk mengukur performance Direksi Performance indicators to measure the performance of Directors	v		192 - 193
9	Uraian tugas dan Fungsi Sekretaris Perusahaan, mencakup: Description of tasks and function of the Corporate Secretary, includes:			201 - 209
	1. Nama dan riwayat jabatan singkat sekretaris perusahaan Name and brief history of the position of Corporate Secretary	v	v	253
	2. Uraian pelaksanaan tugas sekretaris perusahaan Description of the tasks performed by the Corporate Secretary	v	v	201 - 209
10	Uraian mengenai unit audit internal, mencakup: Description of the company's Internal Audit Unit	v	v	216 - 219
	1. Nama ketua unit audit internal Name of the head of internal audit	v		253
	2. Struktur unit audit internal Structure of internal audit unit	v		211
	3. Piagam unit audit internal Charter of internal audit unit	v		211
	4. Uraian pelaksanaan tugas Description of roles	v	v	211
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	176 - 183
	2. Upaya untuk mengelola risiko tersebut Efforts to manage those risks	v	v	176 - 183
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 - 227
	1. Mitra Usaha binaan Perusahaan Supervised Business Partner	v		223 - 225
	2. Program pengembangan pendidikan Education development program	v		225
	3. Program perbaikan kesehatan Health improvement program	v		225
	4. Program pengembangan seni budaya Culture development program	v		227
	5. Biaya yang telah dikeluarkan Expenses incurred	v		223
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	38 - 47
	1. Aktivitas pelestarian lingkungan Preserving environment activity	v	v	42 - 47
	2. Aktivitas pengelolaan lingkungan Environment management activity	v		42 - 47
	3. Sertifikasi atas pengelolaan lingkungan Certification to Environment management	v		258 - 261
	4. Biaya yang telah dikeluarkan Expenses incurred	v		223
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	213 - 214
	1. Pokok perkara/gugatan Material of the case/claim	v	v	213 - 214
	2. Kasus posisi Case status	v	v	213 - 214
	3. Status penyelesaian perkara/gugatan Status of settlement of case/claim	v	v	213 - 214
	4. Pengaruhnya terhadap kondisi keuangan perusahaan Potential impacts on the financial condition of the company	v	v	213 - 214

Penjelasan | Descriptions		Kriteria Penilaian ARA 2010 ARA 2010 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	205 - 207
16	Etika Perusahaan Company Ethics			
	1. Keberadaan code of conduct The existence of the Code of Conduct	v		186
	2. Isi code of conduct Content of the Code of Conduct	v		186
	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		186
	4. Pernyataan mengenai budaya perusahaan yang dimiliki perusahaan Statement concerning the corporate culture	v		186
17	Pengungkapan mengenai *whistleblowing system* Disclosure on whistleblowing system			
	1. Keberadaan *whistleblowing system* Availability of whistleblowing system	v		214 - 215
	2. Mekanisme *whistleblowing system* Whistleblowing system mechanism	v		215
	3. Penggunaan dan *output whistleblowing system* Whistleblowing system use and output	v		215
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		164 - 165
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 2010 ARA 2010 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		14 -15; Laporan Keuangan Konsolidasi Consolidated Financial Statements
	1. Konsep dasar penyajian laporan keuangan Basic concepts of financial statement presentation	v		Laporan Keuangan Konsolidasi Consolidated Financial Statements
	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		14
8	Transaksi dengan Pihak yang Mempunyai Hubungan Istimewa Transactions with Related Parties	v		171 - 173
	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		171 - 173
	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		171 - 173
	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		171 - 173
	4. Sifat hubungan, jenis dan unsur transaksi hubungan istimewa The nature of the relationship, the types and elements of related transactions	v		171 - 173
	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		171 - 173
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 2010 ARA 2010 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		182 - 183
	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		171 - 173
	2. Posisi neto dari aset dan kewajiban dalam mata uang asing Net position of assets and liabilities denominated in foreign currencies	v		171 - 173
	3. Rincian kontrak valuta berjangka dan equivalen dalam rupiah Details of forward exchange contracts and the equivalent in rupiah	v		
	4. Kebijakan manajemen risiko mata uang asing Risk management policies of foreign currency	v		171 - 173
	5. Apabila lindung nilai tidak dilakukan, alasan untuk tidak melakukannya If hedging is not performed, reason not to do	v		
11	Perkembangan Terakhir Standar Akuntansi Keuangan dan Peraturan Lainnya, mencakup: Prospective Statement of Financial Accounting Standards and Other Regulations, include:	v		173
	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		173
	2. Dampak penerapan standar akuntansi keuangan dan peraturan baru Impact of implementation of financial accounting standards and new regulations	v		173
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		169 - 171
	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		169 - 171
	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		182 - 183
	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		213 - 214
	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		42 - 47

Laporan Keuangan

Financial Statement

11

Halaman ini sengaja dikosongkan

This page is intentionally left blank

PT Medco Energi Internasional Tbk.
The Energy 52th Fl., SCBD Lot 11A
Jl. Jend. Sudirman, Jakarta 12190
Indonesia

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 2010 DAN 2009
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 2010 dan 2009 ("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 2010 AND 2009
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 2010 and 2009 ("The Annual Consolidated Financial Statements of the Company and Subsidiaries");*

2. *The Annual Consolidated Financial Statements of the Company and Subsidiaries has been prepared in accordance with the generally accepted accounting principles in Indonesia;*

3. a. *All the information in The Annual Consolidated Financial Statements of the Company and Subsidiaries have been fully and accurately disclosed;*

   b. *The Annual Consolidated Financial Statements of the Company and Subsidiaries does not contain any false information or material fact, and does not omit any information or material fact;*

4. *We are responsible towards the internal control system of the Company and Subsidiaries.*

MEDCOENERGI

Demikian pernyataan ini dibuat dengan sebenarnya.

In witness whereof, the undersigned have drawn up this statement truthfully.

Jakarta, 22 Maret 2011
PT Medco Energi Internasional Tbk

METERAI TEMPEL
A5F3FAAF566263812
6000 DJP

Darmoyo Doyoatmojo
Direktur Utama / *President Director*

D. Cyril Noerhadi
Direktur Keuangan / *Finance Director*

PT MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
DAN ANAK PERUSAHAAN
LAPORAN KEUANGAN KONSOLIDASI
BESERTA LAPORAN AUDITOR INDEPENDEN
TAHUN YANG BERAKHIR PADA TANGGAL-TANGGAL
31 DESEMBER 2010 DAN 2009

PT MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
AND SUBSIDIARIES
CONSOLIDATED FINANCIAL STATEMENTS
WITH INDEPENDENT AUDITORS' REPORT
YEARS ENDED
DECEMBER 31, 2010 AND 2009

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	……..……*Consolidated Statements of Cash Flows*
Catatan Atas Laporan Keuangan Konsolidasi……	9 - 142	….. *Notes to the Consolidated Financial Statements*
Informasi Tambahan …….	143 - 146	……*Supplementary Information*

****

The original consolidated financial statements included herein are in the Indonesian language.

ERNST & YOUNG

Purwantono, Suherman & Surja
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-745/PSS/2011

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 2010 dan 2009, 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 2010 dan 2009, 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-745/PSS/2011

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, 2010 and 2009, 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, 2010 and 2009, 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, Suherman & Surja

Feniwati Chendana
Izin Akuntan Publik No. 00.1.0713/*Public Accountant License No. 00.1.0713*

22 Maret 2011/*March 22, 2011*

The accompanying consolidated financial statements are not intended to present the financial position, results of operations and cash flows in accordance with accounting principles and practices generally accepted in countries and jurisdictions other than Indonesia. The standards, procedures and practices to audit such consolidated financial statements are those generally accepted and applied in Indonesia.

PT MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
DAN ANAK PERUSAHAAN
NERACA KONSOLIDASI
31 Desember 2010 dan 2009
(Disajikan dalam Dolar Amerika Serikat, kecuali dinyatakan lain)

PT MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
AND SUBSIDIARIES
CONSOLIDATED BALANCE SHEETS
December 31, 2010 and 2009
(Expressed in United States Dollars, unless otherwise stated)

	Catatan/ *Notes*	2010	2009	
ASET				***ASSETS***
ASET LANCAR				***CURRENT ASSETS***
Kas dan setara kas	2e,2f,2t,3,35,38	178,859,393	253,025,979	*Cash and cash equivalents*
Investasi jangka pendek	2g,2t,4,38,40	168,047,197	191,626,219	*Short-term investments*
Rekening bank yang dibatasi penggunaannya	2e,2h,2t,10,35,38	36,716,355	3,066,399	*Restricted cash in banks*
Piutang usaha	2t,38			*Trade receivables*
- Pihak yang mempunyai hubungan istimewa	2e,5,35	49,132,431	19,433,501	*Related parties -*
- Pihak ketiga setelah dikurangi cadangan penurunan nilai sebesar AS$3.432.887 pada tahun 2010 dan AS$1.903.339 pada tahun 2009	2i,5,21	131,575,614	100,942,089	*Third parties - net of allowance for impairment of US$3,432,887 in 2010 and US$1,903,339 in 2009*
Piutang lain-lain	2t,38			*Other receivables*
- Pihak yang mempunyai hubungan istimewa	2e,6,35	263,276,006	1,684,573	*Related parties -*
- Pihak ketiga setelah dikurangi cadangan penurunan nilai sebesar AS$62.653.490 pada tahun 2010 dan AS$6.123.836 pada tahun 2009	2i,6	129,886,928	148,927,694	*Third parties - net of allowance for impairment of US$62,653,490 in 2010 and US$6,123,836 in 2009*
Persediaan - setelah dikurangi cadangan penurunan nilai sebesar AS$2.657.732 pada tahun 2010 dan AS$1.589.435 pada tahun 2009	2j,7	34,138,382	39,973,612	*Inventories - net of allowance for impairment of US$2,657,732 in 2010 and US$1,589,435 in 2009*
Pajak dibayar di muka	2v,8,18	20,790,365	25,627,365	*Prepaid taxes*
Beban dibayar di muka	2k, 9	8,542,693	5,561,958	*Prepaid expenses*
Aset derivatif	2t,2w,20,38	415,155	-	*Derivative assets*
Aset lancar lain-lain	15	459,268	1,353,058	*Other current assets*
Jumlah Aset Lancar		**1,021,839,787**	**791,222,447**	***Total Current Assets***
ASET TIDAK LANCAR				***NON-CURRENT ASSETS***
Piutang lain-lain - pihak ketiga - setelah dikurangi cadangan penurunan nilai sebesar AS$210.195 pada tahun 2010 dan 2009	2i,2t,6,38	4,079,566	15,224,924	*Other receivables from third parties - net of allowance for impairment of US$210,195 in 2010 and 2009*
Rekening bank yang dibatasi penggunaannya	2e,2h,2t,10,35,38	15,669,858	33,903,582	*Restricted cash in banks*
Aset pajak tangguhan - bersih	2v,31	70,684,839	92,944,598	*Deferred tax assets - net*
Investasi saham jangka panjang	2g,2t,11,38	10,966,515	9,884,678	*Long-term investments in shares of stock*
Investasi pada proyek	2g,12	17,487,632	22,356,855	*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 2010 dan 2009
(Disajikan dalam Dolar Amerika Serikat, kecuali dinyatakan lain)

PT MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
AND SUBSIDIARIES
CONSOLIDATED BALANCE SHEETS (continued)
December 31, 2010 and 2009
(Expressed in United States Dollars, unless otherwise stated)

	Catatan/ *Notes*	2010	2009	
ASET TIDAK LANCAR				***NON-CURRENT ASSETS***
Aset tetap - setelah dikurangi akumulasi penyusutan sebesar AS$104.816.417 pada tahun 2010 dan AS$77.790.576 pada tahun 2009	2c,2l,2m,2x,2y, 13,29c,30	252,757,374	235,921,275	*Property, plant and equipment - net of accumulated depreciation of US$104,816,417 in 2010 and US$77,790,576 in 2009*
Aset minyak dan gas bumi - setelah dikurangi akumulasi penyusutan, deplesi dan amortisasi sebesar AS$836.260.544 pada tahun 2010 dan AS$720.615.609 pada tahun 2009	2c,2n,2s, 2x,2y,14,29c	839,660,802	798,472,696	*Oil and gas properties - net of accumulated depreciation, depletion and amortization of US$836,260,544 in 2010 and US$720,615,609 in 2009*
Aset derivatif	2t,2w,20,38	3,105,281	2,018,869	*Derivative assets*
Aset lain-lain - bersih	2e,2o,15, 2t,35,38	41,816,583	38,559,454	*Other assets - net*
Jumlah Aset Tidak Lancar		**1,256,228,450**	**1,249,286,931**	***Total Non-current Assets***
JUMLAH ASET		**2,278,068,237**	**2,040,509,378**	***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 2010 dan 2009
(Disajikan dalam Dolar Amerika Serikat, kecuali dinyatakan lain)

PT MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
AND SUBSIDIARIES
CONSOLIDATED BALANCE SHEETS (continued)
December 31, 2010 and 2009
(Expressed in United States Dollars, unless otherwise stated)

	Catatan/ *Notes*	2010	2009	
KEWAJIBAN DAN EKUITAS				***LIABILITIES AND EQUITY***
KEWAJIBAN JANGKA PENDEK				***CURRENT LIABILITIES***
Hutang bank jangka pendek	2e,2p,2t,21,35,38	85,620,671	60,982,254	*Short-term bank loans*
Hutang usaha	2t,38			*Trade payables*
- Pihak yang mempunyai hubungan istimewa	2e,16,35	3,987,300	-	*Advances from customers Related party -*
- Pihak ketiga	16	128,637,226	95,374,974	*Third parties -*
Hutang lain-lain	2m,2t,2aa,17a,38	27,671,863	31,294,599	*Other payables*
Hutang pajak	2v,18	65,028,789	27,033,024	*Taxes payable*
Beban yang masih harus dibayar dan provisi lain-lain	2r,2t,2ee,19, 34,38	45,420,442	43,644,138	*Accrued expenses and other provision*
Hutang jangka panjang yang jatuh tempo dalam satu tahun	2p,38			*Current maturities of long-term debt*
- Hutang bank	2t,21	89,741,220	67,265,025	*Bank loans -*
- Wesel jangka menengah	2p,22	20,523,889	-	*Medium-term notes -*
- Wesel bayar	2p,22	-	88,075,075	*Notes payable -*
Kewajiban derivatif	2w,20	345,721	-	*Derivative liabilities*
Uang muka dari pelanggan				
- Pihak yang mempunyai hubungan istimewa	2e,2p,17b 35,40	32,238,271	95,493,965	*Advances from customers Related party -*
- Pihak ketiga	17b	1,103,032	-	*Third parties -*
Jumlah Kewajiban Jangka Pendek		**500,318,424**	**509,163,054**	***Total Current Liabilities***
KEWAJIBAN JANGKA PANJANG				***NON-CURRENT LIABILITIES***
Hutang jangka panjang - setelah dikurangi bagian yang jatuh tempo dalam satu tahun	2t,38			*Long-term debt - net of current maturities*
- Hutang bank	2p,21	493,330,538	368,491,424	*Bank loans -*
- Wesel jangka menengah	2p,22	128,881,891	41,829,672	*Medium-term notes -*
- Obligasi rupiah	2p,22	166,236,215	158,686,102	*Rupiah bonds -*
Uang muka dari pelanggan				*Advances from customers*
- Pihak yang mempunyai hubungan istimewa	2e, 2p,17b, 35,40	-	30,978,253	*Related party -*
- Pihak ketiga	17b	21,028,543	20,951,067	*Third parties -*
Hutang lain-lain	2m,2t,17a,38	20,753,538	58,205,673	*Other payables*
Kewajiban pajak tangguhan - bersih	2v,31	68,060,310	72,175,948	*Deferred tax liabilities - net*
Kewajiban imbalan pasca - kerja	2r,2t,34,38	13,922,436	4,090,595	*Post- employment benefits obligations*
Kewajiban pembongkaran aset dan restorasi area	2s,2t,2ee,38,42	50,705,914	48,254,501	*Asset abandonment and site restoration obligations*
Jumlah Kewajiban Jangka Panjang		**962,919,385**	**803,663,235**	***Total Non-Current Liabilities***
GOODWILL NEGATIF - Bersih	2c,23	**-**	**35,242**	***NEGATIVE GOODWILL - Net***
HAK MINORITAS ATAS ASET BERSIH ANAK PERUSAHAAN	2b,24a	**28,775,488**	**18,883,307**	***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 2010 dan 2009
(Disajikan dalam Dolar Amerika Serikat, kecuali dinyatakan lain)

PT MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
AND SUBSIDIARIES
CONSOLIDATED BALANCE SHEETS (continued)
December 31, 2010 and 2009
(Expressed in United States Dollars, unless otherwise stated)

	Catatan/ *Notes*	2010	2009	
EKUITAS				***EQUITY***
Modal saham - nilai nominal Rp100 per saham Modal dasar - 4.000.000.000 saham Diterbitkan dan disetor penuh - 3.332.451.450 saham	1b,25	101,154,464	101,154,464	*Capital stock - Rp100 par value per share Authorized - 4,000,000,000 shares Issued and fully paid - 3,332,451,450 shares*
Saham treasuri - 390.454.500 saham	2q,25	(5,574,755)	(5,574,755)	*Treasury stock - 390,454,500 shares*
		95,579,709	95,579,709	
Tambahan modal disetor	2q,26	108,626,898	108,626,898	*Additional paid-in capital*
Dampak perubahan transaksi ekuitas anak perusahaan/ perusahaan asosiasi	2g,27	107,870	107,870	*Effects of changes in equity transactions of subsidiaries/ associated companies*
Selisih kurs karena penjabaran laporan keuangan	2d	3,651,276	947,501	*Translation adjustments*
Saldo laba				*Retained earnings*
- Ditentukan penggunaannya		6,492,210	6,492,210	*Appropriated -*
- Tidak ditentukan penggunaannya		571,596,977	497,010,352	*Unappropriated -*
Jumlah Ekuitas		**786,054,940**	**708,764,540**	***Total Equity***
JUMLAH KEWAJIBAN DAN EKUITAS		**2,278,068,237**	**2,040,509,378**	***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 2010 dan 2009
(Disajikan dalam Dolar Amerika Serikat, kecuali dinyatakan lain)

PT MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
AND SUBSIDIARIES
CONSOLIDATED STATEMENTS OF INCOME
Years Ended December 31, 2010 and 2009
(Expressed in United States Dollars, unless otherwise stated)

	Catatan/ *Notes*	2010	2009	
PENJUALAN DAN PENDAPATAN USAHA LAINNYA	2e,2u,28,35			***SALES AND OTHER OPERATING REVENUES***
Penjualan minyak dan gas bersih		569,386,907	470,205,454	*Net oil and gas sales*
Penjualan kimia dan produk petroleum lainnya bersih		170,067,443	47,753,921	*Net sales of chemical and other petroleum products*
Pendapatan dari kontrak lainnya dan jasa terkait		101,492,287	83,772,440	*Revenues from other contracts and related services*
Penjualan tenaga listrik dan jasa terkait lainnya		88,906,813	66,069,563	*Electric power sales and revenue from related services*
JUMLAH PENJUALAN DAN PENDAPATAN USAHA LAINNYA		**929,853,450**	**667,801,378**	***TOTAL SALES AND OTHER OPERATING REVENUES***
BEBAN POKOK PENJUALAN DAN BIAYA LANGSUNG LAINNYA				***COST OF SALES AND OTHER DIRECT COSTS***
Biaya produksi dan *lifting*	2u,29a	(196,358,929)	(166,048,309)	*Production and lifting costs*
Beban pokok penjualan kimia dan produk petroleum lainnya	2e,2u 29d,35	(170,187,632)	(45,992,572)	*Cost of sales of chemical and other petroleum products*
Penyusutan, deplesi dan amortisasi	2l,2m,2n,2s, 13,14,23,29c	(102,747,239)	(77,462,893)	*Depreciation, depletion and amortization*
Biaya kontrak lainnya dan jasa terkait	2u,29b	(77,245,587)	(65,806,877)	*Cost of other contracts and related services*
Beban pokok penjualan tenaga listrik dan jasa terkait lainnya	2u,29e	(53,415,940)	(44,616,217)	*Cost of electric power sales and related services*
Beban eksplorasi	2n,2u,29f	(24,057,135)	(24,190,154)	*Exploration expense*
Biaya pembelian minyak mentah	2u,29g	(18,077,395)	(14,567,980)	*Cost of crude oil purchases*
JUMLAH BEBAN POKOK PENJUALAN DAN BIAYA LANGSUNG LAINNYA		**(642,089,857)**	**(438,685,002)**	***TOTAL COST OF SALES AND OTHER DIRECT COSTS***
LABA KOTOR		**287,763,593**	**229,116,376**	***GROSS PROFIT***
BEBAN USAHA	2u,30	**(173,271,412)**	**(156,920,127)**	***OPERATING EXPENSES***
LABA USAHA		**114,492,181**	**72,196,249**	***INCOME FROM OPERATIONS***
PENGHASILAN (BEBAN) LAIN-LAIN	2u			***OTHER INCOME (EXPENSES)***
Keuntungan bersih dari pelepasan anak perusahaan	2b,40	250,734,352	30,672,020	*Net gain on disposal of subsidiaries*
Keuntungan transaksi derivatif	2w,20	1,609,956	6,696,929	*Gain from derivative transactions*
Beban bunga - bersih	21,22	(77,411,274)	(50,143,505)	*Interest expense - net*
Kerugian atas penurunan nilai aset		(56,397,448)	(12,738,625)	*Loss on impairment of assets*
Beban pendanaan - bersih		(11,064,561)	(10,531,815)	*Financing charges - net*
Kerugian dari selisih kurs - bersih	2d	(3,792,208)	(15,850,157)	*Loss on foreign exchange - net*
Keuntungan (kerugian) atas investasi jangka pendek - bersih	2g	(2,305,799)	24,151,574	*Gain (loss) on short - term investments - net*
Bagian hak atas rugi dari perusahaan asosiasi - bersih	2e,2g,11	(1,833,063)	(2,647,875)	*Equity in net losses of associated entities - net*
Lain-lain - bersih		1,796,479	8,745,561	*Others - net*
PENGHASILAN (BEBAN) LAIN-LAIN - BERSIH		101,336,434	(21,645,893)	***OTHER INCOME (EXPENSES) - NET***
LABA SEBELUM MANFAAT (BEBAN) PAJAK		**215,828,615**	**50,550,356**	***INCOME BEFORE TAX BENEFIT (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 2010 dan 2009
(Disajikan dalam Dolar Amerika Serikat, kecuali dinyatakan lain)

PT MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
AND SUBSIDIARIES
CONSOLIDATED STATEMENTS OF INCOME
(continued)
Years Ended December 31, 2010 and 2009
(Expressed in United States Dollars, unless otherwise stated)

	Catatan/ *Notes*	2010	2009	
MANFAAT (BEBAN) PAJAK	2v,31			***TAX BENEFIT (EXPENSE)***
Pajak kini		(105,202,785)	(72,915,436)	*Current tax*
Pajak tangguhan		(22,468,568)	44,748,010	*Deferred tax*
JUMLAH BEBAN PAJAK		**(127,671,353)**	**(28,167,426)**	***TOTAL TAX EXPENSE***
LABA SEBELUM HAK MINORITAS ATAS LABA BERSIH ANAK PERUSAHAAN YANG DIKONSOLIDASI		**88,157,262**	**22,382,930**	***INCOME BEFORE MINORITY INTERESTS IN NET INCOME OF CONSOLIDATED SUBSIDIARIES***
HAK MINORITAS ATAS LABA BERSIH ANAK PERUSAHAAN YANG DIKONSOLIDASI	2b,24b	**(5,097,686)**	**(3,150,936)**	***MINORITY INTERESTS IN NET INCOME OF CONSOLIDATED SUBSIDIARIES***
LABA BERSIH		**83,059,576**	**19,231,994**	***NET INCOME***
LABA PER SAHAM	2dd,32	**0.0282**	**0.0065**	***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 2010 dan 2009
(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, 2010 and 2009
(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 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	33	-	-	-	-	-	(44,129,956)	(44,129,956)	*Cash dividends*
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***
Selisih kurs karena penjabaran laporan keuangan anak perusahaan	2d	-	-	-	2,703,775	-	-	2,703,775	*Translation adjustments of subsidiaries' financial statements*
Dividen tunai	33	-	-	-	-	-	(8,472,951)	(8,472,951)	*Cash dividends*
Laba bersih		-	-	-	-	-	83,059,576	83,059,576	*Net income*
Saldo per 31 Desember 2010		**95,579,709**	**108,626,898**	**107,870**	**3,651,276**	**6,492,210**	**571,596,977**	**786,054,940**	***Balance, December 31, 2010***

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 2010 dan 2009
(Disajikan dalam Dolar Amerika Serikat, kecuali dinyatakan lain)

PT MEDCO ENERGI INTERNASIONAL Tbk
AND SUBSIDIARIES
CONSOLIDATED STATEMENTS OF CASH FLOWS
Years Ended December 31, 2010 and 2009
(Expressed in United States Dollars, unless otherwise stated)

	Catatan/ *Notes*	2010	2009	
Arus Kas dari Aktivitas Usaha				***Cash Flows from Operating Activities***
Penerimaan kas dari pelanggan		775,264,418	675,928,130	*Cash receipts from customers*
Uang muka dari pelanggan		4,446,561	2,996,449	*Advances from customers*
Pembayaran kas kepada pemasok dan karyawan		(624,926,210)	(514,402,378)	*Cash paid to suppliers and employees*
Kas yang dihasilkan dari kegiatan usaha		154,784,769	164,522,201	*Cash generated from operations*
Pembayaran pajak penghasilan		(66,860,626)	(87,925,924)	*Income tax paid*
KAS BERSIH YANG DIPEROLEH DARI AKTIVITAS USAHA		**87,924,143**	**76,596,277**	***NET CASH PROVIDED BY OPERATING ACTIVITIES***
Arus Kas dari Aktivitas Investasi				***Cash Flows from Investing Activities***
Penerimaan dari pelepasan anak perusahaan - bersih	40	3,325,547	62,504,089	*Proceeds from disposal of subsidiaries - net*
Penerimaan bunga		16,476,327	9,431,179	*Interest received*
Hasil pelepasan aset tetap	13	3,872,415	1,332,924	*Proceeds from disposals of property and equipment*
Penambahan aset minyak dan gas bumi		(154,134,874)	(182,136,169)	*Additions to oil and gas properties*
Perolehan aset tetap	13	(59,869,790)	(43,097,423)	*Acquisitions of property and equipment*
Penambahan aset lain-lain		(8,853,396)	(6,580,832)	*Additions to other assets*
Pencairan (penambahan) investasi jangka pendek	4	(6,298,438)	6,492,010	*Withdrawal of (additions to) short-term investments*
Akuisisi/investasi di anak perusahaan/perusahaan asosiasi	11,40	(2,208,440)	(2,044,706)	*Acquisition/investment of subsidiaries/associated company*
KAS BERSIH DIGUNAKAN UNTUK AKTIVITAS INVESTASI		**(207,690,649)**	**(154,098,928)**	***NET CASH USED IN INVESTING ACTIVITIES***
Arus Kas dari Aktivitas Pendanaan				***Cash Flows from Financing Activities***
Hasil yang diperoleh dari				*Proceeds from*
- Hutang bank	21	357,510,318	174,253,767	*Bank loans -*
- Hutang jangka panjang lainnya	22	107,900,000	201,674,468	*Other long-term obligations -*
Setoran modal dari pemegang saham minoritas	24a	2,380,158	-	*Additional paid-in capital from minority shareholder*
Penyelesaian transaksi derivatif	20	454,110	(5,314,274)	*Settlement of derivative transaction*
Pembayaran atas				*Payment of*
- Hutang bank	21	(203,604,736)	(33,001,326)	*Bank loans -*
- Hutang jangka panjang lainnya	22	(88,204,000)	(228,403,583)	*Other long-term obligations -*
Pembayaran bunga dan beban pendanaan		(86,926,220)	(75,044,074)	*Payment of interest and financing charges*
Penarikan (penempatan) rekening bank yang dibatasi penggunaannya		(35,436,759)	20,301,633	*Withdrawal (placement) of restricted cash in banks*
Pembayaran dividen	33	(8,472,951)	(44,087,788)	*Dividend payment*
Perolehan wesel treasuri		-	(28,400,000)	*Acquisition of treasury notes*
KAS BERSIH YANG DIPEROLEH DARI (DIGUNAKAN UNTUK) AKTIVITAS PENDANAAN		**45,599,920**	**(18,021,177)**	***NET CASH PROVIDED BY (USED IN) FINANCING ACTIVITIES***
PENURUNAN BERSIH KAS DAN SETARA KAS		**(74,166,586)**	**(95,523,828)**	***NET DECREASE IN CASH AND CASH EQUIVALENTS***
KAS DAN SETARA KAS PADA AWAL TAHUN	3	**253,025,979**	**348,549,807**	***CASH AND CASH EQUIVALENTS AT BEGINNING OF YEAR***
KAS DAN SETARA KAS PADA AKHIR TAHUN	3	**178,859,393**	**253,025,979**	***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 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 52, 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 1.981 (tidak diaudit) orang dan 2.029 (tidak diaudit) orang pada tanggal-tanggal 31 Desember 2010 dan 2009.

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 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 52nd Floor, 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 its commercial operations on December 13, 1980.

The Company and its Subsidiaries (the Group) have approximately 1,981 (unaudited) and 2,029 (unaudited) employees as of December 31, 2010 and 2009, 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 tanggal 31 Desember 2010 dan 2009, seluruh saham Perusahaan sejumlah 3.332.451.450 tercatat di Bursa Efek Indonesia.

c. Dewan Komisaris dan Direksi, dan Komite Audit

Susunan Dewan Komisaris dan Direksi Perusahaan dan Anggota Komite Audit adalah sebagai berikut:

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.

As of December 31, 2010 and 2009, all of the Company's 3,332,451,450 shares are listed on the Indonesia Stock Exchange.

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 2010/ *December 31, 2010*	31 Desember 2009/ *December 31, 2009*
Komisaris Utama/ *President Commissioner*	:	Ir. Hilmi Panigoro, MSc	Ir. Hilmi Panigoro, MSc
Komisaris Independen/ *Independent Commissioners*:	:	Ir. Gustiaman Deru, MBA Marsillam Simandjuntak	Ir. Gustiaman Deru, MBA Dr. Ir. Rachmat Sudibjo
Komisaris/ *Commissioners*	:	Ir. Yani Yuhani Rodyat Ir. Retno Dewi Arifin Masayaki Mizuno	Ir. Yani Yuhani Rodyat Ir. Retno Dewi Arifin
Direktur Utama/ *President Director*	:	Ir. Darmoyo Doyoatmojo, MSc, MBA	Ir. Darmoyo Doyoatmojo, MSc, MBA
Direktur/ *Directors*	:	Ir. Lukman Mahfoedz Ir. Darwin Cyril Noerhadi, MBA	Ir. Lukman Mahfoedz Larry L. Luckey Ir. Darwin Cyril Noerhadi, MBA
Ketua Komite Audit *Chairman of Audit Committee*	:	Marsillam Simandjuntak	Dr. Ir. Rachmat Sudibjo
Anggota Komite Audit *Members of the Audit Committee*	:	Ir. Hilmi Panigoro, MSc Ir. Gustiaman Deru, MBA Drs. Zulfikri Aboebakar Drs. Djoko Sutardjo	Ir. Hilmi Panigoro, MSc Ir. Gustiaman Deru, MBA Drs. Zulfikri Aboebakar Drs. Djoko Sutardjo

The original consolidated financial statements included herein are in the Indonesian language.

1. UMUM (lanjutan)

c. Dewan Komisaris dan Direksi, dan Komite Audit (lanjutan)

Rapat Umum Pemegang Saham Tahunan (RUPS), yang diselenggarakan pada tanggal 27 Mei 2010, menyetujui pengunduran diri Bapak Larry L. Luckey dari jabatannya sebagai Direktur dan Bapak Rachmat Sudibjo dari jabatannya sebagai Komisaris Independen Perusahaan. Selanjutnya RUPS mengangkat Bapak Marsillam Simandjuntak sebagai Komisaris Independen dan Bapak Masayaki Mizuno sebagai anggota Dewan Komisaris.

Keseluruhan gaji dan tunjangan lainnya yang dibayarkan kepada Komisaris dan Direksi adalah sebesar AS$4,7 juta dan AS$5,3 juta masing-masing untuk tahun yang berakhir pada tanggal-tanggal 31 Desember 2010 dan 2009.

d. Anak Perusahaan

i. Pada tanggal-tanggal 31 Desember 2010 dan 2009, 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:

1. GENERAL (continued)

c. Boards of Commissioners and Directors, and Audit Committee (continued)

The Annual General Meeting of Stockholders (AGMS) which was held on May 27, 2010 approved the resignations of Mr. Larry L. Luckey as a Director and Mr. Rachmat Sudibjo as an Independent Commissioner. Furthermore, the AGMS approved the elections of Mr. Marsillam Simandjuntak as an Independent Commissioner and Mr. Masayaki Mizuno as a Commissioner.

The total salaries and other benefits that were paid to the Commissioners and Directors amounted to US$4.7 million and US$5.3 million for the years ended December 31, 2010 and 2009, respectively.

d. Subsidiaries

i. As of December 31, 2010 and 2009, 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:

	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*		
		2010	2009	2010	2009	
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	50.6	44.6	*PT Medco E&P Tarakan (MEPT) Indonesia*
PT Medco E&P Kalimantan (MEPK) Indonesia [3]	1992	100.00	100.00	11.1	13.9	*PT Medco E&P Kalimantan (MEPK) Indonesia* [3]
PT Medco E&P Indonesia (MEPI) Indonesia	1995	100.00	100.00	272.3	422.8	*PT Medco E&P Indonesia (MEPI) Indonesia*
PT Medco E&P Tomori Sulawesi Indonesia [2]	2005	100.00	100.00	310.5	62.2	*PT Medco E&P Tomori Sulawesi Indonesia* [2]
PT Medco E&P Sembakung Indonesia	2005	100.00	100.00	48.2	46.6	*PT Medco E&P Sembakung Indonesia*

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*		
		2010	2009	2010	2009	
Medco Far East Limited Cayman Islands [2]	Non Aktif/ *Non Active*	100.00	100.00	115.6	115.0	*Medco Far East Limited Cayman Islands [2]*
PT Medco E & P Simenggaris Indonesia	2009	100.00	100.00	16.3	12.8	*PT Medco E &P Simenggaris Indonesia*
PT Medco E&P Bengara Indonesia	Tahap eksplorasi/ *Exploration stage*	95.00	95.00	4.6	5.3	*PT Medco E&P Bengara Indonesia*
PT Medco E&P Lematang (MEPL) Indonesia	2003	100.00	100.00	218.8	129.2	*PT Medco E&P Lematang (MEPL) Indonesia*
Medco Energi Global Pte. Ltd. [1] [2] Singapura	2006	100.00	100.00	388.8	494.3	*Medco Energi Global Pte. Ltd. [1] [2] Singapore*
PT Medco CBM Sekayu Indonesia	Tahap eksplorasi/ *Exploration stage*	100.00	100.00	2.3	1.3	*PT Medco CBM Sekayu Indonesia*
PT Medco E&P Merangin Indonesia	Tahap eksplorasi/ *Exploration stage*	100.00	100.00	4.6	4.2	*PT Medco E&P Merangin Indonesia*
PT Medco E&P Malaka Indonesia	Tahap eksplorasi dan pengembangan/ *Exploration and development stage*	100.00	100.00	56.5	54.4	*PT Medco E&P Malaka Indonesia*
PT Medco E&P Rimau (MEPR) Indonesia	2005	100.00	100.00	448.8	238.0	*PT Medco E&P Rimau (MEPR) Indonesia*
PT Medco E&P Nunukan Indonesia	Tahap eksplorasi/ Exploration stage	100.00	100.00	2.2	2.3	*PT Medco E&P Nunukan Indonesia*
Medco Bawean (Holdings) Pte. Ltd. (MBHPL) Singapura [1]	2008	100.00	100.00	84.4	91.5	*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	100.00	99.99	35.8	30.9	*PT Exspan Petrogas Intranusa (EPI) Indonesia [1]*
PT Medco Gas Indonesia [1] Indonesia	2009	100.00	100.00	21.4	19.5	*PT Medco Gas Indonesia [1] Indonesia*
Produksi kimia dan perdagangan						***Chemical production and trading***
PT Medco Downstream Indonesia Indonesia [1] [2]	2004	100.00	100.00	226.3	166.5	*PT Medco Downstream Indonesia Indonesia [1] [2]*
PT Medco Niaga Internasional Indonesia	2006	100.00	99.90	1.6	1.3	*PT Medco Niaga Internasional 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*		Jumlah aset (sebelum eliminasi) dalam jutaan/ *Total assets (before elimination) in millions*		
		2010	2009	2010	2009	
Pembangkit listrik						***Electric power production***
PT Medco Power Indonesia (MPI) Indonesia [1]	2005	100.00	100.00	216.9	190.7	*PT Medco Power Indonesia (MPI) Indonesia [1]*
Lain-lain						***Others***
MEI Euro Finance Limited (MEFL) [2] Mauritius	2002	100.00	100.00	67.4	68.2	*MEI Euro Finance Limited (MEFL) [2] Mauritius*
Medco CB Finance B.V. Belanda [2]	2006	100.00	100.00	0.4	224.7	*Medco CB Finance B.V. The Netherlands [2]*
PT Medco Energi Mining Internasional Indonesia	2009	100.00	100.00	5.3	2.5	*PT Medco Energi Mining Internasional Indonesia*
Medco Straits Services Pte. Ltd. Singapura [2]	2007	100.00	100.00	835.7	642.9	*Medco Straits Services Pte. Ltd. Singapore [2]*

1) dan anak perusahaan
2) sebesar 90%-95% dari jumlah aset merupakan akun antar perusahaan dalam Grup yang dieliminasi dalam konsolidasi
3) TAC Kalimantan telah di-*relinquish* di tahun 2008

1) and subsidiary/ subsidiaries
2) 90%-95% of the total assets represents intercompany accounts in the Group that are eliminated in the consolidation
3) TAC Kalimantan was relinquished in 2008

ii. Grup mempunyai kerjasama operasi minyak dan gas atau Kontrak Jasa/Perjanjian Partisipasi dan Pembagian Ekonomi di luar negeri pada tahun 2010 dan 2009 sebagai berikut:

ii. The Group has interests in the following overseas petroleum joint venture operations or Service Contracts/ Participation and Economic Sharing Agreements in 2010 and 2009:

Kerjasama Operasi/*Joint Venture*	**Negara/*Country***	**Hak Kepemilikan/*Ownership Interest* (%)**	
		2010	**2009**
Brazos Block 437/451	USA	100.00	100.00
East Cameron (EC) 317/318 lease	USA	75.00	75.00
East Cameron (EC) 316	USA	100.00	100.00
Main Pass (MP) 57*	USA	-	7.03
Main Pass (MP) 64/65 lease	USA	75.00	75.00
Mustang Island Block 758	USA	66.25	66.25
West Delta 52	USA	53.84	53.84
Walker Ranch lease	USA	58.96	51.67
Walker Ranch - Montgomery lease*	USA	-	12.00
West Cameron 557	USA	100.00	100.00
MIRE lease*	USA	-	33.33
Vada Martin*	USA	-	33.33
E.B. Schwing # 1 base*	USA	-	33.33
Block E Offshore	Cambodia	41.25	41.25
Block 12*	Cambodia	52.50	52.50

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)

Kerjasama Operasi/*Joint Venture*	Negara/*Country*	Hak Kepemilikan/*Ownership Interest* (%) 2010	2009
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

* hak kepemilikan telah berakhir di tahun berjalan/
working interests were relinquished in current year

iii. Grup melakukan sejumlah akuisisi dan penjualan aset sebagaimana diungkapkan dalam Catatan 40a.

iii. The Group has undertaken several acquisitions and divestments of assets as disclosed in Note 40a.

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 usaha, 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%.

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%.

The original consolidated financial statements included herein are in the Indonesian language.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI (lanjutan)

b. Prinsip Konsolidasi (lanjutan)

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.

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.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

b. Principles of Consolidation (continued)

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 operating 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.

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.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI (lanjutan)

c. Akuisisi Usaha (lanjutan)

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.

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 bagian Ekuitas di neraca konsolidasi. 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.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

c. Business Acquisitions (continued)

Assets and liabilities, which are acquired but which do not satisfy the criteria for separate recognition when the acquisition was initially accounted for, are recognized subsequently when they satisfy the criteria. The carrying amounts of assets and liabilities acquired are adjusted when, subsequent to acquisition, additional evidence becomes available to assist with the estimation of the amounts assigned to those assets and liabilities at the time of acquisition, and the goodwill or negative goodwill 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.

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 the Equity section of the consolidated balance sheets. 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.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI (lanjutan)

d. Transaksi dan Saldo Dalam Mata Uang Asing (lanjutan)

Kurs tukar yang digunakan pada tanggal-tanggal 31 Desember 2010 dan 2009 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 December 31, 2010 and 2009, the rates of exchange use for significant foreign currency-denominated balances are as follows:

	2010	2009	
Rupiah/AS$1	8,991	9,400	*Rupiah/US$1*
Euro/AS$1	1.3298	1.4372	*Euro/US$1*
Dolar Australia/AS$1	1.0169	0.8970	*Australian Dollar/US$1*
Dolar Singapura /AS$1	0.7764	0.7126	*Singapore Dollar/US$1*
Poundsterling Inggris/AS$1	1.5453	1.6079	*British Poundsterling/US$1*
Yen Jepang 100/AS$1	1.2266	1.0820	*Japanese Yen 100/US$1*

Kurs beli dan jual Bank Indonesia pada tanggal-tanggal 31 Desember 2010 dan 2009 adalah sebagai berikut:

The Bank Indonesia buying and selling rates as of December 31, 2010 and 2009 are as follows:

	2010		2009		
	Jual/*Selling*	Beli/*Buying*	Jual/*Selling*	Beli/*Buying*	
Rupiah/AS$1	9,491	8,491	9,900	8,900	*Rupiah/US$1*
Euro/AS$1	1.3299	1.3296	1.4373	1.4371	*Euro/US$1*
Dolar Australia/AS$1	1.0171	1.0166	0.8971	0.8969	*Australian Dollar/US$1*
Dolar Singapura /AS$1	0.7767	0.7761	0.7129	0.7123	*Singapore Dollar/US$1*
Poundsterling Inggris/AS$1	1.5454	1.5452	1.6081	1.6077	*British Poundsterling/US$1*
Yen Jepang 100/AS$1	1.2267	1.2265	1.0823	1.0817	*Japanese Yen 100/US$1*

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.

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. 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".

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".

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI (lanjutan)

g. Investasi

Investasi terdiri dari:

i. Surat berharga dalam bentuk efek hutang dan ekuitas

Pada tahun 2009, 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.

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

Investments consist of:

i. Marketable securities in the form of debt and equity securities

In 2009, the Group applied 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.

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.

Efektif 1 Januari 2010, investasi jangka pendek dinyatakan dan diklasifikasikan sesuai dengan persyaratan PSAK No. 50 (Revisi 2006) dan PSAK No. 55 (Revisi 2006) (Catatan 2t).

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.

Effective January 1, 2010, short-term investments are stated and classified in accordance with the provisions of PSAK No. 50 (Revised 2006) and PSAK No. 55 (Revised 2006) (Catatan 2t).

