

MEMORANDUM INFORMASI INI MERUPAKAN SUATU INFORMASI UMUM DAN BUKAN MERUPAKAN SUATU PENAWARAN ATAU USAHA PENJUALAN SUATU SURAT BERHARGA KEPADA SIAPAPUN. *MEDIUM TERM NOTES* ("MTN") YANG DISEBUTKAN DALAM MEMORANDUM INFORMASI INI DIDISTRIBUSIKAN SECARA PENAWARAN TERBATAS ("*PRIVATE PLACEMENT*") DAN HANYA AKAN DIJUAL KEPADA TIDAK LEBIH DARI 50 PIHAK

PT MEDCO ENERGI INTERNASIONAL TBK TIDAK MENYAMPAIKAN PERNYATAAN PENDAFTARAN KEPADA OTORITAS JASA KEUANGAN ATAU OTORITAS PASAR MODAL MANAPUN JUGA, DAN MTN INI TIDAK DICATATKAN DI BURSA EFEK MANAPUN.



PT MEDCO ENERGI INTERNASIONAL TBK

Berkedudukan di Jakarta Selatan, Indonesia

Kegiatan Usaha Utama:
Eksplorasi, penambangan dan produksi minyak, gas bumi dan energi lainnya

Kantor Pusat:
Gedung The Energy
Lantai 52-55 SCBD Lot. 11 A
Jl Jend Sudirman, Senayan
Jakarta Selatan 12190
Telp. (021) 2995 3000
Faks. (021) 2995 3001
Email: medc@medcoenergi.com, corporate.secretary@medcoenergi.com
Situs Internet: www.medcoenergi.com

PENAWARAN TERBATAS *MEDIUM TERM NOTES* (MTN) IV MEDCO TAHUN 2014 Dengan jumlah sebesar Rp1.000.000.000.000,- (Satu Triliun Rupiah)

Perseroan menerbitkan surat berharga dalam bentuk surat hutang jangka menengah ("*Medium Term Notes*" atau "MTN") dengan jumlah sebesar Rp1.000.000.000.000,- (satu triliun Rupiah), berjangka waktu 4 (empat) tahun sejak diterbitkan, dengan tingkat bunga sebesar 11.2% (sebelas koma dua persen) per tahun.

MTN ini diterbitkan tanpa warkat, kecuali Sertifikat Jumbo MTN yang diterbitkan atas nama PT Kustodian Sentral Efek Indonesia ("KSEI") sebagai bukti hutang untuk kepentingan Pemegang MTN

Bunga MTN dibayarkan setiap 3 (tiga) bulan sesuai dengan Tanggal Pembayaran Bunga MTN ini. Pembayaran Bunga MTN pertama dilakukan pada tanggal 8 Januari 2015, sedangkan pembayaran bunga MTN terakhir sekaligus tanggal jatuh tempo MTN adalah pada tanggal 8 Oktober 2018.

PENTING UNTUK DIPERHATIKAN

UNTUK TUJUAN PENAWARAN DAN PENJUALAN MTN, *ARRANGER* DAPAT MENAWARKAN ATAU MENJUAL MTN KEPADA BADAN HUKUM INDONESIA YANG BERDOMISILI DI INDONESIA YANG TERGOLONG SEBAGAI INVESTOR INSTITUSI DENGAN KETENTUAN SEPANJANG PENAWARAN ATAU PENJUALAN TERSEBUT TIDAK MENYEBABKAN PENAWARAN ATAU PENJUALAN MTN MELANGGAR PERATURAN TENTANG PENAWARAN UMUM SEBAGAIMANA DIMAKSUD DALAM UNDANG-UNDANG NO. 8 TAHUN 1995 TENTANG PASAR MODAL DAN PERATURAN PELAKSANAANNYA.

PENJUALAN KEMBALI MTN OLEH PEMEGANG MTN HANYA DAPAT DILAKUKAN KEPADA INVESTOR INSTITUSI DAN JUMLAH PEMEGANG MTN UNTUK SETIAP SAAT SAMPAI DENGAN JATUH TEMPO TIDAK LEBIH DARI 50 LIMA PULUH) INVESTOR INSTITUSI, SEHINGGA PENERBITAN MTN INI TIDAK MENYEBABKAN DILANGGARNYA KETENTUAN TENTANG PENAWARAN UMUM SEBAGAIMANA DIMAKSUD DALAM UNDANG-UNDANG NO. 8 TAHUN 1995 TENTANG PASAR MODAL DAN PERATURAN-PERATURAN PELAKSANAANNYA.

PERSEROAN HANYA MENERBITKAN SERTIFIKAT JUMBO MTN YANG DIDAFTARKAN ATAS NAMA PT KUSTODIAN SENTRAL EFEK INDONESIA ("KSEI") DAN AKAN DIDISTRIBUSIKAN DALAM BENTUK ELEKTRONIK YANG DIADMINISTRASIKAN DALAM PENITIPAN KOLEKTIF DI KSEI.

RISIKO UTAMA YANG DIHADAPI PERSEROAN ADALAH RISIKO TERKAIT DENGAN EKSPLORASI DAN PRODUKSI MINYAK & GAS.

RISIKO LAIN YANG MUNGKIN DIHADAPI INVESTOR PEMBELI MTN ADALAH TIDAK LIKUIDNYA MTN YANG DITAWARKAN PADA PENAWARAN TERBATAS INI ANTARA LAIN DISEBABKAN KARENA TUJUAN PEMBELIAN MTN SEBAGAI INVESTASI JANGKA MENENGAH.

MEMORANDUM INFORMASI INI TIDAK MERUPAKAN SUATU PENAWARAN OLEH DAN / ATAU ATAS NAMA PERSEROAN UNTUK MEMBELI MTN

ARRANGER



PT DBS VICKERS SECURITIES INDONESIA

AGEN PEMANTAU
PT Bank Mega Tbk.

Memorandum Informasi ini bersifat rahasia dan telah dipersiapkan oleh Perseroan semata-mata untuk keperluan penawaran dan penjualan secara terbatas *Medium Term Notes* (MTN) IV Medco Tahun 2014 ("MTN") kepada Investor Institusi. PT DBS Vickers Securities Indonesia sebagai *Arranger* dan Perseroan memiliki hak untuk menolak setiap permintaan untuk membeli, baik sebagian atau seluruhnya atas MTN atas alasan apapun, atau menjual lebih sedikit dari jumlah MTN yang ditawarkan. Memorandum Informasi ini bersifat personal dan rahasia dan hanya ditujukan kepada pihak-pihak yang diberikan oleh *Arranger* dan bukan merupakan tawaran kepada pihak lain manapun atau kepada masyarakat pada umumnya untuk membeli MTN. Apabila terdapat pihak-pihak selain pihak yang ditawarkan yang menerima Memorandum Informasi ini maka pihak-pihak tersebut dilarang untuk mengungkapkan atau memberitahukan dengan cara apapun isi dari Memorandum Informasi ini tanpa persetujuan tertulis terlebih dahulu dari Perseroan. Masing-masing pihak yang ditawarkan dengan menerima Memorandum Informasi ini, tunduk dan setuju pada ketentuan di atas dan setuju tidak akan menggandakan dengan cara apapun Memorandum Informasi ini atau dokumen-dokumen lain yang terkait.

Memorandum Informasi ini bukan merupakan suatu penawaran atau suatu undangan oleh atau atas nama Perseroan atau *Arranger*, untuk membeli MTN yang akan diterbitkan. Penyebaran Memorandum Informasi dan penawaran MTN di beberapa yurisdiksi hukum dibatasi atau dilarang oleh hukum setempat. Pihak-pihak yang memiliki atau menguasai Memorandum Informasi ini wajib untuk mematuhi setiap dan semua pembatasan atau larangan yang berlaku. Memorandum Informasi ini tidak boleh digunakan untuk atau sehubungan dengan tindakan penawaran oleh siapapun dalam yurisdiksi hukum manapun, dimana penawaran tidak diperbolehkan atau kepada pihak yang secara hukum tidak dibenarkan untuk ditawarkan tersebut.

Memorandum Informasi ini harus dibaca dan ditelaah bersama dengan dokumen-dokumen yang disebut dalam Memorandum Informasi ini. Memorandum Informasi ini harus diartikan secara kesatuan dengan dokumen-dokumen tersebut, yang merupakan bagian yang tak terpisahkan dari Memorandum Informasi. Tidak ada pihak manapun yang diberikan kuasa atau wewenang untuk memberikan informasi atau pernyataan apapun yang tidak termuat dalam Memorandum Informasi ini, dan apabila diberikan atau dibuat, informasi dan pernyataan tersebut tidak dapat dipergunakan atau dijadikan dasar bahwa informasi maupun pernyataan tersebut seolah-olah diberikan atau dibuat oleh Perseroan. Adanya penyerahan Memorandum Informasi ini tidak dapat diartikan bahwa informasi yang termuat dalam Memorandum Informasi ini adalah benar setiap saat dan dalam setiap keadaan setelah tanggal Memorandum Informasi ini, dan penyerahan Memorandum Informasi tidak dapat diartikan bahwa tidak terdapat perubahan terhadap kegiatan usaha atau keadaan keuangan dari Perseroan sejak tanggal Memorandum Informasi ini.

Perseroan telah mengupayakan agar seluruh informasi yang termuat dalam Memorandum Informasi ini sehubungan dengan Perseroan dan MTN (informasi mana merupakan informasi yang bersifat material dalam konteks Perseroan dan penawaran MTN) serta pernyataan-pernyataan yang berkaitan dengan Perseroan secara material adalah benar dan akurat serta tidak menyesatkan yang dibuat dengan mempertimbangkan seluruh keadaan dan asumsi-asumsi yang wajar. Tidak ada fakta material sehubungan dengan Perseroan atau MTN yang diabaikan dalam hubungannya dengan Perseroan dan penawaran MTN, dan tidak ada pernyataan-pernyataan yang dimuat dalam Memorandum Informasi ini yang menyesatkan dalam segala aspek yang material, dan dibuat oleh Perseroan setelah memastikan kebenaran dari fakta-fakta tersebut dan memverifikasi keakuratan informasi dan pernyataan-pernyataan tersebut. Informasi yang memuat proyeksi, rencana, strategi, kebijakan dan tujuan Perseroan, yang mana bisa diartikan sebagai *forward looking*, mengandung unsur ketidakpastian dan risiko tertentu yang mungkin berbeda dengan kejadian aktual. Perseroan tidak menjamin tindakan yang diambil berdasarkan hal-hal tersebut akan meraih hasil seperti yang diharapkan.

Assegaf Hamzah & Partners, selaku konsultan hukum Perseroan telah melakukan proses uji tuntas (*due diligence*) secara terbatas terhadap Perseroan semata-mata untuk menerbitkan pendapat hukum sehubungan dengan penandatanganan perjanjian-perjanjian dalam rangka penerbitan MTN tersebut berdasarkan informasi dan/atau dokumen-dokumen yang disampaikan oleh Perseroan kepada Assegaf Hamzah & Partners. Assegaf Hamzah & Partners tidak membuat pernyataan, baik secara tegas maupun tersirat, baik langsung maupun tidak langsung, dan tidak bertanggung jawab, atas keakuratan atau kelengkapan dari informasi yang termuat dalam Memorandum Informasi ini.

Arranger tidak melakukan verifikasi secara terpisah atas informasi yang termuat dalam Memorandum Informasi. *Arranger* tidak membuat pernyataan, baik secara tegas maupun tersirat, atau bertanggungjawab atas validitas, keakuratan atau kelengkapan dari setiap informasi yang dimuat dalam Memorandum Informasi. *Arranger* dan afiliasinya tidak dapat dimintakan pertanggungjawabannya atas penggunaan informasi tersebut. Tidak satupun informasi, fakta atau keterangan dalam Memorandum Informasi atau laporan keuangan Perseroan dimaksudkan untuk memberikan dasar penilaian terhadap kemampuan Perseroan dalam melaksanakan kewajibannya sehubungan dengan MTN dan dapat dianggap sebagai suatu rekomendasi dari Perseroan maupun *Arranger* agar penerima Memorandum Informasi ini membeli MTN. *Arranger* tidak memberikan pernyataan berkenaan dengan resiko yang harus ditanggung oleh pembaca Memorandum Informasi. Setiap Investor Institusi yang berminat untuk membeli MTN wajib menentukan sendiri informasi yang relevan dalam Memorandum Informasi dan investasi yang dilakukannya dalam MTN harus, dan dianggap dilakukan, atas dasar pertimbangan dan investigasi yang dilakukannya sendiri. *Arranger* tidak melakukan tinjauan atas keadaan keuangan Perseroan atau kegiatan usahanya sebagaimana dimaksud dalam Memorandum Informasi ini. *Arranger* tidak memberikan nasehat kepada setiap investor yang berminat untuk membeli MTN ini atas informasi yang mungkin menjadi perhatian *Arranger*. Para Investor Institusi yang berminat wajib melakukan pemeriksaan sendiri atas, antara lain, laporan keuangan yang terakhir dari Perseroan pada saat memutuskan apakah akan membeli MTN ini atau tidak, dan memahami informasi yang termuat dalam Memorandum Informasi ini.

MTN tidak didaftarkan berdasarkan peraturan perundang-undangan dari negara manapun, termasuk peraturan perundang-undangan yang berlaku di Republik Indonesia, dan tidak akan dicatatkan pada bursa Efek manapun. Setiap pihak yang menerima Memorandum Informasi ini mengakui bahwa (i) telah memperoleh kesempatan untuk meminta dari Perseroan dan memeriksa, dan telah menerima, seluruh informasi yang dianggap penting dalam rangka melakukan verifikasi atas ketepatan informasi yang termuat di dalamnya, (ii) pihak tersebut tidak pernah mengandalkan pada *Arranger* atau afiliasinya dalam melakukan investigasi yang dilakukannya untuk memastikan akurasi dari informasi serta keputusan untuk melakukan investasi atas MTN, dan (iii) tidak ada pihak manapun yang diberi kewenangan untuk memberikan informasi atau pernyataan yang berkenaan dengan Perseroan atau MTN selain yang termuat dalam Memorandum Informasi, serta informasi yang diberikan oleh pejabat atau pegawai Perseroan yang berwenang sehubungan dengan pemeriksaan dari investor terhadap Perseroan dan persyaratan pembelian, dan jika diberikan atau dibuat, informasi atau pernyataan tersebut tidak dapat dianggap bahwa informasi atau pernyataan tersebut telah diberikan oleh Perseroan atau *Arranger*.

DAFTAR ISI

Daftar Isi.....	1
Definisi dan Singkatan.....	2
Ringkasan.....	10
Bab I Pernyataan Hutang.....	20
Bab II Analisa dan Pembahasan Manajemen.....	30
Bab III Keterangan Tentang Perseroan.....	41
Bab IV Kegiatan dan Prospek Perseroan.....	52
Bab V Risiko Usaha.....	87
Bab VI Ikhtisar Data Keuangan Penting.....	91
Bab VII Perpajakan.....	95
Bab VIII Perjanjian Penerbitan MTN dan Agen Pemantauan.....	96
Bab IX Lembaga dan Profesi Penunjang Dalam Rangka Penawaran Terbatas.....	105

Definisi dan Singkatan

Di dalam Memorandum Informasi ini, kata-kata di bawah ini mempunyai arti sebagai berikut, kecuali bila kalimatnya menyatakan lain:

Afiliasi	Berarti hubungan afiliasi sebagaimana dimaksud dalam Pasal 1 angka 1 UUPM, yaitu: <ol style="list-style-type: none">hubungan keluarga karena perkawinan dan keturunan sampai derajat kedua, baik secara horizontal maupun vertikal;hubungan antara satu pihak dengan pegawai, direktur atau komisaris dari pihak tersebut;hubungan antara 2 (dua) perusahaan dimana terdapat 1 (satu) atau lebih anggota Direksi dan/atau Dewan Komisaris yang sama;hubungan antara perusahaan dengan suatu pihak, baik langsung maupun tidak langsung, mengendalikan atau dikendalikan oleh perusahaan tersebut;hubungan antara 2 (dua) perusahaan yang dikendalikan baik langsung maupun tidak langsung, oleh pihak yang sama; atauhubungan antara perusahaan dan pemegang saham utama.
Agen Pembayaran	Berarti KSEI, berkedudukan di Jakarta Selatan, beserta para pengganti dan penerima hak dan kewajibannya, yang ditunjuk Penerbit dengan perjanjian tertulis, yang berkewajiban membantu melaksanakan pembayaran Bunga MTN dan/atau pelunasan Pokok MTN dan /atau Denda (jika ada) dan hal lainnya kepada Pemegang MTN melalui Pemegang Rekening untuk dan atas nama Penerbit dengan hak dan kewajiban-kewajibannya sebagaimana diatur dalam Perjanjian Agen Pembayaran.
Agen Pemantau	berarti PT Bank Mega Tbk, berkedudukan di Jakarta Selatan, atau para pengganti dan penerima hak dan kewajibannya, yang bertindak untuk diri sendiri dan akan melakukan pemantauan berdasarkan Perjanjian Penerbitan MTN dan Agen Pemantauan.
Arranger	berarti PT DBS Vickers Securities Indonesia, yang ditunjuk dalam Perjanjian untuk menjalankan fungsi sebagai pelaksana dan penata-usaha dalam penerbitan dan penawaran MTN.
AMDAL	Berarti Analisis Mengenai Dampak Lingkungan.
Bank Kustodian	Berarti bank umum yang telah memperoleh persetujuan OJK untuk menjalankan kegiatan usaha sebagai Kustodian sebagaimana dimaksud dalam UUPM
AS	Berarti Amerika Serikat.
Bapepam	Berarti Badan Pengawas Pasar Modal sebagaimana dimaksud dalam Pasal 3 ayat 1 UUPM atau para pengganti dan penerima hak dan kewajibannya.
Bapepam dan LK	Berarti Badan Pengawas Pasar Modal dan Lembaga Keuangan yang merupakan penggabungan dari Badan Pengawas Pasar Modal dan Direktorat Jenderal Lembaga Keuangan (DJLK), sesuai dengan Keputusan Menteri Keuangan Republik Indonesia Nomor: 606/KMK.01/2005 tanggal 30 (tiga puluh) Desember 2005 (dua ribu lima) tentang Organisasi dan Tata Kerja Badan Pengawas Pasar Modal dan Lembaga Keuangan dan Peraturan Menteri Keuangan Republik Indonesia Nomor: 184/PMK.01/2010 tanggal 11 (sebelas) Oktober 2010 (dua ribu sepuluh) tentang Organisasi dan Tata Kerja Kementerian Keuangan, atau para pengganti dan penerima hak dan kewajibannya (sekarang bernama OJK, sebagaimana didefinisikan dalam bagian definisi dan singkatan).
BBL	Berarti <i>barrels</i> , suatu satuan yang dipergunakan untuk mengukur tingkat produksi minyak bumi.
BBTUPD	Berarti <i>Billion British Thermal Unit Per Day</i> (Miliar Unit Termal Inggris per hari).
BCF	Berarti <i>billions of cubic feet</i> (miliar kaki kubik), suatu satuan yang dipergunakan untuk mengukur tingkat produksi gas bumi.

Beban Keuangan Bersih	Berarti beban bunga bersih dari semua kewajiban atau hutang yang berbunga.
BEI atau Bursa Efek	Berarti PT Bursa Efek Indonesia
Biaya Lifting atau Biaya Produksi	Berarti biaya yang timbul dari operasi dan pemeliharaan sumur-sumur, serta fasilitas dan peralatan terkait selama periode tertentu.
BNRI	Berarti Berita Negara Republik Indonesia.
BOPD	Berarti <i>barrels of oil per day</i> (barel minyak per hari).
Bunga MTN	Berarti bunga MTN yang harus dibayar oleh Perseroan kepada Pemegang MTN kecuali MTN yang dimiliki Perseroan, sesuai dengan ketentuan yang termuat dalam Perjanjian Penerbitan MTN dan Agen Pemantauan.
Cadangan Kontinjen (<i>Contingent Reserves</i>)	Berarti merupakan cadangan minyak dan gas yang menurut analisa geologis dan data teknis berpotensi untuk diproduksi, tetapi pada saat ini dilihat tidak komersial secara teknis, pasar atau ekonomis.
Cadangan Kotor	Berarti merupakan cadangan yang dianggap berasal dari hak partisipasi efektif milik Perseroan sebelum dikurangi bagian yang dibayarkan kepada Pemerintah sebagai pemilik cadangan sesuai dengan perjanjian kontrak yang berlaku.
Cadangan Bersih	Berarti merupakan cadangan yang dianggap berasal dari hak partisipasi efektif milik Perseroan setelah dikurangi bagian yang dibayarkan kepada Pemerintah sebagai pemilik cadangan sesuai dengan perjanjian kontrak yang berlaku.
Cadangan Terbukti (<i>Proved Reserves</i>)	Berarti merupakan cadangan minyak dan gas yang menurut analisa geologis dan data teknis diperkirakan telah memiliki kepastian wajar secara komersial, dapat diproduksi pada tanggal yang ditentukan, dari <i>reservoir</i> yang diketahui, dan sesuai kondisi tertentu, metode operasi dan Peraturan Pemerintah.
Cadangan Terduga (<i>Probable Reserves</i>)	Berarti merupakan tambahan cadangan minyak dan gas yang menurut analisa geologis dan data teknis kemungkinannya lebih rendah untuk diproduksi dibandingkan dengan cadangan terbukti.
Cadangan Terbukti dan Terduga	Berarti Cadangan Terbukti atau <i>Proved Reserves</i> ditambah Cadangan Terduga atau <i>Probable Reserves</i> .
Daftar Pemegang Rekening	berarti daftar yang dikeluarkan oleh KSEI yang memuat keterangan tentang kepemilikan MTN oleh Pemegang MTN melalui Pemegang Rekening KSEI yang memuat keterangan mengenai, antara lain, nama, jumlah kepemilikan MTN, status pajak, dan kewarganegaraan Pemegang Rekening Institusi tersebut berdasarkan data-data yang diberikan oleh Pemegang Rekening Institusi kepada KSEI.
Denda	Berarti sejumlah dana yang wajib dibayar akibat adanya keterlambatan kewajiban pembayaran Bunga MTN dan/atau Pokok MTN yaitu sebesar 1% (satu persen) per tahun di atas tingkat Bunga MTN dari jumlah dana yang terlambat dibayar, yang dihitung secara harian, sejak hari keterlambatan sampai dengan dibayar lunas suatu kewajiban yang harus dibayar berdasarkan Perjanjian Penerbitan MTN dan Agen Pemantauan, dengan ketentuan 1 (satu) tahun adalah 360 (tiga ratus enam puluh) Hari Kalender dan 1 (satu) bulan adalah 30 (tiga puluh) Hari Kalender.
EBITDA	Berarti laba usaha sebelum amortisasi dan depresiasi.
Efek	Berarti surat berharga yaitu surat pengakuan hutang, surat berharga komersial, saham, MTN, tanda bukti hutang, Unit Penyertaan Kontrak Investasi Kolektif, Kontrak Berjangka atas Efek dan setiap derivatif Efek.
Ekuitas Disesuaikan	Berarti total ekuitas konsolidasi Perseroan dikurangi <i>goodwill</i> , aktiva pajak tangguhan, dan selisih penilaian kembali aktiva tetap.

Entitas Anak	Berarti perusahaan yang laporan keuangannya dikonsolidasikan dengan Perseroan dengan sesuai dengan standar akuntansi yang berlaku di Indonesia.
EOR (<i>Enhanced Oil Recovery</i>)	Berarti proses peningkatan <i>recovery rate</i> dari <i>reservoir</i> melalui injeksi zat kimia.
EUR	Berarti Euro, mata uang yang sah dan berlaku di 16 dari 27 negara Eropa yang merupakan anggota dari Eurozone.
<i>Force Majeure</i>	Berarti kejadian-kejadian yang berkaitan dengan keadaan diluar kemampuan dan kekuasaan para pihak seperti banjir, gempa bumi, gunung meletus, kebakaran, perang atau huru hara di Indonesia, yang mempunyai akibat negatif secara material terhadap kemampuan masing-masing pihak untuk memenuhi kewajibannya berdasarkan Perjanjian Penerbitan MTN dan Agen Pemantauan.
Harga Penawaran	adalah jumlah yang setara dengan 100% (seratus persen) dari Nilai Nominal.
Hari Bursa	Berarti hari-hari dimana Bursa Efek melakukan aktivitas transaksi perdagangan efek menurut peraturan perundang-undangan di Negara Republik Indonesia yang berlaku dan ketentuan-ketentuan Bursa Efek tersebut.
Hari Kalender	Berarti setiap hari dalam 1 (satu) tahun sesuai dengan <i>Gregorius Calendar</i> tanpa kecuali, termasuk hari Sabtu, Minggu dan hari libur nasional yang sewaktu-waktu ditetapkan oleh Pemerintah Republik Indonesia.
Hari Kerja	Berarti hari Senin sampai dengan hari Jumat, kecuali hari libur nasional yang ditetapkan oleh Pemerintah Republik Indonesia atau Hari Kerja biasa yang karena suatu keadaan tertentu ditetapkan oleh Pemerintah Republik Indonesia sebagai bukan Hari Kerja biasa.
<i>Held By Production</i>	Berarti sebuah kondisi di mana hak sewa atas aset minyak dan gas bumi mengizinkan perusahaan, dalam hal ini Perseroan, untuk mengoperasikan properti atau konsesi yang bersangkutan selama properti atau konsesi tersebut memproduksi minyak atau gas bumi pada kuantitas minimum yang ditetapkan sebagai pembayaran.
HoA	Berarti kependekan dari <i>Heads of Agreement</i> yang berarti perjanjian induk.
JOB	Berarti <i>Joint Operating Body</i> , kegiatan operasional yang dilakukan oleh badan operasi bersama yang dikepalai oleh Pertamina dan dibantu oleh kontraktor sebagai pihak kedua dalam JOB. Dalam JOB, 50% dari produksi merupakan milik Pertamina dan sisanya adalah bagian yang dapat dibagikan dan dibagikan kepada pihak-pihak dengan cara yang sama seperti PSC.
Kegiatan Usaha Perseroan Sehari-Hari	Berarti setiap kegiatan operasional, baik yang dilakukan langsung oleh Perseroan maupun melalui Entitas Anak, dibidang eksplorasi, produksi minyak dan gas bumi, industri pertambangan dan energi lainnya, serta kegiatan lainnya yang terkait dengan atau kegiatan penunjang bidang-bidang tersebut.
Kemenkumham	Berarti Kementerian Hukum dan Hak Asasi Manusia Republik Indonesia (dahulu dikenal dengan nama Departemen Hukum dan Hak Asasi Manusia Republik Indonesia, Departemen Kehakiman Republik Indonesia, Departemen Hukum dan Perundang-undangan Republik Indonesia atau nama lainnya).
Konfirmasi Tertulis	Berarti konfirmasi tertulis dan/atau laporan saldo MTN dalam Rekening Efek yang diterbitkan oleh KSEI, atau Pemegang Rekening berdasarkan perjanjian pembukaan Rekening Efek dengan Pemegang MTN dan konfirmasi tersebut menjadi dasar bagi Pemegang MTN untuk mendapatkan pembayaran Bunga MTN, pelunasan Pokok MTN dan hak-hak lain yang berkaitan dengan MTN.
Konfirmasi Tertulis Untuk RUPMTN atau KTUR	Berarti surat konfirmasi kepemilikan MTN yang diterbitkan oleh KSEI kepada Pemegang MTN melalui Pemegang Rekening, khusus untuk menghadiri RUPMTN atau meminta diselenggarakannya RUPMTN, dengan memperhatikan ketentuan-ketentuan KSEI.

KSEI	Berarti PT Kustodian Sentral Efek Indonesia, berkedudukan di Jakarta Selatan, atau pengganti dan penerima hak dan kewajibannya yang menjalankan kegiatan usaha sebagai Lembaga Penyimpanan dan Penyelesaian sebagaimana didefinisikan dalam UUPM yang dalam Emisi bertugas sebagai Agen Pembayaran berdasarkan Perjanjian Penerbitan MTN dan Agen Pemantauan Agen Pembayaran dan mengadministrasikan MTN berdasarkan Perjanjian Pendaftaran MTN di KSEI.
Kustodian	Berarti pihak yang memberi jasa penitipan efek dan harta yang berkaitan dengan MTN serta jasa lainnya termasuk menerima bunga dan hak-hak lain, menyelesaikan transaksi efek dan mewakili Pemegang Rekening yang menjadi nasabahnya sesuai dengan ketentuan UUPM yang meliputi KSEI, Perusahaan Efek dan Bank Kustodian.
<i>Limited Recourse</i>	Berarti dalam kaitannya dengan <i>project financing</i> adalah jaminan atau komitmen yang diberikan oleh Perseroan atas kewajiban Entitas Anak atau afiliasi Perseroan untuk jangka waktu tertentu sampai dengan dimulainya tanggal operasi komersial dari proyek yang bersangkutan.
LNG	Berarti Gas Alam Cair.
LPG	Berarti Gas Minyak Cair.
Masyarakat	Berarti perorangan dan/atau badan, baik Warga Negara Indonesia/Badan Indonesia maupun Warga Negara Asing/Badan Asing baik yang bertempat tinggal/ berkedudukan di Indonesia maupun bertempat tinggal/berkedudukan di luar wilayah Indonesia.
MBOPD	Berarti <i>thousand of barrels oil per day</i> (ribu barel per hari), suatu satuan yang dipergunakan untuk volume produksi minyak per hari, di mana 1 MBOPD = MBbls/365.
MBbls	Berarti <i>thousand of barrels</i> (ribu barel), suatu satuan volume produksi dan cadangan minyak.
Memorandum Informasi	berarti dokumen tertulis yang di buat oleh Penerbit yang memuat informasi umum mengenai Penerbit dan MTN yang akan diterbitkan sesuai ketentuan yang tercantum dalam Perjanjian Penerbitan MTN dan Agen Pemantauan, yang dibuat dalam rangka penerbitan MTN.
Menkumham	Berarti Menteri Hukum dan Hak Asasi Manusia Republik Indonesia (sebelumnya dikenal dengan nama Menteri Kehakiman Republik Indonesia, Menteri Hukum dan Perundang-undangan dan/atau nama lainnya).
Migas	Berarti singkatan umum yang dipergunakan untuk Minyak dan Gas Bumi.
MM	Berarti <i>million</i> (juta).
MMBO	Berarti <i>million barrels of oil</i> (juta barel minyak), di mana 1 MMBO = 1000 MBbls.
MMBOE	Berarti <i>million barrels of oil equivalent</i> (juta barel ekuivalen minyak), dimana gas dikonversikan ke BOE (<i>Barrels of Oil Equivalent</i> /barel ekuivalen minyak) dengan menggunakan rasio 1 Bbl minyak mentah = 5,85 MCF gas.
MMBTU	Berarti <i>millions of British Thermal Units</i> , suatu ukuran panas di mana 1 MMBTU = 1 MCF.
MCF	Berarti <i>thousand of cubic feet</i> (juta kaki kubik), suatu satuan volume gas alam di mana 1 MCF = 1 MMBTU.
MMCF	Berarti <i>million of cubic feet</i> (juta kaki kubik) di mana 1 MMCF = 1000 MCF.
MMCFD	Berarti <i>million of standard cubic feet of gas per day</i> (juta standar kaki kubik gas per hari); (kondisi standar 60°F dan 14 psia – <i>pounds per square inch</i>).
MTN	berarti surat hutang jangka menengah (<i>medium term notes</i>) yang diberi nama “Medium Term Notes (MTN) IV Medco Tahun 2014”, yang diterbitkan Penerbit berdasarkan Perjanjian

	Penerbitan MTN dan Agen Pemantauan melalui Penawaran Terbatas dan dan didaftarkan di KSEI berdasarkan Perjanjian Pendaftaran di KSEI, sebagaimana dinyatakan dalam Sertifikat Jumbo, yang merupakan bukti atas pinjaman uang sebesar jumlah Pokok MTN yang diterima oleh Penerbit dari Pemegang MTN.
MW	Berarti megawatt atau satu juta watt, suatu satuan tenaga listrik.
<i>Net crude entitlement</i> atau <i>produksi net</i>	Berarti bagian Perseroan atas produksi kotor setelah dikurangi bagian Pemerintah sesuai dengan kontrak bagi hasil.
OJK atau Otoritas Jasa Keuangan	Berarti lembaga yang independen sebagaimana dimaksud dalam Undang-Undang Nomor 21 Tahun 2011 tentang Otoritas Jasa Keuangan yang tugas dan wewenangnya meliputi pengaturan dan pengawasan kegiatan jasa keuangan di sektor perbankan, pasar modal, perasuransian, dana pensiun, lembaga pembiayaan dan lembaga keuangan lainnya, dimana OJK merupakan lembaga yang menggantikan dan menerima hak dan kewajiban untuk melakukan fungsi pengaturan dan pengawasan dari Bapepam dan/atau Bapepam dan LK sesuai ketentuan pasal 55 Undang-Undang OJK.
Pembiayaan Berbasis Cadangan (<i>Reserves-Based Lending/RBL</i>)	Berarti pembiayaan dengan menggunakan metode perhitungan besaran pinjaman (<i>debt sizing</i>) berdasarkan nilai NPV (<i>Net Present Value</i>) komersial cadangan P1 (cadangan terbukti) setelah dikurangi dengan <i>safety facto</i> .
Pemerintah	Berarti Pemerintah Republik Indonesia.
Pemegang MTN	Berarti Masyarakat yang memiliki manfaat atas sebagian atau seluruh MTN yang disimpan dan diadministrasikan dalam: <ul style="list-style-type: none"> • Rekening Efek pada KSEI; atau • Rekening Efek pada KSEI melalui Bank Kustodian atau Perusahaan Efek.
Pemegang Rekening	Berarti pihak yang namanya tercatat sebagai pemilik Rekening Efek di KSEI yang meliputi Bank Kustodian dan/atau Perusahaan Efek dan/atau pihak lain yang disetujui oleh KSEI dengan memperhatikan perundang-undangan di bidang Pasar Modal dan peraturan KSEI.
Penawaran Terbatas	berarti penawaran terbatas atas MTN yang dilakukan Penerbit dengan memenuhi kriteria berikut: <ol style="list-style-type: none"> a. MTN tidak ditawarkan kepada lebih dari 100 (seratus) pihak; dan b. MTN tidak dijual kepada lebih dari 50 (lima puluh) pihak; dan c. MTN tidak ditawarkan melalui media massa, termasuk surat kabar, majalah, film, radio dan media elektronik lainnya serta surat brosur dan barang cetakan lain yang diberikan kepada lebih dari 100 (seratus) pihak; d. serta kriteria penawaran yang bukan merupakan penawaran umum (selain yang disebutkan di atas) sebagaimana diatur dalam peraturan perundang-undangan di bidang pasar modal yang berlaku dari waktu ke waktu.
Pengakuan Hutang	Berarti pengakuan hutang Perseroan sehubungan dengan MTN, sebagaimana tercantum dalam akta Pengakuan Hutang Medium Term Notes (MTN) IV Medco Tahun 2014 No.9 tertanggal 6 Oktober 2014 yang dibuat di hadapan Fathiah Helmi, SH., Notaris di Jakarta
Penitipan Kolektif	Berarti jasa penitipan atas efek yang dimiliki bersama oleh lebih dari satu pihak yang kepentingannya diwakili oleh Kustodian, sebagaimana dimaksud dalam UUPM.
Peraturan No. IX.J.1	Berarti Peraturan Bapepam dan LK No. IX.J.1, Lampiran Keputusan Ketua Bapepam dan LK No. KEP- 179/BL/2008 tanggal 14-05-2008 (empat belas Mei dua ribu delapan) tentang Pokok-Pokok Anggaran Dasar Perseroan yang Melakukan Penawaran Umum Efek Bersifat Ekuitas dan Perusahaan Publik.
Perjanjian Agen Pembayaran	Berarti Akta Perjanjian Agen Pembayaran Medium Term Notes (MTN) IV Medco Tahun 2014 No.8 tertanggal 6 Oktober 2014 yang dibuat di hadapan Fathiah Helmi, SH., Notaris di Jakarta.
Perjanjian Pendaftaran MTN di KSEI	Berarti perjanjian yang dibuat antara Perseroan dan KSEI perihal pendaftaran MTN di KSEI No. SP-0031/P-EBH/KSEI/1014 tanggal 6 Oktober 2014, yang dibuat di bawah tangan

bermeterai cukup.

Perjanjian Penerbitan MTN dan Agen Pemantauan	Berarti Akta Perjanjian Penerbitan dan Agen Pemantauan Medium Term Notes (MTN) IV Medco Tahun 2014 No.7 tertanggal 6 Oktober 2014 yang dibuat di hadapan Fathiah Helmi, SH., Notaris di Jakarta.
Perseroan	Berarti pihak yang melakukan Emisi, yang dalam hal ini adalah PT Medco Energi Internasional Tbk, berkedudukan di Jakarta Selatan, Gedung The Energy, lantai 52, SCBD, Lot 11A Jalan Jenderal Sudirman, Senayan, Jakarta Selatan 12190, atau pengganti dan penerima hak dan kewajibannya.
Pertamina	Berarti PT Pertamina (Persero) dan entitas anaknya.
Perusahaan Efek	Berarti pihak yang melakukan kegiatan usaha sebagai Penjamin Emisi Efek, Perantara Pedagang Efek dan/atau Manajer Investasi sebagaimana dimaksud dalam UUPM.
Pinjaman	Berarti semua bentuk utang termasuk utang bank, utang sewa guna usaha, utang efek konversi, utang efek dan instrumen pinjaman lainnya, utang kredit investasi, utang Perseroan atau pihak lain yang dijamin dengan agunan atau gadai atas aktiva Perseroan dan Entitas Anak sesuai dengan nilai penjaminan, utang pihak lain di luar Entitas Anak yang dijamin (<i>guaranteed</i>) oleh Perseroan dan Entitas Anak, kewajiban tanpa syarat (<i>non contingent</i>) kepada bank sehubungan dengan pembayaran untuk <i>Letter of Credit (L/C)</i> atau instrumen sejenis termasuk pinjaman yang berasal dari perusahaan lain yang diakuisisi dan menjadi Entitas Anak atau perusahaan lain yang melebur ke dalam Perseroan, kecuali, hutang dalam rangka Kegiatan Usaha Sehari-Hari (termasuk akan tetapi tidak terbatas pada utang dagang, utang pajak dan utang dividen).
PLN	Berarti PT Perusahaan Listrik Negara (Persero).
PLTG	Berarti Pembangkit Listrik Tenaga Gas.
<i>Probable Reserve</i>	Berarti sebagaimana yang diuraikan dalam definisi “Cadangan Terduga”.
<i>Proved Reserve</i> atau 1P	Berarti sebagaimana yang diuraikan dalam definisi “Cadangan Terbukti”.
<i>Proved and Probable Reserve</i> atau 2P	Berarti sebagaimana yang diuraikan dalam definisi “Cadangan Terbukti dan Cadangan Terduga”.
PSC	Berarti <i>Production Sharing Contract</i> , suatu bentuk kerja sama dimana kontraktor dan BPMigas (dahulu Pertamina) membagi total produksi untuk setiap periode berdasarkan suatu rasio tertentu. Kontraktor umumnya berhak untuk memperoleh kembali dana yang telah dikeluarkan untuk biaya pencarian dan pengembangan, juga biaya operasi, di setiap PSC berdasarkan pendapatan yang dihasilkan PSC setelah pengurangan <i>first tranche petroleum (FTP)</i> . Berdasarkan ketentuan FTP, tiap pihak berhak untuk mengambil dan menerima minyak dan gas dengan persentase tertentu setiap tahun, tergantung pada persyaratan kontrak dari total produksi di tiap formasi atau zona produksi sebelum pengurangan untuk biaya operasi, kredit investasi dan Biaya Produksi. FTP setiap tahun umumnya dibagi antara Pemerintah dan kontraktor sesuai dengan standar pembagian.
Rekening Efek	Berarti rekening yang memuat catatan posisi MTN dan/atau dana milik Pemegang MTN yang diadministrasikan oleh KSEI atau Pemegang Rekening berdasarkan perjanjian pembukaan rekening efek yang ditandatangani oleh Pemegang MTN.
Rig	Berarti perangkat pemboran yang terdiri dari menara dan perlengkapannya, yang dapat dipindah-pindahkan sesuai dengan lokasi pemboran.
Rp	Berarti Rupiah yang merupakan mata uang sah negara Republik Indonesia.
RUPMTN	Berarti Rapat Umum Pemegang MTN sebagaimana diatur dalam Perjanjian Penerbitan MTN dan Agen Pemantauan.
RUPS	Berarti Rapat Umum Pemegang Saham Perseroan yang diselenggarakan sesuai dengan

ketentuan Anggaran Dasar Perseroan.

RUPSLB	Berarti Rapat Umum Pemegang Saham Luar Biasa Perseroan yang diselenggarakan sesuai dengan ketentuan Anggaran Dasar Perseroan.
RUPST	Berarti Rapat Umum Pemegang Saham Tahunan.
Satuan Pemindahbukuan	Berarti satuan jumlah MTN yang dapat dipindahbukukan dan diperdagangkan dari 1 (satu) Rekening Efek ke Rekening Efek lainnya, yaitu sebesar Rp. 1 (satu Rupiah) atau kelipatannya.
Sertifikat Jumbo MTN	Berarti bukti penerbitan MTN berdasarkan Perjanjian Penerbitan MTN dan Agen Pemantauan yang disimpan di KSEI dan diterbitkan atau tercatat atas nama KSEI untuk kepentingan Pemegang MTN melalui Pemegang Rekening.
SGD	Berarti Dolar Singapura, mata uang yang sah dan berlaku di negara Republik Singapura.
SKK Migas	Berarti satuan kerja khusus pelaksana kegiatan usaha hulu minyak dan gas bumi, yang dibentuk berdasarkan Peraturan Presiden Republik Indonesia No. 9 Tahun 2013 tentang Penyelenggaraan Pengelolaan Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi, yang memiliki tugas dan wewenang menyelenggarakan pengelolaan kegiatan usaha hulu minyak dan gas bumi sampai dengan diterbitkannya undang-undang baru di bidang minyak dan gas bumi.
Suara	Berarti hak suara yang dimiliki oleh Pemegang MTN dalam RUPMTN sesuai dengan ketentuan yang diatur dalam Perjanjian Penerbitan MTN dan Agen Pemantauan Penerbitan MTN dan Agen Pemantauan.
TAC	Berarti <i>Technical Assistance Contract</i> , suatu bentuk kerja sama bagi hasil dengan Pertamina yang diberikan pada wilayah yang telah atau belum beroperasi untuk jangka waktu tertentu, dimana produksi minyak dan gas bumi pertama, dibagi menjadi bagian yang dapat dibagikan (<i>shareable</i>) dan bagian yang tidak dapat dibagikan (<i>non shareable</i>). Bagian yang tidak dapat dibagikan (<i>non shareable</i>) merupakan produksi yang diperkirakan dapat dicapai dari suatu wilayah (berdasarkan data historis produksi dari wilayah tersebut) pada saat perjanjian TAC ditandatangani dan menjadi hak milik Pertamina. Dalam TAC, produksi dari bagian yang tidak dapat dibagikan (<i>non shareable</i>) 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 sebagaimana yang diatur dalam PSC.
Tanggal Penerbitan	Berarti tanggal diterbitkannya MTN yaitu pada waktu efektif diterimanya seluruh dana hasil penerbitan MTN masuk ke dalam rekening Penerbit, dan tanggal penyerahan Sertifikat Jumbo MTN sesuai dengan jumlah MTN yang diterbitkan yang diterima KSEI dari Penerbit dan selanjutnya didistribusikan oleh KSEI kepada Pemegang MTN dalam Rekening Kustodian.
Tanggal Pelunasan Pokok MTN	Berarti tanggal dimana jumlah Pokok MTN menjadi jatuh tempo dan wajib dibayar oleh Penerbit kepada Pemegang MTN sebagaimana ditetapkan dalam Daftar Pemegang Rekening, melalui Agen Pembayaran, dengan memperhatikan ketentuan dalam Pasal 5 Perjanjian Penerbitan MTN dan Agen Pemantauan.
Tanggal Pembayaran Bunga MTN	Berarti tanggal-tanggal pada saat mana Bunga MTN menjadi jatuh tempo dan wajib dibayar oleh Penerbit kepada Pemegang MTN yang namanya tercantum dalam Daftar Pemegang MTN melalui Agen Pembayaran dan dengan memperhatikan ketentuan dalam Pasal 5 Perjanjian Penerbitan MTN dan Agen Pemantauan .
TCF	Berarti <i>trillion cubic feet</i> (triliun kaki kubik).
USD	Berarti Dolar Amerika Serikat, mata uang yang sah dan berlaku di negara Amerika Serikat.
Utilisasi Rig	Berarti tingkat pemakaian rig oleh kontraktor dimana utilisasi 100% berarti rig digunakan setiap hari dalam 1 (satu) tahun.
UUPM	Berarti Undang-undang Republik Indonesia No.8 Tahun 1995 tanggal 10 November 1995

tentang Pasar Modal, berikut perubahannya dan peraturan-peraturan pelaksanaannya.

UUPT

Berarti Undang-undang Republik Indonesia No.40 Tahun 2007 tanggal 16 Agustus 2007 tentang Perseroan Terbatas.

UU WDP

Berarti Undang-Undang No. 3 Tahun 1982 tanggal 1 Februari 1982 tentang Wajib Daftar Perusahaan, Lembaran Negara Republik Indonesia No. 7 Tahun 1982, Tambahan No. 3214.

Ringkasan

Ringkasan di bawah ini merupakan bagian yang tidak terpisahkan dan harus dibaca dalam kaitannya dengan keterangan yang lebih rinci, serta laporan keuangan konsolidasian dan catatan-catatan yang tercantum dalam Memorandum Informasi ini. Ringkasan ini dibuat atas dasar fakta-fakta dan pertimbangan-pertimbangan yang paling penting bagi Perseroan. Kecuali dinyatakan lain, seluruh pembahasan atas informasi keuangan yang tercantum dalam Memorandum Informasi ini dilakukan pada tingkat konsolidasian. Semua informasi keuangan konsolidasian Perseroan disusun berdasarkan laporan keuangan konsolidasian Perseroan yang disajikan dalam mata uang Dolar Amerika Serikat dan telah sesuai dengan prinsip akuntansi yang berlaku umum di Indonesia.

1. RIWAYAT SINGKAT PERSEROAN

Perseroan didirikan dalam rangka Penanaman Modal Dalam Negeri berdasarkan Undang-undang No.6 Tahun 1968 sebagaimana telah diubah dengan Undang-undang No.12 tahun 1970 dan terakhir diubah dengan Undang-Undang No.25 Tahun 2007 tentang Penanaman Modal, didirikan dengan Akta Pendirian No.19 tanggal 9 Juni 1980, sebagaimana diubah dengan Akta Perubahan No. 29 tanggal 25 Agustus 1980 dan Akta Perubahan No.2 tanggal 2 Maret 1981, yang ketiganya dibuat di hadapan Imas Fatimah, S.H., Notaris di Jakarta, akta-akta mana telah memperoleh pengesahan dari Menteri Kehakiman Republik Indonesia dengan Surat Keputusan No.Y.A.5/192/4, tanggal 7 April 1981 dan telah didaftarkan di Pengadilan Negeri Jakarta berturut-turut di bawah No.1348, No.1349 dan No.1350, tanggal 16 April 1981 serta telah diumumkan dalam BNRI No.102 tanggal 22 Desember 1981, Tambahan No.1020/1981.

Setelah Perseroan melakukan Penawaran Umum Berkelanjutan Obligasi Berkelanjutan I Medco Energi Internasional Tahap II Tahun 2013, Anggaran Dasar Perseroan tidak mengalami perubahan, sehingga Anggaran Dasar Perseroan yang terakhir adalah sebagaimana termuat dalam Akta Pernyataan Keputusan Rapat No.33 tanggal 8 Agustus 2008 yang dibuat di hadapan Poerbaningsih Adi Warsito, S.H., Notaris di Jakarta ("Akta No.33/2008"), yang telah memperoleh persetujuan Menkumham berdasarkan Surat Keputusan No.AHU-69951.AH.01.02 tanggal 26 September 2008, dan telah didaftarkan dalam Daftar Perseroan pada Kemenkumham di bawah No.AHU-0092139.AH.01.09.Tahun 2008 tanggal 26 September 2008, sebagaimana diumumkan dalam BNRI No.12 Tanggal 10 Februari 2009, Tambahan No.4180, akta mana telah mengubah seluruh ketentuan Anggaran Dasar Perseroan dalam rangka menyesuaikan ketentuan UUPT dan Peraturan No.IX.J.1.

Sesuai dengan Anggaran Dasar, ruang lingkup kegiatan Perseroan terdiri dari antara lain eksplorasi, penambangan dan produksi minyak dan gas bumi dan industri energi lainnya, serta kegiatan lainnya yang terkait dengan sektor energi atau kegiatan penunjang bidang-bidang tersebut. Saat ini kegiatan usaha utama Perseroan adalah di bidang eksplorasi, penambangan dan produksi minyak dan gas bumi. Kegiatan usaha lainnya Perseroan yang terkait dengan sektor energi atau kegiatan penunjang yaitu bergerak di kegiatan usaha tenaga listrik, sektor hilir (penjualan kimia dan produk-produk turunan).

2. KEGIATAN USAHA PERSEROAN

Dalam melakukan kegiatan usahanya, Perseroan menjalankan 3 (tiga) kegiatan usaha inti sebagai berikut:

I. Eksplorasi dan Produksi Minyak dan Gas – Indonesia

Pada saat ini, Perseroan memegang hak partisipasi dalam 10 blok dengan status eksplorasi, produksi, dan pengembangan serta satu partisipasi ekonomi di Indonesia dengan total produksi sekitar 8.74 MMBOE minyak dan gas bumi selama 6 bulan pertama tahun 2014 dan 18.72 MMBOE minyak dan gas bumi pada tahun 2013. Operasi Perseroan di Indonesia membentang dari Aceh di ujung Barat Indonesia hingga Papua di Timur. Selama 6 bulan pertama tahun 2014, Eksplorasi dan Produksi – Indonesia berhasil membukukan penjualan minyak dan gas masing-masing sebesar 20,03 MBOPD dan 133,61 BBTUPD serta 24,30 MBOPD dan 150,64 BBTUPD selama tahun 2013.

II. Eksplorasi dan Produksi Minyak dan Gas – Internasional

Pada saat ini, Perseroan memegang hak partisipasi di 10 blok eksplorasi dan produksi di Amerika Serikat, Yaman, Libya, dan Papua Nugini serta sebuah jasa kontrak E&P di Oman. Selama 6 bulan pertama tahun 2014, Eksplorasi dan Produksi – Internasional berhasil membukukan penjualan minyak dan gas masing-masing sebesar 0,58 MBOPD dan 0,63 BBTUPD dan 1,96 MBOPD dan 0,94 BBTUPD pada tahun 2013.

III. Ketenagalistrikan

Perseroan melakukan bisnis ketenagalistrikan meliputi dua pembangkit listrik di Batam dan tiga pembangkit listrik di Sumatra Selatan. Sampai dengan bulan Juni 2014, MPI memproduksi 626 GWh serta di tahun 2013 memproduksi listrik sebesar 1.268 GWh.

IV. PIPANISASI GAS

Perseroan juga mengoperasikan stasiun kompresi dengan tiga kompresor gas utama dan fasilitas pipa di Gunung Megang dan Stasiun Kota, Sumatra Selatan. Di Gunung Megang, sampai bulan Juni 2014 dan Desember 2013, MGI mengkompresi gas sejumlah 6.238 BBTU dan 12.109 BBTU, dan mendistribusikan gas SSE sejumlah 3.654 BBTU dan 7.492 BBTU ke PGN melalui Pagardewa. Di Stasiun Soka, MGI berhasil memproses gas dengan total kapasitas sebesar 5.876 BCF sampai dengan bulan Juni 2014 dan 3.330 BCF di penghujung tahun 2013.

V. Pertambangan Batubara

Sejalan dengan usahanya untuk mengembangkan portofolio bisnis energi non migas dalam bidang pertambangan batubara, pada medio 2009 Perseroan telah melakukan akuisisi 2 (dua) Ijin Usaha Pertambangan (IUP) Eksplorasi Batubara atas nama PT Duta Tambang ReKayasa (DTR) dan PT Duta Tambang Sumber Alam (DTSA) di Nunukan, Kalimantan Utara, melalui entitas anak Perseroan yang dimiliki sepenuhnya, MEMI. Berdasarkan data internal Perseroan, sumber daya batubara DTR adalah sebesar 30.000.000 MT dan cadangan batubara DTR adalah sebesar 2.200.000 MT. Adapun sumber daya batubara DTSA adalah sebesar 10.000.000 MT dan cadangan batubara DTSA adalah sebedara 1.700.000 MT. Produksi DTR sampai dengan 6 bulan pertama tahun 2014 sebesar 237,403 ton dan 633,972 ton selama tahun 2013. Selama 6 bulan pertama tahun 2014, DTR berhasil membukukan penjualan batubara sebesar 277.072 ton dan 525.342 selama tahun 2013.

3. STRUKTUR PERMODALAN DAN SUSUNAN PEMEGANG SAHAM PERSEROAN

Struktur permodalan Perseroan berdasarkan Akta No.33/2008 dan susunan pemegang saham Perseroan berdasarkan daftar pemegang saham per 19 September 2014 yang dikeluarkan oleh PT Sinartama Gunita sebagai Biro Administrasi Efek yang ditunjuk Perseroan adalah sebagai berikut:

Pemegang Saham	Nilai Nominal Rp100 per lembar saham		Persentase Kepemilikan (%)
	Jumlah Saham (lembar)	Jumlah Nominal (Rp)	
Modal Dasar	4.000.000.000	400.000.000.000	
Modal Ditempatkan dan Disetor			
Encore Energy Pte.Ltd	1.689.393.006	168.939.300.600	50,70
PT Medco Duta	8.305.500	830.550.000	0,25
PT Multifabrinco Gemilang	2.000.000	200.000.000	0,06
Masyarakat	1.632.752.944	163.275.294.400	48,99
Jumlah Modal Ditempatkan dan Disetor	3.332.451.450	333.245.145.000	100,00

4. Entitas Anak

Pada tanggal Memorandum Informasi ini diterbitkan, Entitas Anak sebagaimana tersebut di bawah ini adalah perusahaan-perusahaan yang beroperasi, dimana Perseroan memiliki secara langsung maupun tidak langsung 50% atau lebih saham perusahaan tersebut, dan perusahaan-perusahaan tersebut masih dalam tahap awal eksplorasi atau telah masuk dalam tahap produksi dan memberikan kontribusi pendapatan yang signifikan bagi keuangan Perseroan, serta laporan keuangan Entitas Anak tersebut dikonsolidasikan dalam laporan keuangan Perseroan.