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. Cadangan Penurunan Nilai Piutang

Cadangan penurunan nilai 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. Cadangan untuk penurunan nilai persediaan ditentukan berdasarkan penelaahan terhadap keadaan masing-masing persediaan pada akhir tahun.

k. Beban Dibayar di Muka

Beban dibayar di muka diamortisasi selama masa manfaat dengan menggunakan metode garis lurus.

l. 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 nilai tercatat aset jika kriteria pengakuan terpenuhi. Semua biaya perbaikan dan perawatan yang tidak memenuhi kriteria pengakuan diakui pada laba rugi pada saat terjadinya.

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 Impairment of Receivable

An allowance for impairment of receivable 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 impairment of inventories is provided based on the review of the individual inventory items at the end of the year.

k. Prepaid Expenses

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

l. Property, 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.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI (lanjutan)

l. Aset Tetap (lanjutan)

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

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

l. Property, Plant and Equipment (continued)

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 profit or loss 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.

m. Sewa Guna Usaha

Penentuan apakah suatu perjanjian adalah, atau mengandung, transaksi sewa guna usaha didasarkan pada substansi perjanjian pada saat tanggal permulaan.

m. Assets under Finance Lease

The determination of whether an arrangement is, or contains, a lease is based on the substance of arrangement at inception date.

Sewa guna usaha diklasifikasikan sebagai sewa pembiayaan jika terjadi transfer secara substansial risiko dan manfaat atas kepemilikan; jika tidak, sewa guna usaha tersebut diklasifikasikan sebagai sewa operasi.

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.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI (lanjutan)

m. Sewa Guna Usaha (lanjutan)

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.

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.

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.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

m. Assets under Finance Lease (continued)

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 finance 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.

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.

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.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI (lanjutan)

n. Aset Minyak dan Gas Bumi (lanjutan)

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 dievaluasi 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).

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.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

n. Oil and Gas Properties (continued)

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 the overall cost of the asset (Note 2s).

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 payable.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI (lanjutan)

p. Biaya Emisi (lanjutan)

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 di neraca konsolidasi.

Mulai dari tanggal 1 Januari 2010, sesuai dengan PSAK No. 55 (Revisi 2006), biaya transaksi hutang dan obligasi diamortisasi sebagai diskonto atau premium dengan metode suku bunga efektif dan diterapkan secara prospektif.

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.

r. Program Pensiun dan Imbalan Pasca - Kerja Lainnya

Grup menerapkan PSAK No. 24 (Revisi 2004), "Imbalan Kerja", dalam melakukan pengakuan atas kewajiban dan beban pensiun dan imbalan pasca - kerja lainnya.

i. Program Pensiun Iuran Pasti

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.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

p. Issuance Costs (continued)

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 in additional paid-in capital under Equity section in the consolidated balance sheets.

Starting on January 1, 2010, the Group amortised as discount or premium the loan issuance cost using effective interest method as required under PSAK No. 55 (Revised 2006) which was applied prospectively.

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.

r. Pension and Other Post-employment Benefits

The Group applies PSAK No. 24 (Revised 2004), "Employee Benefits", in recognising liabilities and expenses relating to pension and other post-employment benefits.

i. Defined Contribution 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.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI (lanjutan)

r. Program Pensiun dan Imbalan Pasca - Kerja Lainnya (lanjutan)

ii. Program Pensiun Imbalan Pasti dan Undang-Undang Ketenagakerjaan No. 13/2003 dan Imbalan Pasca - Kerja Lainnya

Grup mengakui kewajiban imbalan pasca - kerja sesuai dengan Undang-Undang Tenaga Kerja No. 13 Tahun 2003.

Sesuai PSAK No. 24 Revisi, biaya imbalan pasca - 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.

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.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

r. Pension and Other Post-employment Benefits (continued)

ii. Defined Benefit Pension Plan and Labor Law No. 13/2003 and Other Post-employment Benefits

The Group recognizes post-employment benefit liabilities in accordance with the requirements of Labor Law No. 13 Year 2003.

Under the Revised PSAK No. 24, the cost of providing post-employment 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.

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.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI (lanjutan)

s. Kewajiban Pembongkaran Aset dan Restorasi Area (lanjutan)

Dalam banyak kasus, aktivitas 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.

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. Instrumen Keuangan

Efektif tanggal 1 Januari 2010, Grup menerapkan PSAK No. 50 (Revisi 2006), “Instrumen Keuangan: Penyajian dan Pengungkapan”, dan PSAK No. 55 (Revisi 2006), “Instrumen Keuangan: Pengakuan dan Pengukuran”, yang menggantikan PSAK No. 50, “Akuntansi Investasi Efek Tertentu”, dan PSAK No. 55 (Revisi 1999), “Akuntansi Instrumen Derivatif dan Aktivitas Lindung Nilai”.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

s. Asset Abandonment and Site Restoration Obligation (continued)

In most instances, the dismantlement and transfer of assets, and site restoration activities 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.

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. Financial Instruments

Effective January 1, 2010, the Company and Subsidiaries adopted PSAK No. 50 (Revised 2006), “Financial Instruments: Presentation and Disclosure”, and PSAK No. 55 (Revised 2006), “Financial Instruments: Recognition and Measurement”, which supersede PSAK No. 50, “Accounting for Investments in Certain Securities”, and PSAK No. 55 (Revised 1999), “Accounting for Derivative Instruments and Hedging Activities”.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI (lanjutan)

t. Instrumen Keuangan (lanjutan)

PSAK No. 50 (Revisi 2006) berisi persyaratan tentang penyajian instrumen keuangan dan mengidentifikasi informasi yang harus diungkapkan. Persyaratan penyajian tersebut berlaku terhadap klasifikasi instrumen keuangan, dari perspektif penerbit, dalam aset keuangan, kewajiban keuangan, dan instrumen ekuitas; pengklasifikasian yang terkait dengan suku bunga, dividen, kerugian dan keuntungan, dan keadaan di mana aset keuangan dan kewajiban keuangan akan saling hapus. PSAK ini mensyaratkan pengungkapan, antara lain, informasi mengenai faktor yang mempengaruhi jumlah, waktu dan tingkat kepastian arus kas masa datang yang terkait dengan instrumen keuangan dan kebijakan akuntansi yang digunakan untuk instrumen tersebut.

PSAK No. 55 (Revisi 2006) mengatur prinsip-prinsip dasar pengakuan dan pengukuran aset keuangan, kewajiban keuangan, dan kontrak pembelian dan penjualan produk non-keuangan. Pernyataan ini, antara lain, memberikan definisi dan karakteristik terhadap derivatif, kategori instrumen keuangan, pengakuan dan pengukuran, akuntansi lindung nilai dan penetapan hubungan lindung nilai.

Aset Keuangan

Pengakuan awal

Aset keuangan dalam lingkup PSAK No. 55 (Revisi 2006) diklasifikasikan dalam empat jenis: aset keuangan yang diukur pada nilai wajar melalui laporan laba rugi, pinjaman yang diberikan dan piutang, investasi dimiliki hingga jatuh tempo, dan aset keuangan tersedia untuk dijual.

Grup menentukan klasifikasi aset keuangan tersebut pada pengakuan awal dan, jika diperbolehkan dan sesuai, akan mengevaluasi kembali pengklasifikasian aset tersebut pada setiap akhir tanggal pelaporan keuangan.

Aset keuangan pada awalnya diukur pada nilai wajar, dan dalam hal aset keuangan yang tidak diklasifikasikan pada nilai wajar melalui laporan laba rugi, ditambah dengan biaya transaksi yang dapat diatribusikan secara langsung.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

t. Financial Instruments (continued)

PSAK No. 50 (Revised 2006) 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 interest, dividends, losses and gains; and the circumstances in which financial assets and financial liabilities should be offset. This PSAK requires the disclosure of, among others, information about factors that affect 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. 55 (Revised 2006) established 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.

Financial Assets

Initial recognition

Financial assets within the scope of PSAK No. 55 (Revised 2006) are classified into four types: financial assets at fair value through profit or loss, loans and receivables, held-to-maturity investments, and available-for-sale financial assets.

The Group determines the classification of its financial assets at initial recognition and, if allowed and appropriate, re-evaluates the classification of those assets at each financial reporting date.

Financial assets are recognized initially at fair value plus, in the case of financial assets not classified at fair value through profit or loss, directly attributable transaction cost.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI (lanjutan)

t. Instrumen Keuangan (lanjutan)

Aset Keuangan (lanjutan)

Pengakuan awal (lanjutan)

Pembelian atau penjualan aset keuangan yang memerlukan penyerahan aset dalam kurun waktu yang telah ditetapkan oleh peraturan atau kebiasan yang berlaku di pasar (pembelian yang lazim) diakui pada tanggal perdagangan, yaitu tanggal Grup berkomitmen untuk membeli atau menjual aset tersebut.

Pengukuran setelah pengakuan awal

Pengukuran aset keuangan setelah pengakuan awal tergantung pada klasifikasinya sebagai berikut:

- Aset keuangan yang diukur pada nilai wajar melalui laporan laba rugi

  Aset keuangan yang diukur pada nilai wajar melalui laporan laba rugi termasuk aset keuangan untuk diperdagangkan dan aset keuangan yang ditetapkan sebagai aset untuk diukur pada nilai wajar melalui laporan laba rugi pada saat pengakuan awal.

  Aset derivatif diklasifikasikan sebagai kelompok diperdagangkan kecuali mereka ditetapkan sebagai instrumen lindung nilai efektif.

  Aset keuangan yang diukur pada nilai wajar melalui laporan laba rugi disajikan dalam laporan neraca konsolidasi pada nilai wajar dengan keuntungan atau kerugian dari perubahan nilai wajar diakui dalam laporan laba rugi konsolidasi.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

t. Financial Instruments (continued)

Financial Assets (continued)

Initial recognition (continued)

Purchases or sales of financial assets that require delivery of assets within a time frame established by regulation or convention in the marketplace (regular way purchases) are recognized on the trade date, i.e., the date that the Group commits to purchase or sell the assets.

Subsequent measurement

The subsequent measurement of financial assets depends on their classification as follows:

- *Financial assets at fair value through profit or loss*

  Financial assets at fair value through profit or loss include financial assets held for trading and financial assets designated as assets at fair value through profit or loss upon initial recognition.

  Derivative assets are classified as held for trading unless they are designated as effective hedging instruments.

  Financial assets at fair value through profit or loss are carried in the consolidated balance sheet at fair value with gains or losses from changes in fair value recognized in the consolidated statement of income.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI (lanjutan)

t. Instrumen Keuangan (lanjutan)

Aset Keuangan (lanjutan)

Pengukuran setelah pengakuan awal (lanjutan)

- Pinjaman yang diberikan dan piutang

  Pinjaman yang diberikan dan piutang adalah aset keuangan non-derivatif dengan pembayaran tetap atau telah ditentukan, yang tidak mempunyai kuotasi di pasar aktif, tidak masuk dalam kelompok aset diperdagangkan dan tidak diklasifikasikan sebagai aset yang dinilai pada nilai wajar melalui laporan laba rugi atau sebagai aset tersedia untuk dijual.

  Setelah pengakuan awal, aset keuangan tersebut dicatat pada biaya perolehan diamortisasi dengan menggunakan metode suku bunga efektif, dan keuntungan dan kerugian terkait diakui dalam laporan laba rugi konsolidasi pada saat pinjaman yang diberikan dan piutang dihentikan pengakuannya atau mengalami penurunan nilai, atau melalui proses amortisasi.

Grup memiliki kas dan setara kas, deposito, kas pada bank yang dibatasi penggunaannya, piutang usaha, piutang lain-lain lancar dan piutang jangka panjang dalam kategori ini.

- Investasi dimiliki hingga jatuh tempo

  Investasi dimiliki hingga jatuh tempo adalah aset keuangan non-derivatif dengan pembayaran tetap atau telah ditentukan dan jatuh temponya telah ditetapkan, selain pinjaman yang diberikan dan piutang serta yang mempunyai intensi positif dan kemampuan untuk memiliki aset tersebut hingga jatuh tempo dan tidak diklasifikasikan sebagai aset keuangan yang diukur pada nilai wajar melalui laporan laba rugi atau tersedia untuk dijual.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

t. Financial Instruments (continued)

Financial Assets (continued)

Subsequent measurement (continued)

- *Loans and receivables*

  Loans and receivables are non-derivative financial assets with fixed or determinable payments that are not quoted in an active market, do not quality as assets for trading, and have not been designated "at fair value through profit or loss" or as "available-for-sale".

  After initial measurement, such financial assets are carried at amortised cost using the effective interest method, and gains or losses are recognized in the consolidated statement of income when the loan and receivable is derecognized or impaired, as well as through the amortization process.

The Group has cash and cash equivalents, time deposits, restricted cash in banks, trade receivables, other current receivables and long-term receivables under this category.

- *Held-to-maturity investments*

  Held-to-maturity investments are non-derivative financial assets that have fixed or determinable payment and fixed maturity other than loans and receivables, for which there is a positive intention and ability to hold to maturity and which have not been designated as at fair value through profit or loss or as available-for-sale.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI (lanjutan)

t. Instrumen Keuangan (lanjutan)

Aset Keuangan (lanjutan)

Pengukuran setelah pengakuan awal (lanjutan)

- Aset keuangan tersedia untuk dijual {Available-for-sale (AFS)}

  Aset keuangan AFS adalah aset keuangan non-derivatif yang ditetapkan sebagai tersedia untuk dijual atau yang tidak diklasifikasikan dalam tiga kategori sebelumnya. Setelah pengukuran awal, aset keuangan AFS diukur dengan nilai wajar dengan keuntungan atau kerugian yang belum terealisasi diakui dalam ekuitas di neraca konsolidasi. Pada saat aset tersebut dihentikan pengakuannya, keuntungan atau kerugian kumulatif yang sebelumnya dicatat dalam ekuitas harus diakui pada laporan laba rugi konsolidasi.

  Investasi yang diklasifikasi sebagai aset keuangan tersedia untuk dijual adalah sebagai berikut:

  - Investasi pada saham yang tidak tersedia nilai wajarnya dengan kepemilikan kurang dari 20% dan investasi jangka panjang lainnya dicatat pada biaya perolehannya.
  - Investasi dalam modal saham yang tersedia nilai wajarnya dengan kepemilikan kurang dari 20% dicatat pada nilai wajar.

Grup tidak memiliki aset keuangan tersedia untuk dijual dan dimiliki hingga jatuh tempo pada tanggal 31 Desember 2010 dan 2009.

Penghentian pengakuan aset keuangan

Penghentian pengakuan atas suatu aset keuangan, atau, bila dapat diterapkan untuk bagian dari aset keuangan atau bagian dari kelompok aset keuangan serupa, terjadi bila:

i. Hak kontraktual atas arus kas yang berasal dari aset keuangan tersebut berakhir; atau

ii. Grup tetap memiliki hak kontraktual untuk menerima arus kas yang berasal dari aset keuangan tersebut namun menanggung kewajiban untuk membayar arus kas yang diterima tersebut tanpa penundaan yang signifikan kepada pihak ketiga melalui suatu kesepakatan penyerahan; atau

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

t. Financial Instruments (continued)

Financial Assets (continued)

Subsequent measurement (continued)

- *Available-for-sale (AFS) financial assets*

  AFS financial assets are non-derivative assets that are designated as available-for-sale or are not classified in any of the three preceding categories. After initial measurement, AFS financial assets are measured at fair value with unrealized gains or losses recognized in the shareholders' equity in the consolidated balance sheets. When the asset is derecognized, the cumulative gain or loss previously recorded in the shareholders' equity shall be recognized in the consolidated statement of income.

  The investments classified as AFS are as follows:

  - *Investments in shares of stock that do not have readily determinable fair value in which the equity interest is less than 20% and other long-term investments are carried at cost.*
  - *Investments in equity shares that have readily determinable fair value in which the equity interest is less than 20% are recorded at fair value.*

The Group does not have available-for-sale and held-to-maturity investments as of December 31, 2010 and 2009.

Derecognition of financial assets

A financial asset, or where applicable, a part of a financial asset or part of a group of similar financial assets, is derecognized when:

i. The contractual rights to receive cash flows from such financial asset have expired; or

ii. The Group retains the right to receive cash flows from such financial asset, but has assumed an obligation to pay them in full without material delay to a third party under a "pass through" arrangement; or

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI (lanjutan)

t. Instrumen Keuangan (lanjutan)

Aset Keuangan (lanjutan)

Penghentian pengakuan aset keuangan (lanjutan)

iii. Grup mengalihkan hak kontraktual untuk menerima arus kas yang berasal dari aset keuangan tersebut dan: (a) secara substansial mentransfer seluruh risiko dan manfaat atas kepemilikan aset keuangan tersebut, atau (b) secara substansial tidak mengalihkan dan tidak memiliki seluruh risiko dan manfaat atas kepemilikan aset keuangan tersebut, namun telah mengalihkan pengendalian atas aset keuangan tersebut.

Penurunan nilai dari aset keuangan

Pada setiap tanggal neraca, Grup mengevaluasi apakah terdapat bukti yang obyektif bahwa aset keuangan atau kelompok aset keuangan mengalami penurunan nilai. Penurunan nilai atas aset keuangan atau kelompok aset keuangan dianggap telah terjadi, jika dan hanya jika, terdapat bukti yang obyektif mengenai penurunan nilai tersebut sebagai akibat dari salah satu atau lebih peristiwa yang terjadi setelah pengakuan awal aset tersebut (peristiwa yang merugikan), dan peristiwa yang merugikan tersebut berdampak pada estimasi arus kas masa depan atas aset keuangan atau kelompok aset keuangan yang dapat diestimasi secara handal.

- Aset keuangan dicatat sebesar biaya perolehan yang diamortisasi

  Untuk pinjaman yang diberikan dan piutang yang dicatat pada biaya perolehan diamortisasi, Grup terlebih dahulu menentukan bahwa terdapat bukti obyektif mengenai penurunan nilai secara individual atas aset keuangan yang signifikan secara individual, atau secara kolektif untuk aset keuangan yang tidak signifikan secara individual. Jika Grup menentukan tidak terdapat bukti obyektif mengenai penurunan nilai atas aset keuangan yang dinilai secara individual, terlepas aset keuangan tersebut signifikan atau tidak, maka aset tersebut dimasukkan ke dalam kelompok aset keuangan yang memiliki karakteristik risiko

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

t. Financial Instruments (continued)

Financial Assets (continued)

Derecognition of financial assets (continued)

iii. The Group has transferred its rights to receive cash flows from the financial asset and either: (a) has transferred substantially all the risks and rewards of the financial asset, or (b) has neither transferred nor retained substantially all the risks and rewards of the financial asset, but has transferred control of the financial asset.

Impairment of financial asset

At each balance sheet date, the Group assesses whether there is objective evidence that a financial asset or a group of financial assets is impaired. A financial asset or a group of financial assets is deemed to be impaired if, and only if, there is objective evidence of impairment as a result of one or more events that occurred after the initial recognition of the asset (an "incurred loss event") and that loss event has an impact on the estimated future cash flows from the financial asset or the group of financial assets that can be reliably estimated.

- *Financial assets carried at amortized cost*

  For loans and receivables carried at amortized cost, the Group first assesses whether objective evidence of impairment exists individually for financial assets that are individually significant, or collectively for financial assets that are not individually significant. If the Group determines that no objective evidence of impairment exists for an individually assessed financial asset, whether significant or not, the asset is included in a group of financial assets with similar credit risk characteristics and collectively assessed for impairment. Assets that are individually assessed for impairment and for which an impairment

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI (lanjutan)

t. Instrumen Keuangan (lanjutan)

Aset Keuangan (lanjutan)

Penurunan nilai dari aset keuangan (lanjutan)

- Aset keuangan dicatat sebesar biaya perolehan yang diamortisasi (lanjutan)

kredit yang sejenis dan dinilai penurunan nilai kelompok tersebut secara kolektif. Aset yang penurunan nilainya dinilai secara individual dan untuk itu kerugian penurunan nilai diakui atau tetap diakui, tidak termasuk dalam penilaian penurunan nilai secara kolektif.

Jika terdapat bukti obyektif bahwa kerugian penurunan nilai telah terjadi, jumlah kerugian tersebut diukur sebagai selisih antara nilai tercatat aset dengan nilai kini estimasi arus kas masa datang (tidak termasuk kerugian kredit di masa mendatang yang belum terjadi). Nilai kini estimasi arus kas masa datang didiskonto dengan menggunakan suku bunga efektif awal dari aset keuangan tersebut. Jika suatu aset keuangan yang dikelompokkan sebagai "pinjaman yang diberikan dan piutang" memiliki suku bunga variabel, maka tingkat diskonto yang digunakan untuk mengukur setiap kerugian penurunan nilai adalah suku bunga efektif yang berlaku.

Nilai tercatat atas aset keuangan dikurangi melalui penggunaan pos cadangan penurunan nilai dan jumlah kerugian yang terjadi diakui dalam laporan laba rugi konsolidasi. Pendapatan bunga selanjutnya diakui sebesar nilai tercatat yang diturunkan nilainya berdasarkan tingkat suku bunga efektif awal dari aset keuangan. Pinjaman yang diberikan dan piutang beserta dengan cadangan terkait dihapuskan jika tidak terdapat kemungkinan yang realistis atas pemulihan di masa mendatang dan seluruh agunan telah terealisasi atau dialihkan kepada Grup. Jika, pada tahun berikutnya,

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

t. Financial Instruments (continued)

Financial Assets (continued)

Impairment of financial asset (continued)

- *Financial assets carried at amortized cost (continued)*

loss is, or continues to be, recognized are not included in a collective assessment of impairment.

If there is objective evidence that an impairment loss has occurred, the amount of the loss is measured as the difference between the asset's carrying amount and the present value of estimated future cash flows (excluding future expected credit losses that have not yet been incurred). The present value of the estimated future cash flows is discounted at the financial asset's original effective interest rate. If a "loans and receivables" financial asset has a variable interest rate, the discount rate for measuring impairment loss is the current effective interest rate.

The carrying amount of the financial asset is reduced through the use of an allowance for impairment account and the amount of the loss is recognized in the consolidated statements of income. Interest income continues to be accrued on the reduced carrying amount based on the original effective interest rate of the financial asset. Loans and receivables, together with the associated allowance, are written off when there is no realistic prospect of future recovery and all collateral has been realized or has been transferred to the Group. If, in a

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI (lanjutan)

t. Instrumen Keuangan (lanjutan)

Aset Keuangan (lanjutan)

Penurunan nilai dari aset keuangan (lanjutan)

- Aset keuangan dicatat sebesar biaya perolehan yang diamortisasi (lanjutan)

  nilai estimasi kerugian penurunan nilai aset keuangan bertambah atau berkurang karena peristiwa yang terjadi setelah penurunan nilai diakui, maka kerugian penurunan nilai yang diakui sebelumnya bertambah atau berkurang dengan menyesuaikan pos cadangan penurunan nilai. Jika di masa mendatang penghapusan tersebut dapat dipulihkan, jumlah pemulihan tersebut diakui pada laporan laba rugi.

- Aset keuangan yang tersedia untuk dijual

  Dalam hal investasi ekuitas diklasifikasikan sebagai aset keuangan yang tersedia untuk dijual, bukti obyektif akan termasuk penurunan nilai wajar yang signifikan dan berkepanjangan di bawah nilai perolehan investasi tersebut.

  Ketika terdapat bukti penurunan nilai, kerugian kumulatif - yang diukur sebagai selisih antara biaya perolehan dan nilai wajar kini, dikurangi kerugian penurunan nilai investasi yang sebelumnya diakui pada laporan laba rugi direklasifikasikan dari ekuitas ke dalam laporan laba rugi. Kerugian penurunan nilai atas investasi ekuitas tidak dihapuskan melalui laporan laba rugi; sedangkan peningkatan nilai wajar setelah penurunan nilai diakui dalam ekuitas.

  Dalam hal instrumen hutang diklasifikasikan sebagai aset keuangan yang tersedia untuk dijual, indikasi penurunan nilai dievaluasi berdasarkan kriteria yang sama dengan aset keuangan yang dicatat sebesar biaya perolehan diamortisasi. Penghasilan bunga di masa mendatang didasarkan pada nilai tercatat yang diturunkan nilainya dan diakui berdasarkan suku bunga yang digunakan untuk mendiskonto arus kas masa datang dalam pengukuran kerugian penurunan nilai.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

t. Financial Instruments (continued)

Financial Assets (continued)

Impairment of financial asset (continued)

- *Financial assets carried at amortized cost (continued)*

  subsequent year, the amount of the estimated impairment loss increases or decreases because of an event occurring after the impairment was recognized, the previously recognized impairment loss is increased or reduced by adjusting the allowance for impairment account. If a future write-off is later recovered, the recovery is recognized in profit or loss.

- *AFS financial assets*

  In the case of equity investment classified as an AFS financial asset, objective evidence would include a significant or prolonged decline in the fair value of the investment below its cost.

  Where there is evidence of impairment, the cumulative loss - measured as the difference between the acquisition cost and the current fair value, less any impairment loss on that investment previously recognized in profit or loss - is reclassified from shareholders' equity to profit or loss. Impairment losses on equity investments are not reversed through the profit or loss; increases in their fair value after impairment are recognized in shareholders' equity.

  In the case of a debt instrument classified as an AFS financial asset, impairment is assessed based on the same criteria as financial assets carried at amortized cost. Future interest income is based on the reduced carrying amount and is accrued based on the rate of interest used to discount future cash flows for the purpose of measuring impairment loss. Such accrual is recorded as part of the "Interest Income" account in the consolidated

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI (lanjutan)

t. Instrumen Keuangan (lanjutan)

Aset Keuangan (lanjutan)

Penurunan nilai dari aset keuangan (lanjutan)

- Aset keuangan yang tersedia untuk dijual (lanjutan)

  Penghasilan bunga yang masih harus dibayar tersebut dicatat sebagai bagian dari akun "Penghasilan Bunga" dalam laporan laba rugi konsolidasi. Jika pada tahun berikutnya, nilai wajar atas instrumen hutang meningkat dan peningkatan tersebut secara obyektif dapat dikaitkan dengan peristiwa yang timbul setelah pengakuan kerugian penurunan nilai melalui laporan laba rugi, kerugian penurunan nilai tersebut harus dipulihkan melalui laporan laba rugi.

Kewajiban Keuangan

Pengakuan awal

Kewajiban keuangan dalam lingkup PSAK No. 55 (Revisi 2006) diklasifikasikan sebagai kewajiban keuangan yang diukur pada nilai wajar melalui laporan laba rugi dan kewajiban keuangan lain yang tidak dimiliki untuk diperdagangkan atau tidak ditetapkan sebagai kewajiban keuangan yang diukur pada nilai wajar melalui laporan laba rugi.

Grup menentukan klasifikasi kewajiban keuangan pada saat pengakuan awal.

Kewajiban keuangan pada awalnya diukur pada nilai wajar jumlah pinjaman dan hutang yang diterima dan, dalam hal pinjaman dan hutang, dikurangi dengan biaya transaksi yang dapat diatribusikan secara langsung.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

t. Financial Instruments (continued)

Financial Assets (continued)

Impairment of financial asset (continued)

- *AFS financial assets (continued)*

  statements of income. If, in a subsequent year, the fair value of a debt instrument increases and the increase can be objectively related to an event occurring after the impairment loss was recognized in profit or loss, the impairment loss is reversed through profit or loss.

Financial Liabilities

Initial recognition

Financial liabilities within the scope of PSAK No. 55 (Revised 2006) are classified as financial liabilities at fair value through profit or loss and other financial liabilities that are not held for trading or not designated at fair value through profit or loss.

The Group determines the classification of its financial liabilities at initial recognition.

Financial liabilities are recognized initially at the fair value of the consideration received and, in the case of loans and borrowings, less directly attributable transaction cost.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI (lanjutan)

t. Instrumen Keuangan (lanjutan)

Kewajiban Keuangan (lanjutan)

Pengakuan awal (lanjutan)

Kewajiban keuangan Grup meliputi hutang usaha, hutang lain-lain, biaya yang masih harus dibayar, hutang bank, pinjaman jangka panjang, kewajiban jangka panjang, uang muka dari pelanggan dan kewajiban keuangan derivatif.

Pengukuran setelah pengakuan awal

Pengukuran kewajiban keuangan tergantung pada klasifikasinya sebagai berikut:

- Kewajiban keuangan yang diukur pada nilai wajar melalui laporan laba rugi

  Kewajiban keuangan yang diukur pada nilai wajar melalui laporan laba rugi termasuk kewajiban keuangan untuk diperdagangkan dan kewajiban keuangan yang ditetapkan untuk diukur pada nilai wajar melalui laporan laba rugi pada saat pengakuan awal.

  Kewajiban keuangan diklasifikasikan sebagai kelompok diperdagangkan jika mereka diperoleh untuk tujuan dijual atau dibeli kembali dalam waktu dekat. Kewajiban derivatif juga diklasifikasikan sebagai kelompok diperdagangkan kecuali mereka ditetapkan sebagai instrumen lindung nilai efektif.

  Keuntungan atau kerugian atas kewajiban yang dimiliki untuk diperdagangkan diakui dalam laporan laba rugi konsolidasi.

- Pinjaman dan hutang

  Setelah pengakuan awal, pinjaman dan hutang yang dikenakan bunga selanjutnya diukur pada biaya perolehan diamortisasi dengan menggunakan metode suku bunga efektif. Pada tanggal neraca, biaya bunga yang masih harus dibayar dicatat secara terpisah dari pokok pinjaman terkait dalam bagian kewajiban lancar. Keuntungan dan kerugian diakui dalam laporan laba rugi konsolidasi ketika kewajiban dihentikan pengakuannya serta melalui proses amortisasi menggunakan metode suku bunga efektif.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

t. Financial Instruments (continued

Financial Liabilities (continued)

Initial recognition (continued)

Group financial liabilities include trade payables, other payables, accrued expenses, bank loans, long-term loans, long-term liabilities, advances from customers and derivative financial liabilities.

Subsequent measurement

The measurement of financial liabilities depends on the classification as follows:

- *Financial liabilities at fair value through profit or loss*

  Financial liabilities at fair value through profit or loss include financial liabilities held for trading and financial liabilities designated at fair value through profit or loss upon initial recognition.

  Financial liabilities are classified as held for trading if they are acquired for the purposes of selling or repurchasing in the near term. Derivatives liabilities are also classified as held for trading unless they are designated as effective hedging instruments.

  Gains or losses on liabilities held for trading are recognized in the consolidated statement of income.

- *Loans and borrowings*

  After initial recognition, interest-bearing loans and borrowings are subsequently measured at amortised cost using the effective interest method. At balance sheet date, the accrued interest is recorded separately from the respective principal of loans as part of current liabilities. Gains and losses are recognized in the consolidated statement of income when the liabilities are derecognized as well as through the amortization process using the effective interest method.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI (lanjutan)

t. Instrumen Keuangan (lanjutan)

Kewajiban Keuangan (lanjutan)

Penghentian Pengakuan

Kewajiban keuangan dihentikan pengakuannya pada saat kewajiban tersebut dibayar atau dibatalkan atau kadaluwarsa. Ketika sebuah kewajiban keuangan ditukar dengan kewajiban keuangan lain dari pemberi pinjaman yang sama atas persyaratan yang secara substansial berbeda, atau bila persyaratan dari kewajiban keuangan tersebut secara substansial dimodifikasi, pertukaran atau modifikasi persyaratan tersebut dicatat sebagai penghentian pengakuan kewajiban keuangan awal dan pengakuan kewajiban keuangan baru, dan selisih antara nilai tercatat masing-masing kewajiban keuangan tersebut diakui dalam laporan laba rugi konsolidasi.

Saling hapus dari instrumen keuangan

Aset keuangan dan kewajiban keuangan saling hapus dan nilai bersihnya dilaporkan dalam laporan neraca konsolidasi jika, dan hanya jika, saat ini memiliki hak yang berkekuatan hukum untuk melakukan saling hapus atas jumlah yang telah diakui tersebut dan berniat untuk menyelesaikan secara neto, atau untuk merealisasikan aset dan menyelesaikan kewajibannya secara simultan.

Nilai wajar instrumen keuangan

Nilai wajar instrumen keuangan yang diperdagangkan di pasar aktif pada setiap tanggal pelaporan, ditentukan dengan mengacu pada kuotasi harga penawaran pasar yang berlaku tanpa pengurangan untuk biaya transaksi.

Untuk instrumen keuangan yang tidak memiliki pasar aktif, nilai wajar ditentukan dengan menggunakan teknik penilaian yang diijinkan oleh PSAK No. 55 (Revisi 2006) seperti dengan mengacu pada transaksi wajar (*arm's length market transactions*); mengacu pada nilai wajar instrumen lain yang serupa; analisa arus kas yang didiskontokan; atau model penilaian lain.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

t. Financial Instruments (continued

Financial Liabilities (continued)

Derecognition of financial liabilities

A financial liability is derecognized when the obligation under the liability is discharged or cancelled or has expired. When an existing financial liability is replaced by another from the same lender on substantially different terms, or the terms of an existing liability are substantially modified, such an exchange or modification is treated as derecognition of the original liability and the recognition of a new liability, and the difference in the respective carrying amounts is recognized in the consolidated statement of income.

Offsetting of financial instruments

Financial assets and financial liabilities are offset and the net amount reported in the consolidated balance sheet if, and only if, there is currently an enforceable legal right to set off the recognized amounts and there is an intention either to settle on a net basis, or to realize the assets and the liabilities simultaneously.

Fair value of financial instruments

The fair value of financial instruments that are actively traded in organized financial markets is determined by reference to quoted market bid prices at the close of business at each of reporting date.

For financial instruments where there is no active market, fair value is determined using valuation techniques permitted by PSAK No. 55 (Revised 2006), which may include using recent arm's length market transactions; reference to the current fair value of another instrument that is substantially the same; discounted cash flow analysis; or other valuation models.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI (lanjutan)

t. Instrumen Keuangan (lanjutan)

Kewajiban Keuangan (lanjutan)

Penyesuaian risiko kredit

Perusahaan dan Anak Perusahaan menyesuaikan harga di pasar yang lebih menguntungkan untuk mencerminkan adanya perbedaan risiko kredit pihak yang bertransaksi antara instrumen yang diperdagangkan di pasar tersebut dengan instrumen yang dinilai untuk posisi aset keuangan. Dalam penentuan nilai wajar posisi kewajiban keuangan, risiko kredit Grup terkait dengan instrumen keuangan tersebut ikut diperhitungkan.

u. Pengakuan Pendapatan dan Beban

Pendapatan dari penjualan minyak mentah dan gas diakui berdasarkan pengiriman ke pelanggan. Apabila volume dari minyak yang di *lifting* 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.

v. 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.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

t. Financial Instruments (continued

Financial Liabilities (continued)

Credit risk adjustment

The Company and Subsidiaries adjust the price in the observable market to reflect any differences in counterparty credit risk between instruments traded in that market and the ones being valued for financial asset positions. In determining the fair value of financial liability positions, the Group's own credit risk associated with the instrument is taken into account.

u. 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.

v. 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.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI (lanjutan)

v. Pajak Penghasilan (lanjutan)

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 atau secara substantif 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 25% pada tahun 2010 (sebesar 28% pada tahun 2009).

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 sesuai dengan klaim yang diajukan untuk keberatan dan/atau banding oleh Grup, dan tidak dilakukan upaya lebih lanjut.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

v. Income Tax (continued)

Deferred tax assets and liabilities are recognized for temporary differences between the financial and the tax bases of assets and liabilities at each reporting date. Future tax benefits, such as 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 substantively enacted at the balance sheet date. The deferred tax assets and liabilities of each entity are shown at the corresponding 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 25% in 2010 (at 28% in 2009).

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 and further avenue is not sought.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI (lanjutan)

w. Instrumen Derivatif

Sebagai bagian dari manajemen risiko keuangan, Grup melakukan kontrak *swap* dengan tujuan lindung nilai atas mata uang asing dan bunga dengan pihak luar. Kontrak-kontrak tersebut merupakan instrumen derivatif.

Sebelum tanggal 1 Januari 2010, 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.

Mulai tanggal 1 Januari 2010, Grup menerapkan PSAK No. 55 (Revisi 2006), "Instrumen Keuangan: Pengakuan dan Pengukuran". Penerapan PSAK No. 55 (Revisi 2006), tidak berdampak material terhadap laporan keuangan konsolidasi Grup.

x. 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.

Mulai tanggal 1 Januari 2010, Grup menerapkan PSAK No. 26 (Revisi 2008), "Biaya Pinjaman". Penerapan PSAK No. 26 (Revisi 2008) tidak berdampak material terhadap laporan keuangan konsolidasi Grup.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

w. 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.

Prior to January 1, 2010, the Group applied 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.

Starting January 1, 2010, the Group adopted PSAK No. 55 (Revised 2006), "Financial Instruments: Recognition and Measurement". The adoption of PSAK No. 55 (Revised 2006), did not have a material effect on the consolidated financial statements of the Group.

x. 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.

Starting January 1, 2010, the Group adopted PSAK No. 26 (Revised 2008), "Borrowing Costs". The adoption of PSAK No. 26 (Revised 2008) did not have a material effect on the consolidated financial statements of the Group.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI (lanjutan)

y. 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. Apabila terjadi penurunan nilai asset, maka kerugian atas penurunan nilai tersebut diakui pada laporan laba rugi tahun berjalan.

z. 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.

aa. Kerja sama Operasi

Sesuai dengan PSAK No. 12 (Revisi 1994), "Pelaporan Keuangan Mengenai Bagian Partisipasi dalam Pengendalian Bersama Operasi dan Aset", laporan keuangan Anak Perusahaan yang terlibat dalam pengendalian bersama dengan perusahaan lain dalam rangka suatu perjanjian kontraktual (*contractual arrangement*) dikonsolidasi dengan menggunakan metode konsolidasian proporsional (*proportionate consolidation*) sejak pengendalian bersama dimulai.

bb. Program Opsi Saham Karyawan dan Manajemen

Beban kompensasi yang terjadi sehubungan dengan pelaksanaan program opsi saham karyawan dan manajemen diakui pada saat hak opsi diberikan kepada karyawan dan manajemen, sesuai dengan PSAK No. 53, "Akuntansi Kompensasi Berbasis Saham".

cc. 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.

2. SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (continued)

y. 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. Impairment in asset value, if any, is recognized as a loss in the current year's profit or loss.

z. 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 arising 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.

aa. Joint Venture

In accordance with PSAK No. 12 (Revised 1994), "Financial Reporting of Interests in Jointly Controlled Operations and Assets", the financial statements of the Subsidiaries that are involved in joint operations with other venturers under a contractual arrangement are consolidated by using the proportionate consolidation method from the commencement date of the joint operations.

bb. Employee and Management Stock Option Program

Compensation expense in relation with employee and management stock option program is recognized in the period of granting such compensation, as stated in PSAK No. 53, "Share-Based Compensation Accounting".

cc. 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.

2. IKHTISAR KEBIJAKAN AKUNTANSI (lanjutan)

dd. 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.

ee. 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)

dd. 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.

ee. 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:

	2010	2009	
Kas	96,740	123,195	*Cash on hand*
Bank			*Cash in banks*
Pihak yang mempunyai hubungan istimewa			*Related party*
Rupiah			*Rupiah*
PT Bank Himpunan Saudara 1906 Tbk	2,173,589	1,953,359	*PT Bank Himpunan Saudara 1906 Tbk*
Dolar Amerika Serikat			*United States Dollars*
PT Bank Himpunan Saudara 1906 Tbk	1,341,459	-	*PT Bank Himpunan Saudara 1906 Tbk*

The original consolidated financial statements included herein are in the Indonesian language.

3. KAS DAN SETARA KAS (lanjutan) / *3. CASH AND CASH EQUIVALENTS (continued)*

	2010	2009	
Bank (lanjutan)			*Cash in banks (continued)*
Pihak ketiga			*Third parties*
Rupiah			*Rupiah*
PT Bank Mandiri (Persero) Tbk	5,278,937	2,525,770	*PT Bank Mandiri (Persero) Tbk*
PT Bank CIMB Niaga Tbk	4,131,597	1,336,937	*PT Bank CIMB Niaga Tbk*
PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk	3,338,536	8,509,839	*PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk*
Citibank, N.A.	2,353,599	1,458,310	*Citibank, N.A.*
PT Bank Central Asia Tbk	910,776	189,385	*PT Bank Central Asia Tbk*
PT Bank Internasional Indonesia Tbk	301,784	272,319	*PT Bank Internasional Indonesia Tbk*
PT Bank Panin Tbk	269,764	-	*PT Bank Panin Tbk*
PT Bank Danamon Indonesia Tbk	22,613	2,199,156	*PT Bank Danamon Indonesia Tbk*
PT Bank Permata Tbk	-	156,689	*PT Bank Permata Tbk*
Lain-lain	51,449	145,423	*Others*
Dolar Amerika Serikat			*United States Dollars*
PT Bank Mandiri (Persero) Tbk	26,122,679	15,491,228	*PT Bank Mandiri (Persero) Tbk*
PT Bank CIMB Niaga Tbk	21,511,104	15,058,278	*PT Bank CIMB Niaga Tbk*
PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk	20,797,095	3,010,029	*PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk*
PT Bank Danamon Indonesia Tbk	20,795,860	10,871,075	*PT Bank Danamon Indonesia Tbk*
Muscat Bank	11,740,954	11,733,452	*Muscat Bank*
Citibank, N.A.	9,394,457	61,916,493	*Citibank, N.A.*
Standard Chartered Bank	4,121,136	4,286,093	*Standard Chartered Bank*
PT Bank Central Asia Tbk	3,123,322	2,087,158	*PT Bank Central Asia Tbk*
Capital One	3,093,968	2,919,496	*Capital One*
Julius Baer	1,112,675	1,000,965	*Julius Baer*
PT Bank Internasional Indonesia Tbk	1,021,793	-	*PT Bank Internasional Indonesia Tbk*
UBS AG	401,453	-	*UBS AG*
The Hongkong and Shanghai Banking Corporation Ltd	18,747	604,430	*The Hongkong and Shanghai Banking Corporation Ltd*
Deutsche Bank	-	717,644	*Deutsche Bank*
Lain-lain	96,476	28,961	*Others*
Mata uang asing lainnya	181,285	31,239	*Other foreign currencies*
Sub-jumlah	**143,707,107**	**148,503,728**	*Sub-total*
Setara kas			*Cash equivalents*
Deposito Berjangka			*Time Deposits*
Pihak yang mempunyai hubungan istimewa			*Related party*
Rupiah			*Rupiah*
PT Bank Himpunan Saudara 1906 Tbk	4,659,695	2,219,437	*PT Bank Himpunan Saudara 1906 Tbk*
Dolar Amerika Serikat			*United States Dollars*
PT Bank Himpunan Saudara 1906 Tbk	21,999,872	19,999,661	*PT Bank Himpunan Saudara 1906 Tbk*

The original consolidated financial statements included herein are in the Indonesian language.

3. KAS DAN SETARA KAS (lanjutan) / *3. CASH AND CASH EQUIVALENTS (continued)*

	2010	2009	
Pihak ketiga			*Third parties*
Rupiah			*Rupiah*
PT Bank Bukopin Tbk	950,951	-	*PT Bank Bukopin Tbk*
PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk	556,112	531,915	*PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk*
PT Bank CIMB Niaga Tbk	222,445	4,510,638	*PT Bank CIMB Niaga Tbk*
PT Bank Mandiri (Persero) Tbk	105,661	7,005,319	*PT Bank Mandiri (Persero) Tbk*
PT Bank Mega Tbk	-	1,063,830	*PT Bank Mega Tbk*
Dolar Amerika Serikat			*United States Dollars*
PT Bank CIMB Niaga Tbk	3,018,103	1,002,574	*PT Bank CIMB Niaga Tbk*
PT Bank Mandiri (Persero) Tbk	1,305,495	28,303,205	*PT Bank Mandiri (Persero) Tbk*
PT Bank Permata Tbk	1,017,818	4,049,867	*PT Bank Permata Tbk*
PT Bank Rakyat Indonesia (Persero) Tbk	1,000,000	-	*PT Bank Rakyat Indonesia (Persero) Tbk*
PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk	219,394	33,276,737	*PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk*
JPMorgan Chase, N.A.	-	1,435,742	*JPMorgan Chase, N.A.*
Julius Baer	-	1,000,131	*Julius Baer*
Sub-jumlah	35,055,546	104,399,056	*Sub-total*
Jumlah	**178,859,393**	**253,025,979**	***Total***

	2010	2009	
Tingkat bunga per tahun			*Interest rate per annum*
Deposito berjangka			*Time deposits*
Rupiah	4.25% - 10.00%	6.00% - 9.00%	*Rupiah*
Dolar Amerika Serikat	0.23% - 3.75%	0.08% - 5.85%	*United States Dollars*

4. INVESTASI JANGKA PENDEK / *4. SHORT-TERM INVESTMENTS*

Akun ini terdiri dari:

This account consists of:

	2010	2009	
Surat berharga - diperdagangkan			*Marketable securities - trading*
Rupiah			*Rupiah*
Unit reksadana	2,517,069	2,095,772	*Mutual fund units*
Obligasi	222,445	-	*Bonds*
Dana kelolaan manajer investasi	-	50,888,655	*Managed funds*
Dolar Amerika Serikat			*United States Dollars*
Dana kelolaan manajer investasi	165,307,683	138,453,098	*Managed funds*
Unit reksadana	-	188,694	*Mutual fund units*
Jumlah	**168,047,197**	**191,626,219**	***Total***

Tingkat bunga tahunan surat berharga yang diperdagangkan (Obligasi) pada tahun 2010 adalah sebesar 10,85%.

Dana kelolaan manajer investasi terdiri dari saham-saham perusahaan publik, pendapatan tetap/surat hutang, pasar uang dan instrumen keuangan lainnya (Catatan 40c). Untuk tahun yang berakhir pada tanggal 31 Desember 2010, keuntungan dari investasi jangka pendek yang belum direalisasi dari investasi surat berharga sebesar AS$2,1 juta (2009: keuntungan sebesar AS$15,7 juta).

The marketable securities for trading (Bonds) earned interest at an annual rate of 10.85% in 2010.

Investments in managed funds comprise of shares of publicly-listed companies, fixed income, money market and other financial instruments (Note 40c). For the year ended December 31, 2010, the unrealized gain from marketable securities amounted to US$2.1 million (2009: gain of US$15.7 million).

The original consolidated financial statements included herein are in the Indonesian language.

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*

	2010	2009	
Pihak yang mempunyai hubungan istimewa			*Related parties*
Petro Diamond Singapore Pte. Ltd.	31,674,957	19,433,501	*Petro Diamond Singapore Pte. Ltd.*
Petro Diamond Ltd., Hong Kong	16,535,242	-	*Petro Diamond Ltd., Hong Kong*
PT Medcopapua Industri Lestari	922,232	-	*PT Medcopapua Industri Lestari*
Sub-jumlah	49,132,431	19,433,501	*Sub-total*
Pihak ketiga			*Third parties*
Pelanggan dalam negeri	76,163,390	79,965,385	*Local customers*
Pelanggan luar negeri	58,845,111	22,880,043	*Foreign customers*
Sub-jumlah	135,008,501	102,845,428	*Sub-total*
Cadangan penurunan nilai	(3,432,887)	(1,903,339)	*Allowance for impairment*
Bersih	131,575,614	100,942,089	*Net*
Jumlah	**180,708,045**	**120,375,590**	***Total***

b. Berdasarkan Umur / *b. By Aging Category*

	2010	2009	
Belum jatuh tempo	116,639,095	77,953,175	*Not yet due*
1 - 30 hari setelah jatuh tempo	46,830,585	15,943,179	*1 - 30 days past due*
31 - 60 hari setelah jatuh tempo	2,451,861	6,025,497	*31 - 60 days past due*
61 - 90 hari setelah jatuh tempo	2,176,812	8,503,503	*61 - 90 days past due*
91 - 120 hari setelah jatuh tempo	1,092,869	701,005	*91 - 120 days past due*
Jatuh tempo lebih dari 120 hari	14,949,710	13,152,570	*More than 120 days past due*
Jumlah	184,140,932	122,278,929	*Total*
Cadangan penurunan nilai	(3,432,887)	(1,903,339)	*Allowance for impairment*
Bersih	**180,708,045**	**120,375,590**	***Net***

c. Berdasarkan Mata Uang / *c. By Currency*

	2010	2009	
Dolar Amerika Serikat	153,172,039	97,837,784	*United States Dollars*
Rupiah	30,457,511	24,152,688	*Rupiah*
Euro	167,927	168,742	*Euro*
Lain-lain	343,455	119,715	*Others*
Jumlah	184,140,932	122,278,929	*Total*
Cadangan penurunan nilai	(3,432,887)	(1,903,339)	*Allowance for impairment*
Bersih	**180,708,045**	**120,375,590**	***Net***

Perubahan dalam cadangan penurunan nilai adalah sebagai berikut:

The changes in the allowance for impairment are as follows:

	2010	2009	
Saldo awal tahun	1,903,339	113,914	*Balance at beginning of year*
Cadangan selama tahun berjalan	1,585,363	1,887,131	*Allowance during the year*
Penghapusan tahun berjalan	(55,815)	(97,706)	*Written off during the year*
Saldo akhir tahun	**3,432,887**	**1,903,339**	***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 2010 dan 2009, piutang usaha di PT Dalle Energy Batam dan PT Mitra Energi Batam masing-masing sejumlah AS$9,8 juta dan AS$0,7 juta digunakan sebagai jaminan atas hutang bank (Catatan 21).

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 cadangan penurunan nilai piutang cukup untuk menutupi kerugian yang mungkin timbul dari tidak tertagihnya piutang tersebut.

5. TRADE RECEIVABLES - Net (continued)

As of December 31, 2010 and 2009, trade receivables of PT Dalle Energy Batam and PT Mitra Energi Batam amounting to US$9.8 million and US$0.7 million, respectively, were used as collateral for bank loans (Note 21).

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 impairment of receivables 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

	2010	2009	
Pihak yang mempunyai hubungan istimewa - lancar			*Related parties - current*
Mitsubishi Corporation	260,000,000	-	*Mitsubishi Corporation*
PT Donggi Senoro LNG	1,711,030	1,684,573	*PT Donggi Senoro LNG*
Tomori E&P Limited	1,564,976	-	*Tomori E&P Limited*
Jumlah	263,276,006	1,684,573	*Total*
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	40,710,280	41,225,299	*Reimbursable value added tax (VAT)*
PT Andalan Artha Advisindo Sekuritas	29,694,149	-	*PT Andalan Artha Advisindo Sekuritas*
Piutang Kerjasama Operasi	24,378,747	11,411,269	*Joint Venture receivables*
Piutang *underlifting*	7,640,576	-	*Underlifting receivable*
PT Antareja Resources	5,021,656	5,000,000	*PT Antareja Resources*
PT Pertamina EP	4,497,918	4,548,054	*PT Pertamina EP*
Kantor Pelayanan Pajak	3,401,401	779,821	*Tax Office*
Pinjaman karyawan	2,802,435	2,521,870	*Loans to employees*
PT Pelayanan Listrik Nasional Batam (PLN Batam)	2,768,612	4,153,131	*PT Pelayanan Listrik Nasional Batam (PLN Batam)*
PT Cenergy Power	2,380,158	3,180,851	*PT Cenergy Power*
PT Dalle Energy	931,942	1,212,624	*PT Dalle Energy*
Salamander Energy	224,815	1,061,603	*Salamander Energy*
Piutang bunga	96,700	14,603,405	*Interest receivable*
PT Vivere Multi Kreasi	-	1,549,924	*PT Vivere Multi Kreasi*
Lain-lain (masing-masing di bawah AS$1.000.000)	4,102,184	11,060,192	*Others (each below US$1,000,000)*
Jumlah	196,830,179	170,486,649	*Total*

The original consolidated financial statements included herein are in the Indonesian language.

6. PIUTANG LAIN-LAIN - Bersih (lanjutan)

6. OTHER RECEIVABLES - Net (continued)

a. Berdasarkan Pihak/Jenis (lanjutan)

a. By Party/Nature (continued)

	2010	2009	
Bagian jangka panjang	4,289,761	15,435,119	*Long-term portion*
Cadangan penurunan nilai	(210,195)	(210,195)	*Allowance for impairment*
Bagian jangka panjang - bersih	**4,079,566**	**15,224,924**	***Long-term portion - net***
Bagian yang jatuh tempo dalam satu tahun	192,540,418	155,051,530	*Current portion*
Cadangan penurunan nilai	(62,653,490)	(6,123,836)	*Allowance for impairment*
Bagian yang jatuh tempo dalam satu tahun - bersih	**129,886,928**	**148,927,694**	***Current portion - net***

b. Berdasarkan Mata Uang

b. By Currency

	2010	2009	
Dolar Amerika Serikat	383,462,127	125,324,613	*United States Dollars*
Rupiah	76,644,058	46,846,609	*Rupiah*
Jumlah	**460,106,185**	**172,171,222**	***Total***
Bagian jangka panjang	4,289,761	15,435,119	*Long-term portion*
Cadangan penurunan nilai	(210,195)	(210,195)	*Allowance for impairment*
Bagian jangka panjang - bersih	**4,079,566**	**15,224,924**	***Long-term portion - net***
Bagian yang jatuh tempo dalam satu tahun	455,816,424	156,736,103	*Current portion*
Cadangan penurunan nilai	(62,653,490)	(6,123,836)	*Allowance for impairment*
Bagian yang jatuh tempo dalam satu tahun - bersih	**393,162,934**	**150,612,267**	***Current portion - net***

Piutang dari Mitsubishi Corporation (MC) merupakan piutang atas penjualan saham Tomori E&P Limited (TEL), anak perusahaan yang dimiliki penuh, kepada MC pada bulan Desember 2010 (Catatan 40). Piutang ini dibayar penuh pada bulan Januari 2011.

The receivable from Mitsubishi Corporation (MC) represents receivable from the sale of shares in Tomori E&P Limited (TEL), a wholly-owned subsidiary, to MC in December 2010 (Note 40). The receivable has been subsequently received in full in January 2011.

Piutang dari PT Donggi Senoro LNG (DSLNG) adalah terutama merupakan penggantian biaya operasi DSLNG yang ditanggung terlebih dahulu oleh Grup selama tahun 2009 dan 2010.

The receivable from PT Donggi Senoro LNG (DSLNG) mainly represents advances for operational activities of DSLNG in 2009 and 2010.

Piutang dari TEL adalah terutama merupakan penggantian biaya operasi yang ditanggung terlebih dahulu oleh Grup. Piutang ini kemudian diterima penuh pada bulan Maret 2011.

The receivable from TEL mainly represents advances for operational activities of TEL in 2010. The receivable has been subsequently received in full in March 2011.

6. PIUTANG LAIN-LAIN - Bersih (lanjutan)

Piutang dari Sabre Systems International Pte. Ltd. (SSI), anak perusahaan dari PT Mitra Recources International 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. Sampai dengan tanggal penyelesaian laporan keuangan konsolidasi, manajemen Perusahaan masih berdiskusi dengan manajemen SSI terkait penyelesaian piutang dan berkeyakinan bahwa piutang tersebut akan tertagih.

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.

Piutang dari Andalan Artha Advisindo Sekuritas merupakan pencairan investasi jangka pendek yang dimiliki oleh Grup pada akhir Desember 2010. Piutang ini diterima penuh pada bulan Januari 2011.

Piutang kerjasama operasi merupakan piutang dari mitra kerjasama operasi atas aktivitas eksplorasi dan produksi minyak dan gas.

Piutang *underlifting* dari BPMIGAS pada tahun 2010 berasal dari Blok Rimau.

Piutang dari PT Pertamina EP (Pertamina) pada tahun 2010 dan 2009 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.

6. OTHER RECEIVABLES - Net (continued)

The receivable from Sabre Systems International Pte. Ltd. (SSI), a subsidiary of PT Mitra Recources International 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. 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 and believes that the receivable will be collected.

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.

Receivable from Andalan Artha Advisindo Sekuritas represents withdrawal of the Group's short-term investment at the end of December 2010. Subsequently, in January 2011, the receivable was received in full.

Joint venture receivables represent receivables from joint venture partners for oil and gas exploration and production activities.

The overlifting receivable from BPMIGAS in 2010 relates to the Rimau Block.

Receivable from PT Pertamina EP (Pertamina) in 2010 and 2009 mainly consists 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.

6. PIUTANG LAIN-LAIN - Bersih (lanjutan)

Berdasarkan penelaahan status dari masing-masing akun piutang lain-lain pada akhir tahun, manajemen berpendapat bahwa cadangan penurunan nilai piutang lain-lain cukup untuk menutupi kemungkinan kerugian atas tidak tertagihnya akun-akun tersebut.

6. OTHER RECEIVABLES - Net (continued)

Based on the review of other receivables at the end of the year, management is of the opinion that the allowance for impairment of other receivables is adequate to cover possible losses from uncollectible accounts.

7. PERSEDIAAN - Bersih

7. INVENTORIES - Net

Persediaan terdiri dari:

Inventories consist of:

	2010	2009	
Suku cadang, perlengkapan sumur dan lainnya	28,437,717	35,184,962	*Spareparts, well supplies and others*
Produk kimia dan produk petrolium lainnya	8,358,397	6,378,085	*Chemical and other petroleum products*
Jumlah	36,796,114	41,563,047	*Total*
Cadangan penurunan nilai	(2,657,732)	(1,589,435)	*Allowance for impairment*
Bersih	**34,138,382**	**39,973,612**	***Net***

Perubahan cadangan penurunan nilai persediaan adalah sebagai berikut:

The movements in the allowance for impairment of inventories are as follows:

	2010	2009	
Saldo awal tahun	1,589,435	6,613,315	*Balance at beginning of year*
Cadangan selama tahun berjalan	1,068,297	115,828	*Allowance during the year*
Pemulihan kembali penurunan nilai persediaan	-	(5,139,708)	*Recovery of inventory value decline*
Saldo akhir tahun	**2,657,732**	**1,589,435**	***Balance at end of year***

Pemulihan kembali penurunan nilai persediaan pada tahun 2009 terjadi karena realisasi harga jual lebih tinggi dibandingkan nilai buku per 31 Desember 2008 karena realisasi kenaikan harga minyak sebesar 27%.

Recovery of inventory value decline in 2009 is mainly due to the realized selling price which was above the net book value as of December 31, 2008 attributable to the increase in realized oil price by 27%.

Seluruh persediaan telah diasuransikan kepada berbagai perusahaan asuransi pada tanggal-tanggal 31 Desember 2010 dan 2009 (Catatan 13 dan 14). Manajemen berpendapat bahwa nilai pertanggungan cukup untuk menutupi kemungkinan kerugian atas aset yang dipertanggungkan.

All inventories were insured with various insurance companies as of December 31, 2010 and 2009 (Notes 13 and 14). Management believes that the insurance coverage is adequate to cover possible losses on the assets insured.

Berdasarkan hasil penelaahan terhadap kondisi fisik dan nilai realisasi bersih dari persediaan pada akhir tahun, manajemen berpendapat bahwa cadangan penurunan nilai persediaan adalah cukup.

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 impairment 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:*

	2010	2009	
Perusahaan			*Company*
Pajak penghasilan badan lebih bayar	967,885	2,526,285	*Corporate income tax overpayments*
Pajak pertambahan nilai	52,816	1,051,056	*Value added tax*
Sub-jumlah	1,020,701	3,577,341	*Sub-total*
Anak Perusahaan			*Subsidiaries*
Pajak pertambahan nilai	12,455,495	13,378,642	*Value added tax*
Pajak penghasilan badan lebih bayar	7,314,169	8,671,382	*Corporate income tax overpayments*
Sub-jumlah	19,769,664	22,050,024	*Sub-total*
Jumlah	**20,790,365**	**25,627,365**	***Total***

9. BEBAN DIBAYAR DI MUKA / *9. PREPAID EXPENSES*

Rincian akun ini adalah sebagai berikut: / *The details of this account are as follows:*

	2010	2009	
Asuransi	4,349,501	3,456,250	*Insurance*
Sewa	3,620,616	237,408	*Rental*
Lain-lain	572,576	1,868,300	*Others*
Jumlah	**8,542,693**	**5,561,958**	***Total***

10. REKENING BANK YANG DIBATASI PENGGUNAANNYA / *10. RESTRICTED CASH IN BANKS*

Rincian akun ini adalah sebagai berikut: / *The details of this account are as follows:*

	2010	2009	
Lancar			*Current*
Pihak yang mempunyai hubungan istimewa			*Related party*
Rupiah			*Rupiah*
PT Bank Himpunan Saudara 1906 Tbk	547,071	425,532	*PT Bank Himpunan Saudara 1906 Tbk*
Pihak ketiga			*Third parties*
Rupiah			*Rupiah*
PT Bank CIMB Niaga Tbk	2,555,832	907,924	*PT Bank CIMB Niaga Tbk*
PT Bank Central Asia Tbk	802,792	1,432,007	*PT Bank Central Asia Tbk*
Dolar Amerika Serikat			*United States Dollars*
PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk	13,984,018	-	*PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk*
PT Bank Central Asia Tbk	10,271,086	-	*PT Bank Central Asia Tbk*
PT Bank Mandiri (Persero) Tbk	8,555,556	-	*PT Bank Mandiri (Persero) Tbk*
PT Bank CIMB Niaga Tbk	-	300,936	*PT Bank CIMB Niaga Tbk*
Jumlah	**36,716,355**	**3,066,399**	***Total***

The original consolidated financial statements included herein are in the Indonesian language.

10. REKENING BANK YANG DIBATASI PENGGUNAANNYA (lanjutan)

10. RESTRICTED CASH IN BANKS (continued)

	2010	2009	
Tidak Lancar			*Non-Current*
Pihak yang mempunyai hubungan istimewa			*Related party*
Rupiah			*Rupiah*
PT Bank Himpunan Saudara 1906 Tbk	9,848,375	10,034,045	*PT Bank Himpunan Saudara 1906 Tbk*
Pihak ketiga			*Third parties*
Rupiah			*Rupiah*
PT Bank CIMB Niaga Tbk	4,059,170	4,973,410	*PT Bank CIMB Niaga Tbk*
PT Bank Central Asia Tbk	111,223	106,383	*PT Bank Central Asia Tbk*
PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk	110,110	234,525	*PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk*
PT Bank Mandiri (Persero) Tbk	40,980	478,723	*PT Bank Mandiri (Persero) Tbk*
PT Bank Bukopin Tbk	-	58,511	*PT Bank Bukopin Tbk*
Dolar Amerika Serikat			*United States Dollars*
PT Bank Mandiri (Persero) Tbk	1,500,000	800,407	*PT Bank Mandiri (Persero) Tbk*
PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk	-	17,217,578	*PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk*
Jumlah	**15,669,858**	**33,903,582**	***Total***

Saldo kas di bank yang dibatasi penggunaannya (Rupiah) di PT Bank Himpunan Saudara 1906 Tbk, PT Bank Negara Indonesia (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, and PT Bank CIMB Niaga Tbk represent Subsidiaries' time deposits and current accounts used for employee loans collateral.

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 Mandiri (Persero) 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 21).

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 Mandiri (Persero) 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 21).

	2010	2009	
Tingkat bunga per tahun			*Interest rate per annum*
Rekening bank yang dibatasi penggunaannya			*Restricted cash in banks*
Rupiah	4.25% - 7.00%	6.00% - 9.00%	*Rupiah*
Dolar Amerika Serikat	0.25% - 6.00%	0.08% - 5.85%	*United States Dollars*

The original consolidated financial statements included herein are in the Indonesian language.

11. INVESTASI SAHAM JANGKA PANJANG

11. LONG-TERM INVESTMENTS IN SHARES OF STOCK

Akun ini terdiri dari sebagai berikut:

This account consists of the following:

	2010				
	Persentase Kepemilikan/ *Percentage of Ownership (%)*	Biaya Perolehan/ *Cost*	Akumulasi Bagian 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) - Indonesia	20	12,900,000	(6,382,831)	6,517,169	*PT Donggi Senoro LNG (DSLNG) - Indonesia*
Kuala Langsa (Blok-A) Limited (KLL), dahulu ConocoPhillips Aceh Ltd - Kepulauan Bermuda	50	216,000	413,709	629,709	*Kuala Langsa (Block-A) Limited (KLL), formerly ConocoPhillips Aceh Ltd - Bermuda Island*
Sarulla Operation Limited - Kepulauan Cayman	37.25	59,637	-	59,637	*Sarulla Operation Limited - Cayman Islands*
Dengan Metode Biaya Perolehan					*Cost Method*
PT Energi Sengkang - Indonesia	5	3,760,000	-	3,760,000	*PT Energi Sengkang - Indonesia*
Jumlah		**16,935,637**	**(5,969,122)**	**10,966,515**	***Total***

	2009				
	Persentase Kepemilikan/ *Percentage of Ownership (%)*	Biaya Perolehan/ *Cost*	Akumulasi Bagian 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) - Indonesia	20	10,000,000	(4,421,037)	5,578,963	*PT Donggi Senoro LNG (DSLNG) - Indonesia*
Kuala Langsa (Blok-A) Limited (KLL), dahulu ConocoPhillips Aceh Ltd - Kepulauan Bermuda	50	216,000	284,978	500,978	*Kuala Langsa (Block-A) Limited (KLL), formerly ConocoPhillips Aceh Ltd - Bermuda Island*
Sarulla Operation Limited - Kepulauan Cayman	37.25	44,737	-	44,737	*Sarulla Operation Limited - Cayman Islands*
Dengan Metode Biaya Perolehan					*Cost Method*
PT Energi Sengkang - Indonesia	5	3,760,000	-	3,760,000	*PT Energi Sengkang - Indonesia*
Jumlah		**14,020,737**	**(4,136,059)**	**9,884,678**	***Total***

Bagian rugi bersih perusahaan asosiasi untuk tahun yang berakhir pada tanggal-tanggal 31 Desember 2010 dan 2009 adalah sebagai berikut:

The equity in net losses of associated entities for the years ended December 31, 2010 and 2009 are as follows:

	2010	**2009**	
KLL	128,731	107,023	*KLL*
DSLNG	(1,961,794)	(2,754,898)	*DSLNG*
Bersih	**(1,833,063)**	**(2,647,875)**	***Net***

The original consolidated financial statements included herein are in the Indonesian language.

12. INVESTASI PADA PROYEK

Investasi pada proyek terdiri dari sebagai berikut:

	2010	2009	
Proyek Jeruk - Indonesia	15,895,986	15,895,986	*Jeruk Project - Indonesia*
Proyek Pembangkit Listrik Lainnya - Indonesia	1,591,646	6,460,869	*Other Power Projects - Indonesia*
Jumlah	**17,487,632**	**22,356,855**	***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 40).

ii. Proyek Pembangkit Listrik

Akun tersebut merupakan pengeluaran di sejumlah proyek pembangkit listrik.

12. INVESTMENTS IN PROJECTS

Investments in projects consist of the following:

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 40).

ii. Power Projects

This account represents expenditures for several power projects.

13. ASET TETAP - Bersih

Akun ini terdiri dari sebagai berikut:

13. PROPERTY, PLANT AND EQUIPMENT - Net

This account consists of the following:

	2010							
	Saldo Awal/ *Beginning Balance*	Penambahan/ *Additions*	Pengurangan/ *Deductions*	Reklasifikasi/ *Reclassifications*	Pembelian Anak Perusahaan *Acquisition of subsidiaries*	Penjabaran Laporan Keuangan/ *Translation Adjustments*	Saldo Akhir/ *Ending Balance*	
Biaya								*Cost*
Tanah	3,847,822	792,934	(86,109)	-	134,894	5,549	4,695,090	*Land*
Bangunan dan prasarana	24,288,416	69,160	(106,087)	1,896,361	4,529,297	108,118	30,785,265	*Buildings and land improvements*
Mesin	122,895,334	3,304,999	(24,094)	59,661,195	19,295,495	5,490,339	210,623,268	*Machinery*
Peralatan panel pengendali	16,407,343	119,928	-	27,213,556	-	-	43,740,827	*Control panel equipment*
Peralatan dan perlengkapan pengeboran	17,544,820	3,175,634	(2,998,984)	6,539,772	-	(2,185,136)	22,076,106	*Drilling rigs and equipment*
Kendaraan bermotor	4,527,606	591,054	(555,435)	82,470	44,528	(17,480)	4,672,743	*Vehicles*
Peralatan kantor dan lainnya	12,403,870	731,116	(641,803)	(3,440)	460,512	563,014	13,513,269	*Office and other equipment*
Leasehold improvements	6,816,627	9,745	-	-	-	13,585	6,839,957	*Leasehold improvements*
Peralatan telekomunikasi	74,230	-	-	-	-	-	74,230	*Telecommunication equipment*
Aset sewa guna usaha	18,500,000	-	-	-	-	-	18,500,000	*Assets under finance lease*
Aset dalam penyelesaian	86,405,783	8,638,746	-	(95,389,914)	-	2,398,421	2,053,036	*Construction in progress*
Jumlah Biaya	313,711,851	17,433,316	(4,412,512)	-	24,464,726	6,376,410	357,573,791	*Total Cost*
Akumulasi Penyusutan								*Accumulated Depreciation*
Bangunan dan prasarana	4,883,534	1,458,648	-	-	728,746	22,220	7,093,148	*Buildings and land improvements*
Mesin	32,047,919	9,669,291	(12,283)	-	5,127,276	4,636,474	51,468,677	*Machinery*
Peralatan panel pengendali	6,717,541	4,106,935	-	-	-	-	10,824,476	*Control panel equipment*
Peralatan dan perlengkapan pengeboran	12,608,306	2,834,783	(1,827,296)	-	-	(4,251,358)	9,364,435	*Drilling rigs and equipment*
Kendaraan bermotor	4,527,605	388,053	(568,359)	-	17,363	25,650	4,390,312	*Vehicles*
Peralatan kantor dan lainnya	6,739,515	2,079,416	(468,961)	-	161,282	367,237	8,878,489	*Office and other equipment*
Leasehold improvements	5,715,545	285,580	-	-	3,533	3,111	6,007,769	*Leasehold improvements*
Peralatan telekomunikasi	41,239	-	-	-	-	-	41,239	*Telecommunication equipment*
Aset sewa guna usaha	4,509,372	2,238,500	-	-	-	-	6,747,872	*Assets under finance lease*
Jumlah Akumulasi Penyusutan	77,790,576	23,061,206	(2,876,899)	-	6,038,200	803,334	104,816,417	*Total Accumulated Depreciation*
Nilai Buku Bersih	**235,921,275**						**252,757,374**	***Net Book Value***

The original consolidated financial statements included herein are in the Indonesian language.

13. ASET TETAP - Bersih (lanjutan)

13. PROPERTY, PLANT AND EQUIPMENT - Net (continued)

	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 finance 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 finance 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***

Beban penyusutan dialokasikan sebagai berikut:

Allocation of depreciation expense is as follows:

	2010	2009	
Beban pokok penjualan	17,848,164	9,339,511	*Cost of sales*
Beban usaha (Catatan 30)	5,213,042	5,537,550	*Operating expenses (Note 30)*
Jumlah	**23,061,206**	**14,877,061**	***Total***

PT Medco Sarana Kalibaru (MSK), PT Medco Methanol Bunyu (MMB) dan PT Medco Ethanol Lampung (MEL) memiliki beberapa bidang tanah yang terletak masing-masing di Kalibaru, Cilincing, Jakarta, Pondok Indah, Jakarta dan Kampung Talang Jati, Kotabumi, Lampung dengan Hak Guna Bangunan (HGB) untuk 20 tahun, masing-masing akan jatuh tempo di tahun 2012, 2019 dan 2025. Manajemen berpendapat bahwa sertifikat HGB tersebut dapat diperpanjang pada saat jatuh tempo.

PT Medco Sarana Kalibaru (MSK), PT Medco Methanol Bunyu (MMB) and PT Medco Ethanol Lampung (MEL) own several pieces of land located in Kalibaru, Cilincing, Jakarta, Pondok Indah, Jakarta and Talang Jati Village, Kotabumi, Lampung, respectively with Building Use Rights (Hak Guna Bangunan or HGB) for 20 years until 2012, 2019 and 2025, respectively. Management believes that the HGB certificates can be extended upon their expiration.

Aset dalam pengerjaan pada tanggal 31 Desember 2010 terutama merupakan konstruksi peralatan dan perlengkapan pengeboran dengan tingkat penyelesaian sebesar 90%, dimana proyek-proyek ini diperkirakan akan sepenuhnya selesai dalam kuartal pertama tahun 2011 (2009: konstruksi pabrik ethanol, pembangunan *combined cycle power facility* dan pembangkit listrik proyek Singa yang telah selesai di tahun 2010).

Construction in progress as of December 31, 2010 mainly represents the construction of drilling rigs and equipment which was 90% completed, whereby these projects are expected to be fully completed in the first quarter of 2011 (2009: construction of an ethanol plant, construction of a combined cycle power facility and Singa power plant project which was completed in 2010).

Bunga dan biaya pendanaan lainnya dikapitalisasi sebagai bagian dari aset tetap masing-masing sebesar AS$0,4 juta dan AS$1 juta pada tanggal-tanggal 31 Desember 2010 dan 2009.

Interest and other financing costs capitalized as part of property, plant and equipment amounted to US$0.4 million and US$1 million as of December 31, 2010 and 2009, respectively.

The original consolidated financial statements included herein are in the Indonesian language.

13. ASET TETAP - Bersih (lanjutan)

Aset sebesar AS$117,3 juta (2009: AS$83,2 juta) tetap digunakan sebagai jaminan atas hutang yang diperoleh Anak Perusahaan (Catatan 21).

Seluruh persediaan dan aset tetap, kecuali tanah, telah diasuransikan terhadap risiko kebakaran, pencurian dan risiko lainnya dengan nilai pertanggungan sebesar AS$255 juta dan Rp308 milyar pada tanggal 31 Desember 2010 dan AS$240 juta dan Rp295 milyar pada tanggal 31 Desember 2009. Manajemen berpendapat bahwa nilai pertanggungan tersebut adalah cukup untuk menutupi kemungkinan kerugian atas aset yang dipertanggungkan.

Perusahaan mengadakan perjanjian sewa guna usaha dengan PT Airfast Indonesia (Airfast) atas sebuah pesawat terbang dengan masa sewa 10 tahun (Catatan 40c). Kewajiban sewa guna usaha terkait disajikan sebagai hutang lain-lain (Catatan 17).

Pada tahun 2010 dan 2009 terdapat penjualan aktiva tetap dengan perincian sebagai berikut:

13. PROPERTY, PLANT AND EQUIPMENT - Net (continued)

Property and equipment in the amount of US$117.3 million (2009: US$83.2 million) are used as collateral for the loans obtained by the Subsidiaries (Note 21).

All inventories and property, plant and equipment, except land, were insured against fire, theft and other possible risks for US$255 million and Rp308 billion as of December 31, 2010 and US$240 million and Rp295 billion as of December 31, 2009. Management believes that the insurance coverage is adequate to cover possible losses on the assets insured.

The Company has a lease agreement with PT Airfast Indonesia (Airfast) for an aircraft with a lease term of 10 years (Note 40c). The related lease payable is presented in other payables (Note 17).

There are disposals of property and equipment in 2010 and 2009 with details as follows:

	2010	2009	
Hasil pelepasan	2,722,415	2,482,924	*Net proceeds*
Nilai buku bersih	(1,535,613)	(1,662,682)	*Net book value*
Keuntungan dari penjualan	**1,186,802**	**820,242**	***Gain on disposal***

Manajemen berkeyakinan bahwa tidak ada penurunan nilai aset tetap pada tanggal 31 Desember 2010 dan 2009.

Management believes that there is no impairment in the value of property, plant and equipment as of December 31, 2010 and 2009.

14. ASET MINYAK DAN GAS BUMI - Bersih

a. Akun ini terdiri dari sebagai berikut:

14. OIL AND GAS PROPERTIES - Net

a. This account consists of the following:

	2010	2009	
Sumur dan perlengkapan terkait dan fasilitasnya	1,204,163,682	1,037,047,184	*Wells and related equipment and facilities*
Sumur, perlengkapan dan fasilitas dalam pengerjaan	284,742,141	297,932,896	*Uncompleted wells, equipment and facilities*
Unoperated acreage	57,198,447	57,250,831	*Unoperated acreage*
Operated acreage	56,801,172	55,695,330	*Operated acreage*
Perlengkapan kantor	15,762,351	13,908,511	*Office equipment*
Kendaraan bermotor	775,133	775,133	*Vehicles*
Penyesuaian nilai wajar	56,478,420	56,478,420	*Fair value adjustments*
Jumlah	1,675,921,346	1,519,088,305	*Total*
Akumulasi penyusutan, deplesi dan amortisasi	(836,260,544)	(720,615,609)	*Accumulated depreciation, depletion and amortization*
Nilai Buku Bersih	**839,660,802**	**798,472,696**	***Net Book Value***

The original consolidated financial statements included herein are in the Indonesian language.

14. ASET MINYAK DAN GAS BUMI - Bersih (lanjutan) *14. OIL AND GAS PROPERTIES - Net (continued)*

2010

Area Kepemilikan	Lokasi/ *Location*	Saldo Awal/ *Beginning Balance* 31 Desember/ *December 31, 2009*	Penambahan/ *Additions*	Pengurangan/ *Deductions*	Saldo Akhir/ *Ending Balance* 31 Desember / *December 31, 2010*	*Area of Interest*
Blok A	Aceh	53,755,217	1,978,985	-	55,734,202	*Block A*
Kampar/*S.S. Extension*	Sumatera Selatan/ *South Sumatera*	113,285,600	26,192,116	23,969,284	115,508,432	*Kampar/S.S. Extension*
Rimau	Sumatera	138,289,313	17,595,804	23,107,667	132,777,450	*Rimau*
Senoro Toili[3])	Sulawesi	35,123,189	9,125,981	21,911,925	22,337,245	*Senoro Toili[3])*
Lematang	Sumatera	118,933,429	24,622,568	14,421,313	129,134,684	*Lematang*
Tarakan	Kalimantan	17,806,775	7,682,340	6,196,357	19,292,758	*Tarakan*
Merangin-I	Sumatera	942,126	464,182	43,127	1,363,181	*Merangin-I*
Bawean	Jawa Timur/ *East Java*	50,581,860	13,738,363	273,667	64,046,556	*Bawean*
Bengara-I	Kalimantan	1,451,356	1,074,163	2,018	2,523,501	*Bengara-I*
Simenggaris	Kalimantan	8,217,692	2,827,887	-	11,045,579	*Simenggaris*
Nunukan	Kalimantan	2,277,228	-		2,277,228	*Nunukan*
Sembakung	Kalimantan	12,857,982	158,063	5,574,473	7,441,572	*Sembakung*
CBM Sekayu	Sumatera	852,645	698,046	-	1,550,691	*CBM Sekayu*
CBM Pendopo (Muralim)	Sumatera	-	700,000	-	700,000	*CBM Pendopo (Muralim)*
Main Pass	AS/*USA*	34,877,514	6,175,220	856,077	40,196,657	*Main Pass*
East Cameron	AS/*USA*	34,607,670	1,267,439	4,657,894	31,217,215	*East Cameron*
Mustang	AS/*USA*	11,438,791	173,083	1,150,059	10,461,815	*Mustang*
Brazos	AS/*USA*	16,981,263	1,521,938	86,502	18,416,699	*Brazos*
Blok-blok lainnya di AS	AS/*USA*	2,729,211	-	-	2,729,211	*Other Blocks in the USA*
Area 47 Libya	Libya	126,265,071	24,153,687	-	150,418,758	*Area 47 Libya*
Block 12 Cambodia [2])	Cambodia	1,732,738	-	1,732,738	-	*Block 12 Cambodia[2])*
Yemen	Yemen	339,464	189,660	-	529,124	*Yemen*
Tunisia	Tunisia	15,126,562	6,423,034	1,591,352	19,958,244	*Tunisia*
		798,472,696	**146,762,559**	**105,574,453**	**839,660,802**	

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[1])	Aceh	17,465,734	-	17,465,734	-	*Langsa[1])*
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*
Sembakung	Kalimantan	16,074,291	1,371,809	4,588,118	12,857,982	*Sembakung*
Yapen[2])	Papua	1,539,652	-	1,539,652	-	*Yapen[2])*
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[2])	Cambodia	1,980,000	-	1,980,000	-	*Block E Cambodia[2])*
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[1])	Natuna	38,838,521	1,157,449	39,995,970	-	*Kakap[1])*
		757,319,052	**181,643,189**	**140,489,545**	**798,472,696**	

[1]) Anak perusahaan dan hak kepemilikan didivestasi pada tahun berjalan/
The subsidiary and its working interest were divested in the current year
[2]) Hak kepemilikan telah berakhir pada tahun berjalan/
Working interests were relinquished in the current year
[3]) Sebagian hak kepemilikan telah didivestasi pada tahun berjalan/
Working interests were partially divested in the current year

The original consolidated financial statements included herein are in the Indonesian language.

14. 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.

14. 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 2010/ *Accumulated exploration cost capitalised as oil and gas properties as of December 31, 2010* (Dalam ribuan/ *In thousands)*
Indonesia					
Kampar/S.S. Extension	PT Medco E&P Indonesia	1993	2033	100%	4,167
Simenggaris	PT Medco E&P Simenggaris	1998	2028	41.5%	9,275
Senoro Toili	PT Medco E&P Tomori Sulawesi	1997	2027	50%	5,762
Merangin-I	PT Medco E&P Merangin	2003	2033	80%	272
Bengara-I	PT Medco E&P Bengara	1999	2029	35%	2,460
CBM Sekayu	PT Medco CBM Sekayu	2008	2038	50%	1,050
Sub-jumlah/*Sub-total* Indonesia					**22,986**
Luar negeri/ *International*					
Area 47 Libya	Medco International Venture Ltd.	2006	2035	50%	150,419
Tunisia	Medco Tunisia Anaguid	2008	2027	40%	19,958
Sub-jumlah Internasional/*Sub-total International*					**170,377**
Jumlah/*Total*					**193,363**

c. Lain-lain

Bunga dan biaya pendanaan lainnya yang dikapitalisasi sebagai bagian dari aset minyak dan gas bumi masing-masing sebesar nol dan AS$1,8 juta pada tanggal-tanggal 31 Desember 2010 dan 2009.

Aset minyak dan gas bumi Medco US LLC dengan nilai buku sebesar AS$100,6 juta digunakan sebagai jaminan atas hutang bank Anak Perusahaan yang diperoleh dari Compass BBVA Bank (Catatan 21).

c. Others

Interest and other financing costs capitalized as part of oil and gas properties are nil and US$1.8 million as of December 31, 2010 and 2009, 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 21).

14. ASET MINYAK DAN GAS BUMI - Bersih (lanjutan)

c. Lain-lain (lanjutan)

Pada bulan Oktober 2010, Grup memperoleh persetujuan (dari Pemerintah Indonesia) dan menandatangani perpanjangan Kontrak Kerja Sama (KKS) di Area kerja *South & Central Sumatra Extension* (S&CS), Blok A dan Bawean untuk jangka waktu 20 tahun. Untuk S&CS (kontrak KKS awal akan berakhir di tahun 2013), Grup menyesuaikan taksiran cadangan terbukti (P1) untuk menyelaraskan dengan jangka waktu kontrak diperpanjang, yang mengakibatkan kenaikan cadangan terbukti. Penyesuaian atas cadangan terbukti menyebabkan penurunan biaya deplesi sebesar AS$15,9 juta, dan menaikkan laba bersih sebesar AS$8,8 juta (jika dibandingkan dengan perhitungan berdasarkan taksiran cadangan terbukti sebelumnya).

Pada bulan Desember 2010, melalui perjanjian akuisisi saham, Mitsubishi Corporation (MC) mengakuisisi seluruh saham Tomori E&P Limited (TEL), Anak Perusahaan yang 100% dimiliki oleh Grup yang memegang 20% hak partisipasi di Blok Senoro Toili (Catatan 40) dengan tanggal efektif pada 31 Desember 2010. Sejalan dengan divestasi ini, pada tanggal 31 Desember 2010, nilai buku aset minyak dan gas bumi yang terkait dengan perusahaan yang didivestasi sebesar AS$15,4 juta dihapuskan dari laporan keuangan konsolidasi Grup.

Pada bulan Desember 2010, izin eksplorasi Blok 12 Kamboja telah berakhir dan tidak diperpanjang. Akibatnya, sisa nilai buku bersih sebesar AS$1,7 juta terkait dengan blok ini diperkirakan tidak akan terpulihkan, dan dihapusbukukan sebagai beban lain-lain dalam laporan laba rugi konsolidasi tahun 2010.

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 dihapusbukukan dan diakui sebagai biaya lain-lain pada laporan laba rugi konsolidasi tahun 2009.

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 40a).

14. OIL AND GAS PROPERTIES - Net (continued)

c. Others (continued)

In October 2010, the Group obtained approvals (from the Indonesian Government) and signed 20 years extension respectively for the Production Sharing Contracts (PSCs) of South & Central Sumatra Extension (S&CS), Block A and Bawean. For S&CS (whereby the initial contract will end in 2013), the Group adjusted its proved reserves estimation (P1) to align with the extended terms of the contract, which resulted in an increase in attributable proved reserves. The upward proved reserves adjustment led to a decrease in depletion expense by US$15.9 million, and net income increased by US$8.8 million (compared to the amounts calculated based on previous estimated proved reserves).

In December 2010, through a share acquisition agreement, Mitsubishi Corporation (MC) acquired from the Group the entire equity of Tomori E&P Limited (TEL), a wholly-owned subsidiary which holds a 20% working interest in Senoro Toili Block (Note 40), with the effective date of December 31, 2010. In line with this divestment, as of December 31, 2010, the net book value of oil and gas properties of US$15.4 million associated with the divested entity was derecognized from the Group's consolidated financial statements.

In December 2010, the exploration license of the Cambodia 12 Block had expired and was not extended. As a result, the remaining net book value of US$1.7 million associated with this block was not expected to be recovered, and was written off as other expense in the 2010 consolidated statement of income.

In September 2009, the exploration license of the Yapen Block had expired and was not extended. As a result, the remaining net book value of US$1.5 million associated with this block was written off as other expense in the 2009 consolidated statement of income.

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 40a).

14. 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 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 dihapusbukukan dan diakui sebagai biaya lain-lain pada laporan laba rugi konsolidasi pada tahun 2009.

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 2010 dan 2009, 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$1,492 juta dan AS$963 juta.

Berdasarkan penelaahan atas aset minyak dan gas secara individu pada akhir tahun, manajemen berkeyakinan bahwa tidak diperlukan cadangan penurunan nilai lebih lanjut atas aset minyak dan gas pada tanggal 31 Desember 2010 dan 2009.

14. 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 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.