No	Nama Perusahaan	Kedudukan	Kepemilikan Perseroan (%)	Status Operasional	Tanggal Penyertaan
Eksplorasi dan Produksi Minyak dan Gas – Aset di Indonesia					
1.	PT Medco E&P Indonesia	Indonesia	100	operasi	3 November 1995
2.	PT Medco E&P Simenggaris	Indonesia	100	operasi	18 November 2005
3.	PT Medco E&P Malaka	Indonesia	100	operasi	29 Februari 2000
4.	PT Medco E&P Tarakan	Indonesia	100	operasi	29 Desember 1997
5.	PT Medco E&P Rimau	Indonesia	100	operasi	19 Desember 2000
6.	PT Medco E&P Lematang	Indonesia	100	operasi	18 Oktober 2002
7.	PT Medco E&P Tomori Sulawesi	Indonesia	100	operasi	29 Februari 2000
8.	PT Medco E&P Merangin	Indonesia	100	operasi	16 Juni 2003
9.	PT Medco E&P Nunukan	Indonesia	100	operasi	28 Januari 2004
10.	PT Medco E&P Bengara	Indonesia	95.1	operasi	12 Desember 2001
11.	PT Medco E&P Sembakung	Indonesia	100	operasi	18 November 2005
12.	Medco Bawean (Holding) Pte., Ltd.	Singapura	100	operasi	2 Maret 2006

13.	Camar Bawean Petroleum Ltd	Cayman Islands	100	operasi	27 September 2005
14.	Bangkanai Petroleum (L) Berhad	Malaysia	100	operasi	23 Februari 2006
15.	PT Medco CBM Sekayu (dahulu PT Medco E&P Langsa)	Indonesia	100	operasi	22 Juli 2005
16.	PT Medco CBM Lematang (dahulu PT Medco E&P Kakap)	Indonesia	100	operasi	16 Juni 2003
17.	PT Medco CBM Bengara	Indonesia	100	operasi	18 Februari 2011
18.	PT Medco CBM Rimau	Indonesia	100	operasi	4 Januari 2012
19.	PT Medco CBM Pendopo	Indonesia	100	operasi	16 Desember 2008
20.	Kuala Langsa (Block A) Limited	Bermuda	50	operasi	23 Januari 2007
21.	Lematang E& P Limited	Cayman Islands	100	operasi	2 Mei 2008
Eksplorasi dan Produksi Minyak dan Gas – Aset di Luar Negeri					
22.	Medco Strait Services Pte., Ltd.	Singapura	100	operasi	24 November 2005
23.	Medco Energi Global Pte., Ltd. (d/h Medco International Holdings Ltd)	Singapura	100	operasi	5 Mei 2006
24.	Medco LLC	Oman	68	operasi	20 Maret 2006
25.	Medco Energi US LLC	USA	100	operasi	18 Juni 2004
26.	Medco International Ventures Ltd	Malaysia	100	operasi	16 Juli 2001
27.	Medco Yemen Amed Limited	British Virgin Islands	100	operasi	16 Januari 2007
28.	Medco Yemen Arat Limited	British Virgin Islands	100	operasi	16 Januari 2007
29.	Medco International Petroleum Ltd	Malaysia	100	operasi	10 Februari 2006
30.	Moonbi Energy Limited	Papua Nugini	90	operasi	5 Februari 2014
Produksi Kimia dan Industri Hilir					
31.	PT Medco Downstream Indonesia	Indonesia	100	operasi	28 Januari 2004
32.	PT Usaha Tani Sejahtera	Indonesia	100	operasi	5 April 2011
Jasa Pengeboran dan Penunjang Kegiatan Minyak dan Gas					
33.	PT Exspan Petrogas Intranusa	Indonesia	100	operasi	7 Oktober 1997
34.	PT Musi Raksa Buminusa	Indonesia	100	operasi	28 April 2004
35.	PT Satria Raksa Buminusa	Indonesia	100	operasi	28 April 2004
36.	PT Medco Gas Indonesia	Indonesia	100	operasi	1 Agustus 2006
37.	PT Mitra Energi Gas Sumatera	Indonesia	99,9	operasi	10 Desember 2008
38.	PT Api Metra Graha	Indonesia	49	Operasi	12 Februari 2013
Gas Alam Cair (Liquid Natural Gas/LNG)					
39.	PT Medco LNG Indonesia	Indonesia	100	operasi	29 Mei 2007
Pertambangan Batu Bara					
40.	PT Duta Tambang ReKayasa	Indonesia	100	operasi	5 Juni 2009
41.	PT Duta Tambang Sumber Alam	Indonesia	100	operasi	5 Juni 2009
Perdagangan					
42.	PT Medco Niaga Internasional	Indonesia	100	operasi	24 Maret 2006
43.	Petroleum Exploration & Production International Limited (dahulu Medco Exploration & Production International Limited)	Cayman Islands	100	operasi	2 Mei 2008

Selain Entitas Anak sebagaimana tersebut di atas, Perseroan juga memiliki penyertaan saham baik langsung maupun tidak langsung sebesar kurang dari 50% pada perusahaan-perusahaan di bawah ini yang telah beroperasi dan pada saat ini telah masuk dalam tahap produksi.

No	Nama Perusahaan	Kedudukan	Kepemilikan Perseroan (%)	Status Operasional	Tanggal Penyertaan
Tenaga Listrik					
1.	PT Medco Power Indonesia	Indonesia	49	operasi	28 Januari 2004
2.	PT Dalle Energy Batam	Indonesia	77,675	operasi	23 Maret 2005
3.	PT Medco General Power Services (dahulu PT Medco Gajendra Power Services)	Indonesia	99,9*	operasi	20 Oktober 2005
4.	PT TJB Power Services	Indonesia	80,1*	operasi	13 April 2006
5.	PT Mitra Energi Batam	Indonesia	64*	operasi	17 November 2003
6.	PT Medco Geothermal Sarulla	Indonesia	100*	operasi	29 Desember 2006
7.	PT Energi Prima Elekrika	Indonesia	92,5	operasi	20 September 2010
8.	PT Multidaya Prima Elektrindo	Indonesia	85*	operasi	29 Juli 2010
9.	PT Universal Batam Energy	Indonesia	70*	operasi	18 Februari 2010
10.	PT Energi Sengkang	Indonesia	5*	operasi	2 Mei 2007
11.	Sarulla Operation Ltd	Cayman Islands	37,25	operasi	9 Oktober 2007
Gas Alam Cair (Liquid Natural Gas/LNG)					
12.	PT Donggi Senoro LNG	Indonesia	11,1	operasi	28 Desember 2007
13.	PT Perta Kalimantan Gas	Indonesia	30	operasi	7 Juni 2010

* persentase kepemilikan Perseroan melalui PT Medco Power Indonesia

Selain penyertaan saham pada perusahaan-perusahaan tersebut di atas yang telah beroperasi, Perseroan juga mempunyai penyertaan saham baik secara langsung maupun tidak langsung pada perusahaan-perusahaan yang tidak beroperasi yaitu perusahaan-perusahaan yang tidak memiliki hak partisipasi (*working/participating interest*) secara langsung atau perusahaan yang tidak mempunyai kegiatan apapun (*dormant company*). Perusahaan-perusahaan tersebut adalah sebagai berikut:

No	Nama Perusahaan	Kedudukan	Kepemilikan Perseroan (%)	Status Operasional	Tanggal Penyertaan
Eksplorasi dan Produksi Minyak dan Gas – Aset di Indonesia					
1.	PT Medco E&P Bangkanai	Indonesia	100	tidak operasi	29 Februari 2000
2.	Medco Madura Pty Ltd	Australia	51	tidak operasi	25 Januari 2000
3.	PT Medco E&P Bawean	Indonesia	100	tidak operasi	14 November 2006
4.	PT Medco E&P Kampar	Indonesia	100	tidak operasi	18 November 2005
5.	PT Medco E&P Kalimantan	Indonesia	100	tidak operasi	18 November 1991
6.	Exspan Cumi-Cumi (L) Inc	Malaysia	100	tidak operasi	12 Juli 1999
7.	Medco Far East Ltd	Cayman Islands	100	tidak operasi	7 Juli 2005
8.	Perkasa Equatorial Sembakung Ltd	BVI	100	tidak operasi	5 Oktober 2005
9.	Sulawesi E&P Limited	Inggris	100	tidak operasi	11 Januari 2010
Eksplorasi dan Produksi Minyak dan Gas – Aset di Luar Negeri					
10.	Medco Arabia Ltd. (dahulu Medco Tunisia Holding Ltd.)	British Virgin Islands	100	tidak operasi	16 Januari 2007
11.	Medco Yemen Holding Ltd.	British Virgin Islands	100	tidak operasi	16 Januari 2007
12.	Medco Yemen Malik Ltd.	British Virgin Islands	100	tidak operasi	7 Februari 2012
13.	Medco Cambodia Holding Ltd.	British Virgin Islands	100	tidak operasi	27 Februari 2007
14.	Medco Energi (BVI) Ltd. (dahulu Medco Energi Somalia Ltd)	British Virgin Islands	100	tidak operasi	27 Februari 2007
15.	Medco Energi USA Inc (dahulu Medco US Holdings Inc)	USA	100	tidak operasi	18 Juni 2004
16.	Medco Simenggaris Pty. Ltd.	Australia	100	tidak operasi	25 Januari 2000
17.	Medco International Services Pte. Ltd	Singapura	100	tidak operasi	5 Juli 2006
18.	Medco International Enterprise Ltd	Malaysia	100	tidak operasi	25 September 2002
19.	Medco Petroleum Management LLC	USA	100	tidak operasi	18 Juni 2004
20.	Medco Cambodia Tonle Sap Limited	British Virgin Islands	100	tidak operasi	27 Februari 2007
Produksi Kimia dan Industri Hilir					
22.	PT Medco Services Indonesia	Indonesia	100	tidak operasi	7 September 2006
23.	PT Medco Methanol Bunyu	Indonesia	100	tidak operasi	29 Januari 1997
23.	PT Medco LPG Kaji	Indonesia	100	tidak operasi	31 Agustus 2001
24.	PT Medco Ethanol Lampung	Indonesia	100	tidak operasi	21 Februari 2005
Jasa Pengeboran dan Penunjang Kegiatan Minyak dan Gas					
25.	PT Mahakam Raksa Buminusa	Indonesia	99	tidak operasi	28 April 2004
26.	PT Sistim Vibro Indonesia	Indonesia	100	tidak operasi	11 September 2003
27.	PT Medco Integrated Resources	Indonesia	100	tidak operasi	21 Maret 2006
Pertambangan Batu Bara					
28.	PT Medco Energi Mining Internasional	Indonesia	100	tidak operasi	21 Agustus 2000
Panas Bumi					
29.	PT Medco Geothermal Indonesia	Indonesia	100	tidak operasi	28 Januari 2004
Tenaga Listrik					
30.	PT Dalle Panaran	Indonesia	100	tidak operasi	22 Juni 2005
31.	PT Medco Power Sumatera	Indonesia	100	tidak operasi	26 Oktober 2005
32.	PT Indo Medco Power	Indonesia	99,98	tidak operasi	18 Oktober 2004
33.	PT Medco Cahaya Geothermal	Indonesia	100	tidak operasi	16 Juni 2003
34.	PT Medco Energi Menamas	Indonesia	99,99	tidak operasi	27 Januari 2004
35.	PT Medco Geopower Sarulla	Indonesia	100	tidak operasi	30 Maret 2007
36.	Medco Power Venture Pte. Ltd.	Singapura	100	tidak operasi	19 Maret 2007
37.	Biofuel Power Pte. Ltd.	Singapura	80	tidak operasi	22 Juni 2006
38.	PT Muara Enim Multi Power	Indonesia	80	tidak operasi	5 Agustus 2008
Perdagangan					
39.	PT Medco Sarana Balaraja	Indonesia	100	tidak operasi	26 September 2002
40.	PT Medco Energi CBM Indonesia	Indonesia	100	tidak operasi	18 November 2008
41.	Medco Petroleum Services Ltd.	Cayman Island	100	tidak operasi	19 Januari 2012
42.	Synergia Trading International Pte. Ltd.	Singapura	100	tidak operasi	8 November 2011
43.	Fortico International Ltd. (dahulu Bawean Petroleum Limited)	Cayman Islands	100	tidak operasi	2 Mei 2008
Entitas Investasi					
44.	MEI Euro Finance Ltd.	Mauritius	100	tidak operasi	25 Januari 2002

No	Nama Perusahaan	Kedudukan	Kepemilikan Perseroan (%)	Status Operasional	Tanggal Penyertaan
45.	Medco CB Finance BV	Belanda	100	tidak operasi	28 April 2006
46.	Sky Investment Venture Pte. Ltd.	Singapura	100	tidak operasi	25 Oktober 2010
47.	International Power Venture Pte.Ltd.	Singapura	100	tidak operasi	25 Oktober 2010
48.	PT Medco Energi Nusantara	Indonesia	99.99	tidak operasi	28 Februari 2003

5. Ikhtisar Data Keuangan Penting

Di bawah ini disajikan ikhtisar data keuangan konsolidasian penting Perseroan untuk masing-masing periode di bawah ini. Ikhtisar data keuangan konsolidasian penting Perseroan pada periode 30 Juni 2014 bersumber dari laporan keuangan Perseroan yang tidak diaudit, sedangkan untuk periode 31 Desember 2013 dan 2012 bersumber dari laporan keuangan konsolidasian auditan Perseroan untuk periode-periode tersebut, yang seluruhnya tercantum dalam Memorandum Informasi ini, yang telah diaudit oleh Kantor Akuntan Publik ("KAP") Purwanto, Suherman & Surja, akuntan publik independen, berdasarkan standar auditing yang ditetapkan oleh Institut Akuntan Publik Indonesia ("IAPI"), dengan pendapat wajar tanpa pengecualian.

Ikhtisar data laporan laba rugi komprehensif konsolidasian Perseroan untuk tahun yang berakhir pada tanggal 30 Juni 2014 dan 30 Juni 2013 yang tidak diaudit, sedangkan untuk tahun yang berakhir pada tanggal-tanggal 31 Desember 2013 dan 2012, bersumber dari laporan keuangan konsolidasian auditan Perseroan untuk periode-periode tersebut, yang seluruhnya tercantum dalam Memorandum Informasi ini, yang telah diaudit oleh Kantor Akuntan Publik ("KAP") Purwanto, Suherman & Surja, akuntan publik independen, berdasarkan standar auditing yang ditetapkan oleh Institut Akuntan Publik Indonesia ("IAPI"), dengan pendapat wajar tanpa pengecualian.

LAPORAN POSISI KEUANGAN

(dalam USD)

Keterangan	Juni 2014	Desember	
		2013	2012
Jumlah Asset	2,571,228,264	2.531.679.470	2,655,840,704
Jumlah Liabilitas	1,657,436,828	1,634,923,055	1,812,616,519
Jumlah ekuitas	913,791,436	896,756,415	843,224,185
Jumlah Liabilitas dan Ekuitas	2,571,228,264	2,531,679,470	2,655,840,704

LAPORAN LABA RUGI KOMPREHENSIF KONSOLIDASIAN

(dalam USD)

Keterangan	Enam bulan yang berakhir		Tahun yang berakhir	
	30 Juni		31 Desember	
	2014	2013	2013	2012
	<i>Unaudited</i>	<i>Unaudited</i>	<i>Audited</i>	<i>Audited</i>
Penjualan dan pendapatan usaha lainnya	360.367.231	426.710.378	888.947.406	904.382.608
Beban pokok penjualan dan biaya langsung lainnya	(208.375.665)	(255.163.266)	(521.728.686)	(502.439.871)
Laba kotor	151.991.566	171.547.112	367.218.720	401.942.737
Beban penjualan, umum dan administrasi	(41.420.526)	(48.779.299)	(121.485.761)	(141.593.062)
Penghasilan (beban) lain-lain – neto	(28.583.799)	(27.585.917)	(51.996.147)	(63.141.672)
Laba sebelum beban pajak	81.987.241	95.181.896	193.736.812	197.208.003
Beban pajak	(68.563.080)	(76.387.503)	(153.860.688)	(156.339.016)
Laba tahun berjalan	11.385.152	7.510.507	15.978.576	18.854.057
Laba yang dapat diatribusikan kepada kepentingan non pengendali	2.637.630	2.408.432	3.395.155	6.260.769
Laba yang dapat diatribusikan kepada pemilik entitas induk	8.747.522	5.102.075	12.583.421	12.593.288

RASIO KEUANGAN KONSOLIDASIAN

Keterangan	Enam bulan yang berakhir 30 Juni	Tahun yang berakhir 31 Desember	
	2014	2013	2012
Rasio kas ¹	0,84x	0,64x	1,21x
Rasio lancar ²	2,69x	2,00x	2,65x
Rasio liabilitas terhadap ekuitas ³	1,19x	1,15x	1,60x
Rasio liabilitas neto terhadap ekuitas ⁴	0,92x	0,86x	0,98x
Rasio jumlah liabilitas terhadap jumlah ekuitas	1,81x	1,82x	2,15x
Rasio imbal hasil investasi ⁵	7,37%	5,59%	5,41%
Rasio imbal hasil ekuitas ⁶	0,96%	1,40%	1,49%
Rasio aset minyak dan gas bumi-bersih terhadap jumlah aset	0,44x	0,42x	0,36x
Rasio penjualan ⁷ dan pendapatan-bersih terhadap jumlah aset	0,14x	0,35x	0,34x
Rasio modal kerja bersih ⁸ terhadap penjualan ⁷	1,38x	0,46x	0,79x
Rasio pertumbuhan penjualan ⁹ terhadap pertumbuhan kas bersih yang diperoleh dari aktivitas operasi ¹⁰	8,99	-0,29	0,85
Rasio jumlah kas bersih yang diperoleh dari aktivitas operasi terhadap laba bersih	12,23x	20,80x	16,60x

Rasio Keuangan di Perjanjian Kredit atau Kewajiban Lainnya	Rasio Keuangan Perseroan pada tanggal 31 Desember 2013	Rasio Keuangan Perseroan pada tanggal 30 Juni 2014
Rasio Lancar		
1x	2.00x	2.69x
1,25x		
Rasio Liabilitas terhadap Ekuitas		
3x	1.15x	1.19x
2,5x		
Rasio EBITDA ¹⁶ terhadap beban keuangan ¹⁷		
1x	4.13x	4.53x

Catatan:

- Rasio kas dihitung dengan cara membandingkan jumlah kas dan setara kas dengan jumlah liabilitas jangka pendek masing-masing pada tanggal 31 Desember di tahun yang bersangkutan.
- Rasio lancar dihitung dengan cara membandingkan jumlah aset lancar dengan jumlah liabilitas jangka pendek masing-masing pada tanggal 31 Desember di tahun yang bersangkutan.
- Rasio liabilitas terhadap ekuitas dihitung dengan cara membandingkan jumlah pinjaman bank jangka pendek, pinjaman jangka panjang baik porsi yang jatuh tempo dalam satu tahun maupun porsi jangka panjang setelah dikurangi bagian yang jatuh tempo dalam satu tahun (yang termasuk di dalamnya: pinjaman bank, wesel jangka menengah, wesel bayar, MTN Rupiah, MTN dolar AS dan MTN yang dapat dikonversi yang digaransi) dengan jumlah ekuitas, masing-masing pada tanggal 31 Desember di tahun yang bersangkutan.
- Rasio liabilitas neto terhadap ekuitas dihitung dengan cara membandingkan jumlah pinjaman bank jangka pendek, pinjaman jangka panjang baik porsi yang jatuh tempo dalam satu tahun maupun porsi jangka panjang setelah dikurangi bagian yang jatuh tempo dalam satu tahun (yang termasuk di dalamnya: pinjaman bank, wesel jangka menengah, wesel bayar, MTN Rupiah, MTN dolar AS dan MTN yang dapat dikonversi yang digaransi) dan dikurangi dengan kas dan setara kas, dengan jumlah ekuitas, masing-masing pada tanggal 31 Desember di tahun yang bersangkutan.
- Rasio imbal hasil investasi dihitung dengan cara membandingkan jumlah laba bersih untuk tahun yang bersangkutan dengan jumlah penambahan capex pada tanggal 31 Desember di tahun yang bersangkutan.
- Rasio imbal hasil ekuitas dihitung dengan cara membandingkan jumlah laba bersih untuk tahun yang bersangkutan dengan jumlah ekuitas pada tanggal 31 Desember di tahun yang bersangkutan.
- Penjualan juga mencakup pendapatan usaha lainnya.
- Modal kerja bersih adalah aset lancar dikurangi liabilitas jangka pendek masing-masing pada tanggal 31 Desember di tahun yang bersangkutan.
- Pertumbuhan penjualan dihitung dengan cara membandingkan jumlah penjualan dan pendapatan usaha lainnya untuk tahun yang bersangkutan dengan jumlah penjualan dan pendapatan usaha lainnya untuk tahun sebelumnya.
- Pertumbuhan kas yang dihasilkan dari operasi dihitung dengan cara membandingkan jumlah kas bersih yang dihasilkan dari operasi untuk tahun yang bersangkutan dengan kas bersih yang dihasilkan dari operasi untuk tahun sebelumnya.
- EBITDA dihitung dengan cara menambahkan laba usaha dengan beban penyusutan, deplesi dan amortisasi yang tercatat sebagai bagian dari beban pokok penjualan dan biaya langsung lainnya dan beban penyusutan yang tercatat sebagai bagian dari beban usaha-umum dan administrasi.

6. RISIKO USAHA

Kegiatan operasional Perseroan menghadapi berbagai risiko, dimana banyak diantaranya berada di luar kendali Perseroan dan dapat mempengaruhi kegiatan operasional serta kinerja keuangannya. Risiko-risiko tersebut termasuk namun tidak terbatas pada:

1. Faktor Risiko dari Usaha Utama
 - a. Risiko Penurunan Jumlah Cadangan
 - b. Risiko Eksplorasi
 - c. Risiko Pengembangan
 - d. Risiko Produksi
2. Faktor Risiko dari Usaha Tambahan
3. Faktor Risiko Finansial
 - a. Risiko harga minyak mentah dunia
 - b. Risiko Kenaikan Tingkat Suku Bunga
 - c. Risiko Fluktuasi Nilai Tukar Mata Uang
4. Faktor Risiko Regulasi/Kebijakan Pemerintah, Hukum dan Keamanan Kawasan
 - a. Risiko Regulasi/Kebijakan Pemerintah
 - b. Risiko Hukum
 - c. Risiko Keamanan
5. Faktor Risiko Keselamatan, Lingkungan dan Bencana Alam
 - a. Risiko Lingkungan
6. Risiko Keselamatan dan Kesehatan Operasi
 - a. Risiko Bencana Alam

RISIKO INVESTASI YANG BERKAITAN DENGAN MTN

Risiko yang dihadapi investor pembeli MTN adalah:

1. Risiko tidak likuidnya MTN yang ditawarkan dalam Penawaran Terbatas ini yang antara lain disebabkan karena tujuan pembelian MTN sebagai investasi jangka menengah;
2. Risiko gagal bayar disebabkan kegagalan dari Perseroan untuk melakukan pembayaran bunga serta hutang pokok pada waktu yang telah ditetapkan atau kegagalan Perseroan untuk memenuhi ketentuan lain yang ditetapkan dalam kontrak MTN yang merupakan dampak dari memburuknya kinerja dan perkembangan usaha Perseroan.

7. RENCANA PENGGUNAAN DANA

Perseroan merencanakan untuk menggunakan seluruh penerimaan hasil Penawaran Terbatas MTN IV Medco Tahun 2014 setelah dikurangi dengan biaya-biaya emisi adalah untuk pelunasan sebagian utang Perseroan (*refinancing*) dan/atau membiayai belanja modal Perseroan.

8. STRATEGI USAHA PERSEROAN

Dalam upaya menghadapi tantangan usaha dan meningkatkan nilai Perseroan dimasa depan, untuk tahun 2014, Perseroan akan melanjutkan fokus utama kegiatan usahanya pada bidang usaha eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi. Untuk kegiatan usaha di bidang energi terkait lainnya, Perseroan akan tetap melanjutkan pengembangan usaha tersebut melalui kerjasama dan kemitraan strategis dengan pihak lain. Perseroan akan terus menjaga pertumbuhan perusahaan, baik dari penyelesaian Proyek-Proyek Utama maupun melalui akuisisi aset produksi E&P di kawasan Asia Pasifik serta Timur Tengah dan Afrika Utara (*MENA countries*). Di dalam upaya akuisisi aset, Perseroan juga aktif mencari peluang kemitraan strategis dengan pemain kunci di daerah-daerah tersebut. Kemitraan strategis juga dilakukan Perseroan pada unit usaha energi terkait lainnya. Salah satu contoh adalah kemitraan strategis yang dibentuk dengan Saratoga Power, Entitas Anak Saratoga Capital dalam mengelola usaha pembangkitan listrik PT Medco Power Indonesia. Di unit usaha energi terkait lainnya yang tidak menunjukkan kinerja baik, Perseroan berupaya untuk melakukan divestasi secara keseluruhan, seperti pada unit usaha penyimpanan dan distribusi bahan bakar. Perseroan berhasil menjual seluruh kepemilikan di PT Medco Sarana Kalibaru kepada Puma Energy.

Guna menghadapi tantangan usaha dan meningkatkan nilai Perseroan, Direksi Perseroan telah mencanangkan fokus pada KINERJA KOMERSIAL dengan mengedepankan KUALITAS dibandingkan KUANTITAS. Yang dimaksud dengan kinerja komersial adalah kinerja yang dapat mendukung Perseroan dalam mencapai tujuannya sebagai perusahaan yang fokus pada bidang usaha eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi. Dalam hal ini, Perseroan akan senantiasa berupaya memastikan setiap risiko usaha, baik risiko operasi, keuangan maupun pengembangan usaha, dikelola secara efektif, dan senantiasa memperoleh hasil yang optimal dari kegiatan-kegiatan yang dilakukan oleh Perseroan. Dengan demikian kegiatan-kegiatan usaha yang dilakukan oleh Perseroan

akan memberikan nilai tambah atau tingkat pengembalian yang sesuai dengan target yang telah ditentukan oleh Direksi dan Dewan Komisaris Perseroan. Oleh karena itu, kualitas dari pertumbuhan usaha Perseroan akan lebih terjamin dimasa depan.

Dalam memastikan tercapainya KINERJA KOMERSIAL dan KUALITAS pengembangan usaha yang tinggi dapat terpenuhi, Direksi, bersama-sama dengan Dewan Komisaris, dalam Rapat *Board Priority Setting* pada bulan Nopember 2013 yang lalu telah memutuskan untuk menerapkan menerapkan inisiatif-inisiatif berikut:

1. Memusatkan sumber daya dan perhatian pada penyelesaian proyek-proyek utama sesuai rencana.
2. Berkonsentrasi pada aset-aset yang menguntungkan dengan ukuran yang substansial melalui divestasi secara selektif; mengakuisisi aset yang telah berproduksi dan proyek-proyek eksplorasi unggulan.
3. Bekerjasama dengan mitra strategis yang memiliki kemampuan teknis dan keuangan yang substansial.
4. Mengoptimalkan pengembangan proyek berdasarkan manfaat ekonomis dan strategis dengan mengandalkan kemampuan keuangan (struktur modal, pendanaan), teknis (teknologi, proses), dan manajemen sendiri; serta jaringan eksternal yang luas dan dapat diandalkan.
5. Mengalokasikan belanja modal pada kegiatan usaha yang telah berjalan dan proyek-proyek utama.
6. Mempertahankan pendanaan yang terbatas pada kegiatan eksplorasi untuk saat ini, sampai proyek-proyek utama beroperasi.
7. Melanjutkan eksplorasi proyek-proyek baru dan mengalokasikan modal ke proyek-proyek yang langsung menghasilkan dana dalam jangka pendek serta hasil yang substansial dalam jangka waktu yang wajar.

Inisiatif-inisiatif tersebut telah diturunkan dalam Program Kerja dan Anggaran Perseroan tahun 2014 yang telah disetujui oleh Dewan Komisaris dalam Rapat Anggaran (*Management by Objective*) bulan Desember 2013 yang lalu. Dengan penerapan inisiatif-inisiatif tersebut, maka dapat disimpulkan bahwa Strategi Usaha Perseroan kedepannya adalah sebagai berikut:

1. Terus memperkuat portofolio dari aset produksi, termasuk melalui akuisisi.
2. Meningkatkan indeks jangka waktu cadangan dengan melakukan kegiatan eksplorasi yang berkualitas tinggi.
3. Menyelesaikan seluruh Proyek Utama sesuai rencana.
4. Mempercepat pertumbuhan aset energi terkait lainnya melalui kemitraan.

9. PROSPEK USAHA

Saat ini strategi Perseroan masih tetap menjadi perusahaan energi, dengan fokus usaha di bidang eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi. Manajemen Perseroan memiliki keyakinan bahwa harga minyak dunia pada masa yang akan datang tidak akan lebih rendah daripada USD95/barel (sumber: proyeksi harga minyak ICE Brent dari Bloomberg tanggal 15 November 2013), oleh karena itu Manajemen Perseroan percaya bahwa segmen usaha minyak dan gas masih akan menjadi tulang punggung Perseroan di masa yang akan datang.

Manajemen Perseroan juga percaya bahwa bisnis Perseroan akan tetap memiliki tingkat keamanan yang memadai dan terjamin kelangsungannya selama tahun 2014 Terutama juga dengan didukung oleh kemajuan dari Proyek-Proyek Utama Perseroan yang telah mencapai kemajuan yang cukup baik, seperti Proyek Senoro, dimana kontribusi signifikan atas Proyek-Proyek Utama ini diharapkan dapat menjadi tulang punggung Perseroan di masa yang akan datang untuk menjamin pertumbuhan Perseroan di tahun 2014 dan ke depannya.

Perseroan terus melihat peluang pertumbuhan melalui akuisisi aset Migas yang sudah berproduksi, khususnya di daerah Timur Tengah, Afrika Utara dan kawasan Asia Pasifik. Selain itu Perseroan juga berupaya memperoleh kontrak jasa pengoperasian aset Migas baik di wilayah operasi Perseroan saat ini maupun di lokasi baru lainnya.