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, 2010 and 2009, all wells and related equipment and facilities of Subsidiaries involved in oil and gas exploration and production activities were insured for US$1.492 million and US$963 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, 2010 and 2009.

15. ASET LAIN-LAIN

Akun ini terdiri dari sebagai berikut:

	2010	2009	
Lancar			*Current*
Uang muka	304,957	880,807	*Advances*
Lain-lain	154,311	472,251	*Others*
Jumlah	**459,268**	**1,353,058**	***Total***
Tidak lancar			*Non-current*
Bonus penandatangan kontrak - bersih	22,302,385	25,289,787	*Signing bonuses - net*
Setoran jaminan	2,782,906	3,425,233	*Security deposits*
Uang muka pembelian/sewa aset tetap	2,470,621	3,228,907	*Advance payments for purchase/rental of property and equipment*
Lain-lain	14,260,671	6,615,527	*Others*
Jumlah	**41,816,583**	**38,559,454**	***Total***

Bonus penandatangan kontrak tersebut di atas terkait dengan perjanjian kontrak jasa antara Perusahaan dengan Oman Oil Company dan Petroleum Development Oman LLC, serta terkait dengan Kesepakatan Bagi Hasil di Blok 82 dan 83 di Yemen (Catatan 39b).

Saldo uang muka pembelian/sewa aset tetap terdiri dari pembayaran-pembayaran uang muka untuk perolehan/sewa berbagai aset.

Setoran jaminan pada tahun 2010 termasuk jaminan sebesar AS$650 ribu yang merupakan pembayaran dari PT Medco Downstream Indonesia, Anak Perusahaan, atas jasa angkutan produk kepada Synergia Trading International Pte. Ltd., pihak yang mempunyai hubungan istimewa (Catatan 35).

15. OTHER ASSETS

This account consists of the following:

The signing bonuses above related to a service contract entered into with Oman Oil Company and Petroleum Development Oman LLC, and related to Production Sharing Agreements for Blocks 82 and 83 in Yemen (Note 39b).

Advance payments for purchase/rental of property and equipment represent payments made in relation to the acquisition/rental of various assets.

Security deposits in 2010 include a deposit amounting to US$650 thousand paid by PT Medco Downstream Indonesia, a Subsidiary, for product transportation services to Synergia Trading International Pte. Ltd., a related party (Note 35).

16. HUTANG USAHA

Rincian dari akun ini adalah sebagai berikut:

a. Berdasarkan Pemasok

	2010	2009	
Pihak yang mempunyai hubungan istimewa			*Related party*
Synergia Trading International Pte. Ltd.	3,987,300	-	*Synergia Trading International Pte. Ltd.*
Pihak ketiga			*Third parties*
Pemasok dalam negeri	87,544,600	68,200,269	*Local suppliers*
Pemasok luar negeri	41,092,626	27,174,705	*Foreign suppliers*
Sub-jumlah	128,637,226	95,374,974	*Sub-total*
Jumlah	**132,624,526**	**95,374,974**	***Total***

16. TRADE PAYABLES

This account consists of the following:

a. By Supplier

The original consolidated financial statements included herein are in the Indonesian language.

16. HUTANG USAHA (lanjutan)

b. Berdasarkan Umur

	2010	2009	
Sampai dengan 1 bulan	56,648,343	46,572,458	*Up to 1 month*
1 - 3 bulan	65,378,162	30,177,259	*1 - 3 months*
3 - 6 bulan	1,658,220	14,832,055	*3 - 6 months*
6 bulan - 1 tahun	7,057,314	790,397	*6 months - 1 year*
Lebih dari 1 tahun	1,882,487	3,002,805	*More than 1 year*
Jumlah	**132,624,526**	**95,374,974**	***Total***

c. Berdasarkan Mata Uang

	2010	2009	
Dolar Amerika Serikat	109,324,830	66,972,962	*United States Dollar*
Rupiah	21,375,826	28,227,964	*Rupiah*
Lain-lain	1,923,870	174,048	*Others*
Jumlah	**132,624,526**	**95,374,974**	***Total***

Hutang usaha baik dari pemasok lokal maupun luar negeri tidak dijamin dan secara umum mempunyai masa kredit 30 sampai dengan 60 hari.

16. TRADE PAYABLES (continued)

b. By Aging Category

Trade payables to both local and foreign suppliers are unsecured and generally have credit terms of 30 to 60 days.

17. HUTANG JANGKA PANJANG LAINNYA

a. Hutang lain-lain

Berdasarkan Pemasok

	2010	2009	
Hutang kerjasama operasi	17,501,129	10,666,328	*Joint Venture payables*
Hutang sewa guna usaha	12,501,710	14,040,845	*Finance lease payable*
BP	4,536,217	4,536,217	*BP*
Hutang *overlifting*	1,955,849	17,140,785	*Overlifting payable*
AICCO, Inc.	1,675,951	1,533,577	*AICCO, Inc.*
PTT Exploration and Production	1,182,144	705,039	*PTT Exploration and Production*
Cityview Energy Corp Ltd	1,008,980	1,008,980	*Cityview Energy Corp Ltd*
PLN Batam	393,692	1,185,148	*PLN Batam*
Hutang kontrak konstruksi	-	33,092,389	*Construction contract payable*
Citra Panji Manunggal	-	1,413,883	*Citra Panji Manunggal*
Lain-lain (masing-masing dibawah AS$1.000.000)	7,669,729	4,177,081	*Others (each below US$1,000,000)*
Jumlah	**48,425,401**	**89,500,272**	***Total***
Bagian yang jatuh tempo dalam satu tahun	**27,671,863**	**31,294,599**	***Current portion***
Bagian jangka panjang - bersih	**20,753,538**	**58,205,673**	***Long-term portion - net***

Hutang kerjasama operasi merupakan hutang atas aktivitas eksplorasi dan produksi yang berkaitan dengan kontrak kerjasama dimana Grup bukan merupakan operator.

17. OTHER NON-CURRENT LIABILITIES

a. Other payables

By Supplier

Joint venture payables represent payables for exploration and production activities related to certain non-Group operated joint ventures.

The original consolidated financial statements included herein are in the Indonesian language.

17. HUTANG JANGKA PANJANG LAINNYA (lanjutan)

a. Hutang lain-lain (lanjutan)

Hutang sewa guna usaha merupakan hutang sewa pembiayaan ke PT Airfast Indonesia (Airfast) sehubungan dengan perjanjian sewa pesawat dengan Airfast (Catatan 13 dan 40c).

Pada tanggal 31 Desember 2010 dan 2009, pembayaran sewa guna usaha minimal di masa yang akan datang berdasarkan perjanjian tersebut adalah sebagai berikut:

17. OTHER NON-CURRENT LIABILITIES (continued)

a. Other payables (continued)

The finance lease payable represents a finance lease payable to PT Airfast Indonesia (Airfast) with respect to an aircraft leasing agreement (Notes 13 and 40c).

Future minimum lease payments under the above-mentioned lease commitment as of December 31, 2010 and 2009 are as follows:

Tahun Jatuh tempo	2010	2009	*Years Due*
2010	-	3,330,000	*2010*
2011	3,330,000	3,330,000	*2011*
2012	3,330,000	3,330,000	*2012*
2013	3,330,000	3,330,000	*2013*
2014-2016	7,492,500	7,492,500	*2014-2016*
Jumlah	**17,482,500**	**20,812,500**	***Total***
Bunga	(4,980,790)	(6,771,655)	*Amount applicable to interest*
Hutang sewa guna usaha	**12,501,710**	**14,040,845**	***Obligation under finance lease***
Bagian yang jatuh tempo dalam waktu satu tahun	1,758,744	1,539,135	***Portion due within one year***
Bagian jangka panjang	**10,742,966**	**12,501,710**	***Long-term portion***

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.

Hutang *overlifting* ke BPMIGAS pada tahun 2010 dan 2009 terutama berasal dari Blok Tomori, Blok Tarakan, dan Blok Rimau.

Hutang kontrak konstruksi merupakan hutang kepada Mitsui & Co. Plant System, Ltd. (Mitsui) atas pembangunan pembangkit listrik *combined cycle* di Batam (Catatan 40c). Hutang ini dilindungi dengan fasilitas bank yang akan digunakan untuk membayar kewajiban tersebut. Pada bulan Mei 2010, Grup telah membayar penuh hutang tersebut menggunakan fasilitas kredit tersebut.

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.

The overlifting payable to BPMIGAS in 2010 and 2009 primarily relates to the Tomori Block, Tarakan Block, and Rimau Block.

The construction contract payable represents payable to Mitsui & Co. Plant System, Ltd. (Mitsui) in relation to the construction of the combined cycle power plant in Batam (Note 40c). This payable is covered by a credit facility from a bank which will be used to pay off this obligation. In May 2010, the Group has fully repaid the construction contract payable using such credit facility.

b. Uang muka dari pelanggan

b. Advances from customers

	2010	2009	
Pihak yang mempunyai hubungan istimewa			*Related party*
Petro Diamond Singapore Pte. Ltd.	32,238,271	126,472,218	*Petro Diamond Singapore Pte. Ltd.*
Dikurangi bagian yang jatuh tempo dalam satu tahun	32,238,271	95,493,965	*Less portion due within one year*
Bagian jangka panjang	**-**	**30,978,253**	***Long-term portion***

The original consolidated financial statements included herein are in the Indonesian language.

17. HUTANG JANGKA PANJANG LAINNYA (lanjutan)

b. Uang muka dari pelanggan (lanjutan)

	2010	2009
Pihak-pihak ketiga		
PT Perusahaan Listrik Negara (Persero)	20,995,933	19,643,457
Lain-lain	1,135,642	1,307,610
Jumlah	22,131,575	20,951,067
Dikurangi bagian yang jatuh tempo dalam satu tahun	1,103,032	-
Bagian jangka panjang	**21,028,543**	**20,951,067**

Uang muka dari Petro Diamond Singapore Pte. Ltd. pada tanggal-tanggal 31 Desember 2010 dan 2009, merupakan uang muka atas Perjanjian Jual Beli Minyak Mentah dan Perjanjian Pembayaran Di Muka (Catatan 40c).

17. OTHER NON-CURRENT LIABILITIES (continued)

b. Advances from customers (continued)

Third parties			
PT Perusahaan Listrik Negara (Persero)			
Others			
Total			
Less portion due within one year			
Long-term portion			

Advances from Petro Diamond Singapore Pte. Ltd. as of December 31, 2010 and 2009 represent advance payments in relation to the Crude Oil Sale and Purchase Agreement and Prepayment Agreement (Note 40c).

18. HUTANG PAJAK

Akun ini terdiri dari:

	2010	2009
Perusahaan		
Pajak penghasilan		
Pasal 4(2)	111,227	57,610
Pasal 15	54,866	35,813
Pasal 21	278,149	359,026
Pasal 23	165,043	66,701
Pasal 26	888,432	834,565
Sub-jumlah	1,497,717	1,353,715
Anak Perusahaan		
Pajak penghasilan (PPh) badan	52,089,469	13,574,418
Pajak penghasilan		
Pasal 4(2)	110,536	405,263
Pasal 15	26,076	13,859
Pasal 21	1,429,997	1,375,805
Pasal 22	74,187	31,022
Pasal 23	593,061	643,653
Pasal 25	66,238	-
Pasal 26	-	131,062
Pajak pertambahan nilai (PPN)	8,330,082	8,821,873
Denda pajak	811,426	682,354
Sub-jumlah	63,531,072	25,679,309
Jumlah	**65,028,789**	**27,033,024**

18. TAXES PAYABLE

This account consists of:

Company			
Income tax			
Article 4(2)			
Article 15			
Article 21			
Article 23			
Article 26			
Sub-total			
Subsidiaries			
Corporate income tax			
Income tax			
Article 4(2)			
Article 15			
Article 21			
Article 22			
Article 23			
Article 25			
Article 26			
Value added tax (VAT)			
Tax penalties			
Sub-total			
Total			

The original consolidated financial statements included herein are in the Indonesian language.

18. 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 2005 masing-masing sebesar Rp4,22 milyar dan Rp2,21 milyar untuk PPN dan PPh Pasal 26, dan tahun pajak 2007 masing-masing sebesar AS$65 juta dan Rp11,1 milyar masing-masing untuk pengurang pajak atas PPh Badan dan PPN.

Untuk tahun pajak 2005, Pengadilan Pajak telah memutuskan menerima sebagian banding PPN sebesar Rp1,05 milyar dan menolak banding PPh Pasal 26.

Kantor Pajak telah mengajukan Peninjauan Kembali atas sebagian keputusan Pengadilan Pajak mengenai sengketa PPN tahun 2005 sebesar Rp707 juta kepada Mahkamah Agung dan belum ada surat keputusan yang diterima sampai saat ini.

Sampai saat ini belum ada keputusan yang diterima atas banding untuk tahun pajak 2007. 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 dan 2008 telah ditutup.

Audit pajak oleh Kantor Pajak untuk tahun pajak 2009 sedang dalam proses dan belum ada Surat Ketetapan Pajak yang diterima sampai saat ini.

b. PT Exspan Petrogas Intranusa (EPI)

Audit pajak oleh Kantor Pajak untuk tahun pajak 2004, 2005, 2006 dan 2007 telah ditutup.

Untuk tahun pajak 2004, Pengadilan Pajak telah memutuskan menerima banding atas SKP PPN sebesar Rp1,3 milyar, dan PPh Badan sebesar Rp1,3 milyar.

Untuk tahun pajak 2007, Kantor Pajak telah memutuskan menerima sebagian keberatan EPI atas PPh Pasal 21 dan PPh Pasal 23 sejumlah Rp480 juta, dan menolak keberatan atas PPh badan. Atas keputusan keberatan ini EPI tidak mengajukan banding dengan Pengadilan Pajak.

18. 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 its objections to the assessment letters which were turned down by the Indonesian Tax Office (ITO) for the fiscal year 2005 amounting to Rp4.22 billion and Rp2.21 billion for VAT and income tax Article 26, and fiscal year 2007 amounting to US$65 million and Rp11.1 billion for fiscal deductions from corporate income tax and VAT, respectively.

For fiscal year 2005, the Tax Court has partially granted the VAT appeal for Rp1.05 billion and rejected the income tax Article 26 appeal.

The ITO has filed a Reconsideration Request on Tax Court Decision of 2005 VAT dispute amounting to Rp707 million to the Supreme Court and no decision letter has been received to date.

No decisions have yet been received on the 2007 tax year appeals. Nevertheless, management believes that the Company has a strong position and will be able to recover the remaining outstanding amounts.

The tax audits by the ITO for fiscal year 2006 and 2008 had been closed.

The tax audit by the ITO for fiscal year 2009 is still on-going and no assessment letter has been received to date.

b. PT Exspan Petrogas Intranusa (EPI)

The tax audits by the ITO for fiscal years 2004, 2005, 2006 and 2007 have been closed.

For fiscal year 2004, the ITO has granted the VAT appeal of Rp1.3 billion, and corporate income tax appeal of Rp1.3 billion.

For fiscal year 2007, the ITO has partially granted the objections on income tax Article 21 and income tax Article 23 totaling Rp480 million, and rejected the objection on corporate income tax. EPI decided not to file an appeal with the Tax Court.

18. HUTANG PAJAK (lanjutan)

Surat Ketetapan Pajak

b. PT Exspan Petrogas Intranusa (EPI) (lanjutan)

Audit pajak oleh Kantor Pajak untuk tahun pajak 2008 telah selesai dilakukan. EPI sedang dalam proses keberatan kepada Kantor Pajak atas SKP PPh badan sejumlah Rp5,9 milyar. Belum ada surat keputusan keberatan yang diterima sampai saat ini.

c. PT Medco Power Indonesia (MPI) dan anak perusahaannya

Audit pajak oleh Kantor Pajak untuk tahun pajak 2008, 2007 dan sebelum tahun 2005 atas MPI telah ditutup.

Atas pemeriksaan untuk tahun pajak 2007, MPI sudah menerima SKP PPh badan lebih bayar sejumlah Rp2,7 milyar.

Audit pajak oleh Kantor Pajak atas MPI untuk tahun pajak 2009 sedang dalam proses dan belum ada surat ketetapan pajak yang diterima sampai saat ini.

Audit pajak oleh Kantor Pajak atas PT Medco Geothermal Sarulla untuk tahun pajak 2009 dan 2008 sedang dalam proses dan belum ada surat ketetapan pajak yang diterima sampai saat ini.

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 sudah selesai dilakukan dan MEB sudah menerima Surat Ketetapan Pajak Lebih Bayar sejumlah Rp122 juta atas PPh Badan.

Audit pajak oleh Kantor Pajak atas MEB untuk tahun pajak 2009 sedang dalam proses dan belum ada surat ketetapan pajak yang diterima sampai saat ini.

18. TAXES PAYABLE (continued)

Tax Assessments

b. PT Exspan Petrogas Intranusa (EPI) (continued)

The tax audit by the ITO for fiscal year 2008 has been completed. EPI filed objections to the ITO on tax assessment letters on corporate income tax amounting to Rp5.9 billion. No decision letter has been received to date.

c. PT Medco Power Indonesia (MPI) and its subsidiaries

The tax audits by the ITO on MPI for fiscal year 2008, 2007 and all fiscal years prior to 2005 have been closed.

For fiscal year 2007, MPI has received tax assessment letter for the overpayment pf corporate income tax amounting to Rp2.7 billion.

The tax audit by the ITO on MPI for fiscal year 2009 is still on-going and no assessment letter has been received to date.

The tax audits by the ITO on PT Medco Geothermal Sarulla for fiscal years 2009 and 2008 are still on-going and no assessment letter has been received to date.

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 audits by the ITO on PT Mitra Energi Batam (MEB) for fiscal year 2007 has been completed and MEB has received tax assessment for the overpayment of corporate income tax amounting to Rp122 million.

The tax audit by the ITO on MEB for fiscal year 2009 is still on-going and no assessment letter has been received to date.

18. HUTANG PAJAK (lanjutan)

Surat Ketetapan Pajak (lanjutan)

d. PT Medco Downstream Indonesia (MDI) dan anak perusahaannya

Audit pajak oleh Kantor Pajak atas MDI untuk tahun pajak 2009 sedang dalam proses dan belum ada surat ketetapan pajak yang diterima sampai saat ini.

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 telah selesai dilakukan. MLK sedang dalam proses keberatan kepada Kantor Pajak atas SKP PPh Badan sejumlah Rp8,7 milyar. Belum ada surat keputusan atas keberatan yang diterima sampai saat ini.

Audit pajak oleh Kantor Pajak atas MLK untuk tahun pajak 2009 sedang dalam proses dan belum ada surat ketetapan pajak yang diterima sampai saat ini.

Audit pajak oleh Kantor Pajak atas PT Medco Sarana Kalibaru (MSK) untuk tahun pajak 2007 dan 2008 telah ditutup.

MSK sedang dalam proses pengajuan keberatan atas SKP PPN untuk bulan pajak Maret, April dan Mei 2009 sejumlah Rp21,1 milyar.

Audit pajak oleh Kantor Pajak atas MSK untuk tahun pajak 2009 sedang dalam proses dan belum ada surat ketetapan pajak yang diterima sampai saat ini.

Audit pajak oleh Kantor Pajak atas PT Medco Methanol Bunyu (MMB) untuk tahun pajak 2005 dan 2006 telah ditutup.

Audit pajak oleh Kantor Pajak atas MMB untuk tahun pajak 2009 sedang dalam proses dan belum ada surat ketetapan pajak yang diterima sampai saat ini.

Audit pajak oleh Kantor Pajak atas PT Medco Ethanol Lampung (MEL) untuk tahun pajak 2008 dan 2009 sedang dalam proses dan belum ada surat ketetapan pajak yang diterima sampai saat ini.

18. TAXES PAYABLE (continued)

Tax Assessments (continued)

d. PT Medco Downstream Indonesia (MDI) and its subsidiaries

The tax audit by the ITO on MDI for fiscal year 2009 is still on-going and no assessment letter has been received to date.

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 has been completed. MLK filed an objection to the ITO on tax assessment letters for corporate income tax amounting to Rp8.7 billion. No decision letter has been received to date.

The tax audit by the ITO on MLK for fiscal year 2009 is still on-going and no assessment letter has been received to date.

The tax audits by the ITO on PT Medco Sarana Kalibaru (MSK) for fiscal years 2007 and 2008 have been closed.

MSK is in the process of filing objection to the ITO on tax assessment letters for VAT for the months of March, April and May 2009 amounting to Rp21.1 billion.

The tax audit by the ITO on MSK for fiscal year 2009 is still on-going and no assessment letter has been received to date.

The tax audit by the ITO on PT Medco Methanol Bunyu (MMB) for fiscal years 2005 and 2006 have been closed.

The tax audit by the ITO on MMB for fiscal year 2009 is still on-going and no assessment letter has been received to date.

The tax audits by the ITO on PT Medco Ethanol Lampung for fiscal years 2008 and 2009 are still on-going and no assessment letter has been received to date.

18. HUTANG PAJAK (lanjutan)

Surat Ketetapan Pajak (lanjutan)

e. PT Medco E&P Lematang (MEPL)

Audit pajak oleh Kantor Pajak untuk tahun pajak 2008 telah selesai dilakukan. MEPL saat ini sedang dalam proses pengajuan gugatan ke Pengadilan Pajak atas Surat Keputusan Direktorat Jenderal Pajak (DJP) mengenai penolakan permohonan penghapusan sanksi administrasi dalam Surat Tagihan Pajak PPN sebesar Rp640 juta.

f. PT Medco E&P Tarakan (MEPT)

Audit pajak oleh Kantor Pajak untuk tahun pajak 2005, 2006, 2007 dan 2009 sedang dalam proses dan belum ada surat ketetapan pajak yang diterima sampai saat ini.

Audit pajak oleh Kantor Pajak untuk tahun pajak 2008 telah selesai dilakukan. MEPT dalam proses mengajukan permohonan penghapusan sanksi administrasi dalam Surat Tagihan Pajak PPN sebesar Rp418 juta kepada Kantor Pajak.

g. PT Medco Energi Nusantara

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.

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 2009 sedang dalam proses dan belum ada surat ketetapan pajak yang diterima sampai saat ini.

Audit pajak oleh Kantor Pajak untuk tahun pajak 2008 telah selesai dilakukan. MEPR dalam proses mengajukan permohonan penghapusan sanksi administrasi dalam Surat Tagihan Pajak PPN sebesar Rp1,5 milyar kepada Kantor Pajak.

18. TAXES PAYABLE (continued)

Tax Assessments (continued)

e. PT Medco E&P Lematang (MEPL)

The tax audit by ITO for fiscal year 2008 has been completed. MEPL is in the process of filing an appeal to the Tax Court in regard to the Decision of the Director General of Taxation (DGT) rejecting the abolition of administrative sanction on VAT Tax Collection Letters amounting to Rp640 million.

f. PT Medco E&P Tarakan (MEPT)

The tax audits by the ITO for fiscal years 2005, 2006, 2007 and 2009 are still on-going, and no assessment letter has been received to date.

The tax audit by the ITO for fiscal year 2008 has been completed. MEPT is in the process of filing an abolition request to the ITO on administrative sanction on VAT Tax Collection Letters amounting to Rp418 million.

g. PT Medco Energi Nusantara

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 fiscal years 2005, 2006, 2007 and 2009 are still on-going and no assessment letter has been received to date.

The tax audit by the ITO for fiscal year 2008 has been completed. MEPR is in the process of filing a request to the ITO to abolish the administrative sanction on the VAT Tax Collection Letters amounting to Rp1.5 billion.

18. HUTANG PAJAK (lanjutan)

Surat Ketetapan Pajak (lanjutan)

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. PT Medco E&P Indonesia (MEPI)

Audit pajak oleh Kantor Pajak untuk tahun pajak 2009 sedang dalam proses dan belum ada surat ketetapan pajak yang diterima sampai saat ini.

l. PT Medco E&P Tomori Sulawesi (MEPTS)

Audit pajak oleh Kantor Pajak untuk tahun pajak 2008 sedang dalam proses dan belum ada surat ketetapan pajak yang diterima sampai saat ini.

m. Exspan Airsenda Inc. (EAS) dan 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.

n. 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.

18. TAXES PAYABLE (continued)

Tax Assessments (continued)

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. PT Medco E&P Indonesia (MEPI)

The tax audit by the ITO for fiscal year 2009 is still on-going and no assessment letter has been received to date.

l. PT Medco E&P Tomori Sulawesi (MEPTS)

The tax audit by the ITO for fiscal year 2008 is still on-going and no assessment letter has been received to date.

m. Exspan Airsenda Inc. (EAS) and 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 is still 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.

n. 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.

18. HUTANG PAJAK (lanjutan)

Surat Ketetapan Pajak (lanjutan)

n. Exspan Cumi-Cumi dan Medco Lematang Ltd. (lanjutan)

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.

Berdasarkan peraturan perpajakan Indonesia, Perusahaan dan Anak Perusahaan menghitung, menetapkan, dan membayar jumlah pajak yang terhutang secara *self-assessment.* 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 Grup telah mentaati ketentuan perundang-undangan perpajakan yang berlaku dalam hal pelaporan pajak.

18. TAXES PAYABLE (continued)

Tax Assessments (continued)

n. Exspan Cumi-Cumi and Medco Lematang Ltd. (continued)

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.

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 the tax requirements in Indonesia.

For other tax jurisdictions, management also believes the Group has substantially complied with the applicable laws in regard to tax reporting requirements.

19. BEBAN YANG MASIH HARUS DIBAYAR DAN PROVISI LAIN-LAIN

19. ACCRUED EXPENSES AND OTHER PROVISIONS

	2010	2009	
Sewa	11,210,920	19,283,999	*Rentals*
Imbalan kerja (Catatan 34b)	8,014,396	2,166,790	*Employee benefits (Note 34b)*
Kontrak jasa	6,284,284	4,420,800	*Contract services*
Bunga	2,926,956	3,927,469	*Interest*
Tenaga kerja	1,673,663	795,835	*Labor supply*
Kerjasama operasi	1,351,214	2,330,239	*Joint ventures*
Provisi dan beban yang masih harus dibayar - lain-lain	13,959,009	10,719,006	*Other provisions and accruals*
Jumlah	**45,420,442**	**43,644,138**	***Total***

The original consolidated financial statements included herein are in the Indonesian language.

20. DERIVATIF

20. DERIVATIVES

Pihak ketiga/ *Counterparties*	Jenis/*Type*	2010 Aset Derivatif/ *Derivative Assets*	2010 Kewajiban Derivatif/ *Derivative Liabilities*	2010 Keuntungan/ (Kerugian)/ *Gain (Loss)*	2009 Aset Derivatif/ *Derivative Assets*	2009 Kewajiban Derivatif/ *Derivative Liabilities*	2009 Keuntungan (Kerugian)/ *Gain (Loss)*
Perusahaan/*Company*							
PT ANZ Panin Bank	Perjanjian *swap* atas mata uang silang/ *Cross-currency swap*	3,105,281	-	1,086,412	2,018,869	-	2,018,869
PT ANZ Panin Bank	Kontrak pertukaran *forward*/ *Forward exchange contract*	256,320	-	256,320	-	-	-
JP Morgan Chase, N.A,	Kontrak pertukaran *forward*/ *Forward exchange contract*	158,835	-	158,835	-	-	-
Citibank, N.A.	Perjanjian *swap* tingkat bunga atas mata uang silang/ *Cross-currency interest rate swap*	-	-	-	-	-	1,794,048
Standard Chartered Bank	Perjanjian *swap* tingkat bunga atas mata uang silang/ *Cross-currency interest rate swap*	-	-	-	-	-	2,884,012
Morgan Stanley & Co International PLC	Kontrak transaksi *forward* non-deliverable/ *Non-deliverable forward transaction*	-	345,721	(345,721)	-	-	-
Anak Perusahaan/*Subsidiaries*							
PT Bank CIMB Niaga Tbk	Kontrak *forward* mata uang *Currency forward contract*	-	-	454,110	-	-	-
Jumlah/*Total*		3,520,436	345,721	1,609,956	2,018,869	-	6,696,929
Dikurangi yang jatuh tempo dalam satu tahun/ *Less current portion*		415,155	345,721		-	-	
Bagian yang jatuh tempo lebih dari satu tahun/ *Long-term portion*		3,105,281	-		2,018,869	-	

Grup melakukan transaksi *swap* tingkat bunga atas mata uang silang, *swap* mata uang asing, dan kontrak *forward* mata uang asing sebagai instrumen lindung nilai untuk mengelola risiko atas tingkat bunga dan mata uang asing. Seluruh kontrak yang dilakukan Grup mempunyai kewajiban yang mendasari.

The Group entered into cross-currency interest rate swaps, cross-currency swaps, 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.

20. DERIVATIF (lanjutan)

Informasi lebih lanjut mengenai berbagai kontrak derivatif Grup adalah sebagai berikut:

20. DERIVATIVES (continued)

Further information relating to the derivatives undertaken by the Group is as follows:

Pihak ketiga/ *Counterparties*	Jenis/*Type*	Nilai *notional*/ *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*						
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% per tahun 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% per year 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.*
Standard Chartered Bank, Jakarta	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 tingkat bunga tetap sebesar 13,125% per tahun atas nilai nominal Rupiah dan membayar pada tingkat 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 membayar nilai nominal Dolar AS dan 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 notional amount. 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 top up provision for mark to market shall apply.*

20. DERIVATIF (lanjutan) / *20. DERIVATIVES (continued)*

Pihak ketiga/ *Counterparties*	Jenis/*Type*	Nilai *notional*/ *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., Jakarta	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. Pada tanggal 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)* lebih tinggi dari AS$1.250.000. *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 on 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.*
PT ANZ Panin Bank	Kontrak pertukaran *forward*/ *Forward exchange contract*	24,000,000	221,035,500,000	15 September 2010/ *September 15, 2010*	15 Agustus 2011/ *August 15, 2011*	Jual Dolar/ Beli Rupiah *Sell Dollar/ Purchase Rupiah*
Morgan Stanley & Co International PLC, Singapura/ *Singapore*	Kontrak transaksi *forward non-deliverable*/ *Non-deliverable forward transaction*	24,000,000	219,504,000,000	15 September 2010/ *September 15, 2010*	15 Agustus 2011/ *August 15, 2011*	Jual Rupiah/Beli Dolar *Sell Rupiah/ Purchase Dollar*
JPMorgan Chase, N.A., Jakarta	Kontrak pertukaran mata uang asing/ *Foreign exchange contract*	23,000,000	215,371,000,000	15 Juni 2010/ *June 15, 2010*	15 Desember 2011/ *December 15, 2011*	Jual Dolar/ Beli Rupiah *Sell Dollar/ Purchase Rupiah*
JPMorgan Chase, N.A., Singapura/ *Singapore*	Kontrak transaksi *forward non-deliverable*/ *Non-deliverable forward transaction*	23,000,000	213,062,000,000	15 Juni 2010/ *June 15, 2010*	15 Desember 2011/ *December 15, 2011*	Jual Rupiah/Beli Dolar *Sell Rupiah/ Purchase Dollar*
Anak Perusahaan/ *Subsidiaries*						
PT Bank CIMB Niaga Tbk	Kontrak *forward*/ *Forward contract*	33,092,389	303,457,205,000	29 Maret 2010/ *March 29, 2010*	7 Mei 2010/ *May 7, 2010* Telah diselesaikan pada bulan Mei 2010/ *settled in May 2010*	Jual Rupiah/Beli Dolar *Sell Rupiah/ Purchase Dollar*

The original consolidated financial statements included herein are in the Indonesian language.

21. HUTANG BANK / *21. BANK LOANS*

	2010	2009	
Hutang Bank Jangka Pendek	85,620,671	60,982,254	*Short-Term Bank Loans*
Hutang Bank Jangka Panjang Bagian yang jatuh tempo dalam satu tahun	89,741,220	67,265,025	*Long-Term Bank Loans Current portion*
	175,361,891	128,247,279	
Hutang Bank Jangka Panjang Bagian hutang jangka panjang	493,330,538	368,491,424	*Long-Term Bank Loans Long-term portion*
Jumlah	**668,692,429**	**496,738,703**	***Total***

a. Hutang Bank / *a. Bank Loans*

Kreditur/*Lenders*	2010 Jumlah/*Total*	2010 Jatuh Tempo Dalam Satu Tahun/ *Maturing Within One Year*	2010 Jangka Panjang/ *Non-current*	2009 Jumlah/ *Total*	2009 Jatuh Tempo Dalam Satu Tahun/ *Maturing Within One Year*	2009 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	98,000,000	-	98,000,000	80,000,000	50,000,000	30,000,000
Sumitomo Mitsui Banking Corporation - Cabang Singapura/ *Singapore Branch*	40,000,000	40,000,000	-	40,000,000	-	40,000,000
Hutang sindikasi dari/ *Syndicated loan from* PT Bank Central Asia Tbk, PT Bank Mandiri (Persero) Tbk, PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk	81,000,000	18,000,000	63,000,000	22,602,595	5,775,082	16,827,513
PT Bank CIMB NiagaTbk	7,588,484	4,174,545	3,413,939	11,480,000	1,391,515	10,088,485
Compass BBVA Bank	12,900,000	12,900,000	-	12,950,000	-	12,950,000
PT Bank ICBC Indonesia	10,000,000	10,000,000	-	-	-	-
Lembaga Pembiayaan Ekspor Indonesia (LPEI) (sebelumnya/ *formerly* PT Bank Ekspor Indonesia (Persero))	37,817,409	8,517,549	29,299,860	-	-	-
Sub-jumlah/*Sub-total*	**462,305,893**	**143,592,094**	**318,713,799**	**342,032,595**	**107,166,597**	**234,865,998**
Rupiah/*IDR*						
Pihak yang mempunyai hubungan istimewa/ *Related Party*						
PT Bank Himpunan Saudara 1906 Tbk (Dalam mata uang asli/*In original currency)* 2010: Rp5.3 milyar/*billion* 2009: Rp5.4 milyar/*billion*	593,618	593,618	-	577,363	577,363	-
Pihak ketiga/*Third parties*						
PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk (Dalam mata uang asli/*In original currency)* 2010: Rp904.7 milyar/*billion* 2009: Rp904.7 milyar/*billion*	100,628,406	-	100,628,406	96,250,000	-	96,250,000
PT Bank Central Asia Tbk (Dalam mata uang asli/*In original currency)* 2010: Rp0.3 milyar/*billion* 2009: Rp124 milyar/*billion*	35,853	21,654	14,199	13,205,566	5,197,536	8,008,030
PT Bank CIMB Niaga Tbk (Dalam mata uang asli/*In original currency)* 2010: Rp397.4 milyar/*billion* 2009: Rp268.1 milyar/*billion*	44,201,009	5,893,176	38,307,833	28,521,811	4,310,425	24,211,386
PT Bank Bukopin Tbk (Dalam mata uang asli/*In original currency)* 2010: nil 2009: Rp0.1 milyar/*billion*	-	-	-	13,104	13,104	-

The original consolidated financial statements included herein are in the Indonesian language.

21. HUTANG BANK (lanjutan)

a. Hutang Bank (lanjutan)

Kreditur/*Lenders*	2010 Jumlah/*Total*	2010 Jatuh Tempo Dalam Satu Tahun/ *Maturing Within One Year*	2010 Jangka Panjang/ *Non-current*	2009 Jumlah/ *Total*	2009 Jatuh Tempo Dalam Satu Tahun/ *Maturing Within One Year*	2009 Jangka Panjang/ *Non-current*
Pihak ketiga/*Third parties*						
PT Bank Mandiri (Persero) Tbk (Dalam mata uang asli/*In original currency)* 2010: Rp250.1 milyar/*billion* 2009: Rp103.2 milyar/*billion*	27,814,745	21,223,977	6,590,768	10,982,254	10,982,254	-
Hutang sindikasi dari/*Syndicated loan from* PT Bank CIMB Niaga, Lembaga Pembiayaan Ekspor Indonesia (LPEI) (sebelumnya/ *formerly* PT Bank Ekspor Indonesia (Persero)) (Dalam mata uang asli/*In original currency)* , 2010: Rp297.7 milyar/*billion* 2009: Rp48.5 milyar/*billion*	33,112,905	4,037,372	29,075,533	5,156,010	-	5,156,010
Sub-jumlah/*Sub-total*	**206,386,536**	**31,769,797**	**174,616,739**	**154,706,108**	**21,080,682**	**133,625,426**
Jumlah/*Total*	**668,692,429**	**175,361,891**	**493,330,538**	**496,738,703**	**128,247,279**	**368,491,424**

21. BANK LOANS (continued)

a. Bank Loans (continued)

Informasi mengenai tanggal efektif hutang dan jadwal pelunasan hutang bank adalah sebagai berikut:

Information relating to bank loans effectivity date and repayment schedule is as follows:

Kreditur/*Lenders*	Tanggal efektif hutang/*Loan effectivity date*	Jadwal pelunasan/ *Repayment schedule*	Jaminan/*Security*
Perusahaan/ *Company*			
PT Bank Mandiri (Persero) Tbk	Maret/*March* 2010	Maret/*March* 2011	Fasilitas ini tidak dijamin dengan agunan khusus./ *The loan facility is unsecured.*
Fasilitas Kredit Modal Kerja/ *Working Capital Credit Facility*			
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* 2010	Juni/*June* 2013	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*	Agustus/*August* 2007	Mei/*May* 2011	Fasilitas ini tidak dijamin dengan agunan khusus./ *The loan facility is unsecured.*
Fasilitas Kredit Term Loan/ *Term Loan Facility*			
PT Bank ICBC Indonesia	Februari/*February* 2010	Februari/ *February* 2011	Fasilitas ini tidak dijamin dengan agunan khusus./ *The loan facility is unsecured.*
Fasilitas Pinjaman Tetap atas Permintaan/ *Fixed Loan on Demand*			

21. HUTANG BANK (lanjutan)

21. BANK 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 Medco Power Indonesia			
PT Bank CIMB Niaga Tbk Pendanaan Proyek/ *Project Financing*	Mei/*May* 2007	Tranche A 41 cicilan bulanan/ *monthly 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 penggunaannya. Khusus untuk fasilitas Tranche A dijamin dengan *Standby Letter of Credit (SBLC) (Catatan 10 dan 13)./* *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 10 and 13).*
PT Bank CIMB Niaga Tbk Pendanaan Akuisisi/ *Acquisition Financing*	Juni/*June* 2010	18 cicilan bulanan/ *monthly installments* (2011-2012) dan/*and* 91 cicilan bulanan/*monthly installments* (2011-2018)	Dijamin dengan hak tanggungan atas tanah dan bangunan (termasuk mesin-mesin dan peralatan pabrik *Elnusa Prima Elektrika dan Multidaya Prima Elektrindo (MPE)*), fidusia atas piutang debitur, klaim asuransi, dan gadai atas rekening bank dan saham./ *Collateralized by mortgage security over land and buildings thereon (including the machinery and plant equipment of Elnusa Prima Electrika and Multidaya Prima Elektrindo (MPE)), fiduciary right over the accounts receivable of the debtor, insurance proceeds, and pledge over bank accounts and shares.*
PT Mitra Energi Batam (MEB)			
PT Bank Central Asia Tbk (BCA) Pendanaan Proyek/ *Project Financing*	Agustus/*August* 2004	36 cicilan/ *installments* (2005-2011) Dibayar penuh lebih awal pada bulan Desember 2010/*Early settlement in December 2010*	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, 10 dan 13)./ *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, 10 and 13).*
PT Bank Central Asia Tbk Fasilitas Kredit Investasi/ *Investment Credit Facility*	November 2007	36 cicilan/ *installments* (2007-2011) Dibayar penuh lebih awal pada bulan Desember 2010/*Early settlement in December 2010*	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, 10 dan 13)./ *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, 10 and 13).*
PT Bank Central Asia Tbk Fasilitas Kredit Investasi/ *Investment Credit Facility*	Oktober/*October* 2009	48 cicilan/ *installments* (2009 - 2013) Dibayar penuh lebih awal pada bulan Desember 2010/*Early settlement in December 2010*	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, 10 dan 13)./ *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, 10 and 13).*

The original consolidated financial statements included herein are in the Indonesian language.

21. HUTANG BANK (lanjutan)

a. Hutang Bank (lanjutan)

21. BANK LOANS (continued)

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 Fasilitas Kredit Konsumsi/ *Consumer Credit Facility*	Agustus/*August* 2008	20 cicilan bulanan/ *monthly installments* (2008-2012)	Dijamin dengan kendaraan operasional (Catatan 13)./ *Collateralized by the company's motor vehicle (Note 13).*
PT Bank Bukopin Tbk Fasilitas Kredit Konsumsi/ *Consumer Credit Facility*	Agustus/*August* 2007	Dibayar penuh pada bulan Agustus 2010/*Fully paid in August 2010*	Dijamin dengan deposito berjangka (Catatan 10)./ *Collateralized by time deposits (Note 10).*
PT Bank Mandiri (Persero) Tbk Fasilitas Kredit Investasi/ *Investment Credit Facility*	Desember/ *December* 2010	48 cicilan bulanan/ *monthly installments* (2011-2014)	Dijamin dengan seluruh aset tetap SCPP MEB, hak atas piutang atas proyek Panaran I, Saham milik PT Medco Power Indonesia dan PT Medco Energi Menamas di dalam MEB, hak atas asuransi proyek, dan seluruh akun dengan Bank Mandiri yang berkaitan dengan proyek./ *Collateralized by all SCPP property and equipment of MEB, rights over receivables from Panaran I project, shares of stock owned by PT Medco Power Indonesia and PT Medco Energi Menamas in MEB, rights of project insurance, and all Bank Mandiri bank accounts related to the project.*
PT Dalle Energy Batam (DEB)			
PT Bank CIMB Niaga Tbk Pendanaan Proyek/ *Project Financing for Single Cycle Power Plant (SCPP)*	Desember/ *December* 2005	36 cicilan bulanan/ *monthly installments* (2006-2013)	Dijamin dengan penjaminan fidusia atas mesin PLTG II, saham DEB, kontrak jual beli listrik dengan PLN Batam, hak atas kontrak EPC, hak atas asuransi proyek, obligasi kinerja dan seluruh akun Bank Niaga yang berkaitan dengan proyek (Catatan 5, 10, dan 13)./ *Collateralized by a fiduciary right over PLTG II machine, shares of DEB, power sale and purchase agreement with PLN Batam, rights on EPC contract, rights on project insurance, performance bonds and all Bank Niaga accounts related to the project (Notes 5, 10, and 13).*
PT Bank CIMB Niaga Tbk, 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* 2010	79 cicilan bulanan/ *monthly installments* (2010-2017)	Dijamin dengan saham baru milik pemegang saham DEB, *conversion reserves account, debt reserves account dan* penjaminan fidusia atas hak tagih dari PLN Batam atas tenaga listrik yang dihasilkan khusus dari CCPP (Catatan 5, 10 dan 13)./ *Collateralized by new shares issued to DEB shareholders, conversion reserves account, debt reserves account and fiduciary right over receivable from PLN Batam related to power supply produced by CCPP (Notes 5, 10 and 13).*
PT Elnusa Prima Elektrika (EPE)			
PT Bank CIMB Niaga Tbk Pendanaan Akuisisi/ *Acquistion Financing*	Agustus/*August* 2010	89 cicilan bulanan/ *monthly installments* (2011-2018)	Dijamin dengan hak tanggungan atas tanah dan bangunan (termasuk mesin-mesin dan peralatan pabrik EPE dan MPE), fidusia atas piutang debitur, klaim asuransi, dan gadai atas rekening bank dan saham./ *Collateralized by mortgage security over land and buildings thereon (including the machinery and EPE's & MPE's plant equipment), fiduciary right over accounts receivable of debtor, insurance proceeds, and pledge over bank accounts and shares.*
PT Multidaya Prima Elektrindo (MPE)			
PT Bank CIMB Niaga Tbk Pendanaan Akuisisi/ *Acquisition Financing*	Agustus/*August* 2010	89 cicilan bulanan/ *monthly installments* (2011-2018)	Dijamin dengan hak tanggungan atas tanah dan bangunan (termasuk mesin-mesin dan peralatan pabrik EPE dan MPE), fidusia atas piutang Debitur, klaim asuransi, dan gadai atas rekening bank dan saham./ *Collateralized by mortgage security over land and buildings thereon (including the machinery and EPE's & MPE's plant equipment), fiduciary right over accounts receivable of debtor, insurance proceeds, and pledge over bank accounts and shares.*

The original consolidated financial statements included herein are in the Indonesian language.

21. HUTANG BANK (lanjutan)

21. BANK 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 Medco Sarana Kalibaru (MSK)			
PT Bank Mandiri (Persero) Tbk Pendanaan *Trust Receipts/ Trust Receipts*	Juni/*June* 2010	April/*April* 2011	Fasilitas ini tidak dijamin dengan agunan khusus./ *The loan facility is unsecured.*
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) Dibayar penuh pada bulan Juni 2010/ *Fully paid in June 2010*	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 10)./ *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 10).*
PT Bank Central Asia Tbk, PT Bank Mandiri (Persero) Tbk, PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk Hutang Sindikasi untuk pendanaan Proyek Singa/ *Syndicated Loan for financing the Singa Project*	Juni/*June* 2010	60 cicilan bulanan/ *monthly installments* (2010 – 2015)	Dijamin dengan gadai atas *debt service account* dan rekening operasional dan fidusia atas hak tagih./ *Collateralized by pledge over the debt service account and operational account, and fiduciary security over the receivables.*
Medco US LLC (MEUS)			
Compass BBVA Bank *Reserve Based Lending*	Juni/*June* 2009	Juni/*June* 2011	Dijamin dengan hak gadai pertama atas aktiva minyak dan gas bumi di Amerika Serikat (Catatan 14)./ *Secured by first mortgage on the MEUS' oil and gas properties in the United States (Note 14).*
PT Usaha Tani Sejahtera			
PT Bank Himpunan Saudara 1906 Tbk Fasilitas Kredit Modal Kerja/*Working Capital Credit Facility*	Mei/*May* 2010	Mei/*May* 2011	Dijamin dengan cessie piutang dagang atas seluruh penjualan dan deposito berjangka (Catatan 5 dan 10)./ *Secured by accounts receivable from sales and time deposit (Notes 5 and 10).*
PT Mitra Energi Gas Sumatera			
PT Bank CIMB Niaga Tbk Pendanaan Proyek/ *Project Financing*	Oktober/*October* 2009	21 cicilan bulanan/ monthly *installments* (2010-2012)	Dijamin dengan mesin dan peralatan, penerimaan dari kontrak penyewaan fasilitas jalur pipa, saham, rekening penampung, dan pengalihan atas hak dan kepentingan (Catatan 5, 10 dan 13)./ *Secured by machinery and equipment, proceeds from the pipeline lease contract, shares, escrow account, and assignment of rights (Notes 5, 10 and 13).*

The original consolidated financial statements included herein are in the Indonesian language.

21. HUTANG BANK (lanjutan)

21. BANK 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 Medco Ethanol Lampung			
Lembaga Pembiayaan Ekspor Indonesia (LPEI) Sebelumnya/*formerly* PT Bank Ekspor Indonesia (Persero)			Dijamin dengan hak tanggungan atas tanah dan bangunan berikut mesin-mesin dan peralatan pabrik bio etanol, fidusia atas persediaan bahan baku, barang dalam proses dan barang jadi dan fidusia atas piutang debitur./ *Collateralized by mortgage security over land and buildings thereon (including the machinery and bio-ethanol plant equipment), fiduciary right over inventories (including raw materials, goods in process and finished goods) and accounts receivable of debtor.*
Fasilitas Kredit Modal Kerja/ *Working Capital Credit Facility*	Juni/*June* 2010	Juni/*June* 2011	
Fasilitas Kredit Investasi/ *Investment Credit Facility*	Juni/*June* 2010	23 cicilan kuartalan/ *quarterly installments* (2010 – 2016)	
PT Exspan Petrogas Intranusa (EPI)			
Lembaga Pembiayaan Ekspor Indonesia (LPEI) (sebelumnya/*formerly* PT Bank Ekspor Indonesia (Persero))	April/*April* 2010	33 cicilan bulanan/ *monthly installments* (2010 – 2013)	Dijamin dengan fidusia atas rig, seluruh piutang EPI atas kontrak pekerjaan, dan *corporate guarantee* terbatas dari MEI./ *Collateralized by fiduciary right over rig, receivables and limited MEI corporate guarantee.*

	2010	2009	
Tingkat bunga per tahun			*Interest rate per annum*
Rupiah	9.00% - 12.00%	9.00% - 13.25%	*Rupiah*
Dolar Amerika Serikat	2.44% - 8.00%	2.52% - 8.25%	*United States Dollar*

b. Fasilitas Bank

b. Bank Facilities

Pada tanggal 31 Desember 2010, Grup mempunyai fasilitas bank sebagai berikut:

As of December 31, 2010, the Group has the following outstanding bank facilities:

Bank	Fasilitas/*Facility*	Jumlah Fasilitas Maksimum/*Maximum Facility Amount*	Fasilitas yang Tidak Dipakai pada Tanggal 31 December 2010/ *Unused Portion of the Facility as of December 31, 2010*
Fasilitas Umum Bank/ *General Banking Facility*			
Standard Chartered Bank, Jakarta	Fasilitas Bank/ *Banking Facilities*	AS$/*US$*28,000,000	AS$/*US$*17,900,000
Citibank, N.A., Jakarta	Fasilitas Pembukaan Letter of Credit/ *Letter of Credit Facility*	AS$/*US$*15,000,000	AS$/*US$*523,752
PT Bank Mandiri (Persero) Tbk	Fasilitas Non-Cash Loan/ *Non-Cash Loan Facility*	AS$/*US$*50,000,000	AS$/*US$*7,579,842

The original consolidated financial statements included herein are in the Indonesian language.

21. HUTANG BANK (lanjutan)

b. Fasilitas Bank (lanjutan)

Bank	Fasilitas/*Facility*	Jumlah Fasilitas Maksimum/*Maximum Facility Amount*	Fasilitas yang Tidak Dipakai pada Tanggal 31 December 2010/ *Unused Portion of the Facility as of December 31, 2010*
PT Bank DBS Indonesia	Fasilitas Perbankan/ *Banking Facility*	AS$/*US$*20,000,000	AS$/*US$*13,014,254
PT Bank Danamon Indonesia Tbk	Fasilitas Bank Garansi, Fasilitas *Standby Letter of Credit,* Fasilitas *Import Letter of Credit/ Bank Guarantee Facility, Standby Letter of Credit Facility, Import Letter of Credit Facility*	AS$/*US$*9,500,000	AS$/*US$*3,576,621
Fasilitas Pendanaan Umum Anak Perusahaan/ *Subsidiaries' General Financing Facilities*			
Medco US LLC			
Compass BBVA Bank	Fasilitas Kredit yang Dapat Diperpanjang/ *Revolving Credit Facility*	AS$/*US$*50,000,000	AS$/*US$*30,100,000
PT Exspan Petrogas Intranusa (EPI)			
Lembaga Pembiayaan Ekspor Indonesia (LPEI) (sebelumnya/ *formerly* PT Bank Ekspor Indonesia (Persero))	Fasilitas Kredit Investasi Ekspor/ *Export Investment Credit Facility*	AS$/*US$*10,000,000	AS$/*US$*7,476,746
PT Medco Power Indonesia (MPI)			
PT Bank CIMB Niaga Tbk	Fasilitas Kredit Transaksi Khusus/ *Special Transaction Credit Facility*	AS$/*US$*10,742,626	AS$/*US$*52,830

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, dengan beberapa pengecualian khusus; pembatasan dalam mengubah aktivitas utama dan pembagian dividen; dan harus mematuhi rasio-rasio keuangan tertentu.

21. BANK LOANS (continued)

b. Bank Facilities (continued)

c. Others

The Group, under its loan agreements, is subject to various 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, with certain exceptions; restrictions on change in core business activities and payments of dividends; and requirement to comply with certain financial ratios.

21. HUTANG BANK (lanjutan)

c. Lain-lain (lanjutan)

Pada tanggal-tanggal 31 Desember 2010 dan 2009, manajemen berpendapat bahwa Grup mematuhi pembatasan-pembatasan atas masing-masing kewajiban.

Pada tanggal 31 Desember 2010, DEB, Lematang dan Medco US LLC tidak memenuhi persyaratan rasio keuangan tertentu sebagaimana ditetapkan dalam perjanjian pinjaman masing-masing yang diperoleh dari PT Bank CIMB Niaga Tbk, pinjaman sindikasi (BCA, Mandiri dan BNI) dan Bank Compass BBVA. Namun demikian, DEB, Lematang dan Medco US LLC masing-masing telah memperoleh *waiver* pada bulan Desember 2010 dan Maret 2011 yang secara efektif membebaskan DEB, Lematang dan Medco US LLC dari pemenuhan rasio keuangan yang disyaratkan.

21. BANK LOANS (continued)

c. Others (continued)

As of December 31, 2010 and 2009, in management's opinion, the Group is in compliance with the covenants of all respective obligations.

As of December 31, 2010, DEB, Lematang and Medco US LLC did not meet certain financial ratio requirements as set forth in the covenants of the loan agreements respectively obtained from PT Bank CIMB Niaga Tbk, syndicated loan (BCA, Mandiri and BNI) and Compass BBVA Bank. Nevertheless, DEB, Lematang and Medco US LLC, respectively, had obtained in December 2010 and March 2011 waivers which effectively exempted DEB, Lematang and Medco US LLC from meeting the required financial ratio covenants.

22. HUTANG JANGKA PANJANG LAINNYA / *22. OTHER LONG-TERM DEBT*

	2010	2009	
Wesel Jangka Menengah			***Medium-Term Notes***
Jatuh tempo pada tahun 2011	20,600,000	20,600,000	*Due in 2011*
Jatuh tempo pada tahun 2012	68,900,000	21,500,000	*Due in 2012*
Jatuh tempo pada tahun 2013	60,500,000	-	*Due in 2013*
Bersih	150,000,000	42,100,000	*Net*
Dikurangi diskonto yang belum diamortisasi	594,220	270,328	*Less unamortized discount*
Bersih	149,405,780	41,829,672	*Net*
Dikurangi bagian yang jatuh tempo dalam satu tahun	20,600,000	-	*Less current portion*
Dikurangi diskonto yang belum diamortisasi	76,111	-	*Less unamortized discount*
Bagian yang jatuh tempo dalam satu tahun - bersih	**20,523,889**	**-**	***Current portion - net***
Bagian jangka panjang	**128,881,891**	**41,829,672**	***Long-term portion***

The original consolidated financial statements included herein are in the Indonesian language.

22. HUTANG JANGKA PANJANG LAINNYA (lanjutan) / *22. OTHER LONG-TERM DEBT (continued)*

	2010	2009	
Obligasi Rupiah			***Rupiah Bonds***
Jatuh tempo pada tahun 2012	57,112,668	54,627,660	*Due in 2012*
Jatuh tempo pada tahun 2014	109,720,832	104,946,808	*Due in 2014*
Bersih	166,833,500	159,574,468	*Net*
Dikurangi diskonto yang belum diamortisasi	597,285	888,366	*Less unamortized discount*
Bersih	166,236,215	158,686,102	*Net*
Dikurangi bagian yang jatuh tempo dalam satu tahun	-	-	*Less current portion*
Bagian jangka panjang	**166,236,215**	**158,686,102**	***Long-term portion***
Wesel Bayar			***Notes Payable***
Wesel bayar digaransi (GN) jatuh tempo pada tahun 2010	-	190,067,000	*Guaranteed Notes (GN) due in 2010*
Wesel bayar treasuri	-	(101,863,000)	*Treasury notes*
Bersih	-	88,204,000	*Net*
Dikurangi diskonto yang belum diamortisasi	-	128,925	*Less unamortized discount*
Bersih	-	88,075,075	*Net*
Dikurangi bagian yang jatuh tempo dalam satu tahun	-	88,075,075	*Less current portion*
Bagian jangka panjang	**-**	**-**	***Long-term portion***
Tingkat bunga per tahun			*Interest rates per annum*
Rupiah	13.38% -14.25%	13.38% -14.25%	*Rupiah*
Dolar Amerika Serikat	6.38% - 8.00%	7.25% - 8.75%	*United States Dollars*

Informasi lain mengenai hutang jangka panjang lainnya sebagai berikut:

Further information relating to other long-term debt is as follows:

Hutang Jangka Panjang/ *Long-Term Debt*	Pokok/*Principal*	Peringkat/ *Rating*	Terdaftar/ *Listed*	Jatuh Tempo/ *Maturity*	Kupon/ *Coupon*	Jaminan/*Security*
Perusahaan/*Company*						
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- (2010)	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./ *These bonds are unsecured.*
Wesel Jangka Menengah I/ *Medium-Term Notes I*	AS$/*US$*50,000,000 Tranche A sebesar/ *Tranche A amounting to* AS$/*US$*28,000,000 Tranche B sebesar/ *Tranche B amounting to* AS$/*US$*22,000,000	PT Pemeringkat Efek Indonesia (PEFINDO) : AA- (2010)	-	Tranche A: Desember/ *December* 2011 dan/*and* Februari/ *February* 2012 Tranche B: Desember/ *December* 2012 dan/*and* Februari/ *February* 2013	Tranche A: 7.25% Tranche B: 8.00% Terhutang setiap kuartal/ *Payable quarterly*	Wesel ini tidak dijamin dengan agunan khusus./ *These notes are unsecured.*

The original consolidated financial statements included herein are in the Indonesian language.

22. HUTANG JANGKA PANJANG LAINNYA (lanjutan)

22. OTHER LONG-TERM DEBT (continued)

Hutang Jangka Panjang/ *Long-Term Debt*	Pokok/*Principal*	Peringkat/ *Rating*	Terdaftar/ *Listed*	Jatuh Tempo/ *Maturity*	Kupon/ *Coupon*	Jaminan/*Security*
Perusahaan/*Company*						
Wesel Jangka Menengah II/ *Medium-Term Notes II*	AS$/*US$*50,000,000 Tranche A sebesar/ *Tranche A amounting to* AS$/*US$*40,000,000 Tranche B sebesar/ *Tranche B amounting to* AS$/*US$*10,000,000	PT Pemeringkat Efek Indonesia (PEFINDO) : AA- (2010)	-	Tranche A: Maret/ *March* 2012 Tranche B: Maret/ *March* 2013	Tranche A: 7.25% Tranche B: 8.00% Terhutang setiap kuartal/ *Payable quarterly*	Wesel ini tidak dijamin dengan agunan khusus./ *These notes are unsecured.*
Wesel Jangka Menengah III/ *Medium-Term Notes III*	AS$/*US$*50,000,000	PT Pemeringkat Efek Indonesia (PEFINDO) : AA- (2010)	-	Oktober /*October* 2013	6.375%	Wesel ini tidak dijamin dengan agunan khusus./ *These notes are unsecured.*
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 Telah dibayar penuh pada tanggal 22 Mei 2010/ *Fully paid on May 22, 2010*	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 perjanjian./ *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.*

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, menerbitkan obligasi senior, 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.

a. Debt Covenants

Under the terms and conditions of these long-term obligations, the Group is subject to various 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 the main business activities; restrictions on granting loans to third parties, pledging and transferring the Company's assets, issuing senior debt, 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.

22. HUTANG JANGKA PANJANG LAINNYA (lanjutan)

a. Pembatasan-pembatasan atas Hutang (lanjutan)

Pada tanggal 31 Desember 2010, manajemen berpendapat bahwa Grup mematuhi pembatasan-pembatasan atas masing-masing kewajiban jangka panjang lainnya.

b Wali Amanat

Grup telah menunjuk Wali Amanat sebagai perantara antara Grup dengan Pemegang Obligasi. Adapun Wali Amanat masing-masing untuk Wesel Bayar Digaransi, dan Obligasi Rupiah I dan II adalah Bank of New York dan PT Bank CIMB Niaga Tbk.

c. Lain-lain

Pelunasan Wesel Bayar

Pada tanggal 22 Mei 2010, Perusahaan telah melunasi Wesel Bayar. Nilai pokok obligasi yang dilunasi adalah sebesar AS$190 juta, termasuk obligasi yang telah dibeli kembali sejumlah AS$101,9 juta.

Penandatanganan Perjanjian Fasilitas Pinjaman

Pada bulan Desember 2010, Grup melalui PT Medco LNG Indonesia (MLI), anak perusahaan, menandatangani perjanjian fasilitas pinjaman berjangka sebesar AS$120 juta dengan Mitsubishi Corporation (MC), salah satu pemegang saham tidak langsung Grup. MLI memiliki investasi saham minoritas di PT Donggi Senoro LNG (DSLNG), yang akan membangun, memiliki dan mengoperasikan kilang LNG di Senoro, Sulawesi. Fasilitas pinjaman berjangka ini nantinya akan digunakan untuk membiayai bagian investasi MLI dalam rangka pembelanjaan barang modal di DSLNG untuk pembangunan kilang *Liquefied Natural Gas* (LNG).

Fasilitas pinjaman ini akan dibayar selama periode 12 (dua belas) bulan setelah DSLNG melakukan penarikan fasilitas dari MLI, dengan pembayaran pertama pada saat tanggal penarikan fasilitas dilakukan oleh DSLNG.

Pada tanggal 31 Desember 2010, tidak ada penarikan atas fasilitas pinjaman ini yang dilakukan.

22. OTHER LONG-TERM DEBT (continued)

a. Debt Covenants (continued)

As of December 31, 2010, in management's opinion, the Group is in compliance with the covenants of all respective long-term obligations.

b. Trustees

The Group engaged Trustees to act as the intermediaries between the Group and the Bondholders. The Trustees for the Guaranteed Notes and Rupiah Bonds I and II are Bank of New York and PT Bank CIMB Niaga Tbk, respectively.

c. Others

Repayment of Notes Payable

On May 22, 2010, the Company has fully paid the Notes Payable. The total principal amount paid was US$190 million, including related treasury bonds of US$101.9 million.

The Signing of the Term Loan Facility Agreement

In December 2010, the Group, through PT Medco LNG Indonesia (MLI), a subsidiary, signed a term loan facility agreement amounting to US$120 million with Mitsubishi Corporation (MC), one of the Group's indirect shareholders. MLI holds a minority interest in PT Donggi Senoro LNG (DSLNG), which will build, own and operate an LNG plant at Senoro, Sulawesi. The term loan facility is to be used for funding MLI's share in the capital expenditures of DSLNG for the construction of the Liquefied Natural Gas (LNG) plant.

The facility will be repaid for a period of 12 (twelve) months after DSLNG draws down the facility from MLI, with the first payment due on the first drawdown date.

As of December 31, 2010, no drawdown from this facility has been made.

22. HUTANG JANGKA PANJANG LAINNYA (lanjutan)

c. Lain-lain (lanjutan)

Walaupun MC merupakan afiliasi dari pemegang saham utama Grup, manajemen Grup berkeyakinan bahwa transaksi tersebut bukan merupakan transaksi benturan kepentingan karena transaksi pinjaman dibuat dengan persyaratan yang wajar.

22. OTHER LONG-TERM DEBT (continued)

c. Others (continued)

While MC is an affiliate of the Group's majority shareholder, the Group management believes that the transaction does not constitute a conflict of interest transaction, as the loan facility has been made available under fair terms.

23. GOODWILL NEGATIF

Goodwill negatif sebesar AS$35.242 pada tanggal 31 Desember 2009 yang hanya berasal dari akuisisi PT Medco E&P Tarakan diamortisasi secara penuh di tahun 2010.

23. NEGATIVE GOODWILL

The remaining negative goodwill of US$35,242 as of December 31, 2009 which relates solely to the acquisition of PT Medco E&P Tarakan was fully amortized in 2010.

	2010	2009	
Saldo awal	35,242	58,672	*Beginning balance*
Amortisasi	(35,242)	(23,430)	*Amortization*
Saldo akhir	**-**	**35,242**	***Ending balance***

24. HAK MINORITAS

a. Hak minoritas atas aset bersih anak perusahaan:

24. MINORITY INTERESTS

a. Minority interests in net assets of subsidiaries:

	2010	2009	
PT Dalle Energy Batam	10,593,311	5,172,140	*PT Dalle Energy Batam*
Medco LLC	7,259,201	4,980,279	*Medco LLC*
PT Medco Energi Menamas	5,703,503	5,584,119	*PT Medco Energi Menamas*
PT Medco Gajendra Power Services	5,219,367	3,118,729	*PT Medco Gajendra Power Services*
PT Medco Power Sengkang	106	-	*PT Medco Power Sengkang*
PT Muara Enim Multi Power	-	21,194	*PT Muara Enim Multi Power*
PT Exspan Petrogas Intranusa	-	6,846	*PT Exspan Petrogas Intranusa*
Jumlah	**28,775,488**	**18,883,307**	***Total***

b. Hak minoritas atas laba bersih anak perusahaan:

b. Minority interests in net income of subsidiaries:

	2010	2009	
PT Medco Gajendra Power Services	2,284,030	1,084,428	*PT Medco Gajendra Power Services*
Medco LLC	2,278,812	1,369,972	*Medco LLC*
PT Dalle Energy Batam	438,055	683,616	*PT Dalle Energy Batam*
PT Medco Energi Menamas	96,789	12,461	*PT Medco Energi Menamas*
PT Muara Enim Multi Power	-	459	*PT Muara Enim Multi Power*
Bersih	**5,097,686**	**3,150,936**	***Net***

25. MODAL SAHAM

25. CAPITAL STOCK

2010

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	4,089,173	0.12%	408,917	124,124	*PT Medco Duta*
PT Multifabrindo Gemilang	2,000,000	0.06%	200,000	60,693	*PT Multifabrindo Gemilang*
Masyarakat (masing-masing dibawah 5%)	1,636,969,271	49.12%	163,696,927	49,684,334	*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***

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***

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.

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.

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.

25. MODAL SAHAM (lanjutan)

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 27 Mei 2010, pemegang saham, pada Rapat Umum Pemegang Saham Luar Biasa, menyetujui penggunaan saham treasuri sebanyak maksimal 5% untuk program opsi saham oleh karyawan dan manajemen.

Pada tanggal 31 Desember 2010 dan 2009, saldo saham treasuri sejumlah 390.454.500 saham atau 11,72% dari jumlah saham yang diterbitkan dan dibayar penuh.

Perusahaan melakukan pembukuan atas perolehan kembali modal saham dengan menggunakan metode nilai nominal (Catatan 2q).

25. CAPITAL STOCK (continued)

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.

On May 27, 2010, the shareholders, in their Extraordinary Shareholders' Meeting, approved the utilization of treasury stock for employee and management stock option program at the maximum of 5%.

As of December 31, 2010 and 2009, 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).

26. TAMBAHAN MODAL DISETOR

Akun ini terdiri dari:

26. ADDITIONAL PAID-IN CAPITAL

This account consists of:

	2010	2009	
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***

The original consolidated financial statements included herein are in the Indonesian language.

27. DAMPAK PERUBAHAN TRANSAKSI EKUITAS ANAK PERUSAHAAN/PERUSAHAAN ASOSIASI

Akun ini terutama merupakan dampak dari penerimaan modal sumbangan pada Anak Perusahaan.

27. EFFECTS OF CHANGES IN THE EQUITY TRANSACTIONS OF SUBSIDIARIES/ ASSOCIATED COMPANIES

This account mainly represents the effects of the receipt of capital donation in a Subsidary.

28. PENJUALAN DAN PENDAPATAN USAHA LAINNYA

28. 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 is as follows:

a. Berdasarkan jenis pendapatan

a. By nature of revenues

	2010	2009	
Penjualan minyak dan gas bersih	569,386,907	470,205,454	*Net oil and gas sales*
Penjualan kimia dan produk petroleum lainnya bersih	170,067,443	47,753,921	*Net sales of chemical and other petroleum products*
Pendapatan dari kontrak lain dan jasa terkait	101,492,287	83,772,440	*Revenues from other contracts and related services*
Penjualan tenaga listrik dan jasa terkait lainnya	88,906,813	66,069,563	*Electric power sales and revenue from related services*
Jumlah	**929,853,450**	**667,801,378**	***Total***

b. Berdasarkan pelanggan

b. By customers

	2010	2009	
Pihak yang mempunyai hubungan istimewa			*Related parties*
Petro Diamond Singapore Pte. Ltd.	279,872,608	284,276,793	*Petro Diamond Singapore Pte. Ltd.*
Petro Diamond Ltd., Hong Kong	32,929,000	25,103,223	*Petro Diamond Ltd., Hong Kong*
PT Medcopapua Industri Lestari	2,780,683	-	*PT Medcopapua Industri Lestari*
Pihak ketiga			*Third parties*
Pelanggan dalam negeri	476,995,588	238,909,942	*Local customers*
Pelanggan luar negeri	137,275,571	119,511,420	*Foreign customers*
Jumlah	**929,853,450**	**667,801,378**	***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:

	2010	2009	
Petro Diamond Singapore Pte. Ltd.	279,872,608	284,276,793	*Petro Diamond Singapore Pte. Ltd.*
PT PLN (Persero)	136,412,632	93,194,310	*PT PLN (Persero)*
Petroleum Development Oman	91,274,987	74,999,964	*Petroleum Development Oman*
Jumlah	**507,560,227**	**452,471,067**	***Total***

The original consolidated financial statements included herein are in the Indonesian language.

29. BEBAN POKOK PENJUALAN DAN BIAYA LANGSUNG LAINNYA

Grup mempunyai beban-beban sebagai berikut dalam mengoperasikan, memproses dan menjual produk dan jasanya:

a. Biaya Produksi dan *Lifting*

Akun ini terdiri dari:

	2010	2009	
Biaya overhead operasi lapangan	111,443,239	98,773,440	*Field operations overhead*
Operasi dan pemeliharaan	56,278,621	38,540,436	*Operations and maintenance*
Biaya pipa dan transportasi	22,083,878	17,247,016	*Pipeline and transportation fees*
Pendukung operasi	6,553,191	11,487,417	*Operational support*
Jumlah	**196,358,929**	**166,048,309**	***Total***

b. Biaya Kontrak Lainnya dan Jasa Terkait

Akun ini terutama terdiri dari biaya jasa pengoperasian blok di Oman.

c. Penyusutan, Deplesi dan Amortisasi

Akun penyusutan, deplesi dan amortisasi, adalah sebagai berikut:

	2010	2009	
Operasi minyak dan gas bumi	84,550,074	65,123,382	*Oil and gas operations*
Tenaga listrik	7,159,090	3,651,265	*Electric power*
Kontrak lainnya dan jasa terkait	5,874,780	6,108,914	*Other contracts and related services*
Kimia dan produk petroleum lainnya	5,163,295	2,579,332	*Chemical and other petroleum products*
Jumlah	**102,747,239**	**77,462,893**	***Total***

d. Beban Pokok Penjualan Kimia dan Produk Petroleum Lainnya

Akun ini terdiri dari:

	2010	2009	
Biaya pembelian solar	153,644,194	34,952,590	*Cost of purchases of high speed diesel fuel*
Bahan baku	8,165,295	2,225,357	*Raw materials*
Bahan bakar	2,501,831	1,567,810	*Fuel*
Gaji dan tunjangan lainnya	1,823,421	2,603,435	*Salaries and other allowances*
Material dan perlengkapan	1,599,195	442,500	*Materials and supplies*
Biaya operasi kilang	1,072,885	997,858	*Processing plant operational costs*
Tenaga kerja kontrak	502,928	565,974	*Contract labor*
Sewa	62,886	135,778	*Rentals*
Lain-lain	726,106	180,230	*Others*
Jumlah biaya produksi	170,098,741	43,671,532	*Total production costs*
Persediaan:			*Inventories:*
Pada awal tahun	2,088,490	4,409,530	*At beginning of year*
Pada akhir tahun	(1,999,599)	(2,088,490)	*At end of year*
Jumlah	**170,187,632**	**45,992,572**	***Total***

Biaya pembelian solar pada tahun 2010 termasuk pembelian dari Synergia Trading International Pte. Ltd., pihak yang mempunyai hubungan istimewa sebesar AS$9,9 juta (Catatan 35).

29. COST OF SALES AND OTHER DIRECT COSTS

The Group incurred the following costs to operate, process and sell its products and services:

a. Production and Lifting Costs

This account consists of:

b. Cost of Other Contracts and Related Services

This account mainly represents operational cost to operate the Oman block.

c. Depreciation, Depletion and Amortization

This account represents depreciation, depletion and amortization for the following:

d. Cost of Sales of Chemical and Other Petroleum Products

This account consists of:

Cost of purchases of high speed diesel fuel in 2010 include purchases from Synergia Trading International Pte. Ltd., a related party, amounting to US$9.9 million (Note 35).

The original consolidated financial statements included herein are in the Indonesian language.

29. BEBAN POKOK PENJUALAN DAN BIAYA LANGSUNG LAINNYA (lanjutan)

29. COST OF SALES AND OTHER DIRECT COSTS (continued)

e. Beban Pokok Penjualan Tenaga Listrik dan Jasa Terkait Lainnya

Akun ini terdiri dari sebagai berikut:

e. Cost of Electric Power Sales and Related Services

This account consists of the following:

	2010	2009	
Biaya produksi listrik	51,016,282	42,801,153	*Electricity production costs*
Gaji dan imbalan lainnya	2,399,658	1,815,064	*Salaries and benefits*
Jumlah	**53,415,940**	**44,616,217**	***Total***

f. Beban Eksplorasi

Akun ini terdiri dari:

f. Exploration Expenses

This account consists of:

	2010	2009	
Overhead eksplorasi	15,311,700	7,218,060	*Exploration overhead*
Biaya sumur kering	6,750,520	11,642,614	*Dry hole costs*
Seismik	1,214,196	4,080,392	*Seismic*
Geologi dan geofisika	780,719	1,249,088	*Geological and geophysical*
Jumlah	**24,057,135**	**24,190,154**	***Total***

Biaya sumur kering pada tahun 2010 dan 2009 terutama berasal dari sumur di sejumlah blok di Indonesia.

Dry hole costs in 2010 and 2009 primarily relate to wells in the Indonesian blocks.

g. Biaya Pembelian Minyak Mentah

Akun ini terdiri dari biaya pembelian minyak mentah oleh Grup dari BPMIGAS dan Pertamina.

Tidak terdapat pembelian dari satu pihak yang melebihi 10% dari pendapatan untuk tahun yang berakhir pada tanggal-tanggal 31 Desember 2010 dan 2009.

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 for the years ended December 31, 2010 and 2009.

30. BEBAN USAHA

30. OPERATING EXPENSES

	2010	2009	
Umum dan administrasi			*General and administrative*
Gaji, upah dan imbalan kerja lainnya	89,925,216	65,682,859	*Salaries, wages and other employee benefits*
Sewa	11,688,542	3,132,804	*Rental*
Honorarium profesional	7,692,770	13,745,713	*Professional fees*
Cadangan penurunan nilai piutang	6,365,351	3,938,218	*Allowance for impairment receivables*
Perawatan dan perbaikan	6,247,640	6,150,090	*Repairs and maintenance*
Penyusutan (Catatan 13)	5,213,042	5,537,550	*Depreciation (Note 13)*
Beban kontrak	4,588,962	4,418,979	*Contract charges*
Peralatan dan perlengkapan kantor	2,248,405	4,693,446	*Office supplies and equipment*
Asuransi	1,684,162	5,358,891	*Insurance*
Lain-lain (masing-masing di bawah AS$100.000)	16,197,881	24,927,172	*Others (each below US$100,000)*
Sub-jumlah	151,851,971	137,585,722	*Sub-total*

The original consolidated financial statements included herein are in the Indonesian language.

30. BEBAN USAHA (lanjutan) / *30. OPERATING EXPENSES (continued)*

	2010	2009	
Penjualan			*Selling*
Beban ekspor	13,804,667	14,592,836	*Export expenses*
Perjalanan dinas	3,602,340	2,346,595	*Business travel*
Iklan dan promosi	3,598,453	1,892,719	*Advertising and promotion*
Beban jamuan	413,981	502,255	*Entertainment*
Sub-jumlah	21,419,441	19,334,405	*Sub-total*
Jumlah Beban Usaha	**173,271,412**	**156,920,127**	***Total Operating Expenses***

31. PAJAK PENGHASILAN / *31. 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:

	2010	2009	
Pajak kini			*Current tax expense*
Anak Perusahaan	(105,202,785)	(72,915,436)	*Subsidiaries*
Manfaat (beban) pajak tangguhan			*Deferred tax benefit (expense)*
Perusahaan	-	9,138,756	*Company*
Anak Perusahaan	(22,468,568)	35,609,254	*Subsidiaries*
Sub-jumlah	(22,468,568)	44,748,010	*Sub-total*
Jumlah Beban Pajak	**(127,671,353)**	**(28,167,426)**	***Total Tax Expense***

b. Pajak Kini

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

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:

	2010	2009	
Laba konsolidasi sebelum beban pajak	**215,828,615**	**50,550,356**	***Consolidated income before tax expense***
Dikurangi laba sebelum pajak penghasilan Anak Perusahaan	(360,900,459)	(77,026,293)	*Less income before tax expense of Subsidiaries*
Rugi sebelum pajak - Perusahaan	**(145,071,844)**	**(26,475,937)**	***Loss before tax of the Company***
Dividen dari anak perusahaan	**87,813,414**	**111,989,900**	***Dividend from subsidiaries***
Jumlah laba (rugi) sebelum pajak Perusahaan	**(57,258,430)**	**85,513,963**	***Total income (loss) before tax of the Company***
Perbedaan temporer			***Temporary differences***
Imbalan kerja lain-lain	6,952,120	764,075	*Other employee benefits*
Amortisasi beban ditangguhkan	3,908,429	4,550,677	*Amortization of deferred charges*
Penyusutan aset tetap	2,530,476	621,142	*Depreciation of property and equipment*
Keuntungan dari transaksi derivatif yang belum direalisasikan	(1,155,846)	(12,646,853)	*Unrealized gain from derivative transactions*
Keuntungan dari surat berharga yang belum direalisasikan	(214,884)	(32,163,676)	*Unrealized gain on marketable securities*

The original consolidated financial statements included herein are in the Indonesian language.

31. PAJAK PENGHASILAN (lanjutan)

31. INCOME TAX (continued)

b. Pajak Kini (lanjutan)

b. Current Tax (continued)

	2010	2009	
Perbedaan tetap			***Permanent differences***
Beban bunga	7,570,176	2,096,390	*Interest expense*
Beban yang tidak dapat dikurangkan	2,095,531	4,761,613	*Non-deductible expenses*
Pendapatan tidak kena pajak	(87,917,041)	(124,075,119)	*Non-taxable income*
Pendapatan yang dikenai pajak final	(1,125,981)	(2,743,620)	*Income subjected to final income tax*
Provisi lain-lain	34,820,004	(698,120)	*Other provisions*
Rugi fiskal tahun berjalan Perusahaan	**(89,795,446)**	**(74,019,528)**	***Tax loss of the Company for the year***
Rugi fiskal tahun lalu	(95,940,724)	(104,410,713)	*Prior years tax losses*
Koreksi rugi fiskal tahun lalu	5,596,011	82,489,517	*Adjustment to prior year tax loss*
Rugi fiskal kumulatif pada akhir tahun - Perusahaan	**(180,140,159)**	**(95,940,724)**	***Accumulated tax loss carry forward at end of year - Company***

Perusahaan tidak melakukan provisi untuk beban pajak kini untuk tahun yang berakhir pada tanggal-tanggal 31 Desember 2010 dan 2009 karena Perusahaan masih dalam posisi rugi fiskal.

No provision for current income tax was made by the Company for the years ended December 31, 2010 and 2009 because the Company is still in a tax loss position.

Pada tanggal 22 Maret 2011, Perusahaan belum melaporkan Surat Pemberitahuan Tahunan (SPT) pajak penghasilan badan tahun 2010 kepada Kantor Pajak; namun demikian, manajemen menyatakan bahwa SPT pajak penghasilan badan tahun 2010 akan dilaporkan sesuai dengan perhitungan di atas.

As of March 22, 2011, the Company has not yet submitted its 2010 corporate income tax return to the Tax Office; however, management represents that the Company's 2010 corporate income tax return will be prepared based on the computation as stated above.

Rugi fiskal Perusahaan untuk tahun 2009, sebagaimana disebutkan di atas, sesuai dengan jumlah yang tercantum dalam SPT pajak penghasilan badan tahun 2009 yang dilaporkan ke Kantor Pajak.

The Company's tax loss for 2009, as stated above, conforms with the amount reported to the Tax Office in its 2009 corporate income tax return.

c. Pajak Tangguhan

c. Deferred Tax

Rincian dari aset dan kewajiban pajak tangguhan dari Grup adalah sebagai berikut:

The details of the Group's deferred tax assets and liabilities are as follows:

	31 Desember 2010/ *December 31, 2010*				
	31 Desember/ *December 31, 2009*	Aset/ kewajiban pajak tangguhan kumulatif atas Anak Perusahaan yang dijual/ *Cumulative deferred tax assets/liabilities of divested subsidiaries*	Dibebankan (dikreditkan) ke laporan laba rugi konsolidasi/ *Charged (credited) to consolidated statement of income*	31 Desember/ *December 31, 2010*	
Perusahaan					*Company*
Aset Pajak Tangguhan					*Deferred Tax Assets*
Rugi fiskal	23,985,181	-	(2,775,567)	21,209,614	*Tax losses*
Kewajiban imbalan kerja	493,860	-	1,738,031	2,231,891	*Employee benefit liabilities*
Amortisasi biaya yang ditangguhkan	771,012	-	977,107	1,748,119	*Amortization of deferred expenses*
Penyusutan aset tetap	296,304	-	632,619	928,923	*Depreciation of property, plant and equipment*
Sub-jumlah	25,546,357	-	572,190	26,118,547	*Sub-total*

The original consolidated financial statements included herein are in the Indonesian language.

31. PAJAK PENGHASILAN (lanjutan)

31. INCOME TAX (continued)

c. Pajak Tangguhan (lanjutan)

c. Deferred Tax (continued)

	31 Desember 2010/ *December 31, 2010*				
	31 Desember/ *December 31, 2009*	Aset/ kewajiban pajak tangguhan kumulatif atas Anak Perusahaan yang dijual/ *Cumulative deferred tax assets/liabilities of divested subsidiaries*	Dibebankan (dikreditkan) ke laporan laba rugi konsolidasi/ *Charged (credited) to consolidated statement of income*	31 Desember/ *December 31, 2010*	
Kewajiban Pajak Tangguhan					*Deferred Tax Liabilities*
Keuntungan yang belum direalisasi atas surat berharga	(1,743,612)	-	(283,228)	(2,026,840)	*Unrealized income on marketable securities*
Keuntungan transaksi derivatif yang belum direalisasikan	(504,717)	-	(288,962)	(793,679)	*Unrealized income from derivative transactions*
Sub-jumlah	(2,248,329)	-	(572,190)	(2,820,519)	*Sub-total*
Aset Pajak Tangguhan Bersih - Perusahaan	23,298,028	-	-	23,298,028	*Net Deferred Tax Assets - Company*
Anak Perusahaan	69,646,570	-	22,259,759	47,386,811	*Subsidiaries*
Aset Pajak Tangguhan Grup - Bersih	**92,944,598**	**-**	**22,259,759**	**70,684,839**	***Deferred Tax Assets Group - Net***
Kewajiban Pajak Tangguhan Anak Perusahaan	**(72,175,948)**	**4,039,278**	**(76,360)**	**(68,060,310)**	***Deferred Tax Liabilities Subsidiaries***
Beban Pajak Tangguhan			**22,183,399**		***Deferred Tax Expense***
Dampak selisih kurs			**285,169**		***Effect of foreign exchange***
Beban Pajak Tangguhan Bersih			**22,468,568**		***Net Deferred Tax Expense***

	31 Desember 2009/*December 31, 2009*				
	31 Desember/ *December 31, 2008*	Aset/ kewajiban pajak tangguhan kumulatif atas Anak Perusahaan yang dijual/ *Cumulative deferred tax assets/liabilities of divested subsidiaries*	Dibebankan (dikreditkan) ke laporan laba rugi konsolidasi/ *Charged (credited) to consolidated statement 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*
Amortisasi biaya yang ditangguhkan	-	-	(771,012)	771,012	*Amortization of deferred expenses*
Kewajiban imbalan kerja	302,841	-	(191,019)	493,860	*Employee benefit liabilities*
Penyusutan aset tetap	141,018	-	(155,286)	296,304	*Depreciation of property, plant and equipment*
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*
Sub-jumlah	14,525,929	-	(11,020,428)	25,546,357	*Sub-total*

The original consolidated financial statements included herein are in the Indonesian language.

31. PAJAK PENGHASILAN (lanjutan)

31. INCOME TAX (continued)

c. Pajak Tangguhan (lanjutan)

c. Deferred Tax (continued)

	31 Desember/ *December 31, 2008*	Aset/ kewajiban pajak tangguhan kumulatif atas Anak Perusahaan yang dijual/ *Cumulative deferred tax assets/liabilities of divested subsidiaries*	Dibebankan (dikreditkan) ke laporan laba rugi konsolidasi/ *Charged (credited) to consolidated statement of income*	31 Desember/ *December 31, 2009*	
	31 Desember 2009/*December 31, 2009*				
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***

Rekonsiliasi antara beban pajak dengan hasil perhitungan menggunakan tarif pajak *statutory* yang berlaku atas laba sebelum beban pajak, adalah sebagai berikut:

A reconciliation between the tax expense and the amount computed by applying the statutory tax rate to income before tax expense, is as follows:

	2010	**2009**	
Laba konsolidasi sebelum beban pajak	**215,828,615**	**50,550,356**	***Consolidated income before tax expense***
Dikurangi laba sebelum pajak penghasilan Anak Perusahaan	(360,900,459)	(77,026,293)	*Less income before tax expense of Subsidiaries*
Rugi sebelum pajak Perusahaan	**(145,071,844)**	**(26,475,937)**	***Loss before tax of the Company***
Dividen dari anak perusahaan	**87,813,414**	**111,989,900**	***Dividend from subsidiaries***
Laba sebelum pajak Perusahaan	**(57,258,430)**	**85,513,963**	***Income before tax of the Company***

The original consolidated financial statements included herein are in the Indonesian language.