Beberapa peluang yang terus dikaji Perseroan untuk dijadikan kegiatan usaha yang dapat menopang pemenuhan kebutuhan energi dunia yang akan terus meningkat di masa mendatang adalah ketenagalistrikan, batu bara dan pipanisasi gas.

Ketenagalistrikan

Perseroan melakukan bisnis ketenagalistrikan melalui PT Medco Power Indonesia ("MPI") yang sejak Desember 2011 dimiliki oleh PT Saratoga Power 51% dan MedcoEnergi 49% yang bisnisnya meliputi dua pembangkit listrik di Batam dan tiga pembangkit listrik di Sumatra Selatan dengan total kapasitas 190 MW, satu kontrak Operation & Maintenance di PLTU Tanjung Jati B, Jawa Tengah dengan kapasitas 1,320 MW, serta kontrak-kontrak engineering, procurement, dan konstruksi.

Perseroan percaya bisnis ketenagalistrikan adalah bisnis yang atraktif dan dapat memberikan nilai tambahan untuk perusahaan pada masa yang akan datang melalui pengembangan proyek-proyek baru seperti proyek *Combined Cycle Power Plant* ("CCPP") di Panaran I melalui Mitra Energi Batam dengan kapasitas 30 MW, membangun dan mengoperasikan *Simple Cycle Gas Turbin Power Plant* untuk 70 MW di Tanjung Uncang, Batam dan dapat dinaikkan menjadi CCPP dengan kapasitas 110 MW, dua proyek geothermal di Sarulla, Sumatra Utara dengan kapasitas 330 MW dan Ijen, Jawa Timur dengan kapasitas 2x55 MW, serta proyek mini hidro di Jawa Barat dan Sumatra dengan target total kapasitas sebesar 45 MW.

Penambahan asset-aset tersebut di atas akan meningkatkan pertumbuhan kapasitas MPI menjadi lebih dari 800 MW dalam kurun waktu lima tahun.

Sampai dengan bulan Juni 2014, MPI memproduksi 626 GWh dari enam pembangkit listrik di Batam dan Sumatra Selatan serta di tahun 2013 memproduksi 1.268 GWh.

Pipanisasi Gas

Kegiatan operasi komersial Perseroan di Stasiun Pipa Gas dan *Booster Compression* Gunung Megang, Sumatera Selatan selama 2013 berlangsung dengan aman yang ditandai dengan jumlah jam kerja tanpa kecelakaan mencapai 248.8439 jam-orang.

Sampai bulan Juni 2014 dan Desember 2013, MGI mengkompresi gas sejumlah 6.238 BBTU BBTU (122% dari rencana kerja) dan 12.109 BBTU (102% dari rencana kerja) atau rata-rata 34 BBTUPD dan 33 BBTUD, dan mendistribusikan gas SSE sejumlah 3.654 BBTU (112% dari rencana kerja) dan 7.492 BBTU (116% dari rencana kerja) ke PGN melalui Pagardewa.

Selain itu Perseroan juga mengoperasikan stasiun kompresi dengan tiga Kompresor Gas Utama di Stasiun Soka, Kecamatan Talang Ubi, Pendopo, Sumatra Selatan dengan kapasitas masing-masing 15 MMSCFD. Di bulan Juni 2014 dan penghujung tahun 2013 total kapasitas gas yang diproses telah mencapai 5.876 BCF dan 3.330 BCF.

Pertambangan Batubara

Sejalan dengan usahanya untuk mengembangkan portofolio bisnis energi non migas dalam bidang pertambangan batubara, pada medio 2009 Perseroan telah melakukan akuisisi 2 (dua) Ijin Usaha Pertambangan (IUP) Eksplorasi Batubara atas nama PT Duta Tambang Rekayasa (DTR) dengan luas wilayah konsesi 1.700 hektar, dan PT Duta Tambang Sumber Alam (DTSA) dengan luas wilayah konsesi 4.492 hektar di Nunukan, Kalimantan Utara, melalui entitas anak Perseroan yang dimiliki sepenuhnya, MEMI. Berdasarkan data internal Perseroan, sumber daya batubara DTR adalah sebesar 30.000.000 MT dan cadangan batubara DTR adalah sebesar 2.200.000 MT. Adapun sumber daya batubara DTSA adalah sebesar 10.000.000 MT dan cadangan batubara DTSA adalah sebedara 1.700.000 MT. Pada tahun 2010, IUP Eksplorasi DTR telah ditingkatkan menjadi IUP Operasi Produksi, dan DTR telah melakukan penjualan batubara ke pasar internasional sejak Q4 2012. Saat diterbitkannya infomemo ini, IUP Eksplorasi DTSA sedang dalam proses peningkatan menjadi IUP Operasi Produksi dan diperkirakan akan memulai konstruksi persiapan produksi pada Q4 2015.

Adapun proses penambangan batubara di DTR dan DTSA memerlukan proses yang dimulai dari proses pembersihan lahan, pemindahan tanah dipermukaan (top soil removal), pengupasan tanah penutup (stripping of overburden), kemudian dilakukan penambangan / pengambilan batubara (coal winning). Perseroan menyadari pentingnya pelestarian alam dan lingkungan, sehingga proses terakhir dari kegiatan penambangan batubara adalah proses reklamasi dan revegetasi.

Berdasarkan data geologi dan hasil pengeboran di DTR dan DTSA daerah tersebut terbukti siap memproduksi batubara kalori tinggi (Kcal 6.800 adb) dengan target total 600.000 MT per tahun, pada tahun 2016, yang terdiri dari 400.000 MT untuk DTR dan 200.000 MT untuk DTSA.

Sampai dengan tahun 2013, DTR telah melakukan beberapa kegiatan yang berkaitan dengan proses produksi batubara, yang antara lain adalah (i) perolehan Ijin Pinjam Pakai Kawasan Hutan untuk kegiatan operasi produksi dan sarana penunjangnya (IPPKH), (ii) penambahan titik pemboran sebanyak 1.000 lubang atau sebanyak 33.694 meter, dengan jarak antar lubang rata-rata 50 meter, (iii) pekerjaan logging sebanyak 396 titik atau sebanyak 13.483 meter, dan juga (iv) pekerjaan Topografi dengan luas area 1.052 Ha dengan skala 1:1000, serta (v) perolehan Ijin Operasi Terminal Khusus Pertambangan Batubara (Ijin Operasi Pelabuhan Khusus).

Produksi DTR sampai dengan 6 bulan pertama tahun 2014 sebesar 237,403 ton dan 633,972 ton selama tahun 2013. Selama 6 bulan pertama tahun 2014, DTR berhasil membukukan penjualan batubara sebesar 277.072 ton dan 525.342 ton selama tahun 2013.

10. KEUNGGULAN KOMPETITIF PERSEROAN

Perseroan adalah perusahaan migas terkemuka di Indonesia yang sahamnya telah dimiliki oleh publik, dengan pengalaman lebih dari 20 tahun di bidang migas. Perseroan memiliki spesialisasi untuk mengoperasikan lapangan yang telah berumur dengan biaya rendah. Hal ini ditunjukkan melalui kemampuannya dalam mengoperasikan lapangan-lapangan yang telah berusia lebih dari 100 tahun baik di Indonesia maupun di area produksi Perseroan di Oman, Afrika Utara. Disamping itu, Perseroan juga telah berhasil menemukan dan menambah cadangannya pada sumur-sumur tua tersebut. Dengan keahlian ini, Perseroan mampu meraih kepercayaan dari pemerintah asing seperti Libya, Oman, dan Papua Nugini dengan memenangkan beberapa kontrak.

Perseroan memposisikan dirinya sebagai produsen minyak dan gas berbiaya rendah dengan cakupan area geografis di seluruh Indonesia dan didukung dengan pengalaman dan keahlian dalam mengatasi permasalahan domestik. Perseroan juga memiliki

hubungan yang erat dengan badan pemerintahan, kegiatan operasi yang sangat baik, tanggap atas kepentingan lingkungan, serta bisnis Perseroan telah dikenal secara luas dengan kerjasamanya yang kuat.

11. KETERANGAN TENTANG MTN YANG AKAN DITERBITKAN

Nama MTN : Medium Term Notes (MTN) IV Medco Tahun 2014

Jumlah Pokok MTN : Sebesar Rp1.000.000.000.000 (satu triliun Rupiah)

Jangka Waktu : 4 (empat) tahun sejak Tanggal Penerbitan

Harga Penawaran : 100% dari nilai MTN.

Tingkat Bunga MTN : 11.2% (sebelas koma dua persen)per tahun

Tingkat Bunga MTN tersebut merupakan persentase per tahun dari nilai nominal yang dihitung berdasarkan jumlah Hari Kalender yang lewat dengan perhitungan 1 (satu) tahun adalah 360 (tiga ratus enam puluh) hari dan 1 (satu) bulan adalah 30 (tiga puluh) hari. Bunga dibayarkan setiap triwulan terhitung sejak Tanggal Penerbitan pada Tanggal Pembayaran Bunga MTN. Pembayaran Bunga MTN pertama akan dilakukan pada tanggal 8 Januari 2015, sedangkan pembayaran Bunga MTN terakhir akan dilakukan bersamaan dengan pelunasan Pokok MTN.

Satuan Pindahbukuan : Rp1 (satu Rupiah) atau kelipatannya.

Jumlah Minimum Pemesanan : Rp5.000.000 (lima juta Rupiah) atau kelipatannya.

Penggunaan Dana : Perseroan merencanakan untuk menggunakan seluruh penerimaan hasil Penawaran Terbatas Medium Term Notes (MTN) IV Medco Tahun 2014 untuk pelunasan sebagian utang Perseroan (*refinancing*) dan membiaya belanja modal Perseroan

Pembelian Kembali : Penerbit dari waktu ke waktu dapat melakukan pembelian kembali untuk sebagian atau seluruh MTN sebelum Tanggal Pelunasan Pokok MTN, dengan ketentuan bahwa pembelian kembali tersebut hanya dapat dilakukan oleh Penerbit jika Penerbit tidak melakukan kelalaian sebagaimana dimaksud dalam Perjanjian Penerbitan MTN dan Agen Pemantauan dan pelaksanaan pembelian kembali tersebut tidak dapat mengakibatkan Penerbit lalai untuk memenuhi ketentuan - ketentuan dalam Perjanjian Penerbitan MTN dan Agen Pemantauan. Perseroan mempunyai hak untuk memberlakukan pembelian kembali MTN untuk disimpan yang dapat dijual kembali sebagian pelunasan Pokok MTN dengan harga yang disepakati dengan Pemegang MTN. Keterangan mengenai Pembelian Kembali dapat dilihat pada Bab VIII Memorandum Informasi ini.

Jaminan : MTN ini tidak dijamin dengan jaminan khusus, tetapi dijamin dengan seluruh harta kekayaan Perseroan baik barang bergerak maupun tidak bergerak, baik yang telah ada maupun yang akan ada di kemudian hari menjadi jaminan bagi pemegang MTN ini sesuai dengan ketentuan dalam Pasal 1131 dan 1132 Kitab Undang-undang Hukum Perdata. Hak Pemegang MTN adalah Paripassu tanpa hak preferen dengan hak-hak kreditur Perseroan lainnya baik yang ada sekarang maupun dikemudian hari, kecuali hak-hak kreditur Perseroan yang dijamin secara khusus dengan kekayaan Perseroan baik yang telah ada maupun yang akan ada dikemudian hari.

Agen Pemantau : PT Bank Mega Tbk

I. PERNYATAAN HUTANG

Pada tanggal 30 Juni 2014, Perseroan mempunyai liabilitas konsolidasian yang seluruhnya berjumlah USD1.657.436.828, yang terdiri dari liabilitas jangka pendek konsolidasian sebesar USD295.322.635 dan liabilitas jangka panjang konsolidasian sebesar USD1.362.114.193. Angka-angka ini diambil dari laporan keuangan konsolidasian Perseroan tanggal 30 Juni 2014 yang tidak audit.

(dalam USD)

Keterangan	Jumlah
LIABILITAS	
Liabilitas Jangka Pendek	
Pinjaman bank jangka pendek	50.000.000
Utang usaha	
Pihak berelasi	1.293.453
Pihak ketiga	113.702.879
Utang lain-lain	24.189.013
Utang pajak	29.475.887
Liabilitas yang secara langsung berhubungan dengan asset tidak lancar yang diklasifikasikan sebagai dimiliki untuk dijual	1.601.045
Beban yang masih harus dibayar dan provisi lain-lain	60.925.438
Liabilitas imbalan pasca-kerja jangka pendek	6.659.501
Pinjaman jangka panjang yang jatuh tempo dalam satu tahun	
Pinjaman bank	285.714
MTN Rupiah	-
Liabilitas derivatif	-
Uang muka dari pelanggan	
Pihak berelasi	-
Pihak ketiga	7.189.705
Jumlah Liabilitas Jangka Pendek	295.322.635
Liabilitas Jangka Panjang:	
Pinjaman jangka panjang - setelah dikurangi bagian yang jatuh tempo dalam satu tahun	
Pihak berelasi	103.309.436
Pinjaman bank	545.969.242
MTN Rupiah	291.114.884
MTN dolar AS	97.402.073
Utang lain-lain	9.318.905
Liabilitas pajak tangguhan – neto	107.347.604
Liabilitas imbalan pasca-kerja	16.300.028
Liabilitas derivatif	136.735.254
Liabilitas pembongkaran aset dan restorasi area dan provisi lain-lain	54.616.767
Jumlah Liabilitas Jangka Panjang	1.362.114.193
Jumlah Liabilitas	1.657.436.828

1. Pinjaman bank

(dalam USD)

Keterangan	Jumlah
Pinjaman bank jangka pendek	50.000.000
Pinjaman bank jangka panjang-Bagian yang jatuh tempo dalam satu tahun	285.714
Sub-jumlah	50.285.714
Pinjaman bank jangka panjang bagian pinjaman jangka panjang	545.969.242
Jumlah	596.254.956

Perincian dari pinjaman bank tersebut adalah:

(dalam USD)

Kreditur	Jumlah	Jangka Pendek	Jatuh Tempo Dalam Satu Tahun	Jangka Panjang
----------	--------	---------------	------------------------------	----------------

Dolar AS				
Pihak ketiga				
PT Bank Mandiri (Persero) Tbk	245.000.000	50.000.000	-	195.000.000
PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk	105.000.000		-	105.000.000
Pinjaman sindikasi dari Standard Chartered dan PT Bank Mandiri (Persero) Tbk	79.000.406		-	79.000.406
PT Bank ICBC Indonesia	50.285.714		285.714	50.000.000
Standard Chartered Bank dan PT Bank Mandiri (Persero) Tbk	79.000.406			79.000.406
Sub jumlah	479.286.120	50.000.000	285.714	429.000.406
Rupiah				
Pihak ketiga				
PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk (Dalam mata uang asli: 2014: Rp1,4 triliun)	116.968.836		-	116.968.836
Sub-jumlah	116.968.836		-	116.968.836
Jumlah	596.254.956	50.000.000	285.714	545.969.242

Informasi mengenai tanggal efektif pinjaman dan jadwal pelunasan pinjaman bank adalah sebagai berikut:

Kreditur	Tanggal Efektif Pinjaman	Jadwal Pelunasan	Jaminan
Perseroan			
PT Bank Mandiri (Persero) Tbk.			
Fasilitas Kredit Modal Kerja	Maret 2014	Maret 2015	Fasilitas ini tidak dijamin dengan agunan khusus.
Fasilitas Kredit Transaksi Khusus	April 2011	April 2016	Fasilitas ini tidak dijamin dengan agunan khusus.
Fasilitas Kredit Transaksi Khusus	September 2011	September 2016	Fasilitas ini tidak dijamin dengan agunan khusus
PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk.			
Fasilitas Kredit <i>Term Loan</i>	September 2012	September 2015	Fasilitas ini tidak dijamin dengan agunan khusus.
Fasilitas Kredit Modal Kerja	Juli 2011	Juli 2016 Telah dibayar sebagian pada bulan Febuari dan Juli 2013	Fasilitas ini tidak dijamin dengan agunan khusus.
PT Bank DKI			
Fasilitas Kredit Transaksi Khusus	Mei 2011	Juni 2014 Telah dibayar penuh pada bulan Mei 2013	Fasilitas ini tidak dijamin dengan agunan khusus.
PT Bank ICBC Indonesia			
Fasilitas Pinjaman Tetap atas Permintaan	Februari 2014	Februari 2017	Fasilitas ini tidak dijamin dengan agunan khusus.
PT Bank Rakyat Indonesia (Persero) Tbk.			
Fasilitas Kredit <i>Standby Loan</i>	Juni 2011	Juni 2016 Telah dibayar penuh pada bulan Maret dan April 2013	Fasilitas ini tidak dijamin dengan agunan khusus.
Bank of Tokyo – Mitsubishi UFJ			
Fasilitas Kredit <i>Standby Loan</i>	Mei 2011	Mei 2016 Telah dibayar penuh pada bulan Januari 2013	Fasilitas ini tidak dijamin dengan agunan khusus.
PT Medco E&P Tomori Sulawesi			
Bank Standard Chartered			
PT Bank Mandiri (Persero) Tbk			
Pinjaman Sindikasi untuk	July 2013	Juni 2020	Dijamin dengan gadai atas <i>debt service account</i> ,

Kreditur	Tanggal Efektif Pinjaman	Jadwal Pelunasan	Jaminan
pendanaan Proyek Senoro			rekening operasional dan fidusia atas hak tagih.
PT Medco E&P Lematang			
PT Bank Central Asia Tbk			
PT Bank Mandiri (Persero) Tbk			
PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk	Juni 2010	Telah dibayar penuh pada bulan Maret 2013	Dijamin dengan gadai atas <i>debt service account</i> , rekening operasional dan fidusia atas hak tagih
Pinjaman Sindikasi untuk pendanaan Proyek Singa			

Tingkat bunga per tahun yang dibayarkan oleh Perseroan memiliki kisaran 9,00 % untuk Rupiah dan 5,00% - 6,00% untuk dolar Amerika Serikat.

Pada tanggal 30 Juni 2014, Grup Perseroan mempunyai fasilitas bank sebagai berikut:

(dalam USD)

Bank	Fasilitas	Jumlah Fasilitas Maksimum	Fasilitas yang Tidak Dipakai pada Tanggal 30 Juni 2014
Fasilitas Umum Bank			
Standard Chartered Bank, Jakarta	Fasilitas perbankan	50.000.000	39.900.000
PT Bank Mandiri (Persero) Tbk	Fasilitas <i>Non-Cash Loan</i>	100.000.000	90.211.936
PT Bank DBS Indonesia	Fasilitas Perbankan	10.000.000	10.000.000
PT Bank Danamon Indonesia Tbk	Fasilitas Bank Garansi, Fasilitas Standby Letter of Credit, Fasilitas Import Letter of Credit	10.000.000	10.000.000

Berdasarkan perjanjian atas hutang-hutang tersebut, Grup Perseroan 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.

Pada tanggal 31 Juli 2013, PT Medco E&P Tomori Sulawesi menandatangani perjanjian fasilitas kredit dari Bank Sindikasi, Bank Standard Chartered cabang Singapura dan PT Bank Mandiri (Persero) Tbk dengan limit sebesar USD260 juta dan jatuh tempo dalam waktu 7 tahun. Sampai dengan laporan ini dibuat tanggal 25 Juli 2014, jumlah fasilitas kredit yang telah digunakan adalah sebesar USD79,0 juta.

Pada tanggal 11 Februari 2014, Perseroan menandatangani Perjanjian Kredit dengan PT Bank ICBC Indonesia perihal perubahan Fasilitas Kredit Modal Kerja dengan limit sebesar USD10 juta dan jatuh tempo dalam satu tahun menjadi USD50 juta dan jatuh tempo dalam 3 tahun untuk keperluan pembiayaan umum di tahun 2014-2016. Fasilitas ini akan jatuh tempo 3 tahun setelah tanggal penarikan pertama fasilitas. Pada tanggal 25 Februari 2013, Perseroan telah menarik seluruh jumlah fasilitas senilai USD50 juta.

Pada tanggal 5 Maret 2014, Perseroan menandatangani Perjanjian Kredit dengan PT Bank Mandiri (Persero) Tbk untuk memperpanjang Fasilitas Kredit Modal Kerja sebesar USD50 juta yang telah jatuh tempo. Perjanjian ini akan berakhir pada tanggal 13 Maret 2015.

Pada tanggal 27 Maret 2014, Perseroan melakukan penarikan sejumlah USD40.000.000 dari Fasilitas Kredit Standby Loan BNI.

2. Utang usaha

Rincian dari akun ini adalah sebagai berikut:

a. Berdasarkan pemasok:

(dalam USD)

Keterangan	Jumlah
Pihak berelasi	
PT Api Metra Graha	1.293.453
PT Medco Inti Dinamika	-
Lain-lain	-

Pihak ketiga	
Pemasok dalam negeri	94.088.193
Pemasok luar negeri	19.614.686
Jumlah	114.996.332

b. Berdasarkan umur:

	(dalam USD)
Keterangan	Jumlah
Sampai dengan 1 bulan	64.113.155
1 – 3 bulan	20.217.472
3 – 6 bulan	21.481.716
6 bulan – 1 tahun	7.075.782
Lebih dari 1 tahun	2.108.207
Jumlah	114.996.332

c. Berdasarkan mata uang:

	(dalam USD)
Keterangan	Jumlah
Dolar Amerika Serikat	101.393.933
Rupiah	13.602.399
Lain-lain	-
Jumlah	114.996.332

Utang usaha baik dari pemasok lokal maupun luar negeri tidak dijamin dan secara umum mempunyai masa kredit kurang dari 30 hari.

3. Utang lain-lain

Rincian dari akun ini adalah sebagai berikut:

a. Uang muka dari pelanggan:

	(dalam USD)
Keterangan	Jumlah
Pihak ketiga	
PT Perusahaan Listrik Negara (Persero)	7.189.705
Jumlah	7.189.705

b. Utang lainnya

	(dalam USD)
Keterangan	Jumlah
Utang <i>overlifting</i>	1.049.121
Kewajiban pajak atas <i>First Tranche Petroleum</i>	16.172.995
Utang kepada Ventura Bersama	3.495.952
BP West Java Ltd.	4.536.217
Cityview Energy Corp Ltd	1.008.980
Utang asuransi	867.543
Lain-lain (masing-masing di bawah USD1.000.000)	6.377.110
Jumlah	33.507.918
Bagian yang jatuh tempo dalam satu tahun	(24.189.013)
Bagian jangka panjang	9.318.905

Utang *overlifting* kepada SKKMIGAS terutama berkaitan dengan Blok Rimau, Blok Tarakan dan Blok Bawean.

Utang kepada Ventura Bersama merupakan utang atas aktivitas eksplorasi dan produksi yang berkaitan dengan kontrak kerjasama dimana Grup bukan merupakan operator.

Utang kepada BP West java Ltd. merupakan jumlah yang akan dibayar oleh PT Medco E&P Tomori Sulawesi, Entitas Anak, pada saat produksi Blok Senoro telah mencapai volume tertentu sebagaimana ditetapkan dalam perjanjian.

Kewajiban pajak atas *First Tranche Petroleum (FTP)* merupakan bagian kurang bayar pajak penghasilan badan dan pajak dividen untuk *FTP* atas bagian PT Medco E&P Lematang untuk tahun pajak 2008 sampai 2014 atas bagian Camar Resources Canda Inc untuk tahun pajak 1994 sampai 2014. Entitas Anak akan membayar pajak tersebut jika terdapat "*Equity to be split*" dari penjualan gas.

4. Utang pajak

Akun ini terdiri dari:

	(dalam USD)
Keterangan	Jumlah
Perseroan	
Pajak Penghasilan	
Pasal 4 (2)	104.014
Pasal 15	14.941
Pasal 21	502.038
Pasal 23	302.969
Pasal 26	1.843.854
Pajak Pertambahan Nilai (PPN)	883.506
Sub-jumlah	3.651.322
Entitas Anak	
Pajak Penghasilan (PPh) Badan	17.364.783
Pajak Penghasilan	
Pasal 4 (2)	71.884
Pasal 15	22.296
Pasal 21	928.104
Pasal 22	168.156
Pasal 23	292.657
Pasal 25	2.175
Pasal 26	21.418
Pajak Pertambahan Nilai (PPN)	6.917.316
Denda Pajak	35.776
Sub-jumlah	25.824.565
Jumlah	29.475.887

5. Beban yang masih harus dibayar dan provisi lain-lain

Akun ini terdiri dari:

	(dalam USD)
Keterangan	Jumlah
Kontrak jasa	26.467.529
Sewa	14.797.278
Ventura Bersama	1.332.203
Beban operasional lainnya	4.029.657
Perbaikan dan pemeliharaan aset tetap	5.839.269
Bunga	6.535.886
Tenaga kerja	445.129
Lain-lain	1.478.487
Jumlah	60.925.438

6. Utang Jangka Panjang Lainnya

Akun ini terdiri dari:

	(dalam USD)
Keterangan	Jumlah
Pihak Berelasi	
Mitsubishi Corporation	
Jatuh tempo pada tahun 2015	103.309.436
Pihak Ketiga	
MTN Rupiah	
Jatuh tempo pada tahun 2014	-

Keterangan	Jumlah
Jatuh tempo pada tahun 2017	167.098.337
Jatuh tempo pada tahun 2018	125.323.753
Neto	292.422.090
Dikurangi diskonto yang belum diamortisasi	1.307.206
Neto	291.114.884
Dikurangi bagian yang jatuh tempo dalam satu tahun	-
Bagian jangka panjang	291.114.884
MTN Dolar Amerika Serikat	
Jatuh tempo pada tahun 2016	79.000.000
Jatuh tempo pada tahun 2017	18.784.000
Dikurangi diskonto yang belum diamortisasi	381.927
Neto	97.402.073

Informasi lain mengenai utang jangka panjang lainnya sebagai berikut:

Utang Jangka Panjang	Pokok	Peringkat	Terdaftar	Jatuh Tempo	Kupon	Jaminan
Perseroan						
MTN Rupiah II	Rp1.500.000.000.000 Seri A sebesar: Rp513.500.000.000 (Telah dilunasi pada bulan Juni 2012) Seri B sebesar: Rp986.500.000.000 (Telah dilunasi pada bulan Juni 2014)	Pefindo: AA- (2012)	BEI	Seri A: Juni 2012 Seri B: Juni 2014	Seri A: 13,375% Seri B: 14,25% Terutang setiap kuartal	MTN ini tidak dijamin dengan agunan khusus
MTN Berkelanjutan USD	USD100.000.000 Tahap pertama sejumlah USD50.000.000 Tahap kedua sejumlah USD30.000.000 Tahap ketiga sejumlah USD20.000.000	Pefindo: AA- (2012)	BEI	Tahap pertama: Juli 2016 Tahap kedua: November 2016 Tahap ketiga: Juli 2017	Tahap pertama, kedua, dan ketiga: 6,05% Terutang setiap kuartal	MTN ini tidak dijamin dengan agunan khusus
MTN Rupiah III Tahun 2012	Rp1.500.000.000.000 Dilanjutkan dengan transaksi swap menjadi USD157.894.737	Pefindo: AA- (2012)	BEI	Juni 2017	8,75% Terutang setiap kuartal	MTN ini tidak dijamin dengan agunan khusus
MTN Berkelanjutan Rupiah I Tahap I	Tahap pertama sejumlah Rp500.000.000.000 Dilanjutkan dengan transaksi swap menjadi USD51.813.471	Pefindo: AA- (2012)	BEI	Desember 2017	8,80% Terutang setiap kuartal	MTN ini tidak dijamin dengan agunan khusus
MTN Berkelanjutan Rupiah I Tahap II	Tahap kedua sejumlah Rp1.500.000.000.000 dilanjutkan dengan transaksi swap menjadi USD153.846.154	Pefindo: AA- (2012)	BEI	Maret 2018	8,85% Terutang setiap kuartal	Liabilitas ini dijamin dengan gasai atas saham MLI di DSLNG
PT Medco LNG Indonesia						
Mitsubishi Corporation	Fasilitas pinjaman berjangka maksimum	-	-	Januari 2015	LIBOR 3 bulan + margin	Liabilitas ini dijamin dengan

Utang Jangka Panjang	Pokok	Peringkat	Terdaftar	Jatuh Tempo	Kupon	Jaminan
	sebesar USD120.000.000					gadai atas saham MLI di DSLNG

Pembatasan-pembatasan atas Pinjaman

Berdasarkan syarat-syarat dan kondisi-kondisi dari perjanjian sehubungan dengan liabilitas jangka panjang tersebut, Grup Perseroan harus mematuhi pembatasan tertentu, antara lain memperoleh persetujuan dari pemberi pinjaman/Agen Pemantau yang ditunjuk sebelum melakukan tindakan-tindakan seperti: merger atau akuisisi, mengurangi modal dasar, diterbitkan dan disetor penuh dari modal saham Perseroan, mengubah bisnis Utama Perseroan, pembatasan atas pemberian pinjaman kepada pihak ketiga, menjaminkan dan mengalihkan aset Perusahaan, menerbitkan MTN senior, mengajukan permintaan bangkrut atau penundaan pembayaran pinjaman sebelum pembayaran pokok dan bunga MTN, mengumumkan dan membayar dividen melebihi persentase tertentu dari laba neto konsolidasi dan harus memenuhi rasio keuangan tertentu.