31. PAJAK PENGHASILAN (lanjutan)

c. Pajak Tangguhan (lanjutan)

31. INCOME TAX (continued)

c. Deferred Tax (continued)

	2010	2009	
Manfaat (beban) pajak menggunakan tarif pajak *statutory* yang berlaku	14,314,607	(23,943,910)	***Tax benefit (expense) using statutory tax rates***
Dampak pajak dari beda tetap:			*Tax effects of permanent differences:*
Pendapatan yang tidak dikenakan pajak	21,979,260	34,741,033	*Non-taxable income*
Pendapatan yang sudah dikenai pajak penghasilan final	281,495	768,214	*Income already subjected to final income tax*
Koreksi rugi fiskal	(25,453,934)	169,200	*Adjustment to tax loss*
Provisi lain-lain	(8,705,001)	195,474	*Other provisions*
Beban bunga	(1,892,544)	(586,989)	*Interest expense*
Beban yang tidak dapat dikurangkan	(523,883)	(1,333,252)	*Non-deductible expenses*
Dampak perubahan tarif pajak	-	(871,014)	*Effect of change in tax rate*
Manfaat (beban) pajak:			*Tax benefits (expense):*
Perusahaan	-	9,138,756	*Company*
Anak Perusahaan	(127,671,353)	(37,306,182)	*Subsidiaries*
Beban Pajak - Bersih	**(127,671,353)**	**(28,167,426)**	***Tax Expense - Net***

Manajemen berpendapat bahwa aset pajak tangguhan Perusahaan dan Anak Perusahaan dapat direalisasi.

The management is of the opinion that the deferred tax assets of the Company and Subsidiaries are recoverable.

32. LABA PER SAHAM

a. Laba per saham

Perhitungan laba per saham dasar berdasarkan 2.941.996.950 saham, yang masing-masing merupakan jumlah rata-rata tertimbang saham pada tahun yang berakhir pada tanggal-tanggal 31 Desember 2010 dan 2009.

32. EARNINGS PER SHARE

a. Earnings per share

The computation of basic earnings per share is based on 2,941,996,950 shares, representing the weighted average number of shares for the years ended December 31, 2010 and 2009, respectively.

	2010	2009	
Laba per saham			*Earnings per share*
Laba bersih untuk tahun berjalan	83,059,576	19,231,994	*Net income for the year*
Laba per saham dasar	0.0282	0.0065	*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).

33. DIVIDEN TUNAI

Pada tanggal 27 May 2010, pemegang saham, pada Rapat Umum Pemegang Saham (RUPS) menyetujui pembagian dividen kas atas buku tahun 2009 sejumlah AS$0,0028 per saham atau setara dengan AS$8,4 juta atau AS$9,6 juta termasuk bagian dari saham treasuri. Dividen telah dibayar pada bulan Juli 2010.

Pada bulan Juni 2009, pemegang saham, pada RUPS tahunan menyetujui pembagian dividen kas atas buku tahun 2008 sejumlah AS$0,015 per saham atau setara dengan AS$44 juta atau AS$50 juta, termasuk bagian dari saham treasuri. Dividen telah dibayar pada bulan Agustus 2009.

33. CASH DIVIDENDS

On May 27, 2010, the stockholders, in their Annual General Meeting (AGM) approved the distribution of cash dividends pertaining to book year 2009 in the amount of US$0.0028 per share or equivalent to approximately US$8.4 million or US$9.6 million including amounts attributable to treasury stock. The dividends were paid in July 2010.

In June 2009, the stockholders, in their AGM, approved the distribution of cash dividends pertaining to book year 2008 in the amount of US$0.015 per share or equivalent to approximately US$44 million or US$50 million, including amounts attributable to treasury stock. The dividends were paid in August 2009.

34. KEWAJIBAN IMBALAN PASCA - KERJA

a. Program Pensiun Iuran Pasti

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.

Perubahan atas pensiun iuran pasti dari Anak Perusahaan yang bergerak dalam eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi adalah sebagai berikut:

34. POST-EMPLOYMENT BENEFITS OBLIGATIONS

a. Defined Contribution Pension Plan

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.

The movements of the defined contribution pension plans of the Subsidiaries involved in the oil and gas exploration and production are as follows:

	2010	2009	
Saldo awal	168,227	243,304	*Beginning balance*
Biaya pensiun tahun berjalan	2,327,952	1,884,329	*Pension cost*
Kerugian selisih kurs	1,703	157,805	*Loss on foreign exchange*
Iuran pensiun yang dibayar dalam tahun berjalan	(2,497,882)	(2,117,211)	*Pension contributions paid*
Saldo akhir	**-**	**168,227**	***Ending balance***

The original consolidated financial statements included herein are in the Indonesian language.

34. KEWAJIBAN IMBALAN PASCA - KERJA (lanjutan)

b. Program Pensiun Imbalan Pasti

Grup mengakui kewajiban program pensiun imbalan pasti untuk karyawan yang bekerja di bidang minyak dan gas bumi pasti sesuai dengan peraturan yang berlaku. Program pensiun imbalan pasti didanai dengan penempatan dana pada PT AIG Life, PT Asuransi Allianz Life Indonesia dan PT Asuransi Jiwa Manulife Indonesia.

Jumlah orang yang berhak memperoleh imbalan tersebut masing-masing adalah 1.095 dan 1.011 orang pada 31 Desember 2010 dan 2009.

i. Analisa kewajiban program pensiun imbalan pasti yang diakui di dalam neraca konsolidasi adalah sebagai berikut:

	2010	2009	
Nilai sekarang kewajiban program pensiun imbalan pasti	92,721,383	69,458,811	*Present value of defined benefit plan obligations*
Nilai wajar aset program imbalan	(84,042,022)	(66,617,532)	*Fair value of plan assets*
Kewajiban program pensiun imbalan kerja yang tidak dilakukan pendanaan	8,679,361	2,841,279	*Unfunded defined benefit plan obligations*
Keuntungan aktuaria yang belum diakui	(664,965)	(674,489)	*Unrecognized actuarial loss*
Kewajiban program pensiun imbalan pasti - bersih (Catatan 19)	**8,014,396**	**2,166,790**	***Defined benefit plan obligations-net (Note 19)***

ii. Analisa biaya program pensiun imbalan pasti pada laporan laba rugi konsolidasi adalah sebagai berikut:

	2010	2009	
Biaya jasa kini	9,351,283	6,545,790	*Current service costs*
Beban bunga	7,484,854	5,711,819	*Interest expense*
Kerugian aktuaria yang diakui	3,993,728	9,332,839	*Actuarial loss recognized*
Pengembalian dari aset yang diharapkan	(4,138,715)	(2,747,380)	*Expected return on plan assets*
Lain-lain	(161,688)	(288,836)	*Others*
Jumlah	**16,529,462**	**18,554,232**	***Total***

34. POST-EMPLOYMENT BENEFITS OBLIGATIONS (continued)

b. Defined Benefit Pension Plan

The Group also recognizes defined benefit plan obligations for the employees involved in oil and gas operations in accordance with applicable regulations. The defined benefits plan is being funded by placing funds in PT AIG Life, PT Asuransi Allianz Life Indonesia and PT Asuransi Jiwa Manulife Indonesia.

The number of people eligible for the benefits is 1,095 and 1,011 as of December 31, 2010 and 2009, respectively.

i. An analysis of defined benefit plan obligations recognized in the consolidated balance sheets is as follows:

ii. An analysis of the defined benefit plan costs in the consolidated statements of income is as follows:

The original consolidated financial statements included herein are in the Indonesian language.

34. KEWAJIBAN IMBALAN PASCA - KERJA (lanjutan)

b. Program Pensiun Imbalan Pasti (lanjutan)

iii. Analisa mutasi kewajiban program pensiun imbalan pasti di neraca konsolidasi adalah sebagai berikut:

34. POST-EMPLOYMENT BENEFITS OBLIGATIONS (continued)

b. Defined Benefit Pension Plan (continued)

iii. An analysis of the movements of defined benefit plan obligations in the consolidated balance sheets is as follows:

	2010	2009	
Saldo awal tahun	2,166,790	(2,811,300)	*Balance at beginning of year*
Biaya imbalan kerja pada tahun berjalan	16,529,462	18,554,232	*Employee benefit costs*
Kontribusi pada tahun berjalan	(9,916,344)	(13,767,580)	*Contributions for the year*
Imbalan kerja yang dibayarkan	(145,672)	(70,932)	*Benefits paid*
Dampak selisih kurs	(619,840)	262,370	*Effect of foreign exchange*
Saldo akhir tahun (Catatan 19)	**8,014,396**	**2,166,790**	***Balance at end of year (Note 19)***

iv. Kewajiban program pensiun imbalan pasti pada tahun 2010 dan 2009 diakui berdasarkan perhitungan tahunan aktuarial oleh Biro Pusat Aktuaria, aktuaris independen, pada tanggal-tanggal 1 Maret 2011 dan 11 Oktober 2010 (2009: 8 Maret 2010), dengan menggunakan asumsi sebagai berikut:

iv. The defined benefit plan obligations in 2010 and 2009 were recognized based on yearly actuarial calculation by Biro Pusat Aktuaria, independent actuaries, dated March 1, 2011 and October 11, 2010 (2009: March 8, 2010), using the following assumptions:

	2010	2009	
Tingkat diskonto	6.5% - 9.0%	10.0% - 10.5%	*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	6% - 10%	10% - 12%	*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*	0.05% - 1% terutama sesuai tingkat usia/*primarily in line with age profile*	*Resignation rate*
Proporsi pengambilan pensiun normal	100%	100%	*Proportion of normal retirements*

c. Undang-Undang Ketenagakerjaan No. 13/2003 dan Imbalan Pasca - Kerja Lainnya

Grup juga mengakui manfaat pasca - kerja lainnya untuk pegawai yang bukan anggota program pension imbalan pasti sesuai dengan Undang-Undang Ketenagakerjaan No. 13 Tahun 2003 dan kebijakan Grup yang berlaku.

c. Labor Law No. 13/2003 and Other Post-employment Benefits

The Group also recognizes post-employment benefits for non-members of the defined benefit plan in accordance with Labor Law No. 13 Year 2003 and the prevailing Group policy.

34. KEWAJIBAN IMBALAN PASCA - KERJA (lanjutan)

c. Undang-Undang Ketenagakerjaan No. 13/2003 dan Imbalan Pasca - Kerja Lainnya (lanjutan)

Jumlah orang yang berhak memperoleh imbalan tersebut masing-masing adalah 928 dan 1.018 orang pada 31 Desember 2010 dan 2009.

i. Analisa kewajiban Undang-Undang Ketenagakerjaaan No. 13/2003 dan imbalan pasca - kerja lainnya yang diakui di dalam neraca konsolidasi adalah sebagai berikut:

34. POST-EMPLOYMENT BENEFITS OBLIGATIONS (continued)

c. Labor Law No. 13/2003 and Other Post-employment Benefits (continued)

The number of people eligible for the benefits is 928 and 1,018 as of December 31, 2010 and 2009, respectively.

i. An analysis of the Labor Law No. 13/2003 and other post-employment benefits obligations recognized in the consolidated balance sheets is as follows:

	2010	2009	
Nilai sekarang kewajiban imbalan pasca - kerja	14,952,802	4,480,253	*Present value of post-employment benefits obligations*
Kewajiban imbalan pasca - kerja yang tidak dilakukan pendanaan	14,952,802	4,480,253	*Unfunded post-employment benefits obligations*
Jasa masa lalu yang belum diakui	(89,738)	(22,223)	*Unrecognized past service cost non vested*
Keuntungan aktuaria yang belum diakui	(940,628)	(367,435)	*Unrecognized actuarial loss*
Jumlah kewajiban imbalan pasca - kerja	**13,922,436**	**4,090,595**	***Total post- employment benefits obligations***

ii. Analisa biaya Undang-Undang Ketenagakerjaan No. 13/2003 dan imbalan pasca - kerja lainnya pada laporan laba rugi konsolidasi adalah sebagai berikut:

ii. An analysis of the Labor Law No. 13/2003 and other post-employment benefits costs in the consolidated statements of income is as follows:

	2010	2009	
Biaya jasa kini	9,642,280	998,243	*Current service costs*
Beban bunga	429,189	320,926	*Interest expense*
Biaya pesangon	272,952	2,904,832	*Termination costs*
Biaya jasa lalu yang diakui segera	67,690	411,940	*Immediate recognition of past service costs*
Amortisasi kerugian aktuaria	6,540	4,840	*Amortization of actuarial losses*
Amortisasi jasa masa lalu	1,004	2,740	*Amortization of past service cost*
Kurtailmen	(251,595)	(1,429,801)	*Curtailment*
Lain-lain	(101,017)	20,719	*Others*
Jumlah	**10,067,043**	**3,234,439**	***Total***

The original consolidated financial statements included herein are in the Indonesian language.

34. KEWAJIBAN IMBALAN PASCA - KERJA (lanjutan)

c. Undang-Undang Ketenagakerjaan No. 13/2003 dan Imbalan Pasca - Kerja Lainnya (lanjutan)

iii. Analisa mutasi kewajiban Undang-Undang Ketenagakerjaan No. 13/2003 dan imbalan pasca - kerja lainnya di neraca konsolidasi adalah sebagai berikut:

34. POST-EMPLOYMENT BENEFITS OBLIGATIONS (continued)

c. Labor Law No. 13/2003 and Other Post-employment Benefits (continued)

iii. An analysis of the movements of Labor Law No. 13/2003 and other post-employment benefits obligations in the consolidated balance sheets is as follows:

	2010	2009	
Saldo awal tahun	4,090,595	3,363,947	*Balance at beginning of year*
Biaya Undang-Undang Ketenaga-kerjaan No. 13/2003 dan imbalan pasca - kerja lainnya pada tahun berjalan	10,067,043	3,234,439	*Labor law No. 13/2003 and other post-employment benefit costs*
Imbalan kerja yang dibayarkan	(600,610)	(3,164,663)	*Benefits paid*
Dampak selisih kurs	365,408	656,872	*Effect of foreign exchange*
Saldo akhir tahun	**13,922,436**	**4,090,595**	***Balance at end of year***

iv. Kewajiban Undang-Undang Ketenagakerjaan No. 13/2003 dan imbalan pasca - kerja lainnya pada tahun 2010 dan 2009 diakui berdasarkan perhitungan tahunan aktuarial oleh PT Dayamandiri Dharmakonsilindo, aktuaris independen, pada tanggal-tanggal 5 Januari 2011 dan 1 Maret 2011 dan PT Sentra Jasa Aktuaria (Biro Pusat Aktuaria) tanggal 1 Maret 2011 (2009: 11 Januari 2010, 29 Januari 2010, 1 Februari 2010, 17 Februari 2010 dan 18 Februari 2010), aktuaris independen, dengan menggunakan asumsi sebagai berikut:

iv. The Labor Law No. 13/2003 and other post-employment benefits obligations in 2010 and 2009 were recognized based on yearly actuarial calculation by PT Dayamandiri Dharmakonsilindo, independent actuaries, dated January 5, 2011 and March 1, 2011 and PT Sentral Jasa Aktuaria (Biro Pusat Aktuaria) dated March 1, 2011 (2009: January 11, 2010, January 29, 2010, February 1, 2010, February 17, 2010 and February 18, 2010), using the following assumptions:

	2010	2009	
Tingkat diskonto	6.5% - 9.4%	10.0% - 10.7%	*Discount rates*
Tingkat proyeksi kenaikan gaji	6% - 10%	10% - 12%	*Salary increment rate*
Tingkat mortalitas	TMI 1999 dan/*and* CSO'80	TMI 1999 dan/*and* CSO'80	*Mortality rate*
Tingkat morbiditas (*disability rate*)	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*	0.05% - 1% terutama sesuai tingkat usia/*primarily in line with age profile*	*Resignation rate*
Proporsi pengambilan pensiun normal	100%	100%	*Proportion of normal retirements*

35. SIFAT HUBUNGAN DAN TRANSAKSI-TRANSAKSI DENGAN PIHAK-PIHAK YANG MEMPUNYAI HUBUNGAN ISTIMEWA

a. Sifat Hubungan Istimewa

i. PT Bank Himpunan Saudara 1906 Tbk dan PT Medcopapua Industri Lestari mempunyai pemegang saham mayoritas dan kendali manajemennya yang sama dengan Perusahaan.

35. 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 and PT Medcopapua Industri Lestari are the same as those of the Company.

35. SIFAT HUBUNGAN DAN TRANSAKSI-TRANSAKSI DENGAN PIHAK-PIHAK YANG MEMPUNYAI HUBUNGAN ISTIMEWA (lanjutan)

a. Sifat Hubungan Istimewa (lanjutan)

ii. Mitsubishi Corporation (MC) adalah salah satu pemegang saham pengendali tidak langsung Perusahaan melalui Encore Energy Pte. Ltd., Petro Diamond Co. Ltd., Hong Kong (PDH), Petro Diamond Singapore (Pte) Ltd. (PDS) dan Tomori E&P Ltd. (TEL), adalah anak perusahaan MC.

iii. PT Donggi Senoro LNG (DSLNG) adalah perusahaan asosiasi dimana Perusahaan memilki penyertaan saham sebesar 20%.

iv. PT Medco Inti Dinamika (INTI) mempunyai sebagian anggota manajemen yang sama dengan perusahaan.

v. PT Medco Duta (DUTA) adalah salah satu pemegang saham Perusahaan.

vi. Synergia Trading International Pte. Ltd. mempunyai anggota manajemen yang sama dengan Anak Perusahaan (PT Medco Sarana Kalibaru).

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.

Manajemen memiliki kebijakan bahwa 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:

35. NATURE OF RELATIONSHIPS AND TRANSACTIONS WITH RELATED PARTIES (continued)

a. Nature of Relationships (continued)

ii. Mitsubishi Corporation (MC) is one of the indirect controlling shareholders of the Company through Encore Energy Pte. Ltd. Petro Diamond Co. Ltd., Hong Kong (PDH) Petro Diamond Singapore (Pte) Ltd. (PDS), and Tomori E&P Ltd. (TEL) are subsidiaries of MC.

iii. PT Donggi Senoro LNG (DSLNG) is an associated company wherby the Company has 20% ownership interest.

iv. PT Medco Inti Dinamika (INTI) has the same key members of management as the Company.

v. PT Medco Duta (DUTA) is a stockholder of the Company.

vi. Synergia Trading International Pte. Ltd. has the same key member of management of a Subsidiary (PT Medco Sarana Kalibaru).

b. Transactions with Related Parties

In the normal course of business, the Group entered into certain transactions with related parties.

It is management's policy that transactions with related parties are 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 is as follows:

35. SIFAT HUBUNGAN DAN TRANSAKSI-TRANSAKSI DENGAN PIHAK-PIHAK YANG MEMPUNYAI HUBUNGAN ISTIMEWA (lanjutan)`

35. NATURE OF RELATIONSHIPS AND TRANSACTIONS WITH RELATED PARTIES (continued)

	2010		2009		
	Jumlah/ *Amount*	Persentase terhadap jumlah/ *Percentage to related totals (%)*	Jumlah/ *Amount*	Persentase terhadap jumlah/ *Percentage to related totals (%)*	
Aset					***Assets***
Kas dan setara kas					*Cash and cash equivalents*
Bank Himpunan Saudara 1906 Tbk	30,174,615	1.32	24,172,457	1.18	*Bank Himpunan Saudara 1906 Tbk*
Piutang usaha					*Trade receivables*
Petro Diamond Singapore Pte. Ltd.	31,674,957	1.39	19,433,501	0.95	*Petro Diamond Singapore Pte. Ltd.*
Petro Diamond Ltd., Hong Kong	16,535,242	0.73	-	-	*Petro Diamond Ltd., Hong Kong*
PT Medcopapua Industri Lestari	922,232	0.04	-	-	*PT Medcopapua Industri Lestari*
Rekening bank yang dibatasi penggunaannya					*Restricted cash in bank*
Bank Himpunan Saudara 1906 Tbk	10,395,446	0.46	10,459,577	0.51	*Bank Himpunan Saudara 1906 Tbk*
Piutang lain-lain					*Other receivables*
Mitsubishi Corporation	260,000,000	11.41	-	-	*Mitsubishi Corporation*
PT Donggi Senoro LNG	1,711,030	0.08	1,684,573	0.08	*PT Donggi Senoro LNG*
Tomori E&P Limited	1,564,976	0.07	-	-	*Tomori E&P Limited*
Jaminan deposito					*Security deposit*
Synergia Trading International Pte. Ltd.	650,000	0.03	-	-	*Synergia Trading International Pte. Ltd.*
Kewajiban					***Liabilities***
Uang muka dari pelanggan					*Advances from customer*
Petro Diamond Singapore Pte. Ltd.	32,238,271	2.20	126,472,218	9.63	*Petro Diamond Singapore Pte. Ltd.*
Hutang usaha					*Trade payables*
Synergia Trading International Pte. Ltd .	3,987,300	0.27	-	-	*Synergia Trading International Pte. Ltd.*
Hutang bank					*Bank loan*
Bank Himpunan Saudara 1906 Tbk	593,618	0.04	577,363	0.04	*Bank Himpunan Saudara 1906 Tbk*
Transaksi					***Transactions***
Penjualan bersih minyak					*Net oil sales*
Petro Diamond Singapore Pte. Ltd.	279,872,608	30.10	284,276,793	42.57	*Petro Diamond Singapore Pte. Ltd.*
Petro Diamond Co. Ltd., Hong Kong	32,929,000	3.54	25,103,223	3.76	*Petro Diamond Co. Ltd., Hong Kong*
Penjualan solar					*High speed diesel sales*
PT Medcopapua Industri Lestari	2,780,683	0.30	-	-	*PT Medcopapua Industri Lestari*
Pembelian solar dan jasa pengangkutan					*Purchase of high speed diesel and transportation services*
Synergia Trading International Pte. Ltd.	9,968,853	1.55	-	-	*Synergia Trading International Pte. Ltd.*

36. 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

36. 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

The original consolidated financial statements included herein are in the Indonesian language.

36. INFORMASI SEGMEN (lanjutan)

36. SEGMENT INFORMATION (continued)

Informasi segmen Grup adalah sebagai berikut:

Segment information of the Group is as follows:

	2010								
	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*	
Penjualan ekstern	256,301,700	101,492,287	170,067,443	88,906,813	313,085,207	-	-	929,853,450	*External sales*
Penjualan antar segmen	298,638,428	8,297,576	3,880,362	708,015	-	-	(311,524,381)	-	*Inter-segment sales*
Jumlah pendapatan	554,940,128	109,789,863	173,947,805	89,614,828	313,085,207	-	(311,524,381)	929,853,450	*Total revenues*
HASIL									***RESULTS***
Hasil segmen	141,041,844	14,322,489	(11,503,458)	10,266,558	(35,250,010)	(872,820)	(3,512,422)	114,492,181	*Segment results*
Laba usaha								114,492,181	*Income from operations*
Keuntungan dari pelepasan Anak Perusahaan - bersih	250,734,352	-	-	-	-	-	-	250,734,352	*Net gain on disposal of Subsidiaries*
Keuntungan transaksi derivatif	-	-	-	454,110	1,155,846	-	-	1,609,956	*Gain from derivative transactions*
Beban bunga - bersih	(2,094,724)	(1,245,947)	(2,500,366)	(7,577,488)	(61,425,950)	(2,566,799)	-	(77,411,274)	*Interest expense - net*
Kerugian penurunan nilai aset	(21,324,554)	-	(983,591)	-	(34,089,303)	-	-	(56,397,448)	*Loss on impairment of assets*
Beban pendanaan - - bersih	(5,254,016)	(65,466)	(55,694)	(255,356)	(5,155,600)	(278,429)	-	(11,064,561)	*Financing charges - net*
Keuntungan (kerugian) dari selisih kurs - bersih	3,666,828	(174,225)	(842,177)	460,015	(6,900,565)	(2,084)	-	(3,792,208)	*Gain (loss) on foreign exchange - net*
Keuntungan (kerugian) atas investasi jangka pendek - bersih	99,106	-	-	-	(2,404,905)	-	-	(2,305,799)	*Gain (loss) on short-term investments*
Bagian hak atas rugi dari perusahaan asosiasi - bersih	128,731	-	(1,961,794)	-	-	-	-	(1,833,063)	*Equity in net losses of associated entities - net*
Lain-lain - bersih	1,515,054	(700,563)	(131,711)	1,973,555	(1,438,901)	30,661	548,384	1,796,479	*Others - net*
Laba (rugi) sebelum beban pajak	368,512,621	12,136,288	(17,978,791)	5,321,394	(145,509,388)	(3,689,471)	(2,964,038)	215,828,615	*Income (loss) before tax expense*
Beban pajak	(123,138,649)	(1,096,858)	(851,523)	(2,584,323)	-	-	-	(127,671,353)	*Tax expense*
Hak minoritas atas laba bersih anak perusahaan yang dikonsolidasi	-	(2,278,812)	-	(2,818,874)	-	-	-	(5,097,686)	*Minority interests in net income of consolidated subsidiaries*
LABA (RUGI) BERSIH	**245,373,972**	**8,760,618**	**(18,830,314)**	**(81,803)**	**(145,509,388)**	**(3,689,471)**	**(2,964,038)**	**83,059,576**	***NET INCOME (LOSS)***
Aset segmen	3,038,264,010	85,942,076	221,921,910	211,678,881	1,854,084,289	68,226,365	(3,230,503,441)	2,249,614,090	*Segment assets*
Investasi saham	629,709	-	6,517,169	3,819,637	283,541,049	-	(283,541,049)	10,966,515	*Investments in shares*
Investasi proyek	15,895,986	-	-	1,591,646	-	-	-	17,487,632	*Investments in projects*
JUMLAH ASET	3,054,789,705	85,942,076	228,439,079	217,090,164	2,137,625,338	68,226,365	(3,514,044,490)	2,278,068,237	***TOTAL ASSETS***
KEWAJIBAN									***LIABILITIES***
Kewajiban segmen	2,195,491,933	61,966,384	166,928,610	132,227,411	1,719,321,494	217,270,511	(3,029,968,534)	1,463,237,809	*Segment liabilities*
Pembelian barang modal	126,944,208	7,101,401	5,374,560	4,320,805	195,915	-	-	143,936,889	*Capital expenditures*
Penyusutan, deplesi dan amortisasi	85,206,035	5,874,780	5,416,078	8,079,752	3,383,636	-	-	107,960,281	*Depreciation, depletion and amortization*
Beban non-kas selain penyusutan, deplesi dan amortisasi	41,456,667	752,852	4,786,786	751,161	41,817,430	775,049	-	90,339,945	*Non-cash expenses other than depreciation, depletion and amortization*

The original consolidated financial statements included herein are in the Indonesian language.

36. INFORMASI SEGMEN (lanjutan)

36. SEGMENT INFORMATION (continued)

a. Segmen Usaha (lanjutan)

a. Business Segment (continued)

	2010								
	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*	
Kas bersih yang diperoleh dari (digunakan untuk) aktivitas usaha	**107,576,912**	**10,034,991**	**(21,355,750)**	**24,403,889**	**(32,735,899)**	**-**	**-**	**87,924,143**	***Net cash provided by (used in) operating activities***
Kas bersih yang digunakan untuk aktivitas investasi	**(154,999,809)**	**(377,883)**	**(8,158,811)**	**(52,437,000)**	**8,282,854**	**-**	**-**	**(207,690,649)**	***Net cash used in investing activities***
Kas bersih yang diperoleh dari (digunakan untuk) aktivitas pendanaan	**14,232,742**	**1,162,185**	**40,660,571**	**19,181,852**	**60,882,846**	**(90,520,276)**	**-**	**45,599,920**	***Net cash provided by (used in) financing activities***

	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*	
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*
Keuntungan atas Investasi jangka pendek bersih	105,730	-	-	-	24,045,844	-	-	24,151,574	*Gains on short-term investment - net*
Keuntungan dari transaksi derivatif	-	-	-	-	6,696,929	-	-	6,696,929	*Gain from derivative transactions*
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 (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*
Kerugian penurunan nilai aset	(12,738,625)	-	-	-	-	-	-	(12,738,625)	*Loss on impairment assets*
Biaya pendanaan - - bersih	(1,590,995)	(33,576)	(31,792)	(258,660)	(6,791,761)	(1,825,031)	-	(10,531,815)	*Financing charges - net*
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*
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.

36. INFORMASI SEGMEN (lanjutan)

36. 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***

b. Segmen Geografis

Tabel berikut ini menampilkan distribusi pendapatan Grup berdasarkan pasar geografis dan aset Grup berdasarkan letak geografis:

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:

Pendapatan

Revenues

Segmen geografis	**2010**	**2009**	***Geographical segment***
Indonesia	504,260,881	273,205,163	*Indonesia*
Luar negeri			*Overseas*
Asia	314,687,761	309,380,017	*Asia*
Timur Tengah	90,291,296	74,476,693	*Middle East*
Amerika Serikat	20,613,512	10,739,505	*United States of America*
Jumlah	**929,853,450**	**667,801,378**	***Total***

The original consolidated financial statements included herein are in the Indonesian language.

36. INFORMASI SEGMEN (lanjutan)

b. Segmen Geografis (lanjutan)

Jumlah Aset

Lokasi geografis	2010	2009	*Geographical location*
Indonesia	4,046,348,410	4,119,047,383	*Indonesia*
Luar negeri			*Overseas*
Asia	1,341,883,043	1,008,356,147	*Asia*
Timur Tengah	247,287,882	202,291,944	*Middle East*
Amerika Serikat	156,593,392	156,629,665	*United States of America*
Jumlah	5,792,112,727	5,486,325,139	*Total*
Eliminasi	(3,514,044,490)	(3,445,815,761)	*Elimination*
Setelah Eliminasi	**2,278,068,237**	**2,040,509,378**	***After Elimination***

Aktivitas Grup terkonsentrasi di beberapa lokasi geografis yang signifikan (Asia, Amerika Serikat dan Timur Tengah). Aktivitas utama berpusat di Indonesia.

Transaksi antar segmen ditetapkan dengan syarat dan kondisi yang normal sebagaimana halnya jika dilakukan dengan pihak ketiga.

36. SEGMENT INFORMATION (continued)

b. Geographical Segment (continued)

Total Assets

The Group's activities are concentrated into several major geographic locations (Asia, USA and the Middle East). The main concentration of activities is in Indonesia.

Intersegment transaction is set with normal terms and conditions as if conducted with third parties.

37. ASET ATAU KEWAJIBAN MONETER DALAM MATA UANG ASING

Grup memiliki aset dan kewajiban dalam mata uang asing dengan rincian sebagai berikut (dalam satuan penuh, kecuali jumlah setara Dolar Amerika):

37. MONETARY ASSETS OR LIABILITIES DENOMINATED IN FOREIGN CURRENCIES

The Group has assets and liabilities denominated in foreign currencies as follows (in full amounts, except US Dollar equivalent):

2010

	Rupiah	Dalam mata uang aslinya/ *in original currency* (dalam jutaan/*in million*) Euro	Lain-lain/ *others*	Setara AS$ (dalam satuan penuh)/ *US$ equivalent (Full amount)*	
Aset					***Assets***
Kas dan setara kas	227,720	0.24	-	25,508,793	*Cash and cash equivalents*
Investasi jangka pendek - bersih	24,631	-	-	2,739,514	*Short-term investments-net*
Piutang usaha	273,843	0.22	0.36	30,968,893	*Trade receivables*
Piutang lain-lain	689,107	-	-	76,644,058	*Other receivables*
Rekening bank yang dibatasi penggunaannya	162,517	-	-	18,075,553	*Restricted cash in banks*
Kewajiban					***Liabilities***
Hutang usaha	(192,190)	-	(2.93)	(23,299,696)	*Trade payables*
Hutang bank	(1,855,621)	-	-	(206,386,536)	*Bank loans*
Kewajiban jangka panjang lainnya	(1,494,630)	-	-	(166,236,215)	*Other long-term payables*
Kewajiban Bersih	**(2,164,623)**	**0.46**	**(2.57)**	**(241,985,636)**	***Net Liabilities***

The original consolidated financial statements included herein are in the Indonesian language.

37. ASET ATAU KEWAJIBAN MONETER DALAM MATA UANG ASING (lanjutan)

37. MONETARY ASSETS OR LIABILITIES DENOMINATED IN FOREIGN CURRENCIES (continued)

2009

	Dalam mata uang aslinya/*in original currency* (dalam jutaan/*in million*)			Setara AS$ (dalam satuan penuh)/ *US$ equivalent (Full amount)*	
	Rupiah	**Euro**	**Lain-lain/ *others***		
Aset					***Assets***
Kas dan setara kas	318,863	0.04	-	34,109,565	*Cash and cash equivalents*
Investasi jangka pendek - bersih	498,054	-	-	52,984,427	*Short-term investments-net*
Piutang usaha	227,035	0.24	0.17	24,441,145	*Trade receivables*
Piutang lain-lain	440,358	-	-	46,846,609	*Other receivables*
Rekening bank yang dibatasi penggunaannya	175,320	-	-	18,651,060	*Restricted cash in banks*
Kewajiban					***Liabilities***
Hutang usaha	(265,343)	(0.20)	(0.02)	(28,402,012)	*Trade payables*
Hutang bank	(1,454,237)	-	-	(154,706,108)	*Bank loans*
Hutang jangka panjang lainnya	(1,491,649)	-	-	(158,686,102)	*Other long-term debt*
Kewajiban bersih	**(1,551,599)**	**0.08**	**0.15**	**(164,761,416)**	***Net Liabilities***

38. INSTRUMEN KEUANGAN

a. Nilai wajar atas instrumen keuangan

Tabel berikut menyajikan klasifikasi instrumen keuangan dan membandingkan nilai tercatat dan taksiran nilai wajar dari instrumen keuangan Grup yang dicatat di laporan neraca konsolidasi pada tanggal 31 Desember 2010 :

38. FINANCIAL INSTRUMENTS

a. Fair values of financial instruments

The following table presents the classification of financial instruments and sets forth the carrying amounts and estimated fair values of the financial instruments of the Group that are carried in the consolidated balance sheet as of December 31, 2010:

	Nilai Tercatat ***Book Value***	**Nilai Wajar** ***Fair Value***	
Aset Keuangan			***Financial Assets***
Aset lancar			*Current assets*
Kas dan setara kas	178,859,393	178,859,393	*Cash and cash equivalents*
Investasi jangka pendek - bersih	168,047,197	168,047,197	*Short-term investments - net*
Rekening bank yang dibatasi penggunaannya	36,716,355	36,716,355	*Restricted cash in banks*
Piutang usaha	180,708,045	180,708,045	*Trade receivables*
Piutang lain-lain	393,162,934	393,162,934	*Other receivables*
Aset derivatif	415,155	415,155	*Derivative assets*
Aset tidak lancar			*Non-current assets*
Piutang lain-lain	4,079,566	4,079,566	*Other receivables*
Rekening bank yang dibatasi penggunaannya	15,669,858	15,669,858	*Restricted cash in banks*
Investasi saham	3,760,000	3,760,000	*Investment in shares of stock*
Aset derivatif	3,105,281	3,105,281	*Derivative assets*
Aset lain-lain	2,782,906	2,782,906	*Other assets*
Jumlah Aset Keuangan	**987,306,690**	**987,306,690**	***Total Financial Assets***

The original consolidated financial statements included herein are in the Indonesian language.

38. INSTRUMEN KEUANGAN (lanjutan)

38. FINANCIAL INSTRUMENTS (continued)

	Nilai Tercatat *Book Value*	Nilai Wajar *Fair Value*	
Kewajiban Keuangan			***Financial Liabilities***
Kewajiban lancar			*Current liabilities*
Hutang bank	85,620,671	85,620,671	*Short-term bank loans*
Hutang usaha	132,624,526	132,624,526	*Trade payables*
Hutang lain-lain	27,671,863	27,671,863	*Other payables*
Beban yang masih harus dibayar dan provisi lain-lain	45,420,442	45,420,442	*Accrued expenses and other provisions*
Kewajiban jangka panjang yang jatuh tempo dalam satu tahun			*Current maturities of long-term debt*
- Hutang bank	89,741,220	89,741,220	*Bank loans -*
- Wesel jangka menengah	20,523,889	20,523,889	*Medium-term notes -*
- Kewajiban derivatif	345,721	345,721	*Derivative liabilities -*
Kewajiban tidak lancar			*Non-current liabilities*
Hutang jangka panjang			*Long-term debt*
- Hutang bank	493,330,538	483,649,249	*Bank loans -*
- Wesel jangka menengah	128,881,891	130,302,536	*Medium-term notes -*
- Obligasi Rupiah	166,236,215	175,477,516	*Rupiah bonds -*
Kewajiban pembongkaran aset dan restorasi area	50,705,914	50,705,914	*Asset abandonment and site restoration obligations*
Kewajiban imbalan pasca - kerja	13,922,436	13,922,436	*Post-employment benefits obligations*
Hutang lain-lain	20,753,538	20,753,538	*Other payables*
Jumlah Kewajiban Keuangan	**1,275,778,864**	**1,276,759,521**	***Total Financial Liabilities***

i. Instrumen keuangan dicatat pada nilai wajar

Instrumen derivatif diukur pada nilai wajarnya dengan menggunakan teknik penilaian internal karena tidak terdapat kuotasi harga pasar untuk intrumen tersebut. Teknik utama yang digunakan untuk menilai instrumen tersebut adalah penggunaan diskonto arus kas *(discounted cash flows).* Data masukan termasuk kurva imbalan, nilai tukar mata uang asing dan harga *spot* dari instrumen yang dijadikan sebagai acuan *(underlying instruments).*

i. Financial instruments carried at fair value

Derivative instruments are measured at fair value by using valuation techniques internally because there are no quoted market prices for those instruments. The main technique used to value the instrument is the use of discounted cash flows. Data inputs include benefit curve, foreign currency exchange rate and spot prices of the instrument use as a reference (underlying instruments).

ii. Instrumen keuangan dicatat sebesar nilai yang mendekati nilai wajarnya

Seluruh aset dan kewajiban lancar seperti disajikan pada tabel di atas, kecuali derivatif, termasuk rekening bank jangka panjang yang dibatasi penggunaanya dan piutang lain-lain jangka panjang adalah sebesar nilai wajarnya sehubungan dengan jatuh temponya dalam jangka pendek dan sifat instrumen keuangan tersebut.

ii. Financial instruments with carrying values approximating their fair values

All current assets and current liabilities listed above, excluding derivatives, as well as non-current restricted cash in banks and other receivables approximate their fair values due to the short-term maturity and nature of such financial instruments.

iii. Instrumen keuangan dicatat pada biaya perolehan

Investasi pada saham biasa yang tidak memiliki kuotasi pasar dengan kepemilikan saham di bawah 20%, dicatat pada biaya perolehan karena nilai wajarnya tidak dapat diukur secara handal.

iii. Financial instruments recorded at acquisition cost

Investments in common shares with no quoted market price representing ownership below 20%, are recorded at cost because fair value cannot be measured reliably.

38. INSTRUMEN KEUANGAN (lanjutan)

iv. Instrumen keuangan dicatat sebesar biaya perolehan yang diamortisasi

Nilai wajar dari hutang jangka panjang (hutang bank, wesel jangka menengah dan obligasi Rupiah), kewajiban pembongkaran aset dan restorasi area, dan kewajiban imbalan pasca - kerja dihitung berdasarkan arus kas yang didiskontokan.

v. Instrumen keuangan lainnya

Nilai wajar dari piutang lain-lain, aset lain-lain dan hutang lain-lain jangka panjang di atas adalah sama dengan nilai tercatat karena nilai wajarnya tidak dapat diukur secara handal.

b. Manajemen Risiko

Kewajiban keuangan utama Grup meliputi hutang jangka pendek dan jangka panjang, hutang usaha dan lain-lain, dan biaya masih harus dibayar. Tujuan utama dari kewajiban keuangan ini adalah untuk mengumpulkan dana untuk operasi Grup. Grup mempunyai berbagai aset keuangan seperti piutang usaha dan kas dan setara kas, yang dihasilkan langsung dari kegiatan usahanya.

Risiko utama yang timbul dari instrumen keuangan Grup adalah risiko suku bunga, risiko mata uang, risiko harga, risiko kredit dan risiko likuiditas. Kepentingan untuk mengelola risiko ini telah meningkat secara signifikan dengan mempertimbangkan perubahan dan volatilitas pasar keuangan baik di Indonesia maupun internasional. Direksi Perusahaan menelaah dan menyetujui kebijakan untuk mengelola risiko-risiko yang dirangkum di bawah ini:

i. Risiko suku bunga

Grup memiliki risiko tingkat suku bunga yang timbul dari fluktuasi tingkat suku bunga dalam pinjaman jangka pendek dan panjang.

38. FINANCIAL INSTRUMENTS (continued)

iv. Financial instruments carried at amortized cost

The fair values of long-term debt (bank loans, medium-term notes, Rupiah bonds), asset abandonment and site restoration obligations, and post-employment benefit obligations are determined based on discounted cash flows method.

v. Other financial instruments

The fair values of non-current other receivables, other assets and other payables listed above are the same as their carring amounts because their fair values cannot be measured reliably.

b. Risk Management

The principal financial liabilities of the Group consist of short-term loans and long-term loans, trade and other payables and accrued expenses. The main purpose of these financial liabilities is to raise funds for the operations of the Group. The Group has various financial assets such as trade receivables and cash and cash equivalents, which arise directly from its operations.

The main risks arising from the Group's financial instruments are interest rate risk, foreign exchange rate risk, price risk, credit risk, and liquidity risk. The importance of managing these risks has significantly increased in light of the considerable change and volatility in both Indonesian and international financial markets.The Company's Directors review and approve the policies for managing these risks which are summarized below:

i. Interest rate risk

The Group is exposed to interest rate risk resulting from fluctuations in interest rates on its short-term and long-term borrowings.

38. INSTRUMEN KEUANGAN (lanjutan)

a. Manajemen Risiko (lanjutan)

i. Risiko suku bunga (lanjutan)

Kebijakan Grup terkait dengan risiko suku bunga adalah dengan mengelola biaya bunga melalui kombinasi pinjaman dengan suku bunga tetap dan variabel. Grup mengevaluasi perbandingan suku bunga tetap terhadap suku bunga mengambang dari hutang bank jangka pendek dan pinjaman jangka panjang sejalan dengan perubahan suku bunga yang relevan di pasar keuangan. Berdasarkan evaluasi manajemen, pembiayaan baru akan ditentukan harganya pada suku bunga tetap atau mengambang.

Tabel dibawah ini menyajikan nilai tercatat, berdasarkan periode jatuh tempo, dari instrumen keuangan Grup yang terkena dampak risiko suku bunga:

38. FINANCIAL INSTRUMENTS (continued)

a. Risk Management (continued)

i. Interest rate risk (continued)

The Group policy relating to interest rate risk is to manage interest cost through a mix of fixed and variable rate debts. The Group evaluates the comparability of the fixed rate to floating rate of its short-term bank loans and long-term loans in line with movements of relevant interest rates in the financial markets. Based on management's assessment, new financing will be priced either on a fixed rate or floating rate basis.

The following table sets out the carrying amounts, by maturity, of the Group's financial instruments that are exposed to interest rate risk:

	2010 (dalam ribuan AS$/*in thousand US$*)					
Keterangan	**Dalam jangka waktu 1 tahun/ *Within 1 year***	**1-2 tahun/ *1-2 years***	**2-5 tahun/ *2-5 years***	**Lebih dari 5 tahun/ *More than 5 years***	**Jumlah/ *Total***	***Description***
Tingkat bunga tetap						***Fixed rate***
Hutang bank (AS$)	(50,000)	(273,628)	(50,000)	-	(373,628)	*Bank loans(US$)*
Obligasi rupiah	-	(56,930)	(109,306)	-	(166,236)	*Rupiah bonds*
Wesel jangka menengah	(20,524)	(68,678)	(60,204)	-	(149,406)	*Medium-term notes*
Hutang sewa guna usaha	(1,759)	(2,010)	(7,919)	(814)	(12,502)	*Finance lease*
Tingkat bunga mengambang						***Floating rate***
Hutang bank (AS$)	(93,592)	(26,332)	(64,382)	(5,000)	(189,306)	*Bank loans (US$)*
Hutang bank (Rp)	(31,770)	(17,488)	(36,748)	(19,752)	(105,758)	*Bank loans (Rp)*
Aset derivatif	415	-	3,105	-	3,520	*Derivative assets*
Kewajiban derivatif	(346)	-	-	-	(346)	*Derivative liabilities*

Bunga atas instrumen keuangan yang diklasifikasikan sebagai tingkat suku bunga mengambang di revisi dalam jangka waktu kurang dari satu tahun, sedangkan untuk yang termasuk dalam klasifikasi sebagai tingkat suku bunga tetap adalah tetap sampai dengan jatuh tempo instrumen keuangan tersebut. Instrumen keuangan Grup lainnya yang tidak termasuk dalam tabel di atas adalah instrumen keuangan yang tidak dikenakan bunga dan oleh karena itu tidak terkena dampak risiko perubahan suku bunga.

Interest on financial instruments classified as floating rate is repriced at intervals of less than one year. Interest on financial instruments classified as fixed rate is fixed until the maturity of the instrument. The other financial instruments of the Group that are not included in the above table are non-interest bearing and are therefore not subject to interest rate risk.

ii. Risiko fluktuasi nilai tukar mata uang asing

Pembukuan Grup dilakukan dalam mata uang Dolar AS sehingga pendapatan, beban, aset dan kewajiban dalam mata uang selain Dolar AS memiliki eksposur terhadap nilai tukar mata uang tersebut terhadap Dolar AS. Aktivitas eksplorasi dan produksi minyak dan gas Grup di berbagai negara tidak terlepas dari eksposur mata uang setempat.

ii. Foreign exchange rate risk

The Group maintains its accounts in US Dollar, therefore, a portion of its revenues, expenses, assets and liabilities which are denominated in other than US Dollar are exposed to currency exchange rates against US Dollar. The oil and gas exploration and production activities of the Group in various countries are also exposed to the currency exchange fluctuations of the local currencies.

38. INSTRUMEN KEUANGAN (lanjutan)

a. Manajemen Risiko (lanjutan)

ii. Risiko fluktuasi nilai tukar mata uang asing (lanjutan)

Untuk mengelola risiko mata uang, Grup menandatangani beberapa kontrak swap dan *forward* valuta asing. Kontrak ini dicatat sebagai transaksi yang tidak ditetapkan sebagai lindung nilai, dimana perubahan nilai wajar dibebankan atau dikreditkan langsung pada laporan laba rugi konsolidasi tahun berjalan (Catatan 20).

iii. Risiko kredit

Risiko kredit adalah risiko dimana salah satu pihak atas instrumen keuangan akan gagal memenuhi kewajibannya dan menyebabkan pihak lain mengalami kerugian keuangan. Risiko kredit yang dihadapi Grup berasal dari kredit yang diberikan kepada pelanggan. Grup melakukan hubungan usaha hanya dengan pihak ketiga yang diakui dan kredibel. Grup memiliki kebijakan untuk semua pelanggan yang akan melakukan perdagangan secara kredit harus melalui prosedur verifikasi kredit. Sebagai tambahan, jumlah piutang dipantau secara terus menerus untuk mengurangi risiko piutang yang tidak tertagih. Eksposur paling besar adalah sebesar nilai tercatat sebagaimana diungkapkan pada Catatan 5 dan 6.

iv. Risiko likuiditas

Risiko likuiditas didefinisikan sebagai risiko saat posisi arus kas Grup menunjukkan bahwa pendapatan jangka pendek tidak cukup untuk menutupi pengeluaran jangka pendek. Kebutuhan likuiditas Grup secara historis timbul dari kebutuhan untuk membiayai investasi dan pengeluaran barang modal dan untuk mendanai operasional.

Dalam mengelola risiko likuiditas, Grup memantau dan menjaga tingkat kas dan setara kas yang dianggap memadai untuk membiayai operasional Grup dan untuk mengatasi dampak dari fluktuasi arus kas. Grup juga secara rutin mengevaluasi proyeksi arus kas dan arus kas aktual, termasuk jadwal jatuh tempo hutang jangka panjang dan terus menelaah kondisi pasar keuangan untuk memelihara fleksibilitas pendanaan dengan cara menjaga ketersediaan komitmen fasilitas kredit. Kegiatan ini bisa meliputi pinjaman bank dan penerbitan ekuitas pasar modal.

38. FINANCIAL INSTRUMENTS (continued)

a. Risk Management (continued)

ii. Foreign exchange rate risk (continued)

To manage foreign exchange rate risks, the Group enters into several swap contracts and forward contracts. These contracts are accounted for as transactions not designated as hedges, wherein the changes in the fair value are charged or credited directly to the current year consolidated statement of income (Note 20).

iii. Credit risk

Credit risk is the risk that one party to financial instruments will fail to discharge its obligation and will incur a financial loss to other party. The Group is exposed to credit risk arising from the credit granted to its customers. The Group trades only with recognized and creditworthy third parties. It is the Group's policy that all customers who wish to trade on credit terms are subject to credit verification procedures. In addition, receivable balances are monitored on an on-going basis to reduce the exposure to bad debts. The most significant exposure to the credit risk is represented by the carrying amounts of financial assets as shown in Notes 5 and 6.

iv. Liquidity risk

The liquidity risk is defined as a risk when the cash flow position of the Group indicates that the short-term revenue is not enough to cover the short-term expenditures. The Group liquidity requirements have historically arisen from the need to finance investments and operational and capital expenditures.

In the management of liquidity risk, the Group monitors and maintains a level of cash and cash equivalents deemed adequate to finance the Group's operations and to mitigate the effects of fluctuations in cash flows. The Group also regularly evaluates the projected and actual cash flow, including long-term loan maturity profiles, and continuously assesses the conditions in the financial market to maintain flexibility in funding by keeping committed credit facilities available. These activities may include bank loans and equity market issues.

38. INSTRUMEN KEUANGAN (lanjutan)

a. Manajemen Risiko (lanjutan)

v. Risiko volatilitas harga

Harga jual minyak Grup berdasarkan pada harga *Indonesian Crude Price* (ICP) yang ditetapkan oleh Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (ESDM) setiap bulannya. Sebagai akibatnya, harga yang diterima oleh Grup untuk produksi minyak, akan tergantung terhadap banyak faktor di luar kendali Grup.

Sebagian besar gas dijual di Indonesia dihitung berdasarkan sistem kontrak dengan harga tetap dan dengan menggunakan mekanisme tingkat eskalasi tertentu yang diterapkan setiap tahunnya. Dalam hal ini terdapat risiko potensi hilangnya peluang pada saat kenaikan harga pasar minyak dan gas bumi jauh melebihi tingkat eskalasi dalam kontrak.

Gas bumi yang diproduksi di Amerika Serikat, dijual berdasarkan harga pasar Henry Hub, sehingga risiko yang dihadapi Grup serupa dengan dampak fluktuasi harga minyak bumi.

38. FINANCIAL INSTRUMENTS (continued)

a. Risk Management (continued)

v. Price volatility risk

The selling price of the Group's oil is based on the price of Indonesian Crude Price (ICP) that is determined by the Ministry of Energy and Mineral Resources (ESDM) on a monthly basis. As a result, the price of oil that is produced by the Group will depend largely on factors beyond the control of the Group.

The natural gas produced in Indonesia is largerly sold on contract basis with fixed price that allows certain level of escalation annually. There exists a potential risk of opportunity loss when the market price of oil and gas increases well above the escalation cap in the contract.

The Group's gases produced in the United States are sold on the spot market on the basis of the Henry Hub market price. Therefore, the risk faced by the Group is similar to the effects of oil and gas price fluctuation.

39. 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.

39. 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.

39. 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 ditandatangani.

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.

39. 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.

39. KESEPAKATAN BAGI HASIL MINYAK DAN GAS (lanjutan)

a. Kesepakatan Bagi Hasil - Indonesia (lanjutan)

ii. Badan Operasi Bersama *(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.

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.

39. OIL AND GAS PRODUCTION SHARING ARRANGEMENTS (continued)

a. Production Sharing Arrangements – Indonesia (continued)

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.

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.

39. KESEPAKATAN BAGI HASIL MINYAK DAN GAS (lanjutan)

a. Kesepakatan Bagi Hasil - Indonesia (lanjutan)

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 2010 adalah sebesar AS$124 juta.

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:

39. OIL AND GAS PRODUCTION SHARING ARRANGEMENTS (continued)

a. Production Sharing Arrangements - Indonesia (continued)

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 contracts.

The Group currently has 12 PSCs, 1 TAC and 2 JOBs in Indonesia.

The remaining commitment for exploration and development expenditures relating to the above contracts as of December 31, 2010 is US$124 million.

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)*

The original consolidated financial statements included herein are in the Indonesian language.

39. KESEPAKATAN BAGI HASIL MINYAK DAN GAS (lanjutan)

b. Kesepakatan Bagi Hasil - Internasional (lanjutan)

39. OIL AND GAS PRODUCTION SHARING ARRANGEMENTS (continued)

b. Production Sharing Arrangements - International (continued)

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 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)*

Komitmen pengeluaran yang masih tersisa untuk kegiatan eksplorasi sehubungan dengan kontrak-kontrak tersebut di atas pada tanggal 31 Desember 2010 adalah sebesar AS$142 juta.

The total remaining commitment for exploration expenditures relating to the above contracts as of December 31, 2010 is US$142 million.

40. KONTRAK, PERJANJIAN DAN IKATAN YANG SIGNIFIKAN

a. Akuisisi dan Pengalihan yang Signifikan

i. 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.

ii. 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.

40. SIGNIFICANT CONTRACTS, AGREEMENTS AND COMMITMENTS

a. Major Acquisitions and Transfers

i. In February 2009, the Group signed an Asset Purchase Agreement with Energy Resources Technology GOM, Inc. (ERT) to acquire a 100% participating interests 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.

ii. PTTEP Merangin Company Limited, a Thailand-based oil and gas company, through a Farmout Agreement and Deed of Assignment of Interests, 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 was approved by BPMIGAS in April 2009.

40. KONTRAK, PERJANJIAN DAN IKATAN YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

a. Akuisisi dan Pengalihan yang Signifikan (lanjutan)

iii. Pada bulan April 2009, Grup juga menandatangani Perjanjian Pembelian Aset dengan 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.

iv. Pada awalnya, Grup (melalui Medco Kakap Holding Pte. Ltd., dahulu merupakan 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%.

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 telah berlaku efektif.

Pada bulan Juli 2009, 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).

v. 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$0,8 juta.

40. SIGNIFICANT CONTRACTS, AGREEMENTS AND COMMITMENTS (continued)

a. Major Acquisitions and Transfers (continued)

iii. In April 2009, the Group signed an Asset Purchase Agreement with ERT to acquire a 100% participating interests 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.

iv. Initially, the Group (through Medco Kakap Holding Pte. Ltd., a former Subsidiary) had a 16% working interests 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%.

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 was already effective.

In July 2009, 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).

v. 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.

40. KONTRAK, PERJANJIAN DAN IKATAN YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

a. Akuisisi dan Pengalihan yang Signifikan (lanjutan)

v. (lanjutan)

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.

Akuisisi tersebut telah diselesaikan pada bulan Agustus 2009. Oleh karena itu, mulai saat itu DTSA dan DTR telah dimasukkan dalam laporan keuangan konsolidasi.

vi. 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%.

vii. 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 telah berlaku efektif pada bulan November 2009.

40. SIGNIFICANT CONTRACTS, AGREEMENTS AND COMMITMENTS (continued)

a. Major Acquisitions and Transfers (continued)

v. (continued)

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.

The acquisitions were closed in August 2009. Accordingly, since then DTSA and DTR have been included in the consolidated financial statements.

vi. In December 2009, the Group signed a Sale and Purchase Agreement with PT Cenergy Power to sell its 20% ownership interests 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%.

vii. 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 interests 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 in November 2009.

40. KONTRAK, PERJANJIAN DAN IKATAN YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

a. Akuisisi dan Pengalihan yang Signifikan (lanjutan)

viii. 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.

ix. Pada bulan Februari 2010, MPI menandatangani Perjanjian Jual Beli Saham untuk pembelian 70% saham PT Universal Batam Energi (UBE) sebesar Rp999 milyar. Perjanjian ini telah berlaku efektif pada bulan Februari 2010.

x. Pada bulan Juli 2010, MPI menandatangani Perjanjian Jual Beli Saham dengan PT Multi Sakadaya untuk pembelian 85% saham PT Elnusa Prima Elektrika dan PT Multidaya Prima Elektrindo.

xi Pada awalnya, Grup, melalui PT Medco E&P Tomori Sulawesi (MEPTS) memiliki 50% hak partisipasi di PSC Senoro-Toili.

Pada bulan Desember 2010, MEPTS menandatangani perjanjian untuk mengalihkan 20% hak partisipasi di PSC Senoro Toili kepada Tomori E&P Limited (TEL), anak perusahaan yang dimiliki sepenuhnya oleh Grup. Pada bulan Desember 2010, BPMIGAS memberikan konfirmasi untuk pencatatan pengalihan hak partisipasi, sehingga komposisi kepemilikan hak partisipasinya setelah pengalihan menjadi MEPTS-30%, TEL-20% dan PT Pertamina Hulu Energi Tomori Sulawesi-50%.

Pada bulan yang sama, Grup menandatangani perjanjian pelepasan 100% kepemilikan saham TEL kepada Mitsubishi Corporation (MC) sebesar AS$260 juta. Pada tanggal 31 Desember 2010, seluruh kondisi penjualan telah terpenuhi dan divestasi atas TEL yang memiliki 20% hak partisipasi berlaku efektif. Grup mengakui keuntungan atas divestasi di 2010 sebesar AS$250 juta. Grup menerima pembayaran dari divestasi tersebut sebesar AS$260 juta di bulan Januari 2011.

40. SIGNIFICANT CONTRACTS, AGREEMENTS AND COMMITMENTS (continued)

a. Major Acquisitions and Transfers (continued)

viii. PTTEP Bengara I Company Limited, a Thailand-based oil and gas company, through a Withdrawal Agreement and Deed of Assignment of Interests, assigned its 23.33% working interests in the Bengara I PSC to PT Medco E&P Bengara effective November 14, 2009.

ix. In February 2010, MPI signed a Share Sale and Purchase Agreement for the acquisition of 70% equity in PT Universal Batam Energi (UBE) for Rp999 billion. This agreement took effect in February 2010.

x. In July 2010, MPI signed a Share Sale and Purchase Agreement with PT Multi Sakadaya for the acquisition of 85% equity in PT Elnusa Prima Elektrika and PT Multidaya Prima Elektrindo.

xi. Initially, the Group, through PT Medco E&P Tomori Sulawesi (MEPTS), had a 50% working interest in the Senoro-Toili PSC.

In December 2010, MEPTS signed an agreement for the transfer of a 20% undivided interest in Senoro-Toili Production Sharing Contract to Tomori E&P Limited (TEL), a wholly-owned subsidiary of the Group. In December 2010, BPMIGAS granted confirmation on such working interest transfer, therefore, the composition of working interest ownership subsequent to the transfer becomes MEPTS-30%, TEL-20% and PT Pertamina Hulu Energi Tomori Sulawesi-50%.

In the same month, the Group signed an agreement for the divestment of 100% equity of TEL to Mitsubishi Corporation (MC) for US$260 million. As of December 31, 2010, all the sale conditions had been fulfilled and the divestment of TEL became effective. The Group recognized a gain on divestment in 2010 of US$250 million. The Group received the payment of US$260 million for such divestment in January 2011.

40. KONTRAK, PERJANJIAN DAN IKATAN YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

a. Akuisisi dan Pengalihan yang Signifikan (lanjutan)

xi. (lanjutan)

Sejak tanggal efektifnya divestasi ini, TEL dan aset dan kewajiban terkait dengan 20% hak partisipasi di KKS Blok Senoro Toili tidak lagi dimasukan ke dalam laporan keuangan konsolidasi Grup, dan sebagai konsekuensi, cadangan terbukti minyak dan gas bumi Grup menurun sebesar 45.376 MBOE (ribu barel setara minyak) karena dikecualikannya cadangan terkait dengan divestasi hak partisipasi.

xii. Pada awal tahun 2006, Grup menandatangani suatu perjanjian komersil (*economic agreement*) dengan Singapore Petroleum Company (SPC) dan Cue Energy Resources Limited (Cue), dimana SPC dan Cue mengalihkan 18,2% dan 6,8% hak ekonomis dari 40% dan 15% hak partisipasi mereka masing-masing di Lapangan Jeruk dari Sampang PSC, sehingga Grup memperoleh hak ekonomis bersih sebesar 25% dari Lapangan Jeruk. SPC dan Cue adalah pemegang langsung hak partisipasi dari Sampang PSC, dimana pemegang hak partisipasi lainnya adalah Santos yang merupakan operator dari PSC tersebut. Sesuai dengan economic agreement tersebut, Grup membayar secara proporsional biaya pengeboran sumur Jeruk.

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.

40. SIGNIFICANT CONTRACTS, AGREEMENTS AND COMMITMENTS (continued)

a. Major Acquisitions and Transfers (continued)

xi. (continued)

At the effective date of the divestments, TEL and the assets and liabilities associated with the 20% working interest in Senoro-Toili PSC were no longer included in the Group's consolidated financial statements, and as a consequence, the Group's proved oil and gas reserves declined by 45,376 MBOE (thousand barrel oil equivalent) due to exclusion of the reserves associated with the divested working interest.

xii. In early 2006, the Group entered into a commercial agreement (economic agreement) with the Singapore Petroleum Company (SPC) and Cue Energy Resources Limited (Cue) - 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 interests in the Jeruk Field of Sampang PSC. SPC and Cue respectively are the direct holders of participating interest in Sampang PSC, in addition to Santos which is the operator of the PSC. In accordance with the economic agreement, the Group agreed to assume proportionate share of Jeruk costs.

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 had 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.

40. KONTRAK, PERJANJIAN DAN IKATAN YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

a. Akuisisi dan Pengalihan yang Signifikan (lanjutan)

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 di atas melalui mekanisme yang diatur dalam "*economic agreement*".

xiii. Pada tahun 2010 dan 2009, Direksi Perusahaan telah dan tetap melanjutkan program optimalisasi aset melalui pelepasan sebagian atau seluruh aset-aset tertentu Grup. Program optimalisasi aset ini adalah atas aset/anak usaha tertentu antara lain PT Medco Power Indonesia, PT Medco Ethanol Lampung, PT Exspan Petrogas Intranusa, Medco Energi Global Pte. Ltd., dan atas beberapa PSC yang dimiliki oleh Grup. Dengan program ini diharapkan Grup dapat memaksimalkan nilai dan mengurangi risiko dari aset-aset tersebut.

b. Perjanjian Pasokan Gas

Pada tanggal 31 Desember 2010, Grup mempunyai kontrak-kontrak Perjanjian Pasokan Gas dan Jual Beli Tenaga Listrik yang signifikan dan masih berlaku sebagai berikut:

40. SIGNIFICANT CONTRACTS, AGREEMENTS AND COMMITMENTS (continued)

a. Major Acquisitions and Transfers (continued)

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".

xiii. In 2010 and 2009, the Company's Directors have undertaken and continue to undertake asset optimization program through partial or complete divestments of certain assets of the Group. This optimization program pertains to some of the Group's subsidiaries/assets amongst others, PT Medco Power Indonesia, PT Medco Ethanol Lampung, PT Exspan Petrogas Intranusa, Medco Energi Global Pte. Ltd., and some of the Group's PSCs. Through this optimization program, the Group expects to be able to maximize the value and to reduce the risks relating to those assets.

b. Gas Supply Agreements

The significant existing Gas Supply and Transfer of Power Purchase Agreements of the Group as of December 31, 2010 are as follows:

Perusahaan/*Company*	Tanggal Perjanjian/*Date of Agreement*	Komitmen/*Commitment*	Periode Kontrak/ *Contract Period*
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.* Sesuai dengan syarat dan ketentuan dalam perjanjian./ *In accordance with terms and conditions as stated in the agreement.*
PT Mitra Energi Buana	24 Juli/ *July* 2006	Komitmen untuk memasok dan menjual gas sebanyak 2,5 BBTUD dan harga gas berkisar dari AS$2,65/MMBTU sampai dengan AS$3,59/ MMBTU./ *Commitment to supply and sell gas in the quantity of 2.5 BBTUD 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.*

The original consolidated financial statements included herein are in the Indonesian language.

40. KONTRAK, PERJANJIAN DAN IKATAN YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

40. 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*	Periode Kontrak/ *Contract Period*
PT Medco E&P Indonesia			
PT Perusahaan Listrik Negara (Persero)	20 Januari/ *January* 2006 dirubah terakhir dengan perjanjian/ *last amended with agreement dated* 1 Februari/ *February* 2010	Komitmen untuk memasok dan menjual gas sebanyak 13.860 BBTU dengan harga gas berkisar dari AS$4,17/MMBTU sampai dengan AS$4,83/MMBTU./ *Commitment to supply and sell gas involving 13,860 BBTU at an agreed price ranging from US$4.17/MMBTU to US$4.83/MMBTU.*	5 tahun/*years.*
PT Meta Epsi Pejebe Power Generation (MEPPO-GEN)	20 Januari/ *January* 2006	Komitmen untuk memasok gas sebanyak 14,5 BBTUD selama masa kontrak, dengan harga AS$2,3/MMBTU./ *Commitment to supply gas involving 14.5 BBTUD during the 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.*
PT Sarana Pembangunan Palembang Jaya (SP2J)	13 April/ *April* 2010	Komitmen untuk memasok gas sebanyak 0,15 BBTUD - 1 BBTUD dengan harga AS$2,73 MMBTU./ *Commitment to supply gas involving 0.15 BBTUD - 1 BBTUD with an agreed gas price of US$2.73 MMBTU.*	4 tahun atau sampai jumlah yang disepakati dipenuhi./ *4 years or when such quantity has been fully supplied.*
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 disepakati 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 sebanyak 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 in the first year of delivery. Subsequently, the gas price will be calculated based on a formula stated in the contract. Gas delivery has been discontinued since December 2007.*	9 tahun atau sampai seluruh jumlah yang disepakati telah dipasok./ *9 years or until such quantity has been fully supplied.*

The original consolidated financial statements included herein are in the Indonesian language.

40. KONTRAK, PERJANJIAN DAN IKATAN YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

40. 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*	Periode Kontrak/ *Contract Period*
PT Medco E&P Indonesia			
PT Perusahaan Listrik Negara (Persero)	30 Desember/ *December* 2003 dan terakhir dirubah dengan perjanjian/*and last amended with agreement dated* 17 Maret/ *March* 2010	Komitmen untuk memasok dan menjual gas sebanyak 7 BBTUD untuk Desember 2009 sampai dengan Maret 2010 dan 12,5 BBTUD untuk April 2010 sampai dengan 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 disepakati 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.*
PT Pertamina EP	19 Februari/ *February* 2010	Komitmen untuk membeli gas sebanyak 1.395,96 MMBTU dengan harga gas berkisar dari AS$3,94/MMBTU sampai dengan AS$4,43/ MMBTU./ *Commitment to buy 1,395.96 MMBTU of gas with agreed price ranging from US$3.94/MMBTU to US$4.43/MMBTU.*	27 April 2009 sampai dengan 27 Nopember 2013, atau sampai dengan jumlah yang disepakati telah dipasok./ *April 27, 2009 up to November 27, 2013, or until such quantity in ageement has been fully supplied.*
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.*
Perusahaan Daerah Kota Tarakan	22 Januari/ *January* 2009	Komitmen untuk memasok gas sebesar 1-3 BBTUD dengan harga gas sebesar AS$3/MMBTU dengan eskalasi kenaikan harga 2,5% per tahun./ *Commitment to supply 1-3 BBTUD of gas at a price of US$3/MMBTU, escalating by 2.5% per year.*	*10 tahun/years.*

The original consolidated financial statements included herein are in the Indonesian language.

40. KONTRAK, PERJANJIAN DAN IKATAN YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

40. 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*	Periode Kontrak/ *Contract Period*
PT Medco E&P Indonesia			
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.*
PT PLN Tarakan	1 April/*April* 2010	Komitmen untuk memasok dan menjual gas sebanyak 10.134 BBTU dengan harga rata-rata selama kontrak sebesar AS$3,98/MMBTU dengan estimasi nilai kontrak AS$37,49 juta./ *Commitment to supply and sell 10,134 BBTU of gas at average gas price during contract period of US$ 3.98/MMBTU with total value of US$37.49 million.*	5 tahun atau sampai seluruh jumlah yang disepakati telah dipasok./ *5 years or until 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 Keramasan, Blok Sumatra Selatan dan Tengah sebanyak 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 terakhir dirubah pada tanggal/ *last amended on* 8 Februari/ *February* 2010	Komitmen untuk memasok dan menjual gas sebanyak 48,6 BBTUD dengan harga berkisar dari AS$4,93/MMBTU sampai dengan AS$5,18/ MMBTU./ *Commitment to supply and sell gas involving 48.6 BBTUD at an agreed price ranging from US$4.93/MMBTU to US$5.18/MMBTU.*	Sampai berakhirnya kontrak PSC atau sampai kuantitas 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 terakhir dirubah pada tanggal/last *amended on* 15 April /*April* 2010	Komitmen untuk memasok gas alam yang berasal dari Lapangan Singa di Blok Lematang sebanyak 53 ribu BBTU dengan harga berkisar dari AS$5,20/MMBTU sampai dengan AS$5,57/ MMBTU./ *Commitment to supply natural gas from Singa Field in Lematang Block with the total gas volume of 53 thousand BBTU at an agreed price ranging from US$5.20/MMBTU to US$5.57/MMBTU.*	3 tahun dan 2 bulan sejak bulan Maret 2010./ *3 years and 2 months starting March 2010.*

The original consolidated financial statements included herein are in the Indonesian language.

40. KONTRAK, PERJANJIAN DAN IKATAN YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

b. Perjanjian Pasokan Gas (lanjutan)

40. SIGNIFICANT CONTRACTS, AGREEMENTS AND COMMITMENTS (continued)

b. Gas Supply Agreements (continued)

Perusahaan/*Company*	Tanggal Perjanjian/*Date of Agreement*	Komitmen/*Commitment*	Periode Kontrak/ *Contract Period*
PT Medco E&P Malaka			
PT Pupuk Iskandar Muda (Persero)	10 Desember/ *December* 2007 terakhir dirubah pada tanggal/*last amended on* 12 Nopember/ *November 12,* 2010	Komitmen untuk memasok gas sebanyak 110 BBTUD dengan harga AS$6,50 + 0,35 x (*bulk urea prilled price* - 425/34) per MMBTU./ *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.*	32 bulan setelah 12 Nopember 2010./ *32 Months after November 12, 2010.*
PT Perusahaan Listrik Negara (Persero)	9 April/ *April* 2008	Komitmen untuk memasok gas sebanyak 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$565.99 million.*	17 tahun/*years.*
PT Medco E&P Tomori			
PT Donggi Senoro LNG	22 Januari/ *January* 2009	Komitmen untuk memasok gas sebanyak 227 BBTUD dengan harga gas dihitung berdasarkan rumus tertentu dalam AS$/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 dirubah pada tanggal 20 Mei 2010/*amended on May 20,2010*	Komitmen untuk memasok gas maksimum sebanyak 28,85 BBTUPD yang berasal dari Lapangan Sembakung Selatan./ *Commitment to supply a maximum of 28.85 BBTUPD of gas produced from South Sembakung Field.*	11 tahun sejak kwartal 4 tahun 2011./ *11 years starting from the fourth quarter of 2011.*

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 berlaku secara retrospektif dari 1 April 2008 dan belum efektif sampai dengan tercapainya kondisi tertentu.

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.

40. KONTRAK, PERJANJIAN DAN IKATAN YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

c. Perjanjian Lain-lain (lanjutan)

i. Perjanjian Pengelolaan Kilang Metanol Bunyu (lanjutan)

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 tersebut. Kewajiban terkait hal ini diperkirakan sebesar AS$6,7 juta sudah dicatat dalam laporan keuangan konsolidasi. Sampai dengan tanggal penyelesaian laporan keuangan konsolidasi, Grup masih dalam proses untuk melakukan rekondisi terhadap kilang methanol tersebut.

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 40, pada bulan Maret 2009, Grup mengajukan pemutusan kontrak ini, dan pemutusan telah berlaku efektif mulai 18 April 2009.

40. SIGNIFICANT CONTRACTS, AGREEMENTS AND COMMITMENTS (continued)

c. Other Agreements (continued)

i. Methanol Bunyu Refinery Operations Agreement (continued)

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 consolidated financial statements. As of the date of the completion of the consolidated financial statements, Group still in the process to perform recondition of the methanol plant.

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 40, in March 2009, the Group requested for the termination of this contract between the counterparties, which termination became effective on April 18, 2009.

40. KONTRAK, PERJANJIAN DAN IKATAN YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

c. Perjanjian Lain-lain (lanjutan)

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 yang merupakan pemegang saham tidak langsung dari Grup.

Penunjukan Mitsubishi sebagai pembeli dilakukan melalui tender terbuka tapi terbatas, dengan kriteria-kriteria yang telah ditetapkan.

iv. 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 23 tahun. Untuk tujuan ini, pada bulan April 2006, didirikan PT TJB Power Services (TJBPS), anak perusahaan, yang akan bertindak sebagai Operator tersebut.

40. SIGNIFICANT CONTRACTS, AGREEMENTS AND COMMITMENTS (continued)

c. Other Agreements (continued)

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 Corporations which 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.

iv. 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 23 years. For this purpose, in April 2006, PT TJB Power Services (TJBPS), a subsidiary, was established to undertake the role as the Operator.

40. KONTRAK, PERJANJIAN DAN IKATAN YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

c. Perjanjian Lain-lain (lanjutan)

iv. Perjanjian Operasi dan Pemeliharaan (lanjutan)

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.

v. 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.

40. SIGNIFICANT CONTRACTS, AGREEMENTS AND COMMITMENTS (continued)

c. Other Agreements (continued)

iv. Operation and Maintenance Agreement (continued)

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.

v. 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.

40. KONTRAK, PERJANJIAN DAN IKATAN YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

c. Perjanjian Lain-lain (lanjutan)

v. 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.

vi. 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.

Berdasarkan syarat-syarat dan kondisi-kondisi dari perjanjian sehubungan dengan kewajiban jangka panjang tersebut, Grup harus mematuhi batasan-batasan tertentu, antara lain memperoleh persetujuan sebelum melakukan tindakan-tindakan seperti: merger atau akuisisi, mengalihkan pesawat, mematuhi peraturan yang berlaku, memberikan pemberitahuan tertulis secara cepat kepada Airfast apabila terdapat litigasi terhadap Grup yang berpengaruh terhadap pemenuhan kewajiban sewa.

Sisa komitmen terkait dengan sewa ini adalah sebagaimana disajikan pada Catatan 17.

vii. Perjanjian Pengembangan *Coal Bed Methane* (CBM)

Pada bulan Februari 2009, Grup melalui PT Medco Energi CBM Indonesia 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%.

40. SIGNIFICANT CONTRACTS, AGREEMENTS AND COMMITMENTS (continued)

c. Other Agreements (continued)

v. 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.

vi. 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.

Under the terms and conditions of this long-term obligation, the Group is subject to various covenants, among others, obtaining approval prior to undertaking certain actions such as: mergers or acquisitions, transferring the aircraft, complying with the local regulations, giving prompt written notice to Airfast of any litigation against the Group that might affect its ability to perform its obligations under the lease.

The remaining commitments under this lease are as outlined in Note 17.

vii Agreement for the Development of Coal Bed Methane (CBM)

In February 2009, the Group through PT Medco Energi CBM Indonesia and Arrow Energy (Indonesia) Holdings Pte. Ltd. (Arrow), has 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 interests.

40. KONTRAK, PERJANJIAN DAN IKATAN YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

c. Perjanjian Lain-lain (lanjutan)

vii. Perjanjian Pengembangan *Coal Bed Methane* (CBM) (lanjutan)

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.

Pada 3 Desember 2010, Perusahaan melalui PT Medco CBM Pendopo menandatangani CBM *Production Sharing Contract* dengan Dart Energy Pte. Ltd. (dahulu Arrow) untuk melakukan kegiatan pengembangan CBM di Blok Muralim, Sumatra Selatan.

viii. 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 *Add-on Combined Cycle Power Plant* di Batam. Transaksi ini akan berlaku efektif apabila syarat dan kondisi yang disetujui dalam perjanjian telah terpenuhi. Pada tanggal penyelesaian laporan keuangan konsolidasi, belum semua kondisi dan syarat tersebut terpenuhi, sehingga transaksi ini belum efektif.

ix. 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.

40. SIGNIFICANT CONTRACTS, AGREEMENTS AND COMMITMENTS (continued)

c. Other Agreements (continued)

vii. Agreement for the Development of Coal Bed Methane (CBM) (continued)

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.

On December 3, 2010, the Company through PT Medco CBM Pendopo, signed a CBM Production Sharing Contract with Dart Energy Pte. Ltd. (previously Arrow) to carry out CBM development activities in Muralim Block, South Sumatra.

viii. 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 Add-on 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 completion of the consolidated financial statements, certain conditions have not been met, as such, the agreement has not yet taken effect.

ix. 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.

40. KONTRAK, PERJANJIAN DAN IKATAN YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

c. Perjanjian Lain-lain (lanjutan)

x. 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, Julius Baer dan UBS AG (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$165,3 juta dan AS$189 juta pada tanggal-tanggal 31 December 2010 dan 2009. Investasi ini disajikan sebagai bagian dari "Investasi Jangka Pendek" dalam neraca konsolidasi (Catatan 4).

xi. Sewa Gedung

Grup menandatangani perjanjian sewa gedung dengan PT Api Meta Graha untuk menyewa Gedung The Energy selama 5 tahun dimulai pertengahan tahun 2009. Pembayaran sewa gedung ini dilakukan secara kwartalan dan dibayar di muka.

Sisa komitmen sewa Gedung The Energy adalah sejumlah AS$17,5 juta yang merupakan biaya sewa untuk 3 tahun.

40. SIGNIFICANT CONTRACTS, AGREEMENTS AND COMMITMENTS (continued)

c. Other Agreements (continued)

x. 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, Julius Baer and UBS AG (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$165.3 million and US$189 million as of December 31, 2010 and 2009, respectively. These are presented as part of "Short-term Investments" in the consolidated balance sheets (Note 4).

xi. Building Rental

The Group has signed a lease agreement with PT Api Meta Graha to rent The Energy Building for 5 years starting mid-2009. The rental is paid on a quarterly basis and paid in advance.

The remaining rental commitment on The Energy Building amounts to US$17.5 million which represents the rental cost in the next 3 years.

40. KONTRAK, PERJANJIAN DAN IKATAN YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

c. Perjanjian Lain-lain (lanjutan)

xii. Perjanjian Jual Beli LNG

Pada bulan Oktober 2010, PT Donggi Senoro LNG (DSLNG), yang sahamnya dimiliki 20% oleh Grup, telah menandatangani Pokok-Pokok Perjanjian untuk Jual Beli LNG yang Diamendemen dan Dinyatakan Kembali (A&R LNG HOA) dengan Chubu Electric Power Co., Inc. (Chubu). Berdasarkan A&R LNG HOA tersebut, Chubu akan membeli sebanyak 1 juta ton LNG per tahun dari DSLNG untuk jangka waktu 13 tahun mulai tahun 2014. LNG tersebut akan diproduksi oleh kilang LNG milik DSLNG mulai tahun 2014.

xiii. Perjanjian Kerjasama Pemasaran LNG

Pada bulan Oktober 2010, Grup dan mitra kerjanya dalam proyek Pengembangan Gas Senoro hilir yang juga merupakan pemegang saham dari DSLNG, yaitu PT Pertamina (Persero) (Pertamina) dan Mitsubishi Corporation (MC), menandatangani Pokok-pokok Perjanjian untuk melakukan Kerjasama Pemasaran LNG (MJV HOA) dengan Chubu. Berdasarkan MJV HOA tersebut, Chubu, Pertamina, MC dan Grup akan melakukan kerjasama untuk memasarkan LNG yang dibeli oleh Chubu untuk dialihkan kepada pembeli berpotensi lainnya.

xiv. Perpanjangan PSC

Pada bulan Oktober 2010, Pemerintah Republik Indonesia melalui Badan Pelaksana Kegiatan Hulu Migas (BPMIGAS) memberikan persetujuan perpanjangan kontrak kerja sama (PSC) wilayah kerja Blok South & Central Sumatra (S&CS), Blok A dan Bawean.

Perpanjangan PSC S&CS berlaku untuk jangka waktu 20 (dua puluh) tahun, yang akan berlaku efektif dari tanggal 28 November 2013 sampai dengan 27 November 2033, dengan nilai komitmen sebesar AS$24 juta.

Perpanjangan PSC Bawean berlaku untuk jangka waktu 20 (dua puluh) tahun, yang akan berlaku efektif dari tanggal 12 Februari 2011 sampai dengan 11 Februari 2031, dengan nilai komitmen sebesar AS$50,5 juta.

40. SIGNIFICANT CONTRACTS, AGREEMENTS AND COMMITMENTS (continued)

c. Other Agreements (continued)

xii. LNG Sale and Purchase Agreement

In October 2010, PT Donggi Senoro LNG (DSLNG), in which the Group owns a 20% equity, signed an Amended and Restated Heads of Agreement for LNG Sale and Purchase (A&R LNG HOA) with Chubu Electric Power Co., Inc. (Chubu). Pursuant to the A&R LNG HOA, Chubu will purchase 1 million tons of LNG per annum from DSLNG for a 13-year period beginning from 2014. The LNG will be produced by DSLNG's LNG plant starting in 2014.

xiii. Joint Venture to market LNG Agreement

In October 2010, the Group and its partners in downstream Senoro Gas Development Project and the shareholders of DSLNG, namely, PT Pertamina (Persero) (Pertamina) and Mitsubishi Corporation (MC), signed a Marketing Joint Venture Heads of Agreement (MJV HOA) with Chubu. Pursuant to the MJV HOA, Chubu, Pertamina, MC and the Group will establish a joint venture to market LNG purchased by Chubu and to be diverted to other potential buyers.

xiv. PSC Extension

In October 2010, the Government of the Republic of Indonesia through the Upstream Oil and Gas Supervisory Agency (BPMIGAS) approved the extensions of the respective Production Sharing Contracts (PSC) of South & Central Sumatra (S&CS), Block A and Bawean.

The extension of S&CS PSC is for 20 (twenty) years, which will be effective from November 28, 2013 up to November 27, 2033, with commitment value of US$24 million.

The extension of Bawean PSC is for 20 (twenty) years, which will be effective from February 12, 2011 up to February 11, 2031, with commitment value of US$50.5 million.

40. KONTRAK, PERJANJIAN DAN IKATAN YANG SIGNIFIKAN (lanjutan)

c. Perjanjian Lain-lain (lanjutan)

xiv. Perpanjangan PSC (lanjutan)

Untuk PSC Blok A, perpanjangan PSC tersebut juga telah disepakati oleh Pemerintah Aceh sesuai dengan ketentuan Undang-Undang No. 11 Tahun 2006 tentang Pemerintahan Aceh. Jangka waktu perpanjangan PSC Blok A adalah 20 (dua puluh) tahun, yang akan berlaku efektif dari tanggal 1 September 2011 sampai dengan 31 Agustus 2031.

40. SIGNIFICANT CONTRACTS, AGREEMENTS AND COMMITMENTS (continued)

c. Other Agreements (continued)

xiv. PSC Extension (continued)

The extension of Block A PSC was also concurred with by the Government of Aceh in line with the Law No. 11 Year 2006 on the Governing of Aceh. The extension of Block A PSC is for 20 (twenty) years, which will be effective from September 1, 2011 to August 31, 2031.

41. KONTINJENSI

a. Litigasi

i. 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.

Pengadilan Negeri Idi telah mengeluarkan putusan dan memutuskan tergugat harus mengembalikan lahan ke keadaan semula.

Atas putusan ini penggugat dan tergugat mengajukan kasasi pada tingkat Mahkamah Agung.

41. CONTINGENCIES

a. Litigation

i. 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 interests in Block A PSC) of the possible total compensation, or approximately Rp1.99 billion.

The District Court has issued its decision ordering the defendant to return the rice field in its original condition.

Responding to the ruling, the plaintiff and defendant are now seeking to cassation at the Supreme Court level.

41. KONTINJENSI (lanjutan)

a. Litigasi (lanjutan)

i. Gugatan hukum Hamzah Bin M. Amin atas Blok A PSC (lanjutan)

Sampai dengan tanggal penyelesaian 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.

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 2010, 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 tanggal-tanggal 31 Desember 2010 dan 2009, 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.

41. CONTINGENCIES (continued)

a. Litigation (continued)

i. Hamzah Bin M. Amin's lawsuit relating to Block A PSC (continued)

As of the date of the completion 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.

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, 2010, 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, 2010 and 2009, 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.

42. KEWAJIBAN PEMBONGKARAN ASET DAN RESTORASI AREA

42. ASSET ABANDONMENT AND SITE RESTORATION OBLIGATIONS

Mutasi kewajiban restorasi dan pembongkaran aset adalah sebagai berikut:

The movements in site restoration and abandonment obligations are presented below:

	2010	2009	
Indonesia			***Indonesia***
Saldo awal	31,450,110	47,566,058	*Beginning balance*
Penambahan selama tahun berjalan	25,258,825	5,230,444	*Additions during the year*
Perubahan estimasi	-	(12,056,166)	*Change in estimates*
Penjualan anak perusahaan	(905,060)	(9,290,226)	*Divested subsidiaries*
Saldo akhir	**55,803,875**	**31,450,110**	***Ending balance***
Rekening yang dicadangkan	(23,338,240)	-	*Escrow account*
Saldo akhir - bersih	**32,465,635**	**31,450,110**	***Ending balance - net***
Amerika Serikat (AS)			***United States of America (US)***
Saldo awal	16,804,391	13,479,251	*Beginning balance*
Penambahan selama tahun berjalan	1,435,888	3,325,140	*Additions during the year*
Saldo akhir	**18,240,279**	**16,804,391**	***Ending balance***
Jumlah	**50,705,914**	**48,254,501**	***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.

Grup mempunyai rekening yang dicadangkan di PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk untuk mendanai kewajiban pembongkaran aset dan restorasi area (ARO) di Indonesia sehubungan dengan operasi minyak dan gas masing-masing sebesar AS$23,3 juta dan AS$17,2 juta pada tanggal-tanggal 31 Desember 2010 dan 2009.

The Group has escrow accounts in PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk for the funding of abandonment and site restoration obligations (ARO) relating to oil and gas operations in Indonesia amounting to US$23.3 million and US$17.2 million as of December 31, 2010 and 2009, respectively.

Mulai tahun 2010, Grup menyajikan kewajiban pembongkaran aset dan restorasi area secara neto dengan rekening yang dicadangkan (*escrow account*) sesuai dengan PSAK No. 50 (Revisi 2006), "Instrumen Keuangan: Penyajian dan Pengungkapan", yang berlaku efektif sejak tanggal 1 Januari 2010.

Starting in 2010, the Group presents asset abandonment and site restoration obligations net of the applicable escrow accounts as required under PSAK No. 50 (Revised 2006), "Financial Instruments: Presentation and Disclosures", which became effective starting on January 1, 2010.