Pada tanggal 30 Juni 2014 dan 31 Desember 2013, manajemen berpendapat bahwa Grup Perseroan mematuhi pembatasan atas semua liabilitas jangka panjang.

Manajemen menyatakan bahwa sampai dengan tanggal laporan keuangan konsolidasian, Grup tidak pernah mengalaai kondisi gagal bayar atas MTN yang telah jatuh tempo yang dimilikinya.

Wali Amanat

Grup Perseroan telah menunjuk Wali Amanat sebagai perantara antara Grup Perseroan dengan pemegang MTN. Adapun wali Amanat MTN Berkelanjutan USD I, MTN Rupiah III Tahun 2012, MTN Berkelanjutan Rupah I, serta MTN Berkelanjutan Rupiah II adalah PT Bank Mega Tbk sedangkan untuk MTN Rupiah II tahun 2009 adalah PT Bank CIMB Niaga Tbk.

7. Uang muka dari pelanggan – pihak ketiga

Akun ini terdiri dari:

	Keterangan	Jumlah
		(dalam USD)
	PT Perusahaan Listrik Negara (Persero)	7.189.705
Jumlah		7.189.705

8. Liabilitas pajak tangguhan – neto

Pada tanggal 30 Juni 2014, saldo liabilitas pajak tangguhan – neto Perseroan adalah sebesar USD24.311.340

9. Liabilitas imbalan pasca-kerja

Pada tanggal 30 Juni 2014, Perseroan memiliki liabilitas imbalan pasca-kerja sebesar USD16.300.028. Jumlah orang yang berhak memperoleh imbalan tersebut adalah 258 orang.

10. Liabilitas derivatif

Pada tanggal 30 Juni 2014, Perseroan memiliki liabilitas derivatif sebesar USD136.735.254 melalui perjanjian swap tingkat bunga atas mata uang silang, swap atas mata uang silang, dan kontrak forward mata uang asing sebagai instrument lindung nilai untuk mengelola risiko atas tingkat bunga dan mata uang asing. Pihak ketiga dalam kontrak derivatif ini adalah PT Bank DBS Indonesia, PT Bank Permata Tbk, Standard Chartered Bank, Bank of Tokyo Mitsubishi – UFJ, dan Morgan Stanley & Co International PLC, Singapura.

11. Liabilitas pembongkaran aset dan restorasi area dan provisi lain-lain

Mutasi liabilitas pembongkaran aset dan restorasi aset dan provisi lain-lain adalah sebagai berikut:

	Keterangan	Jumlah
		(dalam USD)
Indonesia		

Saldo awal	69.805.261
Penambahan selama tahun berjalan	5.758.815
Saldo akhir	75.564.076
Rekening yang dicadangkan	(36.939.031)
Saldo akhir – neto	38.625.045
Amerika Serikat	
Saldo awal	15.391.673
Penambahan selama tahun berjalan	600.049
Penyesuaian	-
Saldo akhir	15.991.722
Jumlah	54.616.767

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 laporan posisi keuangan telah cukup untuk menutup semua kewajiban yang timbul dari kegiatan restorasi area dan pembongkaran aset.

Rekening yang dicadangkan dan dicantumkan di atas ditempatkan di PT Bank Negara Indonesia (Persero) Tbk, dan PT Bank Rakyat Indonesia (Persero) Tbk untuk mendanai liabilitas pembongkaran aset dan restorasi area (ARO) di Indonesia sehubungan dengan operasi minyak dan gas. Rekening yang dicadangkan ditempatkan di PT Bank Mandiri (Persero) Tbk untuk mendanai reklamasi area sehubungan dengan operasi pertambangan.

12. Kontinjensi

a. Litigasi

i. Proses Pemilihan Calon Mitra Investasi pada Proyek Donggi Senoro

Majelis Komisi Pengawas Persaingan Usaha (KPPU) pada tanggal 5 Januari 2011 memutuskan bahwa Grup dan mitra kerjanya Pertamina dan Mitsubishi Corporation ("MC") 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 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 DSLNG oro 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. Akan tetapi, pada tanggal 17 November 2011, Pengadilan Negeri Jakarta Pusat (PN Jakarta Pusat) menjatuhkan putusan yang menolak permohonan keberatan Grup, Pertamina dan MC atas putusan KPPU tersebut.

Atas putusan Majelis Hakim PN Jakarta Pusat yang juga belum berkekuatan hukum tetap tersebut (in kracht van gewijsde), pada tanggal 25 Januari 2012, Grup telah secara resmi mengajukan memorandum kasasi kepada Mahkamah Agung melalui PN Jakarta Pusat.

Berdasarkan Relas Pemberitahuan Isi Putusan Mahkamah Agung dari Pengadilan Negeri Jakarta Selatan kepada Grup tanggal 22 Mei 2014, diketahui bahwa pada tanggal 30 Juli 2012, Mahkamah Agung telah memutuskan untuk mengabulkan memorandum kasasi yang diajukan oleh Grup bersama-sama dengan PT Pertamina (Persero) dan MC. Dengan demikian, keputusan Mahkamah Agung ini membatalkan putusan PN Jakarta Pusat dan putusan KPPU di atas.

ii. Arbitrase dengan Singapore Petroleum Sampang Ltd ("SPC") dan Cue Sampang Pty Ltd ("Cue")

Pada tanggal 10 Agustus 2012, Medco Strait Services Pte Ltd, Entitas Anak, mengirimkan Surat Pemberitahuan Arbitrase kepada Singapore Petroleum Sampang Ltd ("SPC") dan Cue Sampang Pty Ltd ("Cue") untuk memulihkan klaimnya dari dua belah pihak ini sebesar USD35,06 juta berkaitan dengan investasinya pada Proyek Jeruk. Sampai dengan tanggal penyelesaian laporan keuangan konsolidasian ini, majelis arbitrase yang bersifat ad hoc telah terbentuk dan para pihak telah menyerahkan dokumentasi yang secara prosedural diperlukan untuk keperluan sidang arbitrase kepada majelis.

Para pihak telah melangsungkan sidang arbitrase pada tanggal 3-5 September 2013. Atas sidang arbitrase tersebut, masih belum ada keputusan untuk kasus tersebut. Klaim dari Medco Strait Services Pte Ltd telah direvisi dari USD35,06 juta menjadi USD33,16 juta.

Pada tanggal 6 Maret 2014, Majelis arbitrase telah menerbitkan putusan sementara (Interim Award) kepada para pihak, putusan mana memuat hal-hal pokok sebagai berikut:

1. Majelis mengabulkan permohonan Medco agar SPC dan Cue mengembalikan kelebihan dana investasi Jeruk yang selama ini telah ditahan oleh SPC dan Cue;
2. Majelis arbitrase menyetujui bahwa Medco berhak atas pengembalian biaya yang telah dikeluarkan untuk investasi sumur Jeruk, ketika SPC dan Cue telah menerima seluruh pengembalian biaya investasi porsi mereka di Jeruk meskipun sumber dana pengembalian berasal dari pendapatan lapangan lainnya dalam PSC Sampang.
3. Majelis arbitrase berpendapat bahwa pengembalian biaya investasi sumur Jeruk tidak perlu menunggu hingga terpenuhinya pengembalian biaya investasi lapangan lainnya kepada SPC dan Cue terlebih dahulu (yang merupakan sumber pendapatan yang dipergunakan untuk pengembalian biaya investasi sumur Jeruk), dimana SPC dan Cue menyangkal hal tersebut.

Majelis arbitrase menolak bukti-bukti yang disampaikan kedua belah pihak dalam menentukan apakah SPC dan Cue telah memperoleh seluruh pengembalian biaya investasi sumur Jeruk porsi SPC dan Cue. Majelis telah menetapkan metode penghitungan tersendiri untuk menentukan apakah telah atau belum terjadi pengembalian seluruh biaya investasi di Jeruk.

4. Berdasarkan metode penghitungan yang ditetapkan Majelis, SPC dan Cue belum mendapatkan seluruh pengembalian biaya investasi porsi SPC dan Cue di Jeruk sebelum arbitrase dimulai. Dengan dasar itu, Medco belum berhak untuk mendapatkan jumlah sebagaimana yang dimintakan dalam tuntutan arbitrasenya.
5. Namun demikian, Majelis telah mengindikasikan bahwa saat ini mungkin biaya-biaya tersebut telah mendapatkan pengembalian dari Negara berdasarkan metode penghitungan tersebut.
6. Majelis juga telah menetapkan metode penghitungan jumlah yang ditahan (the "withholding amount") terkait profit oil dari biaya yang telah dikembalikan oleh Negara. Walaupun metode penghitungan jumlah yang ditahan telah ada, namun Majelis saat ini belum dapat menentukan nilainya.
7. Berdasarkan keputusan interim tersebut, Majelis memberikan kesempatan kepada para pihak (Medco, SPC dan Cue) dalam jangka waktu 14 (empat belas) hari atau lebih berdasarkan kesepakatan para pihak, untuk menyampaikan dokumen-dokumen secara tertulis yang diperlukan guna membantu Majelis dalam menerbitkan putusan akhir arbitrase.

iii. Gugatan Hukum M. Nur AB dan Jamaluddin Rani atas Proses Pembebasan Lahan di Desa Blang Simpo

Pada tanggal 20 Desember 2011, M. Nur AB dan Jamaluddin Rani (Penggugat) mengajukan gugatan kepada PT Medco E & P Malaka (Tergugat) di Pengadilan Negeri Idi. Penggugat mengklaim bahwa Tergugat telah melakukan perbuatan melawan hukum pada proses pembebasan lahan di Desa Blang Simpo, Peureulak, Matang-1 Aceh Timur. Penggugat menuntut Tergugat untuk membayar ganti rugi sebesar Rp1.050.000.000.

iv. Gugatan Hukum M. Nur AB dan Jamaluddin Rani atas Proses Pembebasan Lahan di Desa Blang Simpo (lanjutan)

Grup berpendapat bahwa gugatan tersebut tidak memiliki dasar hukum yang kuat dan masih dalam tahap pemeriksaan oleh Pengadilan Negeri Idi, sehingga tidak ada pencadangan atas gugatan tersebut dalam laporan keuangan konsolidasian.

v. Arbitrase dengan Soconord S.A.

Pada tanggal 17 Mei 2013, Soconord S.A. (Pemohon) mengajukan petisi kepada Joint Operating Body Pertamina - Medco Tomori Sulawesi (Termohon) di Badan Arbitrase Nasional Indonesia (BANI), Jakarta. Pemohon mengklaim bahwa Termohon telah melakukan perbuatan melawan hukum mengacu pada surat jaminan yang diterbitkan oleh Termohon untuk melakukan pembayaran kepada Pemohon sebesar USD1.161.310 ditambah bunga 6% per tahun.

BANI telah mengeluarkan putusan arbitrase pada tanggal 10 Januari 2014 untuk menerima sebagian permohonan Pemohon, sehingga Termohon diwajibkan untuk membayar sejumlah USD1.161.310 ditambah bunga 6% per tahun (bunga dihitung dari tanggal jatuh tempo pembayaran yang tercantum dalam surat jaminan sampai dengan tanggal keputusan arbitrase). Grup telah melakukan pencadangan atas putusan tersebut dalam laporan keuangan konsolidasian.

vi. Gugatan Hukum PT Mira Mirza Samudra Samarinda

Pada tanggal 29 Mei 2006, PT Mira Mirza Samudra Samarinda (Penggugat) mengajukan gugatan kepada PT Medco E & P Indonesia (Tergugat I) dan Pertamina EP Region KTI (Tergugat II) di Pengadilan Negeri Tenggara. Gugatan ini diajukan saat Tergugat I bertindak sebagai operator di bawah Kontrak Bantuan Teknis (TAC). TAC ini telah berakhir dan hak dan kewajiban sebagai operator telah dialihkan ke Pertamina EP pada bulan Oktober 2008. Substansi sengketa ini menyangkut klaim Penggugat sebesar Rp1.180.000.000 atas insiden kapal yang disewa oleh Tergugat I dari Penggugat untuk tujuan operasional di bawah TAC.

Pada tanggal 3 Mei 2007, Pengadilan Negeri Tenggara telah menyatakan gugatan Penggugat tidak dapat diterima dan Penggugat mengajukan banding terhadap keputusan Pengadilan Negeri Tenggara ke Pengadilan Tinggi Samarinda. Sampai dengan tanggal penyelesaian laporan keuangan konsolidasian, gugatan tersebut masih dalam tahap pemeriksaan oleh Pengadilan Tinggi Samarinda. Grup berpendapat bahwa gugatan tersebut tidak memiliki dasar hukum yang kuat, sehingga tidak ada pencadangan atas gugatan tersebut dalam laporan keuangan konsolidasian.

- b. Klaim dari Audit oleh Pemerintah dan Mitra Kerjasama Operasi
Sehubungan dengan kegiatan eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi, Pemerintah dan mitra kerjasama operasi secara periodik melakukan audit atas kegiatan Grup tersebut. Sampai dengan penyelesaian laporan keuangan konsolidasian ini, belum ada kelanjutan mengenai klaim yang timbul dari audit tersebut apakah bisa disetujui oleh manajemen dan diakui di dalam pencatatan, atau tidak disetujui oleh manajemen.

Resolusi atas klaim yang tidak disetujui dapat memerlukan waktu pembahasan yang lama hingga beberapa tahun. Pada tanggal 30 Juni 2014, manajemen berkeyakinan bahwa Grup memiliki posisi yang kuat terhadap klaim yang ada, oleh karena itu tidak terdapat provisi yang signifikan yang dicadangkan atas klaim yang ada.

- c. Kewajiban kepada Pihak Penjamin
Medco Energi US LLC secara kontinjen berkewajiban kepada perusahaan asuransi penjamin, dengan jumlah keseluruhan sebesar USD18.035.000 pada tanggal 31 Desember 2013 dan berkaitan dengan penerbitan MTN atas nama Perusahaan kepada The United States Bureau of Ocean Energy Management (BOEM) dan kepada pihak ketiga dimana aset minyak dan gas bumi dibeli. MTN 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.

13. Peristiwa Penting Setelah Tanggal Laporan Posisi Keuangan Konsolidasian

- a. Pada tanggal 3 Juli 2014, Perusahaan menandatangani Perjanjian Kredit dengan Bank of Tokyo – Mitsubishi UFJ Limited, Cabang Jakarta untuk fasilitas revolving sebesar USD30.000.000 yang akan jatuh tempo pada tahun 2017. Perusahaan telah melakukan transaksi *Interest Rate Swap* dengan Bank of Tokyo – Mitsubishi UFJ Limited, Morgan Stanley & Co Plc, dan PT CIMB Niaga Tbk untuk menetapkan suku bunga pinjaman dari suku bunga mengambang (LIBOR+margin) menjadi suku bunga tetap dengan jangka waktu mengikuti jangka waktu pinjaman.
- b. Pada tanggal 10 Juli 2014, PT Medco E&P Tomori Sulawesi melunasi sebagian fasilitas kredit dari Bank Sindikasi (Standard Chartered Bank – Cabang Singapur dan PT Bank Mandiri (Persero) Tbk) sebesar USD3.704.585. Selain itu juga dilakukan penarikan atas fasilitas kredit yang sama sebesar USD32.600.000 pada tanggal 11 Juli 2014 untuk membiayai kebutuhan capex proyek Senoro.

II. ANALISA DAN PEMBAHASAN OLEH MANAJEMEN

Analisis dan pembahasan yang diuraikan di bawah ini, khususnya untuk bagian-bagian yang menyangkut kinerja keuangan konsolidasian Perseroan, disusun berdasarkan laporan keuangan konsolidasian Perseroan tanggal 30 Juni 2014 (tidak diaudit), 31 Desember 2013, dan 2012, serta untuk tahun yang berakhir pada tanggal-tanggal tersebut, seperti yang tercantum dalam Memorandum Informasi ini, yang telah diaudit oleh KAP Purwantono, Suherman & Surja dengan pendapat wajar tanpa pengecualian.

1. UMUM

Perseroan didirikan pada tahun 1980 dan memulai usahanya sebagai kontraktor jasa pemboran pertama yang dimiliki oleh bangsa Indonesia, dan kini telah berkembang menjadi perusahaan energi terpadu, dengan kegiatan usaha mulai dari sektor hulu migas (eksplorasi dan produksi migas), sektor hilir, baru bara, jasa pengeboran, dan tenaga listrik. Perseroan memiliki 34 aset eksplorasi dan produksi minyak dan gas yang tersebar di Indonesia maupun di luar negeri. Di sektor hulu per 30 Juni 2014, kegiatan eksplorasi dan produksi minyak dan gas Perseroan meliputi hak partisipasi di 13 blok eksplorasi dan produksi dan 1 partisipasi ekonomi di Indonesia serta 19 blok di Amerika Serikat, Yemen, dan Libia serta sebuah kontrak jasa E&P di Oman. Di sektor hilir Perseroan juga memiliki dan mengoperasikan sebuah pabrik ethanol, sebuah kilang LPG dan sebuah fasilitas penyimpanan dan distribusi bahan bakar. Sebelumnya Perseroan juga memiliki dua kegiatan usaha lainnya yang saat ini sudah tidak efektif lagi yaitu proyek pembangkit listrik termasuk di dalamnya truck mounted power generator, yang sudah dijual dan pengoperasian kilang methanol yang sudah dihentikan kegiatannya

Per 30 Juni 2014, taksiran cadangan terbukti Perseroan adalah sebesar 192.929 MBOE, cadangan terbukti dan probable adalah sebesar 258.353 MBOE, dan cadangan kontinjen sebesar 177.193 MBOE. Selama periode enam bulan tahun 2014, Perseroan berhasil membukukan produksi minyak dan gas sebesar 8.919 MBOE. Selama tahun 2014, Blok Kampar memberikan kontribusi produksi terbesar yaitu sekitar 56% dari keseluruhan produksi minyak dan gas bumi Perseroan.

Perseroan memperoleh pendapatan dari penjualan minyak dan gas, pendapatan dari kontrak lainnya dan jasa terkait, penjualan tenaga listrik, dan penjualan kimia dan produk petroleum lainnya dimana hampir sebagian besar pendapatannya adalah dalam Dolar Amerika Serikat. Untuk periode enam bulan yang berakhir tanggal 30 Juni 2014 dan 30 Juni 2013 serta untuk tahun yang berakhir pada tanggal-tanggal 31 Desember 2013 dan 2012, Perseroan membukukan pendapatan masing-masing sebesar USD360,4 juta, USD426,7 juta, USD889,0 juta dan USD904,4 juta. Selama periode enam bulan tahun 2014, penjualan dan pendapatan usaha lainnya Perseroan berasal dari penjualan minyak dan gas neto, pendapatan dari batubara, dan pendapatan dari jasa yang masing-masing berkontribusi sebesar USD333,3 juta, USD21,4 juta, dan USD5,6 juta atau 92,5%, 5,9%, dan 1,6% dari total penjualan dan pendapatan usaha lainnya Perseroan..

Perseroan terus mengupayakan peningkatan produktivitas operasi dan cadangan minyak dan gasnya melalui intensifikasi kegiatan eksplorasi dan produksi di Indonesia dan Internasional, peningkatan monetisasi gas, mengakuisisi wilayah-wilayah kerja baru yang sudah berproduksi maupun dalam tahap eksplorasi serta peningkatan efektivitas organisasi. Di samping kegiatan eksplorasi dan produksi, Perseroan juga akan tetap mengembangkan usaha-usaha terkait energi di sektor bidang usaha hilir.

Secara berkesinambungan, Perseroan berupaya untuk meningkatkan kinerja organisasi dengan menerapkan manajemen keuangan yang bertanggungjawab, didukung oleh etos kerja dan sumber daya yang kompeten.

INFORMASI KEUANGAN KONSOLIDASIAN

PENJUALAN DAN PENDAPATAN USAHA LAINNYA

(dalam USD)

Keterangan	Enam bulan yang berakhir 30 Juni		Tahun yang berakhir 31 Desember	
	2014	2013	2013	2012
	<i>Unaudited</i>	<i>Unaudited</i>	<i>Audited</i>	<i>Audited</i>
Penjualan dan pendapatan usaha lainnya	360.367.231	426.710.378	888.947.406	904.382.608
Beban pokok penjualan dan biaya langsung lainnya	(208.375.665)	(255.163.266)	(521.728.686)	(502.439.871)
Laba kotor	151.991.566	171.547.112	367.218.720	401.942.737
Beban penjualan, umum dan administrasi	(41.420.526)	(48.779.299)	(121.485.761)	(141.593.062)
Penghasilan (beban) lain-lain - neto	(28.583.799)	(27.585.917)	(51.996.147)	(63.141.672)
Laba tahun berjalan	11.385.152	7.510.507	15.978.576	18.854.057

Keterangan	Enam bulan yang berakhir 30 Juni		Tahun yang berakhir 31 Desember	
	2014	2013	2013	2012
	<i>Unaudited</i>	<i>Unaudited</i>	<i>Audited</i>	<i>Audited</i>
Penjualan minyak dan gas neto	333.315.650	398.712.426	826.842.368	873.031.964
Pendapatan dari batubara	21.430.456	17.067.500	42.959.147	9.085.540
Pendapatan dari jasa	5.621.125	8.504.280	16.719.719	17.842.472
Penjualan kimia dan produk petroleum lainnya	-	2.426.172	2.426.172	4.422.632

Penjualan minyak dan gas neto

Periode 6 (enam) bulan yang berakhir pada tanggal 30 Juni 2014 dan 2013

Penjualan minyak dan gas neto. Pada periode 30 Juni 2014, Perseroan mencatat USD333,3 juta dari penjualan minyak dan gas atau 16,4% lebih rendah dari penjualan tahun 2013 sebesar USD398,7 juta. Penurunan ini disebabkan oleh penurunan penjualan minyak perseroan menjadi 29,28 mboepd pada tahun 2014 dari 33,79 mboepd pada tahun 2013.

Pendapatan dari batubara. penjualan batu bara perseroan di tahun 2014 terjadi peningkatan yang baik, hal ini dikarenakan volume penjualan batubara Perseroan di tahun 2014 yang telah mengalami kenaikan yang cukup baik. Dimana terjadi kenaikan sebesar 25,5% menjadi USD21,4 juta dari USD17,1 juta di tahun 2013.

Pendapatan dari jasa. Perseroan mencatat jumlah pendapatan jasa sebesar USD5,6 juta di tahun 2014, atau turun sebesar 33,9% dari USD8,5 juta pada tahun 2013. Pada tahun 2014, segmen ini sebenarnya membukukan penjualan yang meningkat, namun karena peningkatan tersebut dihasilkan dari jasa pengeboran antar sesama lini bisnis Perseroan, maka penjualan tersebut tidak diakui dalam laporan laba rugi Perseroan konsolidasian.

Penjualan kimia dan produk petroleum lainnya. Pada periode ini Perseroan tidak membukukan adanya Penjualan, dikarenakan tidak adanya penjualan bahan kimia yang dilakukan oleh lini bisnis *Trading* Perseroan untuk tahun 2014 hal ini dikarekan lini usaha yang menghasilkan ethanol telah dihentikan. Sedangkan untuk periode 2013, Perseroan masih mencatat adanya penjualan sebesar USD2,4 juta.

Tahun 2013 dibandingkan dengan tahun 2012

Penjualan minyak dan gas neto. Pada tahun 2013, Perseroan mencatat USD826,8 juta dari penjualan minyak dan gas atau 5,3% lebih rendah dari penjualan tahun 2012 sebesar USD873,0 juta. Penurunan ini disebabkan lebih rendahnya harga minyak terealisasi sebesar USD108,26/barrel di tahun 2013 dan USD115,89/barrel di tahun 2012. Komitmen Perseroan untuk menjaga tingkat pendapatannya dibuktikan dengan keberhasilan melakukan negosiasi untuk menaikkan harga beberapa kontrak penjualan gas di tahun 2013, hal ini berdampak pada kenaikan rata-rata nilai gas terealisasi di tahun 2013 menjadi USD5,41/MMBTU dibandingkan dengan harga gas terealisasi tahun 2012 sebesar USD4,03/MMBTU.

Pendapatan dari batubara. Perseroan melalui Entitas Anak PT Duta Tambang ReKayasa mencatat nilai penjualan yang secara signifikan naik menjadi USD43,0 juta dari USD9,1 juta di tahun 2012. Peningkatan ini disebabkan karena PT Duta Tambang ReKayasa telah berhasil mencapai tingkat kapasitas produksi yang optimal, sehingga mengakibatkan peningkatan volume penjualan di tahun 2013 menjadi 525.342 MT dimana tahun 2012 hanya sebesar 132.035 MT.

Pendapatan dari jasa. Perseroan mencatat jumlah pendapatan jasa sebesar USD16,7 juta di tahun 2013, atau turun sebesar 6,3% dari USD17,8 juta pada tahun 2012. Pada tahun 2013, segmen ini sebenarnya membukukan penjualan yang meningkat, namun karena peningkatan tersebut dihasilkan dari jasa pengeboran antar sesama lini bisnis Perseroan, maka penjualan tersebut tidak diakui dalam laporan laba rugi Perseroan konsolidasian.

Penjualan kimia dan produk petroleum lainnya. Perseroan mencatat jumlah penjualan kimia dan produk petroleum lainnya sebesar USD2,4 juta di tahun 2013, atau turun sebesar 45,1% dari USD4,4 juta pada tahun 2012. Penurunan ini disebabkan oleh divestasi yang dilakukan oleh Perseroan atas PT Medco Sarana Kalibaru pada tahun 2012 yang merupakan kontributor terbesar atas segmen ini.

BEBAN POKOK PENJUALAN DAN BIAYA LANGSUNG LAINNYA

(dalam USD)

Keterangan	Enam bulan yang berakhir 30 Juni	Tahun yang berakhir 31 Desember
------------	-------------------------------------	------------------------------------

	2014 <i>Unaudited</i>	2013 <i>Unaudited</i>	2013 <i>Audited</i>	2012 <i>Audited</i>
Biaya produksi dan lifting	(127.190.945)	(149.121.780)	(307.763.720)	(326.942.634)
Penyusutan, depleksi dan amortisasi	(41.097.521)	(43.477.089)	(101.609.714)	(82.776.970)
Biaya pembelian minyak mentah	(8.453.173)	(30.401.968)	(44.378.789)	(43.166.575)
Biaya jasa	(11.846.511)	(11.580.016)	(29.717.463)	(24.408.947)
Biaya produksi batu bara	(15.596.465)	(11.106.211)	(24.179.183)	(7.838.219)
Beban eksplorasi	(4.191.050)	(9.476.202)	(14.079.817)	(17.306.526)

Periode 6 (enam) bulan yang berakhir pada tanggal 30 Juni 2014 dan 2013

Biaya produksi dan lifting. Biaya produksi dan lifting pada tahun 2014 adalah sebesar USD127,2 juta, dimana terjadi penurunan sebesar 14,7% atau setara USD21,9 juta dibandingkan USD149,1 juta pada tahun 2013. Penurunan biaya produksi dan lifting pada tahun 2014 dibandingkan tahun 2013 terutama disebabkan oleh penurunan volume penjualan di tahun 2014.

Penyusutan, depleksi dan amortisasi. Penyusutan, depleksi dan amortisasi pada tahun 2014 adalah sebesar USD41,1 juta, dimana terjadi penurunan sebesar 5,5% atau setara USD2,4 juta dibandingkan USD43,5 juta pada tahun 2013. Penurunan penyusutan, depleksi dan amortisasi pada tahun 2014 dibandingkan tahun 2013 terutama disebabkan oleh penurunan nilai produksi di tahun 2014 dibandingkan dengan jumlah produksi yang ada di tahun 2013.