43. PERISTIWA PENTING SETELAH TANGGAL NERACA

a. Perusahaan

i. Terkait proses pemilihan calon mitra investasi pada Proyek Donggi Senoro di tahun 2005, Majelis Komisi Pengawas Persaingan Usaha (KPPU) pada tanggal 5 Januari 2011, memutuskan bahwa Grup dan mitra kerjanya PT Pertamina (Persero) dan Mitsubishi Corporation, diduga telah melakukan pelanggaran Pasal 22 dan Pasal 23 Undang-Undang No. 5 Tahun 1999 tentang Larangan Praktik Monopoli dan Persaingan Usaha Tidak Sehat (UU No. 5/1999).

Dalam putusannya, Majelis Komisi KPPU, antara lain, menetapkan denda administratif kepada Grup sebesar Rp6 milyar. Namun demikian, putusan KPPU tersebut tidak membatalkan atau menghentikan kesepakatan bisnis yang telah berjalan selama ini dan bahkan merekomendasikan Pemerintah untuk mendorong realisasi proyek Donggi Senoro agar terlaksana tepat waktu.

Atas putusan KPPU yang belum berkekuatan hukum tetap tersebut (*in kracht van gewijsde*), pada tanggal 31 Januari 2011, berdasarkan UU No. 5/1999, Grup secara resmi mengajukan upaya hukum keberatan atas putusan KPPU tersebut ke Pengadilan Negeri Jakarta Selatan.

Sampai dengan tanggal penyelesaian laporan keuangan konsolidasi, proses pemeriksaan upaya keberatan atas putusan KPPU tersebut masih berlangsung di Pengadilan Negeri tersebut. Pada saat ini, manajemen tidak dapat memperkirakan hasil akhir dari proses litigasi tersebut. Namun demikian, manajemen berkeyakinan bahwa putusan yang dijatuhkan oleh Majelis KPPU kepada Grup adalah tidak memiliki dasar hukum yang kuat, sehingga Grup tidak melakukan pencadangan atas proses litigasi tersebut.

ii. Pada bulan Januari 2011, Perusahaan melakukan Perjanjian Swap Tingkat Bunga Silang Tanpa Penyerahan dengan Morgan Stanley & Co International PLC dengan nilai nosional sejumlah AS$35 juta (setara dengan Rp324 milyar). Perusahaan menerima bunga tetap sebesar minimal 14,25% per tahun dalam jumlah nosional Rupiah dan membayar tingkat bunga tetap sebesar maksimal 10,75% setiap tanggal yang diperjanjikan.

43. SIGNIFICANT SUBSEQUENT EVENTS

a. Company

i. In relation with the process of partner's selection to invest in the Donggi-Senoro Project in 2005, the Commissioners' Panel of Commission for the Supervision of Business Competition (KPPU) decided on January 5, 2011, that the Group, together with its business partners, PT Pertamina (Persero) and Mitsubishi Corporation, have allegedly violated the Articles 22 and 23 of the Law No. 5 Year 1999 concerning Prohibition on Monopolistic Practices and Unfair Business Competition (Law No. 5/1999).

In its decision, the KPPU Commissioners' Panel, among other matters, imposed on the Group an administrative penalty in the amount of Rp6 billion. However, the Commissioners' Panel's decision does not nullify or stop the ongoing business consensus and even recommends to the Government to encourage the Donggi-Senoro Project to be accomplished within the planned project time frame.

In regard to the KPPU's decision which is not yet legally final and binding (in kracht van gewijsde), on January 31, 2011, pursuant to the Law No. 5/1999, the Group officially filed an objection to the South Jakarta District Court.

As of the date of the completion of the consolidated financial statements, the investigation process for the objection to the KPPU decision is still ongoing in the District Court. At this stage, management is unable to assess the ultimate outcome of such litigation process. Nevertheless, management believes that the decision issued by the Commissioners' Panel on the Group has no strong legal merit, and as such, the Group has not made any provision for the litigation process.

ii. In January 2011, the Company entered into a Non Deliverable Cross Currency Swap Transaction with Morgan Stanley & Co International PLC for a total notional amount of US$35 million (equivalent to Rp324 billion). Under this agreement, the Company shall receive a minimum fixed interest rate of 14.25% per year on the Rupiah notional amount and pay a fixed interest rate at a maximum of 10.75% on the agreed date.

43. PERISTIWA PENTING SETELAH TANGGAL NERACA (lanjutan)

iii. Pada bulan Februari 2011, Perusahaan menandatangani Perjanjian Kredit dengan PT Bank Mandiri (Persero) Tbk untuk memperpanjang dari Fasilitas Kredit Modal Kerja sebesar AS$50 juta yang sudah jatuh tempo. Fasilitas ini akan jatuh tempo pada tanggal 12 Maret 2012.

iv. Pada bulan Februari 2011, Perusahaan menandatangani Perjanjian Kredit dengan PT Bank ICBC Indonesia untuk memperpanjang Fasilitas Kredit Modal Kerja sebesar AS$10 juta yang sudah jatuh tempo. Fasilitas ini akan jatuh tempo pada tanggal 25 Februari 2012.

v. Pada bulan Februari 2011, Perusahaan telah membayar lunas hutang bank di PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk (BNI) sebesar Rp904 milyar atau setara dengan AS$101,9 juta. Perusahaan juga menandatangani Perjanjian Kredit dengan BNI sebesar AS$101,9 juta. Fasilitas ini akan jatuh tempo pada tanggal Juli 2012.

vi. Pada bulan Januari 2011, Fortico International Limited (dahulu Bawean Petroleum Limited), anak perusahaan yang dimiliki penuh, menandatangani perjanjian Jual Beli Pesawat dengan Magnate International Investment Pte. Ltd. untuk perolehan pesawat dengan nilai sebesar AS$14 juta.

b. Medco Power Indonesia (MPI)

Pada bulan Februari 2011, MPI, sebagai pembeli, menandatangani perjanjian Jual Beli Saham dengan Gajendra Adhi Sakti (GAS), sebagai penjual, untuk akuisisi 49% kepemilikan ekuitas Medco Gajendra Power Service (MGPS) sebesar AS$19 juta. Perjanjian ini telah berlaku efektif pada bulan Februari 2011. Dengan berlakunya perjanjian ini maka Grup memiliki 100% saham di MGPS. MGPS memiliki 80,1% saham di PT Tanjung Jati B Power Services (TJB).

c. Timur Tengah dan Afrika Utara

Grup memiliki eksplorasi minyak dan gas bumi dan kontrak kerjasama operasi di Libya, Yaman dan Tunisia dan kontrak jasa minyak dan gas bumi di Oman. Pada awal tahun 2011, kerusuhan berlangsung di Tunisia dan Libya, dan merambat ke Yaman dan Oman.

43. SIGNIFICANT SUBSEQUENT EVENTS (continued)

iii. In February 2011, 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 on March 12, 2012.

iv. In February 2011, the Company signed a Loan Agreement with PT Bank ICBC Indonesia to roll over the matured Working Capital Credit facility amounting to US$10 million. This facility will mature on February 25, 2012.

v. In February 2011, the Company fully paid its outstanding bank loan to PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk (BNI) in the amount of Rp904 billion or equivalent to US$101.9 million. The Company also signed a Loan Agreement with BNI in the amount of US$101.9 million. This facility will mature in July 2012.

vi. In January 2011, Fortico International Limited (formerly known as Bawean Petroleum Limited), a wholly-owned subsidiary, signed an aircraft sale and purchase agreement with Magnate International Investment Pte. Ltd. for the acquisition of an aircraft at a total value of US$14 million.

b. Medco Power Indonesia (MPI)

In February 2011, MPI, as buyer, signed a Share Sale and Purchase Agreement with Gajendra Adhi Sakti (GAS), as seller, for the acquisition of 49% equity in Medco Gajendra Power Service (MGPS) in the amount of US$19 million. This agreement took effect in February 2011. With the effectivity of this agreement, the Group owns 100% equity in MGPS. MGPS owns 80.1% equity in PT Tanjung Jati B Power Services (TJB).

c. Middle East and North Africa

The Group has oil and gas exploration and production joint venture contracts in Libya, Yemen, and Tunisia, and an oil and gas service contract in Oman. In early 2011, civil unrests were taking place in Tunisia and Libya, and to a lesser extent in Yemen and Oman.

43. PERISTIWA PENTING SETELAH TANGGAL NERACA (lanjutan)

Pada tanggal penyelesaian laporan keuangan konsolidasi, operasi di Tunisia (dimana Grup merupakan mitra non-operasional) telah kembali normal, dan situasi di Yaman dan Oman tidak memiliki efek yang signifikan terhadap operasi Grup di negara-negara tersebut.

Karena kerusuhan yang sedang berlangsung di Libya, Grup menghentikan sementara operasi di negara itu dan memulangkan seluruh karyawan non-Libya dan keluarga mereka. Sampai dengan tanggal penyelesaian laporan keuangan konsolidasi ini, situasi darurat masih berlangsung dan karenanya operasi Grup di Libya belum dilanjutkan. Pada tanggal 31 Desember 2010, Grup memiliki biaya eksplorasi yang dikapitalisasi sebesar AS$150 juta atau 6,6% dari jumlah aset konsolidasi Grup pada tanggal tersebut. Secara substansial pengeluaran tersebut dikeluarkan untuk kegiatan pengeboran terutama *sub-surface well equipment*, dimana bukan merupakan aset berwujud diatas tanah, yang menghasilkan penemuan hidrokarbon dalam volume yang sangat signifikan pada 10.000 kaki dibawah tanah. Oleh karena itu, aset tersebut (seperti cadangan hidrokarbon dan *sub-surface well equipment*) secara fisik aman dari kerusuhan yang sedang berlangsung. Manajemen memonitor situasi di Libya, dan bermaksud untuk melanjutkan operasi apabila keadaan sudah aman bagi karyawan Grup. Saat ini, tidak dimungkinkan untuk memprediksi hasil akhir dari situasi politik dan keamanan di Libya, manajemen Grup berkeyakinan bahwa proyek minyak masih ekonomis dan dapat terealisasi.

43. SIGNIFICANT SUBSEQUENT EVENTS (continued)

As of the completion date of the consolidated financial statements, the operation in Tunisia (whereby the Group is a non-operating partner) has returned to normal, and the situations in Yemen and Oman have not had any significant effects on the Group's operations in those countries.

Due to the ongoing civil unrest in Libya, the Group has suspended operations in that country and repatriated all of its non-Libyan employees and their families. As of the completion date of these consolidated financial statements, the emergency situation is still ongoing and therefore the Group's operations in Libya have not resumed. As of December 31, 2010, the Group has total capitalized exploration expenditures of US$150 million or 6.6% of the Group's total consolidated assets as of that date. The expenditures were substantially spent for the drilling activities involving primarily sub-surface well equipment, not in the form of tangible assets on land, that have resulted in the discovery of very significant volume of hydrocarbons that reside about 10,000 feet underground. Therefore, the assets (i.e., the hydrocarbon reserves and the associated sub-surface well equipment) are not exposed to the ongoing disturbances. The management is closely monitoring the situation in Libya, and intends to resume or continue operations when it is safe for the Group's personnel to do so. While it is not presently possible to determine the ultimate outcome of the political and security situation in Libya, the Group management is confident that its oil project remains to be economically viable and realizable.

44. REVISI PERNYATAAN STANDAR AKUNTANSI KEUANGAN

Berikut ini ikhtisar revisi Pernyataan Standar Akuntansi Keuangan (PSAK) yang diterbitkan oleh Ikatan Akuntan Indonesia tetapi belum berlaku efektif pada tanggal 31 Desember 2010:

Berlaku efektif setelah 31 Desember 2010:

i. 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.

44. REVISED STATEMENTS OF FINANCIAL ACCOUNTING STANDARDS

The following summarizes the revised Statements of Financial Accounting Standards (PSAK) issued by the Indonesian Institute of Accountants but not yet effective as of December 31, 2010:

Effective after December 31, 2010:

i. 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.

44. REVISI PERNYATAAN STANDAR AKUNTANSI KEUANGAN (lanjutan)

Berlaku efektif setelah 31 Desember 2010 (lanjutan):

ii. 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 selama suatu periode.

iii. PSAK No. 3 (Revisi 2010), "Laporan Keuangan Interim", menentukan isi minimum laporan keuangan interim serta prinsip pengakuan dan pengukuran dalam laporan keuangan lengkap atau ringkas untuk periode interim.

iv. PSAK No. 4 (Revisi 2009), "Laporan Keuangan Konsolidasian dan Laporan Keuangan Tersendiri", akan diterapkan dalam penyusunan dan penyajian laporan keuangan konsolidasi 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", mengharuskan 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. 7 (Revisi 2010), "Pengungkapan Pihak-pihak Berelasi", mensyaratkan pengungkapan hubungan, transaksi dan saldo pihak-pihak yang berelasi, termasuk komitmen, dalam laporan keuangan konsolidasi dan laporan keuangan tersendiri entitas induk, dan juga diterapkan terhadap laporan keuangan secara individual.

vii. PSAK No. 8 (Revisi 2010), "Peristiwa Setelah Periode Pelaporan", menentukan kapan entitas menyesuaikan laporan keuangannya untuk peristiwa setelah periode pelaporan, dan mensyaratkan pengungkapan tanggal laporan keuangan diotorisasi untuk terbit dan peristiwa setelah periode pelaporan. Mensyaratkan bahwa entitas tidak boleh menyusun laporan keuangan atas dasar kelangsungan usaha jika peristiwa setelah periode pelaporan mengindikasikan bahwa penerapan asumsi kelangsungan usaha tidak tepat.

44. REVISED STATEMENTS OF FINANCIAL ACCOUNTING STANDARDS (continued)

Effective after December 31, 2010 (continued):

ii. 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.

iii. PSAK No. 3 (Revised 2010), "Interim Financial Reporting", prescribes the minimum contents of an interim financial report and the principles for recognition and measurement in complete or condensed financial statements for an interim period.

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", requires that segment information be 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 environment in which it operates.

vi. PSAK No. 7 (Revised 2010), "Related Party Disclosures", requires disclosures of related party relationship, transactions and outstanding balances including commitments in the consolidated and separate financial statements of a parent, and also applies to individual financial statements.

vii. PSAK No. 8 (Revised 2010), "Events after the Reporting Period", prescribes when an entity should adjust its financial statements for events after the reporting period, and requires disclosures about the date when financial statements were authorized for issue and events after the reporting period. It requires an entity not to prepare financial statements on a going concern basis if events after the reporting period indicate that the going concern assumption is not appropriate.

44. REVISI PERNYATAAN STANDAR AKUNTANSI KEUANGAN (lanjutan)

Berlaku efektif setelah 31 Desember 2010 (lanjutan):

viii. PSAK No. 12 (Revisi 2009), "Bagian Partisipasi dalam Ventura Bersama", akan diterapkan untuk akuntansi bagian partisipasi dalam ventura bersama dan pelaporan aset, kewajiban, penghasilan dan beban ventura bersama dalam laporan keuangan venturer dan investor, terlepas dari struktur atau bentuk yang mendasari dilakukannya aktivitas ventura bersama.

ix. PSAK No. 15 (Revisi 2009), "Investasi Pada Entitas Asosiasi", akan diterapkan untuk akuntansi investasi dalam entitas asosiasi. Menggantikan PSAK No. 15 (1994), "Akuntansi untuk Investasi Dalam Perusahaan Asosiasi", dan PSAK No. 40 (1997), "Akuntansi Perubahan Ekuitas Anak Perusahaan/ Perusahaan Asosiasi".

x. PSAK No. 19 (Revisi 2010), "Aset Takberwujud", menentukan perlakuan akuntansi bagi aset tidak berwujud yang tidak diatur secara khusus dalam PSAK lain. PSAK ini mensyaratkan untuk mengakui aset tidak berwujud jika, dan hanya jika, kriteria tertentu dipenuhi, dan juga mengatur cara mengukur jumlah tercatat dari aset tidak berwujud dan menentukan pengungkapan yang disyaratkan tentang aset tidak berwujud.

xi. PSAK No. 22 (Revisi 2010), "Kombinasi Bisnis", diterapkan untuk transaksi atau peristiwa lain yang memenuhi definisi kombinasi bisnis guna meningkatkan relevansi, keandalan, dan daya banding informasi yang disampaikan entitas pelapor dalam laporan keuangannya tentang kombinasi bisnis dan dampaknya.

xii. PSAK No. 23 (Revisi 2010), "Pendapatan", mensyaratkan bahwa pendapatan diakui ketika kemungkinan besar manfaat ekonomi masa depan akan mengalir ke entitas dan manfaat dapat diukur secara andal. Pernyataan ini mengidentifikasikan keadaan saat kriteria tersebut terpenuhi, sehingga pendapatan dapat diakui. Pernyataan ini juga memberikan panduan praktis dalam penerapan kriteria tersebut.

xiii. 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.

44. REVISED STATEMENTS OF FINANCIAL ACCOUNTING STANDARDS (continued)

Effective after December 31, 2010 (continued):

viii. PSAK No. 12 (Revised 2009), "Interests in Joint Ventures", shall be applied in accounting for interests in joint ventures and the reporting of joint venture assets, liabilities, income and expenses in the financial statements of venturers and investors, regardless of the structures or forms under which the joint venture activities take place.

ix. PSAK No. 15 (Revised 2009), "Investments in Associates", shall be applied in accounting for investments in associates. It supersedes PSAK No. 15 (1994), "Accounting for Investments in Associates", and PSAK No. 40 (1997), "Accounting for Changes in Equity of Subsidiaries/Associates".

x. PSAK No. 19 (Revised 2010), "Intangible Assets", prescribes the accounting treatment for intangible assets that are dealt with specifically in another PSAK. It requires recognition of intangible assets if, and only if, specified criteria are met, and also specifies how to measure the carrying amount of intangible assets and requires specific disclosures about intangible assets.

xi. PSAK No. 22 (Revised 2010), "Business Combination", applies to a transaction or other event that meets the definition of business combination to improve the relevance, reliability, and compatibility of the information that a reporting entity provides in its financial statements about a business combination and its effects.

xii. PSAK No. 23 (Revised 2010), "Revenue", provides that revenue is recognized when it is probable that future economic benefits will flow to the entity and these benefits can be measured reliably. This standard identifies the circumstances in which these criteria will be met and therefore, revenue will be recognized. It also provides practical guidance on the application of these criteria.

xiii. 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 correction of errors.

44. REVISI PERNYATAAN STANDAR AKUNTANSI KEUANGAN (lanjutan)

Berlaku efektif setelah 31 Desember 2010 (lanjutan):

xiv. 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.

xv. 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.

xvi. PSAK No. 58 (Revisi 2009), "Aset Tidak Lancar yang Dimiliki untuk Dijual dan Operasi yang Dihentikan", bertujuan untuk mengatur akuntansi untuk aset yang dimiliki untuk dijual, serta penyajian dan pengungkapan operasi dihentikan.

xvii. Interpretasi Standar Akuntansi Keuangan (ISAK) No. 9, "Perubahan atas Liabilitas Purna Operasi, Liabilitas Restorasi, dan Liabilitas Serupa", diterapkan terhadap setiap perubahan pengukuran atas aktivitas purna-operasi, restorasi atau kewajiban yang serupa yaitu diakui sebagai bagian dari biaya perolehan aset tetap sesuai PSAK No. 16 dan sebagai kewajiban sesuai PSAK No. 57.

xviii. ISAK No. 10, "Program Loyalitas Pelanggan", berlaku untuk penghargaan kredit loyalitas pelanggan yang diberikan kepada pelanggan sebagai bagian dari transaksi penjualan, dan tergantung pemenuhan atas setiap kondisi lebih lanjut yang dipersyaratkan, pelanggan dapat menukar barang atau jasa secara gratis atau dengan potongan harga di masa yang akan datang.

xix. ISAK No. 11, "Distribusi Aset Nonkas Kepada Pemilik", diterapkan untuk distribusi searah (*non-reciprocal*) aset oleh entitas kepada pemilik dalam kapasitasnya sebagai pemilik, seperti distribusi aset non-kas dan distribusi yang memberikan pilihan kepada pemilik untuk menerima aset non-kas atau alternatif kas.

44. REVISED STATEMENTS OF FINANCIAL ACCOUNTING STANDARDS (continued)

Effective after December 31, 2010 (continued):

xiv. 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.

xv. 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.

xvi. PSAK No. 58 (Revised 2009), "Non-Current Assets, Held for Sale and Discontinued Operations", aims to specify the accounting for assets held for sale, and the presentation and disclosure of discontinued operations.

xvii. Interpretation of Statement of Financial Accounting Standards (ISAK) No. 9, "Changes in Existing Decommissioning, Restoration and Similar Liabilities", applies to changes in the measurement of any existing decommissioning, restoration or similar liability recognised as part of the cost of an item of property, plant and equipment in accordance with PSAK No. 16 and as a liability in accordance with PSAK No. 57.

xviii. ISAK No. 10, "Customer Loyalty Programmes", applies to customer loyalty award credits granted to customers as part of a sales transaction and, subject to meeting any further qualifying conditions, the customers can redeem in the future for free or discounted goods or services.

xix. ISAK No. 11, "Distributions of Non-Cash Assets to Owners", applies to types of non-reciprocal distributions of assets by an entity to its owners acting in their capacity as owners, i.e., distributions of non-cash assets and distributions that give owners a choice of receiving either non-cash assets or a cash alternative.

44. REVISI PERNYATAAN STANDAR AKUNTANSI KEUANGAN (lanjutan)

Berlaku efektif setelah 31 Desember 2010 (lanjutan):

xx. ISAK No. 12, "Pengendalian Bersama Entitas (PBE): Kontribusi Nonmoneter oleh *Venturer*", berkaitan dengan akuntansi *venturer* untuk kontribusi nonmoneter ke PBE dalam pertukaran dengan bagian partisipasi ekuitas PBE yang dicatat baik dengan metode ekuitas atau konsolidasi proporsional.

xxi. ISAK No. 14, "Aset Takberwujud-Biaya Situs Web", mensyaratkan bahwa situs web yang muncul dari pengembangan dan digunakan untuk akses internal maupun eksternal merupakan aset tidak berwujud yang dihasilkan secara internal, dan setiap pengeluaran internal atas pengembangan dan pengoperasian situs web akan dicatat sesuai dengan PSAK No. 19 (Revisi 2010).

xxii. ISAK No. 17, "Laporan Keuangan Interim dan Penurunan Nilai", mensyaratkan bahwa entitas tidak membalik rugi penurunan nilai yang diakui pada periode interim sebelumnya berkaitan dengan goodwill atau investasi pada instrumen ekuitas atau aset keuangan yang dicatat pada biaya perolehan.

Berlaku efektif setelah 31 Desember 2011:

i. PSAK No. 10 (Revisi 2010), "Pengaruh Perubahan Nilai Tukar Valuta Asing", menjelaskan bagaimana memasukkan transaksi-transaksi dalam mata uang asing dan kegiatan usaha luar negeri ke dalam laporan keuangan suatu entitas dan bagaimana menjabarkan laporan keuangan ke dalam suatu mata uang pelaporan.

ii. PSAK No. 24 (Revisi 2010), "Imbalan Kerja", mengatur akuntansi dan pengungkapan imbalan kerja.

iii. PSAK No. 46 (Revisi 2010), "Akuntansi Pajak Penghasilan", mengatur perlakuan akuntansi untuk pajak penghasilan dalam menghitung konsekuensi pajak kini dan masa depan untuk pemulihan (penyelesaian) jumlah tercatat aset (liabilitas) di masa depan yang diakui pada neraca; serta transaksi-transaksi dan kejadian-kejadian lain pada periode kini yang diakui pada laporan keuangan.

44. REVISED STATEMENTS OF FINANCIAL ACCOUNTING STANDARDS (continued)

Effective after December 31, 2010 (continued):

xx. ISAK No. 12, "Jointly Controlled Entities (JCE): Non-Monetary Contributions by Venturers", deals with the venturer's accounting for non-monetary contributions to a JCE in exchange for an equity interest in the JCE accounted for using either the equity method or proportionate consolidation.

xxi. ISAK No. 14, "Intangible Assets-Web Site Costs", provides that web site costs that arise from development and which is for internal or external access is an internally generated intangible asset and any internal expenditure on the development and operation of the web site shall be accounted for in accordance with PSAK No. 19 (Revised 2010).

xxii. ISAK No. 17, "Interim Financial Reporting and Impairment", requires that an entity shall not reverse an impairment loss recognized in a previous interim period in respect of goodwill or an investment in either an equity instrument or a financial asset carried at cost.

Effective after December 31, 2011:

i. PSAK No. 10 (Revised 2010), "The Effects of Changes in Foreign Exchange Rates", prescribes how to include foreign currency transactions and foreign operations in the financial statements of an entity and how to translate financial statements into a currency presentation.

ii. PSAK No. 24 (Revised 2004), "Employee Benefits", establishes the accounting and disclosures for employee benefits.

iii. PSAK No. 46 (Revised 2010), "Accounting for Income Taxes", prescribes the accounting treatment for income taxes to account for the current and future tax consequences of the future recovery (settlement) of the carrying amount of assets (liabilities) that are recognized in the balance sheet; and transactions and other events of the current period that are recognized in the financial statements.

44. REVISI PERNYATAAN STANDAR AKUNTANSI KEUANGAN (lanjutan)

iv. PSAK No. 50 (Revisi 2010), "Instrumen Keuangan: Penyajian", menetapkan prinsip penyajian instrumen keuangan sebagai liabilitas atau ekuitas dan saling hapus aset keuangan dan liabilitas keuangan.

v. PSAK No. 53 (Revisi 2010), "Pembayaran Berbasis Saham", mengatur pelaporan keuangan entitas yang melakukan transaksi pembayaran berbasis saham.

vi. PSAK No. 60, "Instrumen Keuangan: Pengungkapan", mensyaratkan pengungkapan dalam laporan keuangan yang memungkinkan para pengguna untuk mengevaluasi signifikansi instrumen keuangan atas posisi dan kinerja keuangan; dan jenis dan besarnya risiko yang timbul dari instrumen keuangan yang mana entitas terekspos selama periode dan pada akhir periode pelaporan, dan bagaimana entitas mengelola risiko-risiko tersebut.

vii. ISAK No. 13, "Lindung Nilai Investasi Neto Dalam Kegiatan Usaha Luar Negeri", diterapkan terhadap entitas yang melakukan lindung nilai atas risiko mata uang asing yang timbul dari investasi netonya di dalam kegiatan usaha luar negeri dan berharap dapat memenuhi persyaratan akuntansi lindung nilai sesuai dengan PSAK No. 55 (Revisi 2006), dan mengacu pada suatu entitas sebagai entitas induk dan laporan keuangan dimana aset neto dari kegiatan usaha luar negeri dimasukkan sebagai laporan keuangan konsolidasi.

viii. ISAK No. 15, "PSAK No. 24 - Batas Aset Imbalan Pasti, Persyaratan Pendanaan Minimum dan Interaksinya", memberikan pedoman bagaimana menilai pembatasan jumlah surplus dalam program imbalan pasti yang dapat diakui sebagai aset dalam PSAK No.24 (Revisi 2010), "Imbalan Kerja".

ix. ISAK No. 20, "Pajak Penghasilan - Perubahan dalam Status Pajak Entitas atau Para Pemegang Saham", membahas bagaimana suatu entitas memperhitungkan konsekuensi pajak kini dan pajak tangguhan karena perubahan dalam status pajaknya atau pemegang sahamnya.

Grup sedang mengevaluasi dan belum menentukan dampak dari standar yang direvisi tersebut terhadap laporan keuangan konsolidasiannya.

44. REVISED STATEMENTS OF FINANCIAL ACCOUNTING STANDARDS (continued)

iv. PSAK No. 50 (Revised 2010), "Financial Instruments: Presentation", establishes the principles for presenting financial instruments as liabilities or equity and for offsetting financial assets and financial liabilities.

v. PSAK No. 53 (Revised 2010), "Share-based Payment", specifies the financial reporting by an entity when it undertakes a share-based payment transaction.

vi. PSAK No. 60, "Financial Instruments: Disclosures", requires disclosures in financial statements that enable users to evaluate the significance of financial instruments to financial position and performance; and the nature and extent of risks arising from financial instruments to which the entity is exposed during the period and at the end of the reporting period, and how the entity manages those risks.

vii. ISAK No. 13, "Hedges of Net Investment in Foreign Operations", applies to an entity that hedges the foreign currency risk arising from investments in foreign operations and wishes to qualify for hedge accounting in accordance with PSAK No. 55 (Revised 2006), and refers to such an entity as parent entity and to the financial statements in which the net assets of foreign operations are included as consolidated financial statements.

viii. ISAK No. 15, "PSAK No. 24 - The Limit on a Defined Benefit Asset, Minimum Funding Requirements and their Interaction", provides guidance on how to assess the limit on the amount of surplus in a defined scheme that can be recognized as an asset under PSAK No. 24 (Revised 2010), "Employee Benefits".

ix. ISAK No. 20, "Income Taxes - Changes in the Tax Status of an Entity or its Shareholders", prescribes how an entity should account for the current and deferred tax consequences of a change in its tax status or that of its shareholders.

The Group is presently evaluating and has not determined the effects of these revised standards on its consolidated financial statements.

45. 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.

45. 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.

46. PENYELESAIAN LAPORAN KEUANGAN KONSOLIDASI

Manajemen bertanggung jawab atas penyusunan laporan keuangan konsolidasi yang diselesaikan pada tanggal 22 Maret 2011.

46. COMPLETION OF THE CONSOLIDATED FINANCIAL STATEMENTS

Management is responsible for the preparation of the consolidated financial statements which were completed on March 22, 2011.

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 kontinjen 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 yang ditentukan oleh Netherland, Sewell & Associates, Inc. (NSAI) pada tanggal 31 Desember 2010 yang 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 purport 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 oil and natural 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 engineering 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 share) except for US reserves which are determined by Netherland, Sewell & Associates, Inc. (NSAI) as of December 31, 2010 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*-09				31-Des/ *Dec*-10
Aset di Indonesia/ *Indonesia Assets*							
1	Produksi/ *Production*	Rimau [1]	49,616	-	-	(6,258)	43,358
2	Produksi/ *Production*	Kampar/S.S. Extension [2]	33,032	21,987	-	(10,948)	44,071
3	Produksi/ *Production*	Lematang (Lapangan Singa Field) [1]	11,056	-	-	(794)	10,262
4	Produksi/ *Production*	Tarakan [1]	6,102	-	-	(1,097)	5,005
5	Produksi/ *Production*	Sembakung [1]	2,708	-	-	(695)	2,013
6	Produksi/ *Production*	Senoro Toili (Tiaka Field) [3]	1,363	-	(545)	(335)	483
7	Produksi/ *Production*	Bawean [4]	11,842	-	-	(232)	11,610
8	Pengembangan/ *Development*	Senoro Toili (Senoro Gas Field) [5]	112,079	-	(44,831)	-	67,248
9	Pengembangan/ *Development*	Block A [6]	-	7,818	-	-	7,818
	Sub-jumlah/ *Sub-total*		**227,798**	**29,805**	**(45,376)**	**(20,359)**	**191,868**
Aset Internasional/ *International Assets*							
		US [7]					
1	Produksi/ *Production*	East Cameron 316/317/318	2,457	76	-	(357)	2,176
2	Produksi/ *Production*	Main Pass 64/65	2,971	2,539	-	(116)	5,394
3	Produksi/ *Production*	Mustang Island Block 758	515	(35)	-	(48)	432
4	Produksi/ *Production*	Brazos Block 437/451	1,643	(158)	-	(7)	1,478
5	Produksi/ *Production*	West Delta Block 52	111	(34)	-	(6)	71
	Sub-jumlah/ *Sub-total*		**7,697**	**2,388**	-	**(534)**	**9,551**
	Total Cadangan Terbukti / *Total Proved Reserves*		**235,495**	**32,193**	**(45,376)**	**(20,893)**	**201,419**

* *MBOE:* Ribu Barel setara Minyak. Aset Indonesia menggunakan angka 5,85 sebagai faktor konversi, sedangkan Aset di Amerika Serikat menggunakan angka 6 sebagai faktor konversi gas ke minyak./*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*-09				31-Des/ *Dec*-10
Aset di Indonesia/ *Indonesia Assets*							
1	Produksi/ *Production*	Rimau [1]	59,003	-	-	(6,258)	52,745
2	Produksi/ *Production*	Kampar/S.S. Extension [2]	45,241	21,987	-	(10,948)	56,280
3	Produksi/ *Production*	Lematang (Lapangan Singa Field)[1]	13,086	-	-	(794)	12,292
4	Produksi/ *Production*	Tarakan [1]	7,558	-	-	(1,097)	6,461
5	Produksi/ *Production*	Sembakung [1]	3,107	-	-	(695)	2,412
6	Produksi/ *Production*	Senoro Toili (Tiaka Field) [3]	3,385	-	(1,354)	(335)	1,696
7	Produksi/ *Production*	Bawean [4]	14,738	-	-	(232)	14,506
8	Pengembangan/ *Development*	Senoro Toili (Senoro Gas Field) [5]	118,909	-	(47,563)	-	71,346
9	Pengembangan/ *Development*	Block A [6]	-	22,067	-	-	22,067
	Sub-jumlah/ *Sub-total*		**265,027**	**44,054**	**(48,917)**	**(20,359)**	**239,805**
Aset Internasional/ *International Assets*							
		US [7]					
1	Produksi/ *Production*	East Cameron 316/317/318	3,056	1,176	-	(357)	3,875
2	Produksi/ *Production*	Main Pass 64/65	4,715	1,960	-	(116)	6,559
3	Produksi/ *Production*	Mustang Island Block 758	717	(49)	-	(48)	620
4	Produksi/ *Production*	Brazos Block 437/451	2,878	(337)	-	(7)	2,534
5	Produksi/ *Production*	West Delta Block 52	111	(34)	-	(6)	71
	Sub-jumlah/ *Sub-total*		**11,477**	**2,716**	-	**(534)**	**13,659**
	Total Cadangan Terbukti dan *Probable/ Total Proved and Probable Reserves*		**276,504**	**46,770**	**(48,917)**	**(20,893)**	**253,464**

* *MBOE:* Ribu Barel setara Minyak. Aset Indonesia menggunakan angka 5,85 sebagai faktor konversi, sedangkan Aset di Amerika Serikat menggunakan angka 6 sebagai faktor konversi gas ke minyak./*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*-09				31 Des/ *Dec*-10
Cadangan Kontinjen/ *Contingent Resources*							
1	Pengembangan/ *Development*	Senoro Toili (Senoro Gas Field) (5)	-	45,214	(18,086)	-	27,128
2	Pengembangan/ *Development*	Block A (6)	22,067	(22,067)	-	-	-
3	Eksplorasi/ *Exploration*	Bangkanai (8)	3,638	-	-	-	3,638
4	Eksplorasi/ *Exploration*	Simenggaris (9)	10,535	-	-	-	10,535
5	Eksplorasi/ *Exploration*	Libya (10)	175,850	-	-	-	175,850

(1) Taksiran cadangan Grup per 31 Desember 2009 disertifikasi dengan Laporan GCA yang ditandatangani per tanggal 15 Maret 2010.
The Group's reserve estimates per December 31, 2009 were certified in the GCA Report signed on March 15, 2010.

(2) Taksiran cadangan Grup per 31 Desember 2009 untuk blok Kampar/S.S. Extension disertifikasi dengan Laporan GCA yang ditandatangani per tanggal 15 Maret 2010, dengan asumsi tidak ada perpanjangan PSC. Penambahan taksiran cadangan di tahun 2010 adalah berdasarkan estimasi Perusahaan dengan memperhitungkan perpanjangan PSC sampai tahun 2033, yang didapatkan di tahun 2010.
The Group's reserve estimates for Kampar/S.S. Extension as of December 31, 2009 were certified by the GCA Report signed on March 15,2010, assuming no PSC extension. Additional reserve estimates in 2010 are based on in-house estimates and take into account the PSC extensión up to 2033, which was obtained in 2010.

(3) Taksiran cadangan Grup untuk blok Senoro Toili Tiaka field disertifikasi dengan Laporan GCA per tanggal 31 Desember 2007 dengan hak partisipasi 50%. Penurunan pada taksiran cadangan Grup adalah akibat dari penjualan 20% hak partisipasi pada blok, efektif 31 Desember 2010.
The Group's reserve estimates for Senoro Toili block Tiaka field were certified by the GCA Report as of December 31, 2007, with effective working interest of 50%. Revision in the Group's reserves estimate is due to sale of 20% working interest effective December 31, 2010.

(4) Taksiran cadangan Grup untuk blok Bawean berdasarkan taksiran internal dengan hak partisipasi 100%. Pada tahun 2010 telah didapatkan perpanjangan PSC sampai tahun 2031.
The Group's reserves estimate for Bawean block is based on internal estimates and reflect an effective working interest of 100%. In 2010, PSC extension to 2031 has been obtained.

(5) Taksiran cadangan Grup untuk blok Senoro Toili Gas Lapangan disertifikasi dengan Laporan GCA per tanggal 1 Februari 2010 dengan hak partisipasi 50%. Penurunan pada taksiran cadangan Grup adalah akibat dari penjualan 20% hak partisipasi pada blok, efektif 31 Desember 2010.
The Group's reserves estimate for Senoro Toili Gas field were certified by the GCA Report as of February 1, 2010, with effective working interest of 50%. The decline in the Group's reserves estimate is due to the sale of 20% working interest effective December 31, 2010.

(6) Taksiran cadangan Grup untuk Blok A disertifikasi dengan Laporan GCA per tanggal 31 Desember 2007 dengan hak partisipasi 41.67%. Pada tahun 2010 telah didapatkan perpanjangan PSC sampai tahun 2031.
The Company's reserves estimate for Block A was certified by the GCA Report as of December 31, 2007, with effective working interest of 41.67%. In 2010, PSC extension to 2031 has been obtained.

(7) Taksiran cadangan Grup untuk blok di Amerika Serikat disertifikasi dengan Laporan Netherland, Sewell & Associates, Inc. (NSAI) per tanggal 31 Desember 2010.
The Group's reserves estimate for the US assets was certified by the Netherland, Sewell & Associates, Inc. (NSAI) Report as of December 31, 2010.

(8) Taksiran cadangan kontinjen Grup untuk blok Bangkanai dibuat berdasarkan estimasi Perusahaan dan menunggu finalisasi dari Perjanjian Jual Beli Gas.
Contingent reserves estimates for the Bangkanai and Simenggaris blocks are based on in-house estimates and subject to finalization of Gas Sales Agreements.

(9) Taksiran cadangan kontinjen Grup untuk blok Simenggaris dibuat berdasarkan estimasi Perusahaan.
Contingent reserves estimate for Simenggaris block is based on in-house estimates.

(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 reserves 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 certainty 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 2010

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, 2010

Seluruh anggota Direksi PT Medco Energi Internasional Tbk (MedcoEnergi/ Perseroan) bertanggung jawab penuh atas penyusunan dan penyajian Laporan Tahunan 2010 (Laporan Tahunan 2010) yang termasuk di dalamnya Laporan Keuangan Konsolidasi Auditan untuk tahun yang berakhir pada 31 Desember 2010 (Laporan Keuangan 2010).

Laporan Tahunan 2010 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 2010 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 2010, Perseroan telah menerapkan sistem kendali internal yang termasuk di dalamnya 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 2010 telah diaudit oleh Kantor Akuntan Publik Purwantono, Suherman & Surja, anggota dari Ernst & Young Global (EY), yang ditunjuk oleh Dewan Komisaris berdasarkan Rapat Umum Pemegang Saham Tahunan pada 27 Mei 2010 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 (2010 Annual Report) that includes the Audited Consolidated Financial Statements for the year ended December 31, 2010 (2010 Financial Statements).

The Company's 2010 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 2010 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 2010, 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 2010 Financial Statements have been audited by Public Accountant Office, Purwantono, Suherman & Surja, 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 May 27, 2010 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 2010 dan Laporan Keuangan 2010. Seluruh informasi dalam Laporan Tahunan 2010 dan Laporan Keuangan 2010 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 2010 Annual Report and 2010 Financial Statements. All information on the 2010 Annual Report and 2010 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, 28 April 2011
Disiapkan oleh:
Prepared by

Darmoyo Doyoatmojo
Direktur Utama
President Director

Lukman A. Mahfoedz
Direktur Proyek
Project Director

D. Cyril Noerhadi
Direktur Keuangan
Finance Director

Disetujui Oleh:
Approved by:

Hilmi Panigoro
Presiden Komisaris
President Commissioner

Marsillam Simandjuntak
Komisaris Independen
Independent Commissioner

Gustiaman Deru
Komisaris Independen
Independent Commissioner

Yani Y. Rodyat
Komisaris
Commissioner

Retno Dewi Arifin
Komisaris
Commissioner

Masayuki Mizuno
Komisaris
Commissioner

Simbol Saham: MEDC

Pencatatan Saham dan Obligasi IDR: Bursa Efek Indonesia

Akuntan Publik
Purwantono, Suherman & Surja (a member of Ernst & Young Global)
Indonesia Stock Exchange Building Tower II, Lantai 7
Jl. Jend. Sudirman Kav. 52-53
Jakarta 12190, Indonesia
Tel. (62 – 21) 5289 5000
Fax. (62 – 21) 5289 4100
www.ey.com

Biro Administrasi Efek
PT Sinartama Gunita
Plaza BII Menara III Lantai 12
Jl. MH. Thamrin No. 51
Jakarta 10350, Indonesia
Tel. (62 – 21) 392 2332
Fax. (62 – 21) 392 3003

PT Kustodian Sentral Efek Indonesia
Indonesia Stock Exchange Building Tower II, Lantai 7
Jl. Jend. Sudirman Kav. 52-53
Jakarta 12190, Indonesia
Tel. (62 – 21) 5299 1099
Fax. (62 – 21) 5299 1199

Pemeringkat Efek
Obligasi IDR
PT PEFINDO (Pemeringkat Efek Indonesia)
Setiabudi Atrium Lantai 8, Suite 809-810
Jl. H.R. Rasuna Said Kav. 62
Jakarta 12920, Indonesia
Tel. (62 – 21) 521 0077
Fax. (62 – 21) 521 0078

Nama dan alamat anak perusahaan dan atau kantor cabang atau kantor perwakilan
PT Medco E&P Indonesia
The Energy, Lantai 28-29
SCBD Lot 11A
Jl. Jend. Sudirman
Jakarta 12190, Indonesia
Tel. (62-21) 2995 4000
Fax. (62-21) 2995 4001

PT Medco Power Indonesia
The Energy, Lantai 50
SCBD Lot 11A
Jl. Jend. Sudirman
Jakarta 12190, Indonesia
Tel. (62-21) 2995 3000
Fax. (62-21) 2995 3001

Medco Energi Global Pte Ltd.
The Energy, Lantai 51
SCBD Lot 11A
Jl. Jend. Sudirman
Jakarta 12190, Indonesia
Tel. (62-21) 2995 3000
Fax. (62-21) 2995 3001

PT Medco Downstream Indonesia
Plaza III Pondok Indah Blok A No. 3A-7 &
The Energy, Lantai 27
SCBD Lot 11A
Jl. Jend. Sudirman
Jakarta 12190, Indonesia
Tel. (62-21) 2995 3000
Fax. (62-21) 2995 3001

MEDCOENERGI

PT Medco Energi Internasional Tbk

The Energy Building, 52nd Floor
SCBD Lot 11A
Jl. Jend. Sudirman
Jakarta 12190, Indonesia
Phone. (62-21) 2995 3000
Fax. (62-21) 2995 3001
Email. medc@medcoenergi.com

Laporan Tahunan ini tersedia pada situs **www.medcoenergi.com**
This Annual Report is available on **www.medcoenergi.com**