Biaya pembelian minyak mentah. Biaya pembelian minyak mentah pada tahun 2014 adalah sebesar USD8,5 juta, dimana terjadi penurunan sebesar 72,2% atau setara USD22,0 juta dibandingkan USD30,4 juta pada tahun 2013. Hal ini terutama disebabkan karena penurunan nilai overlifting di tahun 2014.

Biaya jasa. Biaya jasa pada tahun 2014 adalah sebesar USD11,9 juta, dimana terjadi peningkatan sebesar 2,3% atau setara USD0,3 juta dibandingkan USD11,6 juta pada tahun 2013.

Biaya produksi batu bara. Biaya produksi batu bara pada tahun 2014 adalah sebesar USD15,6 juta, dimana terjadi peningkatan sebesar 40,4% atau setara USD4,5 juta dibandingkan USD11,1 juta pada tahun 2013. Peningkatan ini disebabkan karena pada tahun 2014 sektor batubara Perseroan sudah mulai beroperasi pada kapasitas yang optimum dan telah memberikan kontribusi yang cukup baik bagi Perseroan.

Beban eksplorasi. Beban eksplorasi pada tahun 2014 adalah sebesar USD4,2 juta, dimana terjadi penurunan sebesar 55,8% atau setara USD5,3 juta dibandingkan USD9,5 juta pada tahun 2013. Penurunan beban eksplorasi pada tahun 2014 dibandingkan tahun 2013 terutama disebabkan oleh penurunan aktivitas eksplorasi yang dilakukan Perseroan di tahun 2014.

Tahun 2013 dibandingkan dengan tahun 2012

Biaya produksi dan lifting. Biaya produksi dan lifting pada tahun 2013 adalah sebesar USD307,8 juta, dimana terjadi penurunan sebesar 5,9% atau setara USD19,2 juta dibandingkan USD326,9 juta pada tahun 2012. Penurunan biaya produksi dan lifting pada tahun 2013 dibandingkan tahun 2012 terutama disebabkan oleh penurunan volume penjualan di tahun 2013.

Penyusutan, depleksi dan amortisasi. Penyusutan, depleksi dan amortisasi pada tahun 2013 adalah sebesar USD101,6 juta, dimana terjadi peningkatan sebesar 22,7% atau setara USD18,8 juta dibandingkan USD82,8 juta pada tahun 2012. Peningkatan penyusutan, depleksi dan amortisasi pada tahun 2013 dibandingkan tahun 2012 terutama disebabkan oleh tidak adanya penambahan atas jumlah cadangan minyak terbukti perseroan di tahun 2013, dimana hal ini mengakibatkan peningkatan depresiasi yang cukup signifikan di tahun 2013.

Biaya pembelian minyak mentah. Biaya pembelian minyak mentah pada tahun 2013 adalah sebesar USD44,4 juta, dimana terjadi peningkatan sebesar 2,8% atau setara USD1,2 juta dibandingkan USD43,2 juta pada tahun 2012.

Biaya jasa. Biaya jasa pada tahun 2013 adalah sebesar USD29,7 juta, dimana terjadi peningkatan sebesar 21,8% atau setara USD5,3 juta dibandingkan USD24,4 juta pada tahun 2012. Peningkatan biaya jasa pada tahun 2013 dibandingkan tahun 2012 terutama disebabkan oleh peningkatan operasional jasa pengeboran yang dihasilkan oleh PT Exspan Petrogas Intranusa sebagai akibat dari akuisisi atas beberapa rig yang telah dilakukan Perseroan pada tahun 2012.

Biaya produksi batu bara. Biaya produksi batu bara pada tahun 2013 adalah sebesar USD24,2 juta, dimana terjadi peningkatan sebesar 208,4% atau setara USD16,3 juta dibandingkan USD7,8 juta pada tahun 2012. Peningkatan biaya produksi batu bara pada tahun 2013 dibandingkan tahun 2012 dimana peningkatan ini disebabkan oleh lini bisnis utama pertambangan yang dimiliki

Perseroan saat ini sudah mencapai tingkat produksi yang cukup optimal, sehingga peningkatan biaya ini diimbangi oleh peningkatan pendapatan Perseroan yang cukup signifikan di tahun 2013.

Beban eksplorasi. Beban eksplorasi pada tahun 2013 adalah sebesar USD14,1 juta, dimana terjadi penurunan sebesar 18,7% atau setara USD3,2 juta dibandingkan USD17,3 juta pada tahun 2012. Penurunan beban eksplorasi pada tahun 2013 dibandingkan tahun 2012 terutama disebabkan oleh penurunan aktivitas eksplorasi yang dilakukan Perseroan di tahun 2013

LABA KOTOR KONSOLIDASIAN

(dalam USD)

Keterangan	Enam bulan yang berakhir 30 Juni		Tahun yang berakhir 31 Desember	
	2014	2013	2013	2012
	<i>Unaudited</i>	<i>Unaudited</i>	<i>Audited</i>	<i>Audited</i>
Laba kotor	151.991.566	171.547.112	367.218.720	401.942.737

Periode 6 (enam) bulan yang berakhir pada tanggal 30 Juni 2014 dan 2013

Laba kotor pada tahun 2014 adalah sebesar USD152,0 juta, dimana terjadi penurunan sebesar 10,1% atau setara USD17,1 juta dibandingkan USD169,1 juta pada tahun 2013. Penurunan laba kotor pada tahun 2014 dibandingkan tahun 2013 terutama disebabkan oleh penurunan penjualan minyak perseroan menjadi 29,28 mboepd pada tahun 2014 dari 33,79 mboepd pada tahun 2013.

Tahun 2013 dibandingkan dengan tahun 2012

Laba kotor pada tahun 2013 adalah sebesar USD367,2 juta, dimana terjadi penurunan sebesar 8,6% atau setara USD34,7 juta dibandingkan USD401,9 juta pada tahun 2012. Penurunan laba kotor pada tahun 2013 dibandingkan tahun 2012 terutama disebabkan oleh penurunan produksi perseroan di tahun 2013.

BEBAN PENJUALAN, UMUM DAN ADMINISTRASI

(dalam USD)

Keterangan	Enam bulan yang berakhir 30 Juni		Tahun yang berakhir 31 Desember	
	2014	2013	2013	2012
	<i>Unaudited</i>	<i>Unaudited</i>	<i>Audited</i>	<i>Audited</i>
Beban umum dan administrasi	36.299.121	42.697.081	103.861.788	120.482.097
Beban penjualan	5.121.405	6.082.218	17.623.973	21.110.965
Total beban usaha	41.420.526	48.779.299	121.485.761	141.593.062

Periode 6 (enam) bulan yang berakhir pada tanggal 30 Juni 2014 dan 2013

Penurunan beban penjualan, umum, dan administrasi di tahun 2014 sebesar 15,1% menjadi USD41,4 juta dari USD48,8 juta di tahun 2013 disebabkan karena penurunan dari nilai pencadangan atas imbalan pesangon yang terutama diakibatkan karena penyesuaian asumsi perhitungan yang dilakukan oleh Perseroan.

Tahun 2013 dibandingkan dengan tahun 2012

Komitmen Perseroan untuk menjaga tingkat efisiensi biaya di tahun 2013, terbukti dengan keberhasilan Perseroan menurunkan tingkat beban penjualan, umum, dan administrasi di tahun 2013 sebesar 14,2% menjadi USD121,5 juta dari USD141,6 juta di tahun 2012

PENGHASILAN (BEBAN) LAIN-LAIN KONSOLIDASIAN

(dalam USD)

Keterangan	Enam bulan yang berakhir 30 Juni		Tahun yang berakhir 31 Desember	
	2014	2013	2013	2012
	<i>Unaudited</i>	<i>Unaudited</i>	<i>Audited</i>	<i>Audited</i>
Beban pendanaan	(37.092.023)	(39.082.347)	(77.083.376)	(95.352.726)
Kerugian atas penurunan nilai aset - neto	(11.806.756)	(2.636.354)	(27.244.234)	(12.149.708)

Keterangan	Enam bulan yang berakhir 30 Juni		Tahun yang berakhir 31 Desember	
	2014	2013	2013	2012
	<i>Unaudited</i>	<i>Unaudited</i>	<i>Audited</i>	<i>Audited</i>
Bagian laba dari entitas asosiasi - neto	4.680.408	2.597.010	4.554.295	1.188.018
Pendapatan bunga	5.831.699	4.569.147	11.751.425	21.572.559
Keuntungan dari pelepasan entitas anak - neto	3.577.595	-	-	5.362.723
Pendapatan/(beban) lain-lain	6.225.308	6.966.627	36.025.743	16.237.462
Total penghasilan (beban) lain-lain - neto	(28.583.799)	(27.585.917)	(51.996.147)	(63.141.672)

Periode 6 (enam) bulan yang berakhir pada tanggal 30 Juni 2014 dan 2013

Beban pendanaan. Perseroan berhasil menurunkan beban pendanaan menjadi USD37,1 juta dari USD39,1 juta di 2013. Hal ini disebabkan karena Perseroan telah melakukan refinancing atas sebagian hutang bank jangka pendek Perseroan yang jatuh tempo di tahun ini dimana Perseroan mendapat tingkat bunga yang jauh lebih kompetitif.

Kerugian atas penurunan nilai aset – neto. Perseroan membukukan kerugian atas penurunan nilai aset terkait dengan telah dihentikannya operasional Perseroan di Blok Yemen 83 pada kuartal ini.

Keuntungan dari pelepasan entitas anak – neto. Pada tahun 2014 Perseroan telah menuntaskan penjualan sisa kepemilikan sebesar 36,12% atas Medco Sarana Kalibaru kepada Puma Energy dan menghasilkan keuntungan sebesar USD3,6 juta.

Tahun 2013 dibandingkan dengan tahun 2012

Beban pendanaan. Perseroan berhasil menurunkan beban pendanaan menjadi USD77,1 juta dari USD95,4 juta di 2012. Hal ini disebabkan karena Perseroan berhasil mengimplementasikan *cross currency interest rate swap* atas MTN rupiah Perseroan yang dikeluarkan di tahun 2013 serta melakukan pelunasan pinjaman bank dengan bunga tinggi. Usaha-usaha tersebut mengakibatkan tingkat bunga pendanaan Perseroan mengalami penurunan yang cukup signifikan di tahun 2013 dibandingkan dengan tahun 2012.

Pendapatan lain-lain/(beban) lain-lain. Pada tahun 2013, terjadi peningkatan pendapatan lain-lain sebesar 121,9% ke USD36,0 juta dari USD16,2 juta. Kenaikan tersebut didominasi oleh kenaikan dari keuntungan selisih kurs dan pengembalian atas provisi dari pajak pertambahan nilai dari Entitas Anak yang bergerak dalam industri minyak dan gas.

LABA TAHUN BERJALAN KONSOLIDASIAN

(dalam USD)

Keterangan	Tiga bulan yang berakhir 30 Juni		Tahun yang berakhir 31 Desember	
	2014	2013	2013	2012
	<i>Unaudited</i>	<i>Unaudited</i>	<i>Audited</i>	<i>Audited</i>
Laba tahun berjalan	11.385.152	7.510.507	15.978.576	18.854.057

Periode 6 (enam) bulan yang berakhir pada tanggal 30 Juni 2014 dan 2013

Dari semua pergerakan atas laporan laba rugi komprehensif perseroan di atas, terlihat laba tahun berjalan pada tahun 2014 adalah sebesar USD11,4 juta, dimana terjadi peningkatan sebesar 51,5% atau setara USD3,9 juta dibandingkan USD7,5 juta pada tahun 2013.

Tahun 2013 dibandingkan dengan tahun 2012

Dari semua pergerakan atas laporan laba rugi komprehensif perseroan di atas, terlihat laba tahun berjalan pada tahun 2013 adalah sebesar USD16,0 juta, dimana terjadi penurunan sebesar 15,2% atau setara USD2,9 juta dibandingkan USD18,9 juta pada tahun 2012.

ASET, LIABILITAS DAN EKUITAS KONSOLIDASIAN

(dalam USD)

Keterangan	Enam bulan yang berakhir 30 Juni		Tahun yang berakhir 31 Desember	
	2014	2013	2013	2012

	<i>Unaudited</i>	<i>Audited</i>	<i>Audited</i>
Jumlah aset	2.571.228.264	2.531.679.470	2.655.840.704
Jumlah liabilitas	1.657.436.828	1.634.923.055	1.812.616.519
Jumlah ekuitas	913.791.436	896.756.415	843.224.185

Aset

Tabel berikut memperlihatkan perubahan aset Perseroan dan Entitas Anak pada periode yang bersangkutan dengan periode sebelumnya:

	(dalam USD)				
	30 Juni		31 Desember		
	2014	Δ%	2013	Δ%	2012
ASET					
ASET LANCAR					
Kas dan setara kas	247.405.135	-6,3%	263.973.998	-49,6%	523.651.774
Investasi jangka pendek	262.713.178	1,3%	253.437.152	-18,7%	311.668.012
Rekening bank yang dibatasi penggunaannya	-	-100,0%	5.593.518	316,4%	1.343.426
Piutang usaha					
Pihak berelasi	18.267.682	-3,8%	18.982.522	-42,0%	32.701.117
Pihak ketiga - bersih	98.599.458	-20,9%	124.651.998	8,9%	114.428.181
Piutang lain-lain					
Pihak ketiga - bersih	78.956.239	4,0%	75.940.543	-4,1%	79.157.762
Persediaan - bersih	48.967.141	31,8%	37.164.353	1,8%	36.503.594
Aset tidak lancar yang diklasifikasikan sebagai dimiliki untuk dijual	7.335.955	-70,6%	24.989.685	-	-
Pajak dibayar di muka	14.640.104	28,3%	11.413.219	21,7%	9.379.589
Beban dibayar di muka	4.704.616	25,2%	3.758.125	-7,6%	4.066.007
Uang muka pembelian saham	11.380.823	724,2%	1.380.823	-95,4%	30.080.481
Aset lancar lain-lain	797.951	398,1%	160.194	-90,5%	1.682.237
Jumlah Aset Lancar	793.768.282	-3,4%	821.446.130	-28,2%	1.144.662.180
ASET TIDAK LANCAR					
Piutang lain-lain					
Pihak berelasi	152.176.982	6,7%	142.600.440	40,3%	101.615.237
Pihak ketiga - bersih	823.811	-46,2%	1.532.380	-66,0%	4.505.896
Rekening bank yang dibatasi penggunaannya	5.061.993	-35,4%	7.834.751	-28,1%	10.898.277
Aset pajak tangguhan - neto	26.610.950	-37,5%	42.600.507	-28,5%	59.541.169
Investasi jangka panjang	331.010.295	3,6%	319.458.987	59,3%	200.540.593
Investasi pada proyek	30.324.414	-	30.324.414	-	30.324.414
Aset tetap - bersih	80.612.525	-5,9%	85.700.769	-28,8%	120.410.982
Properti pertambangan - bersih	593.866	-2,7%	610.264	-13,9%	708.795
Aset eksplorasi dan evaluasi	168.530.835	8,2%	155.729.959	38,5%	112.434.713
Aset minyak dan gas bumi - bersih	965.653.727	7,0%	902.468.908	6,2%	849.387.645
Aset lain-lain - neto	16.060.584	-24,9%	21.371.961	2,7%	20.810.803
Jumlah Aset Tidak Lancar	1.777.459.982	3,9%	1.710.233.340	13,2%	1.511.178.524
JUMLAH ASET	2.571.228.264	1,6%	2.531.679.470	-4,7%	2.655.840.704

Periode 6 (enam) bulan yang berakhir pada tanggal 30 Juni 2014 dibandingkan dengan pada tanggal 31 Desember 2013

Aset Perseroan pada tanggal 30 Juni 2014 tercatat sebesar USD2.571,0 juta, meningkat sebesar USD39,5 juta atau 1,6% dari USD2.531,7 juta pada tanggal 31 Desember 2013 terutama disebabkan adanya peningkatan atas aset minyak dan gas bumi Perseroan, peningkatan investasi jangka panjang, dan peningkatan atas nilai piutang atas pihak berelasi yang terutama berasal dari piutang ke DSLNG, serta penurunan pada kas dan setara kas, piutang pihak ketiga, aset tidak lancar yang diklasifikasikan sebagai dimiliki untuk dijual serta penurunan aset pajak tangguhan.

Pada tanggal 31 Desember 2013 dibandingkan dengan pada tanggal 31 Desember 2012

Aset Perseroan pada tanggal 31 Desember 2013 tercatat sebesar USD2.531,7 juta, menurun sebesar USD124,2 juta atau 4,7% dari USD2.655,8 juta pada tahun 2012 terutama disebabkan penurunan pada kas dan setara kas akibat dari pembayaran pinjaman bank dan utang jangka panjang lainnya, penambahan aset minyak dan gas bumi, penambahan investasi pada saham, dan penambahan aset eksplorasi dan evaluasi.

Liabilitas

Tabel berikut memperlihatkan perubahan liabilitas Perseroan pada periode yang bersangkutan dengan periode sebelumnya:

(dalam USD)

	30 Juni		31 Desember		
	2014	Δ%	2013	Δ%	2012
LIABILITAS					
LIABILITAS JANGKA PENDEK					
Pinjaman bank jangka pendek	50.000.000	-16,7%	60.000.000	-	60.000.000
Utang usaha					
Pihak berelasi	1.293.453	259,7%	359.576	414,2%	69.936
Pihak ketiga	113.702.879	20,7%	94.193.530	-1,1%	95.194.668
Utang lain-lain	24.189.013	-52,4%	50.795.338	16,5%	43.589.966
Utang pajak	29.475.887	16,3%	25.348.897	-22,7%	32.800.113
Liabilitas yang secara langsung berhubungan dengan aset tidak lancar yang diklasifikasikan sebagai dimiliki untuk dijual	1.601.045	-52,8%	3.393.361	-	-
Biaya akrual dan provisi lain-lain	60.925.438	-13,8%	70.696.891	-2,1%	72.224.141
Liabilitas imbalan pasca-kerja jangka pendek	6.659.501	1.381,3%	449.582	-95,1%	9.153.439
Liabilitas derivatif	-	-100,0%	10.520.221	-	-
Pinjaman jangka panjang yang jatuh tempo dalam satu tahun					
Pinjaman bank	285.714	-69,2%	928.203	-98,5%	62.855.699
Wesel jangka menengah	-	-	-	-	40.386.422
MTN rupiah	-	100,0%	80.768.414	-	-
Uang muka dari pelanggan - pihak ketiga	7.189.705	-42,9%	12.599.877	-20,7%	15.897.995
Jumlah Liabilitas Jangka Pendek	295.322.635	28,0%	410.053.890	-5,1%	432.172.379
LIABILITAS JANGKA PANJANG					
Pinjaman jangka panjang - setelah dikurangi bagian yang jatuh tempo dalam satu tahun					
Pihak berelasi	103.309.436	-21,1%	130.947.913	4,1%	125.735.136
Pinjaman bank	545.969.242	45,6%	374.867.214	-42,7%	654.384.407
MTN rupiah	291.114.884	1,9%	285.711.915	-7,1%	307.542.144
MTN dolar Amerika Serikat	97.402.073	-1,1%	98.466.256	-0,9%	99.334.607
Utang lain-lain	9.318.905	-3,9%	9.698.707	-30,0%	13.849.625
Liabilitas pajak tangguhan - neto	107.347.604	8,3%	99.150.300	10,0%	90.167.043
Liabilitas imbalan pasca-kerja	16.300.028	24,8%	13.065.752	-17,1%	15.769.959
Liabilitas derivatif	136.735.254	-15,7%	162.135.400	801,5%	17.985.673
Liabilitas pembongkaran aset dan restorasi area dan provisi lain-lain	54.616.767	7,5%	50.825.708	-8,7%	55.675.546
Jumlah Liabilitas Jangka Panjang	1.362.114.193	11,2%	1.224.869.165	-11,3%	1.380.444.140
JUMLAH LIABILITAS	1.657.436.828	1,4%	1.634.923.055	-9,8%	1.812.616.519

Periode 6 (enam) bulan yang berakhir pada tanggal 30 Juni 2014 dibandingkan dengan pada tanggal 31 Desember 2013

Liabilitas Perseroan pada tanggal 30 Juni 2014 tercatat sebesar USD1.657,4 juta, meningkat sebesar USD22,5 juta atau 1,4% dari USD1.634,9 juta pada tanggal 31 Desember 2013 terutama disebabkan penambahan pinjaman bank jangka panjang, liabilitas imbalan pasca-kerja dan disertai penurunan MTN rupiah, pinjaman jangka panjang pihak berelasi serta penurunan liabilitas derivatif

Pada tanggal 31 Desember 2013 dibandingkan dengan pada tanggal 31 Desember 2012

Liabilitas Perseroan pada tanggal 31 Desember 2013 tercatat sebesar AS\$1.634,9 juta, menurun sebesar AS\$177,7 juta atau 9,8% dari AS\$1.812,6 juta pada tahun 2012 terutama disebabkan karena pelunasan beberapa liabilitas jangka pendek dan jangka panjang yang dimiliki oleh Perusahaan.

Ekuitas

Tabel berikut memperlihatkan perubahan ekuitas Perseroan pada periode yang bersangkutan dengan periode sebelumnya:

	30 Juni		31 Desember		(dalam USD)
	2014	Δ%	2013	Δ%	2012
EKUITAS					
Modal ditempatkan dan disetor penuh	101.154.464	-	101.154.464	-	101.154.464
Saham tresuri	-	-	-	#value	(5.574.755)
	101.154.464	-	101.154.464	5,8%	95.579.709
Tambahan modal disetor	183.439.833	-	183.439.833	68,9%	108.626.898
Dampak perubahan transaksi ekuitas entitas anak/entitas asosiasi	107.870	-	107.870	-	107.870
Selisih kurs karena penjabaran laporan keuangan	(287.626)	-120,0%	1.440.163	216,7%	454.785
Penyesuaian nilai wajar atas instrumen lindung nilai arus kas	(35.717.239)	33,5%	(53.728.265)	305,7%	(13.244.181)
Saldo laba					
Ditentukan penggunaannya	6.492.210	-	6.492.210	-	6.492.210
Tidak ditentukan penggunaannya	650.016.674	0,6%	646.302.520	1,5%	637.054.429
Jumlah ekuitas yang dapat diatribusikan kepada pemilik entitas induk	905.206.186	2,3%	885.208.795	6,0%	835.071.720
Kepentingan nonpengendali	8.585.250	-25,7%	11.547.620	41,6%	8.152.465
JUMLAH EKUITAS	913.791.436	1,9%	896.756.415	6,3%	843.224.185

Periode 6 (enam) bulan yang berakhir pada tanggal 30 Juni 2014 dibandingkan dengan pada tanggal 31 Desember 2013

Ekuitas Perseroan pada tanggal 30 Juni 2014 tercatat sebesar USD913,8 juta, meningkat sebesar USD17,0 juta atau 1,9% dari USD896,8 juta pada tanggal 31 Desember 2013 terutama disebabkan kenaikan dari penyesuaian nilai wajar atas instrument lindung nilai arus kas.

Pada tanggal 31 Desember 2013 dibandingkan dengan pada tanggal 31 Desember 2012

Ekuitas Perseroan pada tanggal 31 Desember 2013 tercatat sebesar USD896,8 juta, meningkat sebesar USD53,5 juta atau 6,3% dari USD843,2 juta pada tahun 2012 terutama dipicu oleh penjualan saham tresuri yang dilakukan di tahun 2013. Hal ini menyebabkan kenaikan atas saldo modal disetor sebesar 68,9% atau sebesar USD53,3 juta. Kenaikan ini disertai dengan pengakuan atas penyesuaian nilai wajar komponen lindung nilai arus kas Perusahaan sebesar USD40,5 juta.

Likuiditas

Likuiditas menunjukkan kemampuan Perseroan dan Entitas Anaknya dalam memenuhi liabilitas jangka pendek, yang dapat dihitung dengan beberapa cara, yaitu: (i) rasio kas, yang dihitung dengan cara membandingkan jumlah kas dan setara kas dengan jumlah liabilitas jangka pendek, dan (ii) rasio lancar, yang dihitung dengan cara membandingkan jumlah aset lancar dengan jumlah liabilitas jangka pendek.

Rasio kas menunjukkan tingkat kas dan setara kas Perseroan dan Entitas Anak dengan jumlah Liabilitas yang dimiliki oleh Perseroan dan Entitas Anak. Rasio kas Perseroan dan Entitas Anak untuk tahun yang berakhir pada tanggal 31 Desember 2012 dan

2013, serta tanggal 30 Juni 2014 masing-masing adalah sebesar 0,29x ; 0,16x dan 0,15x. Penurunan rasio ini pada Desember 2013 terutama disebabkan karena pelunasan liabilitas jangka pendek dan jangka panjang , sedangkan penurunan rasio pada Juni 2014 terhadap Desember 2013 lebih disebabkan karena penurunan pinjaman jangka panjang pihak berelasi.

Rasio lancar membandingkan jumlah aset lancar dengan jumlah liabilitas jangka pendek Perseroan dan Entitas Anak. Rasio lancar Perseroan dan Entitas Anak untuk tahun yang berakhir pada tanggal 31 Desember 2012 dan 2013, serta tanggal 30 Juni 2014 masing-masing adalah sebesar 2,65x; 2,00x dan 2,69x. Penurunan rasio lancar pada Desember 2013 disebabkan oleh penurunan kas dan setara kas yang digunakan untuk pelunasan liabilitas jangka pendek dan jangka panjang, sedangkan peningkatan rasio lancar pada Juni 2014 disebabkan oleh pelunasan IDR Bonds sebesar USD80,8 juta.

Solvabilitas

Solvabilitas menunjukkan kemampuan Perseroan dan Entitas Anaknya dalam membayar kewajiban-kewajibannya, yang dapat dihitung dengan beberapa cara, yaitu: (i) rasio hutang terhadap ekuitas (*debt to equity ratio*), yang dihitung dengan cara membandingkan jumlah hutang (hasil penjumlahan dari hutang bank jangka pendek, hutang bank jangka panjang, hutang MTN Rupiah, dan wesel bayar) dengan jumlah ekuitas, (ii) rasio hutang bersih terhadap ekuitas (*net debt to equity ratio*), yang dihitung dengan cara membandingkan jumlah hutang bersih (hasil penjumlahan dari hutang bank jangka pendek, hutang bank jangka panjang, hutang MTN Rupiah, dan wesel bayar, setelah dikurangi dengan kas dan setara kas, dan (iii) rasio jumlah liabilitas terhadap jumlah ekuitas, yang dihitung dengan cara membandingkan jumlah liabilitas dengan jumlah ekuitas.

Rasio liabilitas neto terhadap ekuitas Perseroan dan Entitas Anaknya pada tanggal 31 Desember 2012, 31 Desember 2013 dan 30 Juni 2014 masing-masing, 0,98x; 0,86x dan 0,92x.

Rasio jumlah liabilitas terhadap jumlah ekuitas Perseroan dan Entitas Anaknya pada tanggal 31 Desember 2012, 31 Desember 2013 dan 30 Juni 2014 masing-masing 2,15x; 1,82x dan 1,81x.

Pada Juni 2014, terjadi kenaikan rasio hutang bersih terhadap ekuitas bila dibandingkan dengan Desember 2013, hal ini disebabkan oleh peningkatan pinjaman bank.

Pada tahun 2013, terjadi penurunan jumlah utang bank lancar sebesar 50,41% atau USD61,93 juta jika dibandingkan tahun 2012. Demikian pula utang bank tidak lancar mengalami penurunan sebesar 42,71%, hal ini terjadi karena Perusahaan telah melakukan pelunasan beberapa utang bank yang jatuh tempo di tahun 2013. Selain itu, Perusahaan juga melakukan pembayaran atas wesel jangka menengah sebesar USD40,39 juta yang telah jatuh tempo di tahun 2013.

Imbal Hasil Investasi

Imbal hasil investasi menunjukkan kemampuan aset produktif Perseroan dan Entitas Anaknya dalam menghasilkan laba bersih, yang dihitung dengan cara membandingkan laba bersih dengan jumlah aset.

Rasio imbal hasil investasi Perseroan dan Entitas Anaknya untuk tahun yang berakhir pada tanggal 31 Desember 2011, 2012 dan 2013, masing-masing 3,50%, 0,47%, dan 0,50%. Sedangkan untuk tanggal 30 Juni 2013 dan 30 Juni 2014 masing-masing adalah sebesar 0,20% dan 0,34%.

Pergerakan pada imbal hasil investasi adalah disebabkan oleh pergerakan pada laba bersih Perusahaan.

Imbal Hasil Ekuitas

Imbal hasil ekuitas menunjukkan kemampuan Perseroan dan Entitas Anaknya dalam menghasilkan laba bersih, yang dihitung dengan cara membandingkan laba bersih dengan jumlah ekuitas.

Rasio imbal hasil ekuitas Perseroan dan Entitas Anaknya untuk tahun yang berakhir pada tanggal 31 Desember 2012 dan 2013, masing-masing 1,49% dan 1,40%. Sedangkan untuk tanggal 30 Juni 2013 dan 30 Juni 2014 masing-masing adalah sebesar 0,62% dan 0,96%

Pembelanjaan Modal

Jumlah pembelanjaan modal konsolidasian Perseroan untuk tahun yang berakhir pada tanggal 31 Desember 2012 dan 2013, masing-masing sebesar USD189,2 juta dan USD219,5 juta. Sedangkan untuk tanggal 30 Juni 2013 dan 30 Juni 2014 masing-masing adalah sebesar USD80,4 juta dan USD 118,8 juta.

Sumber dana Perseroan untuk membiayai pembelian barang modal berasal dari sumber internal seperti arus kas operasional dan sumber eksternal yang berasal dari pinjaman bank dan MTN.

Perseroan terus berusaha untuk menerapkan perencanaan yang matang di dalam menjalankan usahanya. Hal ini diterapkan Perseroan dalam melakukan pembelanjaan modal, di mana proses yang melibatkan pembelanjaan, terutama dalam jumlah besar, dilakukan secara cermat dan hati-hati, antara lain dengan melakukan proses tender yang terarah dan transparan.

Minyak dan gas adalah sumber daya alam yang tidak dapat diperbaharui, untuk itu Perseroan senantiasa menambah cadangan migas untuk menjamin keberlangsungan operasinya untuk jangka waktu yang lama, dan mempertahankan tingkat produksi. Hal tersebut dilakukan melalui akuisisi, eksplorasi dan kegiatan pengembangan, di mana semua kegiatan tersebut membutuhkan investasi/pembelian barang modal yang besar. Pembelian barang modal tersebut menunjang strategi Perseroan dalam menjalankan beberapa proyek tertentu yang dikembangkan guna meningkatkan cadangan, produksi, dan arus kasnya.

Analisa Laporan Arus Kas (Cash Flow Analysis)

Tabel berikut memuat ikhtisar Laporan Arus Kas Perseroan:

(dalam USD)

Keterangan	Enam bulan yang berakhir 30 Juni		Tahun yang berakhir 31 Desember	
	2014	2013	2013	2012
	<i>Unaudited</i>	<i>Unaudited</i>	<i>Audited</i>	<i>Audited</i>
Kas bersih diperoleh dari aktivitas operasi	107.012.733	166.394.752	261.714.993	209.012.594
Kas bersih digunakan untuk aktivitas investasi	(127.919.087)	(130.992.312)	(289.334.863)	(392.366.715)
Kas bersih digunakan untuk aktivitas pendanaan	3.943.074	(155.399.703)	(226.817.963)	(9.777.438)
Penurunan neto kas dan setara kas dari operasi yang dilanjutkan	(16.963.280)	(119.997.263)	(254.437.833)	(193.131.559)
Kenaikan (penurunan) neto kas dan setara kas dari operasi yang dihentikan	6.532	(142.634)	(502.449)	11.222.673
Perbedaan nilai tukar neto	387.885	(345.296)	(4.737.494)	1.609.493
Kas dan setara kas pada awal tahun	263.973.998	523.651.774	523.651.774	703.951.167
Kas dan setara kas pada akhir tahun	247.405.135	403.166.581	263.973.998	523.651.774

Kas Bersih Diperoleh dari Aktivitas Operasi

Periode 6 (enam) bulan yang berakhir pada tanggal 30 Juni 2014 dibandingkan dengan periode 6 (enam) bulan yang berakhir pada tanggal 30 Juni 2013

Perseroan mencatatkan arus kas bersih yang diperoleh dari aktivitas operasi pada periode 6 (enam) bulan yang berakhir pada tanggal 30 Juni 2014 sebesar USD107,0 juta atau turun sebesar USD59,4 juta, atau 35,7%, dibandingkan sebesar USD166,4 juta pada periode 3 (tiga) bulan yang berakhir pada tanggal 30 Juni 2013. Perubahan ini terutama disebabkan oleh penurunan atas penerimaan kas dari pelanggan yang disebabkan karena menurunnya volume penjualan minyak Perseroan.

Tahun yang berakhir 31 Desember 2013 dibandingkan dengan tahun yang berakhir 31 Desember 2012

Perseroan mencatatkan arus kas bersih yang diperoleh dari aktivitas operasi pada tahun 2013 sebesar USD261,7 juta, meningkat sebesar USD52,7 juta, atau 25,2%, dibandingkan sebesar USD209,0 juta pada tahun 2012. Perubahan ini terutama disebabkan oleh penurunan atas pembayaran kas yang dibayarkan kepada pemasok dan penurunan pembayaran kas untuk pajak penghasilan di tahun 2013 dikarenakan terjadinya penurunan penjualan Perseroan untuk sektor minyak dan gas bumi.

Kas Bersih Digunakan untuk Aktivitas Investasi

Periode 6 (enam) bulan yang berakhir pada tanggal 30 Juni 2014 dibandingkan dengan periode 6 (enam) bulan yang berakhir pada tanggal 30 Juni 2013

Perseroan mencatatkan arus kas bersih yang digunakan untuk aktivitas investasi pada periode 6 (enam) bulan yang berakhir pada tanggal 30 Juni 2014 sebesar USD127,9 juta, turun sebesar USD3,1 juta, atau 2,3%, dibandingkan sebesar USD131,0 juta pada periode 6 (enam) bulan yang berakhir pada tanggal 30 Juni 2013. Arus kas bersih untuk aktivitas investasi Perseroan di tahun 2014

ini tidak berubah signifikan dibandingkan dengan tahun 2013, hal ini dikarenakan Pada tahun 2013 Perseroan melakukan investasi signifikan di dalam investasi jangka pendek, sedangkan di tahun 2014 Perseroan melakukan akuisisi atas aset minyak dan gas bumi dimana ini sejalan dengan target Perseroan untuk meningkatkan cadangan minyak dan gas bumi di tahun 2014 guna mengkompensasikan penurunan nilai produksi atas sumur-sumur Perseroan yang sudah tua.

Tahun yang berakhir 31 Desember 2013 dibandingkan dengan tahun yang berakhir 31 Desember 2012

Perseroan mencatatkan arus kas bersih yang digunakan untuk aktivitas investasi pada tahun 2013 sebesar USD289,3 juta, menurun sebesar USD103,0 juta, atau 26,3%, dibandingkan sebesar USD392,4 juta pada tahun 2012. Perubahan ini terutama disebabkan oleh penurunan atas penambahan aset minyak dan gas bumi, penurunan untuk piutang pihak berelasi, dan peningkatan atas nilai neto investasi jangka pendek Perseroan.

Kas Bersih Digunakan untuk Aktivitas Pendanaan

Periode 6 (enam) bulan yang berakhir pada tanggal 30 Juni 2014 dibandingkan dengan periode 6 (enam) bulan yang berakhir pada tanggal 30 Juni 2013

Perseroan mencatatkan arus kas bersih yang diperoleh dari aktivitas pendanaan pada periode 6 (enam) bulan yang berakhir pada tanggal 30 Juni 2014 sebesar USD3,9 juta dibandingkan arus kas bersih yang digunakan untuk aktivitas pendanaan sebesar USD155,4 juta pada periode 6 (enam) bulan yang berakhir pada tanggal 30 Juni 2013. Perbedaan signifikan ini dikarenakan pada tahun 2013 Perseroan melakukan pelunasan atas pinjaman bank yang jatuh tempo senilai USD372,0 juta yang merupakan kontribusi terbesar bagi penggunaan kas Perseroan di tahun 2013.

Tahun yang berakhir 31 Desember 2013 dibandingkan dengan tahun yang berakhir 31 Desember 2012

Perseroan mencatatkan arus kas bersih yang digunakan untuk aktivitas pendanaan pada tahun 2013 sebesar USD226,8 juta, meningkat sebesar USD217,0 juta, atau 2219,8%, dibandingkan sebesar USD9.7 juta pada tahun 2012. Perubahan ini terutama disebabkan oleh peningkatan atas pembayaran pinjaman bank dan penurunan kas dari perolehan pinjaman Perseroan di tahun 2013

DAMPAK PERUBAHAN NILAI TUKAR MATA UANG ASING

Sebagian besar kontrak-kontrak yang dimiliki dan ditandatangani oleh Perseroan adalah dalam nominasi Dollar Amerika Serikat, dimana kondisi tersebut akan terus berlanjut pada kontrak-kontrak Perseroan di masa depan. Hal ini menyebabkan sebagian besar pendapatan Perseroan berdenominasi dalam Dollar Amerika Serikat.

Di sisi lain, sebagian besar pengeluaran Perseroan juga bernominasi dalam Dollar Amerika Serikat. Adapun pengeluaran Perseroan yang tercatat dalam bentuk Rupiah adalah gaji para pegawai Indonesia, pemasok-pemasok lokal dan penyewaan-penyewaan yang bersifat lokal. Di samping itu, Perseroan juga memiliki liabilitas dalam mata uang Rupiah. Oleh karena hal tersebut di atas, pergerakan nilai tukar mata uang Rupiah terhadap mata uang Dollar Amerika Serikat akan berpengaruh terhadap kinerja Perseroan namun tidak signifikan dan hanya sebatas dampak bersih dari kegiatan dan exposure yang berdenominasi Rupiah.

III. KETERANGAN TENTANG PERSEROAN

2.1 Riwayat Singkat Perseroan

Perseroan didirikan dalam rangka Penanaman Modal Dalam Negeri berdasarkan Undang-undang No.6 Tahun 1968 sebagaimana telah diubah dengan Undang-undang No.12 tahun 1970 dan terakhir diubah dengan Undang-undang No.25 Tahun 2007 tentang Penanaman Modal, didirikan dengan Akta Pendirian No.19 tanggal 9 Juni 1980, sebagaimana diubah dengan Akta Perubahan No.29 tanggal 25 Agustus 1980 dan Akta Perubahan No.2 tanggal 2 Maret 1981, yang ketiganya dibuat di hadapan Imas Fatimah, S.H., Notaris di Jakarta, akta-akta mana telah memperoleh pengesahan dari Menteri Kehakiman Republik Indonesia dengan Surat Keputusan No.Y.A.5/192/4, tanggal 7 April 1981 dan telah didaftarkan di Pengadilan Negeri Jakarta berturut-turut di bawah No.1348, No.1349 dan No.1350, tanggal 16 April 1981 serta telah diumumkan dalam BNRI No.102 tanggal 22 Desember 1981, Tambahan No.1020/1981.

Setelah Perseroan melakukan Penawaran Umum Berkelanjutan Obligasi Berkelanjutan I Medco Energi Internasional Tahap II Tahun 2013, Anggaran Dasar Perseroan tidak mengalami perubahan, sehingga Anggaran Dasar Perseroan yang terakhir adalah sebagaimana termuat dalam Akta Pernyataan Keputusan Rapat No.33 tanggal 8 Agustus 2008 yang dibuat di hadapan Poerbaningsih Adi Warsito, S.H., Notaris di Jakarta ("Akta No.33/2008"), yang telah memperoleh persetujuan Menkumham berdasarkan Surat Keputusannya No.AHU-69951.AH.01.02 tanggal 26 September 2008, dan telah didaftarkan dalam Daftar Perseroan pada Kemenkumham dibawah No.AHU-0092139.AH.01.09.Tahun 2008 tanggal 26 September 2008, sebagaimana diumumkan dalam BNRI No.12 tanggal 10 Februari 2009, Tambahan No.4180, akta mana telah mengubah seluruh ketentuan Anggaran Dasar Perseroan, dalam rangka menyesuaikan dengan ketentuan UUPT dan Peraturan No.IX.J.1.

Sesuai dengan Anggaran Dasar, ruang lingkup kegiatan Perseroan terdiri dari antara lain eksplorasi, penambangan dan produksi minyak dan gas bumi dan industri energi lainnya, serta kegiatan lainnya yang terkait dengan sektor energi atau kegiatan penunjang bidang-bidang tersebut. Saat ini kegiatan usaha utama Perseroan adalah di bidang eksplorasi, penambangan dan produksi minyak dan gas bumi. Kegiatan usaha lainnya Perseroan yang terkait dengan sektor energi atau kegiatan penunjang yaitu bergerak di kegiatan usaha tenaga listrik, sektor hilir (penjualan *High-Speed Diesel* dan produk-produk turunannya).

2.2 Perkembangan Kepemilikan Saham Perseroan

Perubahan kepemilikan saham setelah Perseroan Penawaran Umum Berkelanjutan Obligasi Berkelanjutan I Medco Energi Internasional Tahap II Tahun 2013 adalah sebagai berikut :

Tahun 2014

Struktur permodalan Perseroan berdasarkan Akta No.33/2008 dan susunan pemegang saham Perseroan berdasarkan daftar pemegang saham per 30 Juni 2014 yang dikeluarkan oleh PT Sinartama Gunita sebagai Biro Administrasi Efek yang ditunjuk Perseroan adalah sebagai berikut:

Pemegang Saham	Nilai Nominal Rp100 per lembar saham		Persentase Kepemilikan (%)
	Jumlah Saham (lembar)	Jumlah Nominal (Rp)	
Modal Dasar	4.000.000.000	400.000.000.000	
Modal Ditempatkan dan Disetor			
Encore Energy Pte.Ltd	1.689.393.006	168.939.300.600	50,70
PT Medco Duta	8.305.500	830.550.000	0,25
PT Multifabrindo Gemilang	2.000.000	200.000.000	0,06
Masyarakat	1.632.752.944	163.275.294.400	48,99
Jumlah Modal Ditempatkan dan Disetor	3.332.451.450	333.245.145.000	100,00

2.3 Pengurusan dan Pengawasan Perseroan

Sesuai dengan ketentuan Anggaran Dasar Perseroan, Perseroan diurus dan dipimpin oleh Direksi dibawah pengawasan Dewan Komisaris. Anggota Dewan Komisaris dan Direksi dipilih serta diangkat oleh Rapat Umum Pemegang Saham masing-masing untuk

jangka waktu 5 tahun terhitung sejak tanggal pengangkatannya. Tugas dan wewenang Dewan Komisaris dan Direksi diatur dalam Anggaran Dasar Perseroan.

Dewan Komisaris

Berdasarkan Akta Pernyataan Keputusan Rapat No. 60 tanggal 28 Mei 2014, dibuat di hadapan Leolin Jayayanti, S.H., Notaris di Jakarta susunan anggota Dewan Komisaris dan Direksi Perseroan adalah sebagai berikut:

Dewan Komisaris

Komisaris Utama : Ir. Hilmi Panigoro, MSc
Komisaris Independen : Ir. Gustiaman Deru, MBA
Komisaris Independen : Marsillam Simandjuntak
Komisaris : Ir. Yani Yuhani Panigoro
Komisaris : Ir. Retno Dewi Arifin
Komisaris : Junichi Iseda

Direksi

Direktur Utama : Ir. Lukman Ahmad Mahfud
Direktur : Lany Djuwita Wong
Direktur : Frila Berlin Yaman
Direktur : Akira Mizuta

Pengangkatan anggota Direksi dan Dewan Komisaris tersebut telah diberitahukan kepada Menkumham sebagaimana tercantum dalam Surat Penerimaan Pemberitahuan Perubahan Data Perseroan No. AHU-11155.40.22.2014 tanggal 2 Juni 2014 dan telah didaftarkan pada Daftar Perseroan pada Kemenkumham di bawah No. AHU-69951.AH.01.02.Tahun2008 tanggal 2 Juni 2014.

Penunjukan seluruh anggota Dewan Komisaris dan Direksi Perseroan telah sesuai dengan Peraturan No.IX.1.6, Lampiran Keputusan Ketua Bapepam dan LK No. Kep-45/PM/2004 tanggal 29 November 2004 tentang Direksi dan Dewan Komisaris Perseroan dan Perusahaan Publik.

Berikut ini adalah keterangan singkat mengenai Dewan Komisaris dan Direksi Perseroan:

Dewan Komisaris



Ir. Hilmi Panigoro, *Komisaris Utama*

Warga negara Indonesia, lahir pada tahun 1955. Diangkat sebagai Komisaris Utama sejak tahun 2008. Sebelumnya menjabat sebagai Direktur Utama Perseroan sejak 2001, menjabat sebagai Komisaris PT Meta Archipelago Hotels, Direktur Utama PT Medco Duta dan PT Medco Intidinamika. Memiliki pengalaman luas dalam industri minyak & gas dan memangku berbagai jabatan selama 14 tahun bekerja di VICO Indonesia antara 1982-1996.

Memperoleh gelar Insinyur Teknik Geologi dari Institut Teknologi Bandung, pada 1981. 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.



Ir. Gustiaman Deru, MBA, *Komisaris Independen*

Warga negara Indonesia, lahir pada tahun 1960. Ditunjuk menjadi Komisaris Independen sejak tahun 2002. Sebelumnya menjabat sebagai Direktur Senior Investment Professional di Matlin Patterson Advisers (Asia) Limited, Hong Kong (2002-2009), 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 Insinyur Teknik Sipil dari Universitas Parahyangan, Bandung pada tahun 1985.



Marsillam Simandjuntak, *Komisaris Independen*

Warga negara Indonesia, lahir pada tahun 1943. Menjadi Komisaris Independen pada tahun 2010. Sebelum bergabung dengan MedcoEnergi, menjabat sebagai Staf Khusus bagi Menteri Keuangan untuk Prakarsa Reformasi Pajak dan Bea Cukai dari 2006-2010, Kepala Unit Kerja Presiden Pengelolaan Program dan Reformasi (UKP-PPR) dari 2006–2009. Sekretaris Kabinet, Menteri Kehakiman dan Jaksa Agung Republik Indonesia pada tahun 2001. Berpengalaman sebagai Komisaris PT Garuda Indonesia sejak 2003-2005. Presiden dan Komisaris Independen PT Gunung Agung Tbk mulai 2003-2005. Memulai karirnya sebagai dokter di PT Garuda Indonesia (1971-1980).

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.



Ir. Yani Yuhani Panigoro, *Komisaris*

Warga negara Indonesia, lahir pada tahun 1951. Diangkat menjadi Komisaris Perseroan sejak 1998. Saat ini juga menjabat sebagai Direktur PT Medco Duta dan PT Medco Intidynamika, Komisaris PT Sarana Jabar Ventura, Ketua Majelis Wali Amanat Institut Teknologi Bandung serta 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 1977, dan Insinyur Teknik Elektro dari Institut Teknologi Bandung pada 1975



Ir. Retno Dewi Arifin, *Komisaris*

Warga negara Indonesia, lahir pada tahun 1945. Diangkat kembali menjadi Komisaris Perseroan pada 2008 dan saat ini juga menjabat sebagai Komisaris di PT Kreasi Megah Sarana. Bergabung dengan Grup Medco pada 1990 dan menduduki jabatan Komisaris di Entitas Anak Perseroan dalam bidang jasa pengeboran (1990-1994) dan menjabat sebagai Komisaris Perseroan pada 1994-2012.

Meraih gelar Insinyur Teknik Arsitektur dari Institut Teknologi Bandung pada 1972.



Junichi Iseda, *Komisaris*

Warga negara Jepang, lahir pada tahun 1955. Diangkat menjadi Komisaris Perseroan pada tahun 2013. Saat ini menjabat sebagai Senior Vice President, Mitsubishi Corporation, Chief Regional Officer Indonesia.

Memperoleh gelar Sarjana Hukum dari The University of Tokyo pada tahun 1979.

Direksi



Ir. Lukman Ahmad Mahfud, *Direktur Utama*

Warga Negara Indonesia, lahir tahun 1954, lulusan Institut Teknologi Surabaya tahun 1980 dengan gelar Insinyur di bidang Teknik Mesin. Beliau memulai karirnya di sebuah perusahaan kontruksi, kemudian bergabung dengan Huffco/VICO Indonesia pada tahun 1983, perusahaan pemasok gas terbesar ke kilang LNG Bontang. Beliau juga menduduki beberapa posisi di bagian operation & engineering, project management dan general support responsibilities selama hampir 18 tahun di VICO Indonesia sebelum akhirnya pindah ke BP Indonesia. Jabatan terakhir di BP Indonesia adalah Senior Vice President Tangguh LNG dengan tanggung jawab mengembangkan proyek LNG Tangguh. Pada bulan April 2005, beliau menduduki jabatan sebagai Direktur Utama PT Medco E&P

Indonesia. Dari bulan Mei 2008-2011 menjadi Direksi PT Medco Energi Internasional Tbk dan pada bulan Mei 2011 menduduki jabatan sebagai Direktur Utama dan CEO PT Medco Energi Internasional Tbk. Beliau juga aktif sebagai anggota Board of Indonesian Petroleum Association (IPA) selama beberapa tahun terakhir dan kemudian ditunjuk sebagai Presiden IPA selama dua tahun berturut-turut (2013 dan 2014).

Lulusan Institut Teknologi Sepuluh November Surabaya dengan gelar Insinyur di bidang Teknik Mesin (1980)



Lany Djuwita Wong, *Direktur*

Warga negara Indonesia, lahir pada tahun 1969. Menjabat sebagai Direktur dan Chief Financial Officer PT MedcoEnergi Internasional, Tbk pada April 2013 dan juga sebagai Direktur PT Exspan Petrogas Intranusa pada bulan September 2011 sampai dengan Mei 2013. Sebelumnya menjabat sebagai Head of Corporate Planning and Performance. Bergabung di MedcoEnergi pertama kali pada tahun 2006 sebagai Head of Corporate Finance selama tahun 2006 - 2010. Sebelumnya bekerja di Pricewaterhouse Coopers sebagai Manager dari Financial Advisory Services. Untuk Athur Andersen dan Astra International.

Lulusan dari Universitas Indonesia dengan gelar Sarjana Ekonomi (Akunting) pada tahun 1993. Kemudian menyelesaikan Master in Finance pada tahun 1996 di Texas A&M University, College Station, USA. Secara profesional meraih Chartered Financial Analyst (CFA)



Frila Berlini Yaman, *Direktur*

Warga negara Indonesia, lahir pada tahun 1956. Memiliki pengalaman 31 tahun di Eksplorasi dan Produksi, dengan lebih dari separuhnya menjalani penugasan di level internasional di manajemen tingkat senior pada perusahaan internasional terkemuka. Memulai karirnya di Jakarta dan bekerja untuk ARCO sebagai Petroleum Engineer, serta sejak tahun 1996 bekerja dalam skala internasional pada perusahaan British Petroleum (BP) dan Shell dalam bidang komersial dan operasi. Tugas-tugas antara lain adalah manager Corporate Planning di ARCO Headquarters di Los Angeles (1996-2000); Commercial Manager San Juan CBM, BP America di Houston (2002-2003); President BP China E&P, di Shekou dan Beijing (2003-2006); Director of Midstream Business, BP Vietnam di Ho Chi Minh City (2006-2009); dan Regional Executive Shell Asia Pacific di Singapura (2009-2011). Bergabung dengan MedcoEnergi pada bulan Mei 2011 sebagai Direktur & COO E&P

Memiliki gelar Insinyur Teknik Kimia dari Institut Teknologi Bandung (1981) dan dengan gelar Master in Management dari Stanford University, AS (2000).



Akira Mizuta, *Direktur*

Warga negara Jepang, lahir pada tahun 1956. Menjabat sebagai Direktur & Chief Planning Officer MedcoEnergi sejak bulan Mei 2011. Sebelumnya menjabat sebagai General Manager, Energy Business Group, Mitsubishi Corporation (2006-2011). Pernah bertugas di berbagai posisi manajerial di Mitsubishi Corporation, termasuk General Manager, Alaska Project Unit & Leader, GTL Task Force, Coordination/ Strategy Unit, Natural Gas Business Division (2003); General Manager, GTL Task Force, Coordination/ Strategy Unit, Natural Gas Business Division (2002); General Manager, Alaska Project Unit & Senior Manager, LNG Shipping Project, Coordination/Strategy Unit, Natural Gas Business Division (2001); Manager, Alaska Project Team, LNG Business Dept. A(2000); Manager, Asia Project Development Dept., Fuels Division C (1997); Manager, Downstream, Fuels Strategic Planning, Fuels Division A (1996); Manager, Project Coordination Team, Petroleum Feedstock Dept. (1995); Feedstock Section A (Tokyo) (1989); Manager Petroleum Trading, Singapore Branch (1985); Manager, Fuels Dept., Jakarta Representative Office (1984); dan di Feedstock Section, Petroleum Product Dept. (1978).

Lulus dari Hitotsubashi University dengan gelar sarjana ekonomi pada tahun 1978.

2.4 Sumber Daya Manusia

Pentingnya peran sumber daya manusia bagi kelangsungan dan keberhasilan usaha sangat disadari oleh Perseroan. Dengan demikian, bersama-sama dengan perusahaan-perusahaan lain yang tergabung dalam Kelompok Usaha Perseroan, Perseroan selalu berusaha untuk meningkatkan kualitas dan taraf hidup sumber daya manusianya dengan memperhatikan kesejahteraan dan pengembangan.

A. Komposisi Karyawan

Menurut Jenjang Pendidikan

Jenjang Pendidikan	31 Desember 2013
Perseroan	
Sarjana (S1/S2/S3)	97
Sarjana Muda (D3)	16
SMU dan sederajat	4
Entitas Anak	
Sarjana (S1/S2/S3)	1.250
Sarjana Muda (D3)	299
SMU dan sederajat	697
Jumlah	2.363

Menurut Jenjang Manajemen

Jenjang Manajemen	31 Desember 2013
Perseroan	
Direksi	7
Eksekutif Senior	7
Manajer	15
Pelaksana	86
Entitas Anak	
Direksi	26
Eksekutif Senior	40
Manajer	176
Pelaksana	2012
Jumlah	2.363

Menurut Jenjang Usia

Jenjang Usia	31 Desember 2013
Perseroan	
≥ 50 tahun	22
40-49 tahun	25
30-39 tahun	52
≤ 29 tahun	18
Entitas Anak	
≥ 50 tahun	223
40-49 tahun	466
30-39 tahun	995
25-29 tahun	562
Jumlah	2.363

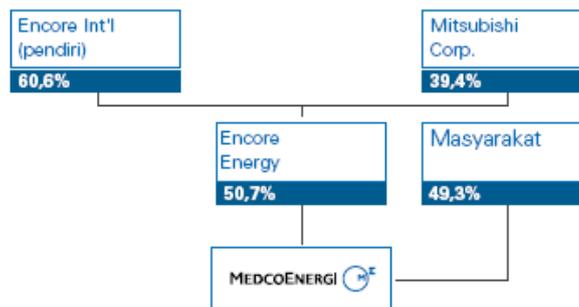
Menurut Status Pegawai

Status Pegawai	31 Desember
	2013
Perseroan	95
Karyawan Tetap	22
Karyawan Kontrak	
Entitas Anak	1684
Karyawan Tetap	562
Karyawan Kontrak	2.363
Jumlah	

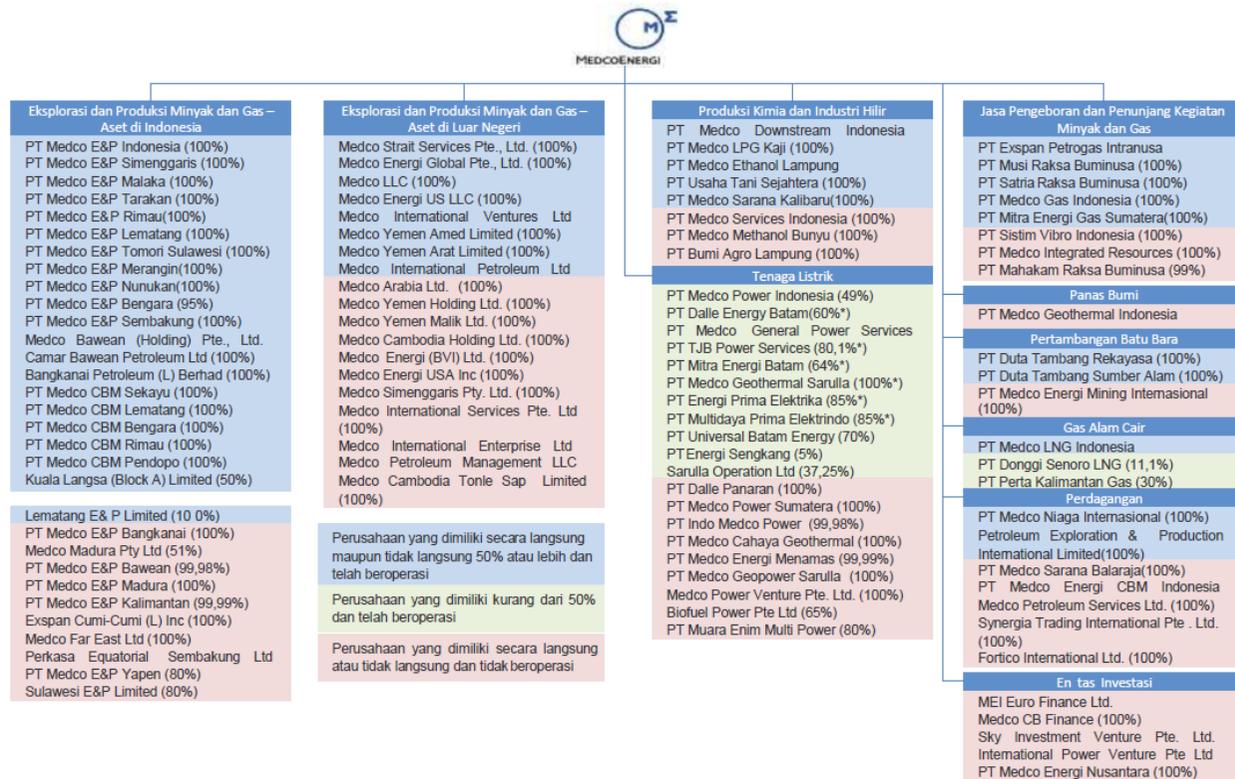
Pada saat Memorandum Informasi ini diterbitkan, Perseroan mempekerjakan 7 (tujuh) orang tenaga kerja asing, dengan perincian sebagai berikut:

No.	Nama	Warga Negara	Posisi	Nomor Ijin	Masa Berlaku Ijin
1.	Aibe Yasushi	Jepang	Research & Development Advisor	IMTA: No.KEP.00568/MEN/P/IMTA/2014	31-Dec-14
				KITAS: No.2C21JE1950-N	31-Dec-14
2.	Akira Mizuta	Jepang	Direktur	IMTA: No.Kep.11091/MEN/P/IMTA/2014	16-Jul-15
				KITAS: No.2C21JE9999-N	16-Jul-15
3.	Iseda Junichi	Jepang	BOC / Komisaris	IMTA: No.KEP.16953/MEN/P/IMTA/2014	21-Apr-15
				KITAS: No. 2C11JE7373-N	30-Jun-15
4.	John Andrew Marcou	USA	Research & Development Advisor	IMTA: No.KEP.25151/MEN/B/IMTA/2014	28-Feb-15
				KITAS: No.2C11JE6919-N	28-Feb-15
5.	Colin Thomas Rodger Marsh	UK	Research & Development Advisor	IMTA:No.KEP.14622/MEN/B/IMTA/2014	28-Feb-15
				KITAS: No.2C11JE4081-N	28-Feb-15
6.	Stephen Murray Scott	USA	Quality control advisor	IMTA:No.KEP.24470/MEN/B/IMTA/204	17-Dec-14
				KITAS:No.2C13JE1127-N	17-Dec-14
7.	Christopher John Appleyard	UK	Sr. Manager Project Services & Business Development	IMTA:No.KEP.02761/MEN/P/IMTA/2014	31-Dec-14
				KITAS: No.2C21JE3708-N	31-Dec-14

2.5 Struktur Kepemilikan antara Perseroan dengan Pemegang Saham



2.6 Hubungan Entitas Anak



2.7 Keterangan Tentang Entitas Anak

Pada tanggal Memorandum Informasi ini diterbitkan, Entitas Anak sebagaimana tersebut di bawah ini adalah perusahaan-perusahaan yang beroperasi dimana Perseroan memiliki secara langsung maupun tidak langsung 50% atau lebih saham perusahaan tersebut dan perusahaan-perusahaan tersebut masih dalam tahap awal eksplorasi atau telah masuk dalam tahap produksi dan memberikan kontribusi pendapatan yang signifikan bagi keuangan Perseroan serta laporan keuangan Entitas Anak tersebut dikonsolidasikan dalam laporan keuangan Perseroan.

No	Nama Perusahaan	Kedudukan	Kepemilikan Perseroan (%)	Status Operasional	Tanggal Penyertaan
Eksplorasi dan Produksi Minyak dan Gas – Aset di Indonesia					
1.	PT Medco E&P Indonesia	Indonesia	100	operasi	3 November 1995
2.	PT Medco E&P Simenggaris	Indonesia	100	operasi	18 November 2005
3.	PT Medco E&P Malaka	Indonesia	100	operasi	29 Februari 2000
4.	PT Medco E&P Tarakan	Indonesia	100	operasi	29 Desember 1997
5.	PT Medco E&P Rimau	Indonesia	100	operasi	19 Desember 2000
6.	PT Medco E&P Lematang	Indonesia	100	operasi	18 Oktober 2002
7.	PT Medco E&P Tomori Sulawesi	Indonesia	100	operasi	29 Februari 2000
8.	PT Medco E&P Merangin	Indonesia	100	operasi	16 Juni 2003
9.	PT Medco E&P Nunukan	Indonesia	100	operasi	28 Januari 2004
10.	PT Medco E&P Bengara	Indonesia	100	operasi	12 Desember 2001
11.	PT Medco E&P Sembakung	Indonesia	100	operasi	18 November 2005
12.	Medco Bawean (Holding) Pte., Ltd.	Singapura	100	operasi	2 Maret 2006
13.	Camar Bawean Petroleum Ltd	Cayman Islands	100	operasi	27 September 2005
14.	Bangkanai Petroleum (L) Berhad	Malaysia	100	operasi	23 Februari 2006
15.	PT Medco CBM Sekayu (dahulu PT Medco E&P Langsa)	Indonesia	100	operasi	22 Juli 2005
16.	PT Medco CBM Lematang (dahulu PT Medco E&P Kakap)	Indonesia	100	operasi	16 Juni 2003
17.	PT Medco CBM Bengara	Indonesia	100	operasi	18 Februari 2011
18.	PT Medco CBM Rimau	Indonesia	100	operasi	4 Januari 2012
19.	PT Medco CBM Pendopo	Indonesia	100	operasi	16 Desember 2008
20.	Kuala Langsa (Block A) Limited	Bermuda	50	operasi	23 Januari 2007
21.	Lematang E& P Limited	Cayman Islands	100	operasi	2 Mei 2008
Eksplorasi dan Produksi Minyak dan Gas – Aset di Luar Negeri					
22.	Medco Strait Services Pte., Ltd.	Singapura	100	operasi	24 November 2005
23.	Medco Energi Global Pte., Ltd. (d/h Medco International Holdings Ltd)	Singapura	100	operasi	5 Mei 2006
24.	Medco LLC	Oman	68	operasi	20 Maret 2006
25.	Medco Energi US LLC	USA	100	operasi	18 Juni 2004
26.	Medco International Ventures Ltd	Malaysia	100	operasi	16 Juli 2001
27.	Medco Yemen Amed Limited	British Virgin Islands	100	operasi	16 Januari 2007
28.	Medco Yemen Arat Limited	British Virgin Islands	100	operasi	16 Januari 2007
29.	Medco International Petroleum Ltd	Malaysia	100	operasi	10 Februari 2006
30.	Moonbi Energy Limited	Papua Nugini	90	operasi	5 Februari 2014
Produksi Kimia dan Industri Hilir					
31.	PT Medco Downstream Indonesia	Indonesia	100	operasi	28 Januari 2004
32.	PT Usaha Tani Sejahtera	Indonesia	100	operasi	5 April 2011
Jasa Pengeboran dan Penunjang Kegiatan Minyak dan Gas					
33.	PT Exspan Petrogas Intranusa	Indonesia	100	operasi	7 Oktober 1997
34.	PT Musi Raksa Buminusa	Indonesia	100	operasi	28 April 2004
35.	PT Satria Raksa Buminusa	Indonesia	100	operasi	28 April 2004
36.	PT Medco Gas Indonesia	Indonesia	100	operasi	1 Agustus 2006
37.	PT Mitra Energi Gas Sumatera	Indonesia	99,9	operasi	10 Desember 2008
38.	PT Api Metra Graha	Indonesia	49	Operasi	12 Februari 2013
Gas Alam Cair (Liquid Natural Gas/LNG)					
39.	PT Medco LNG Indonesia	Indonesia	100	operasi	29 Mei 2007
Pertambangan Batu Bara					
40.	PT Duta Tambang ReKayasa	Indonesia	100	operasi	5 Juni 2009
41.	PT Duta Tambang Sumber Alam	Indonesia	100	operasi	5 Juni 2009
Perdagangan					
42.	PT Medco Niaga Internasional	Indonesia	100	operasi	24 Maret 2006
43.	Petroleum Exploration & Production International Limited (dahulu Medco Exploration & Production International Limited)	Cayman Islands	100	operasi	2 Mei 2008

Selain Entitas Anak sebagaimana tersebut di atas, Perseroan juga memiliki penyertaan saham baik langsung maupun tidak langsung sebesar kurang dari 50% pada perusahaan-perusahaan di bawah ini yang telah beroperasi dan pada saat ini telah masuk dalam tahap produksi.

No	Nama Perusahaan	Kedudukan	Kepemilikan Perseroan (%)	Status Operasional	Tanggal Penyertaan
Tenaga Listrik					
1.	PT Medco Power Indonesia	Indonesia	49	operasi	28 Januari 2004
2.	PT Dalle Energy Batam	Indonesia	79,99	operasi	23 Maret 2005
3.	PT Medco General Power Services (dahulu PT Medco Gajendra Power Services)	Indonesia	99,9*	operasi	20 Oktober 2005
4.	PT TJB Power Services	Indonesia	80,1*	operasi	13 April 2006
5.	PT Mitra Energi Batam	Indonesia	64*	operasi	17 November 2003
6.	PT Medco Geothermal Sarulla	Indonesia	100*	operasi	29 Desember 2006
7.	PT Energi Prima Elekrika	Indonesia	92,5	operasi	20 September 2010
8.	PT Multidaya Prima Elektrindo	Indonesia	85*	operasi	29 Juli 2010
9.	PT Universal Batam Energy	Indonesia	70*	operasi	18 Februari 2010
10.	PT Energi Sengkang	Indonesia	5*	operasi	2 Mei 2007
11.	Sarulla Operation Ltd	Cayman Islands	37,25	operasi	9 Oktober 2007
Gas Alam Cair (Liquid Natural Gas/LNG)					
12.	PT Donggi Senoro LNG	Indonesia	11,1	operasi	28 Desember 2007
13.	PT Perta Kalimantan Gas	Indonesia	30	operasi	7 Juni 2010

*persentase kepemilikan Perseroan melalui PT Medco Power Indonesia

Selain penyertaan saham pada perusahaan-perusahaan tersebut di atas yang telah beroperasi, Perseroan juga mempunyai penyertaan saham baik secara langsung maupun tidak langsung pada perusahaan-perusahaan yang tidak beroperasi yaitu perusahaan-perusahaan yang tidak memiliki hak partisipasi (*working interest*) secara langsung atau perusahaan yang tidak mempunyai kegiatan apapun (*dormant company*). Perusahaan-perusahaan tersebut adalah sebagai berikut:

No	Nama Perusahaan	Kedudukan	Kepemilikan Perseroan (%)	Status Operasional	Tanggal Penyertaan
Eksplorasi dan Produksi Minyak dan Gas – Aset di Indonesia					
1.	PT Medco E&P Bangkanai	Indonesia	100	tidak operasi	29 Februari 2000
2.	Medco Madura Pty Ltd	Australia	51	tidak operasi	25 Januari 2000
3.	PT Medco E&P Bawean	Indonesia	100	tidak operasi	14 November 2006
4.	PT Medco E&P Kampar	Indonesia	100	tidak operasi	18 November 2005
5.	PT Medco E&P Kalimantan	Indonesia	100	tidak operasi	18 November 1991
6.	Exspan Cumi-Cumi (L) Inc	Malaysia	100	tidak operasi	12 Juli 1999
7.	Medco Far East Ltd	Cayman Islands	100	tidak operasi	7 Juli 2005
8.	Perkasa Equatorial Sembakung Ltd	BVI	100	tidak operasi	5 Oktober 2005
9.	Sulawesi E&P Limited	Inggris	100	tidak operasi	11 Januari 2010
Eksplorasi dan Produksi Minyak dan Gas – Aset di Luar Negeri					
10.	Medco Arabia Ltd. (dahulu Medco Tunisia Holding Ltd.)	British Virgin Islands	100	tidak operasi	16 Januari 2007
11.	Medco Yemen Holding Ltd.	British Virgin Islands	100	tidak operasi	16 Januari 2007
12.	Medco Yemen Malik Ltd.	British Virgin Islands	100	tidak operasi	7 Februari 2012
13.	Medco Cambodia Holding Ltd.	British Virgin Islands	100	tidak operasi	27 Februari 2007
14.	Medco Energi (BVI) Ltd. (dahulu Medco Energi Somalia Ltd)	British Virgin Islands	100	tidak operasi	27 Februari 2007
15.	Medco Energi USA Inc (dahulu Medco US Holdings Inc)	USA	100	tidak operasi	18 Juni 2004
16.	Medco Simenggaris Pty. Ltd.	Australia	100	tidak operasi	25 Januari 2000
17.	Medco International Services Pte. Ltd	Singapura	100	tidak operasi	5 Juli 2006
18.	Medco International Enterprise Ltd	Malaysia	100	tidak operasi	25 September 2002
19.	Medco Petroleum Management LLC	USA	100	tidak operasi	18 Juni 2004
20.	Medco Cambodia Tonle Sap Limited	British Virgin Islands	100	tidak operasi	27 Februari 2007
Produksi Kimia dan Industri Hilir					
21.	PT Medco Services Indonesia	Indonesia	100	tidak operasi	7 September 2006
22.	PT Medco Methanol Bunyu	Indonesia	100	tidak operasi	29 Januari 1997
23.	PT Medco LPG Kaji	Indonesia	100	tidak operasi	31 Agustus 2001
24.	PT Medco Ethanol Lampung	Indonesia	100	tidak operasi	21 Februari 2005
Jasa Pengeboran dan Penunjang Kegiatan Minyak dan Gas					
25.	PT Mahakam Raksa Buminusa	Indonesia	99	tidak operasi	28 April 2004
26.	PT Sistim Vibro Indonesia	Indonesia	100	tidak operasi	11 September 2003
27.	PT Medco Integrated Resources	Indonesia	100	tidak operasi	21 Maret 2006
Pertambangan Batu Bara					
28.	PT Medco Energi Mining Internasional	Indonesia	100	tidak operasi	21 Agustus 2000

No	Nama Perusahaan	Kedudukan	Kepemilikan Perseroan (%)	Status Operasional	Tanggal Penyertaan
Panas Bumi					
29.	PT Medco Geothermal Indonesia	Indonesia	100	tidak operasi	28 Januari 2004
Tenaga Listrik					
30.	PT Dalle Panaran	Indonesia	100	tidak operasi	22 Juni 2005
31.	PT Medco Power Sumatera	Indonesia	100	tidak operasi	26 Oktober 2005
32.	PT Indo Medco Power	Indonesia	99,98	tidak operasi	18 Oktober 2004
33.	PT Medco Cahaya Geothermal	Indonesia	100	tidak operasi	16 Juni 2003
34.	PT Medco Energi Menamas	Indonesia	99,99	tidak operasi	27 Januari 2004
35.	PT Medco Geopower Sarulla	Indonesia	100	tidak operasi	30 Maret 2007
36.	Medco Power Venture Pte. Ltd.	Singapura	100	tidak operasi	19 Maret 2007
37.	Biofuel Power Pte. Ltd.	Singapura	100	tidak operasi	22 Juni 2006
38.	PT Muara Enim Multi Power	Indonesia	80	tidak operasi	5 Agustus 2008
Perdagangan					
39.	PT Medco Sarana Balaraja	Indonesia	100	tidak operasi	26 September 2002
40.	PT Medco Energi CBM Indonesia	Indonesia	100	tidak operasi	18 November 2008
41.	Medco Petroleum Services Ltd.	Cayman Island	100	tidak operasi	19 Januari 2012
42.	Synergia Trading International Pte. Ltd.	Singapura	100	tidak operasi	8 November 2011
43.	Fortico International Ltd. (dahulu Bawean Petroleum Limited)	Cayman Islands	100	tidak operasi	2 Mei 2008
Entitas Investasi					
44.	MEI Euro Finance Ltd.	Mauritius	100	tidak operasi	25 Januari 2002
45.	Medco CB Finance BV	Belanda	100	tidak operasi	28 April 2006
46.	Sky Investment Venture Pte. Ltd.	Singapura	100	tidak operasi	25 Oktober 2010
47.	International Power Venture Pte.Ltd.	Singapura	100	tidak operasi	25 Oktober 2010
48.	PT Medco Energi Nusantara	Indonesia	99,99	tidak operasi	28 Februari 2003

Kontrak, Perjanjian dan Ikatan Penting

Penjualan PT Medco Sarana Kalibaru kepada Puma Energy (Singapore) Pte Ltd dan Puma Energy Asia Pacific B.V

Berdasarkan:

- i. Akta Jual Beli No. 50 tanggal 24 April 2014, yang dibuat di hadapan Yulia, S.H, Notaris di Jakarta, MDI mengalihkan 2.241.389 saham miliknya kepada Puma Energy (Singapore) Pte Ltd;
- ii. Akta Jual Beli No. 51 tanggal 24 April 2014, yang dibuat di hadapan Yulia, S.H, Notaris di Jakarta, MDI mengalihkan 100 saham miliknya kepada Puma Energy Asia Pacific B.V

Setelah pengalihan tersebut, susunan pemegang saham BAL menjadi sebagai berikut:

Nama	Jumlah (Rp)	Jumlah Saham	(%)
Puma Energy (Singapore) Pte Ltd	635.338.000.000,00	6.353.380	99,99
Puma Energy Asia Pacific B.V	10.000.000,00	100	0,01
Jumlah	635.348.000.000,00	6.353.480	100

Jual Beli tersebut telah disetujui oleh para pemegang saham MSK sebagaimana ternyata dalam Akta Pernyataan Keputusan Para Pemegang Saham No. 49 tanggal 24 April 2014, yang dibuat di hadapan Yulia, S.H, Notaris di Jakarta.

Penjualan PT Bumi Agro Lampung kepada PT Kayo Raya Utama dan PT Kayo Putra Lubalung

Berdasarkan:

- i. Perjanjian Jual Beli Saham tanggal 9 Januari 2014, MSI mengalihkan 16.535 saham miliknya kepada PT Kayo Raya Utama;
- ii. Perjanjian Jual Beli Saham tanggal 9 Januari 2014, UTS mengalihkan 1 saham milik kepada PT Kayo Putra Lubalung.

Setelah pengalihan tersebut, susunan pemegang saham MSK menjadi sebagai berikut:

Nama	Jumlah (Rp)	Jumlah Saham	(%)
PT Kayo Raya Utama	413.375.000,00	16.535	99,993
PT Kayo Putra Lubalung	25.000,00	1	0,007
Jumlah	413.400.000,00	16.536	100

Jual Beli tersebut telah disetujui oleh pemegang saham BAL sebagaimana ternyata dalam Akta Pernyataan Keputusan Sirkular Para Pemegang Saham No. 21 tanggal 28 Januari 2014, yang dibuat di hadapan Karlita Rubianti, S.H, Notaris di Jakarta, yang telah diberitahukan ke Menkumham sebagaimana ternyata dalam Surat Penerimaan Pemberitahuan Data Perseroan No. AHU-AH.01.10-08424 tanggal 4 Maret 2014 dan telah didaftarkan dalam Daftar Perseroan No. AHU-0017973.AH.01.09.Tahun 2014 tanggal 4 Maret 2014.

Pengambilalihan PT Medco E&P Yapen oleh PT Kayo Raya Utama dan PT Kayo Putra Lubalung

Berdasarkan Akta Pernyataan Keputusan Para Pemegang Saham No. 20 tanggal 28 Januari 2014, yang dibuat di hadapan Karlanti Rubianti, S.H., Notaris di Jakarta ("**Akta No. 20/2014**"), para pemegang saham MEP Yapen menyetujui sebagai berikut:

- i. penjualan 57.209.467 saham (99,9%) milik PT Medco Energi Internasional kepada PT Kayo Raya Utama; dan
- ii. penjualan 100 saham (0,1%) milik PT Medco Energi Nusantara kepada PT Kayo Putra Lubalung.

Setelah pengalihan tersebut, susunan Pemegang Saham PT Medco E&P Yapen menjadi sebagai berikut:

Nama	Jumlah (Rp)	Jumlah Saham	(%)
PT Kayo Raya Utama	57.209.467.000,00	57.209.467	99,9
PT Kayo Putra Lubalung	100.000,00	100	0,1
Jumlah	57.209.567.000,00	57.209.567	100

Pengalihan tersebut telah diberitahukan kepada Kementerian Hukum dan Hak Asasi Manusia berdasarkan Surat Penerimaan Pemberitahuan Perubahan Data Perseroan No. AHU-AH.01.10-09697 tanggal 10 Maret 2014 dan didaftarkan dalam Daftar Perseroan pada Kemenkumham dibawah No. AHU-0020283.AH.01.09.Tahun 2014 tanggal 10 Maret 2014.

2.8 Perkara-perkara yang dihadapi Perseroan

Pada tanggal Memorandum Informasi ini diterbitkan, Perseroan berkeyakinan bahwa tidak terdapat perkara/litigasi/arbitrase yang bersifat material yang dapat mempengaruhi kegiatan usaha Perseroan.

IV. KEGIATAN DAN PROSPEK USAHA

4.1. UMUM

Perseroan didirikan dalam rangka Undang-undang Penanaman Modal Dalam Negeri No.6 Tahun 1968 sebagaimana telah diubah dengan Undang-undang No.12 tahun 1970, berdasarkan Akta Pendirian No.19 tanggal 9 Juni 1980, sebagaimana diubah dengan Akta Perubahan No.29 tanggal 25 Agustus 1980 dan Akta Perubahan No.2 tanggal 2 Maret 1981, yang ketiganya dibuat di hadapan Imas Fatimah, S.H., Notaris di Jakarta, akta-akta mana telah memperoleh pengesahan dari Menteri Kehakiman Republik Indonesia dengan Surat Keputusan No.Y.A.5/192/4, tanggal 7 April 1981 dan telah didaftarkan di Pengadilan Negeri Jakarta berturut-turut di bawah No.1348, No.1349 dan No.1350, tanggal 16 April 1981 serta telah diumumkan dalam BNRI No.102 tanggal 22 Desember 1981, Tambahan No.1020/1981.

Setelah Penawaran Umum Berkelanjutan Obligasi Berkelanjutan I Medco Energi Internasional Tahap II Tahun 2013, Anggaran Dasar Perseroan tidak mengalami perubahan, sehingga Anggaran Dasar Perseroan yang terakhir adalah sebagaimana termuat dalam Akta Pernyataan Keputusan Rapat No.33 tanggal 8 Agustus 2008 yang dibuat di hadapan Poerbaningsih Adi Warsito, S.H., Notaris di Jakarta ("Akta No.33/2008"), memperoleh persetujuan Menkumham berdasarkan Surat Keputusan No.AHU-69951.AH.01.02, tanggal 26 September 2008, dan telah didaftarkan dalam Daftar Perseroan pada Kemenkumham dibawah No.AHU-0092139.AH.01.09.Tahun 2008 Tanggal 26 September 2008, sebagaimana diumumkan dalam BNRI No.12 Tanggal 10 Februari 2009, Tambahan No.4180, akta mana telah merubah seluruh ketentuan Anggaran Dasar Perseroan dalam rangka menyesuaikan dengan UUPT dan Peraturan Bapepam dan LK No.IX.J.1.

Sesuai dengan Anggaran Dasar, ruang lingkup kegiatan Perseroan terdiri dari antara lain eksplorasi, penambangan dan produksi minyak dan gas bumi dan industri energi lainnya, serta kegiatan lainnya yang terkait dengan sektor energi atau kegiatan penunjang bidang-bidang tersebut. Saat ini kegiatan usaha utama Perseroan adalah di bidang eksplorasi, penambangan dan produksi minyak dan gas bumi. Kegiatan usaha lainnya Perseroan yang terkait dengan sektor energi atau kegiatan penunjang yaitu bergerak di kegiatan usaha tenaga listrik, sektor hilir (penjualan kimia dan produk-produk turunan).

Perkembangan kegiatan usaha Grup Perseroan dari waktu ke waktu adalah sebagai berikut

Tahun	Perkembangan kegiatan usaha
1980	Perseroan didirikan sebagai perusahaan kontraktor pemboran dengan nama PT Meta Epsi Pribumi Drilling Company.
1981	Memulai operasi komersialnya pada waktu Kelompok Usaha Medco mengambil alih dan mendapatkan kontrak rig pemboran darat yang pertama.
1992	Perseroan memulai usaha di bidang minyak dan gas bumi dengan mengakuisisi 2 (dua) ladang minyak yang berlokasi di Kalimantan Timur yang dioperasikan oleh Tesoro Tarakan Petroleum Company dan Tesoro Indonesia Petroleum Company.
1994	Penawaran Saham Perdana sebagai Perseroan di Bursa Efek Indonesia. Simbol saham MEDC.
1995	Mengambil alih 100% kepemilikan saham PT Stanvac Indonesia dari Exxon dan Mobil.
1996	Penemuan besar cadangan minyak dan gas bumi di blok Rimau, Sumatera Selatan dalam jumlah yang cukup signifikan.
1997	Memulai usaha industri hilir melalui Kontrak Kerja Sama Pengelolaan Pabrik Metanol milik Pertamina di Pulau Bunyu (saat ini Perseroan telah memberhentikan operasi pabrik metanol)
1999	Sukses merestrukturisasi hutang Perseroan, ditindak lanjuti dengan dikeluarkannya HMETD 10:11.
2000	Mengambilalih tiga wilayah kerja baru: Simenggaris, Madura Barat, dan Senoro-Toili. Penemuan ladang minyak di Soka, Sumatera Selatan. Perubahan nama Perseroan menjadi PT Medco Energi Internasional Tbk.
2001	Penemuan ladang minyak baru Matra-Nova, Sumatera.
2002	Mengakuisisi 25% wilayah kerja yang telah berproduksi di blok Tuban MEI Euro Finance Ltd., entitas anak Perseroan, menerbitkan USD100 juta Eurobond yang tercatat di Bursa Efek Singapura.
2003	Menandatangani beberapa Perjanjian Pemasokan Gas dengan PLN Memenangkan tender untuk Merangin-I MEI Euro Finance Ltd., entitas anak Perseroan, menerbitkan USD325 juta MTN 144A yang tercatat di Bursa Efek Singapura Melakukan penawaran terhadap Novus.
2004	Akuisisi Novus Petroleum Ltd Meresmikan PLTG pertama di Pulau Batam bekerja sama dengan PLN Batam Meresmikan pabrik LPG di Kaji, Sumatra Selatan.
2005	Mengakuisisi kepemilikan di blok Langsa, Area 47 di Libya dan blok Sembakung Menandatangani kesepakatan pembangkit operasi dan Pemeliharaan (O&M) Tanjung Jati B dengan PLN Meningkatkan kepemilikan saham publik sebesar 42,60% dan menerbitkan GDS di Bursa Efek Luksemburg Menandatangani Kesepakatan Kerja Sama Eksplorasi dengan Anadarko.
2006	Memperoleh 45% working/participating interest Blok 82 dan 83 di Yemen Memulai operasi Panaran II Pembangkit Listrik Tenaga Gas 2x2,75 MW Memperoleh proyek panas bumi dengan kapasitas 300 MW di Sarulla, Sumatera Utara.
2007	Mencanangkan 7 (tujuh) Proyek Pengembangan Utama dalam ke tiga bidang usahanya yang perkembangannya diawasi langsung oleh Perseroan, yaitu 5 (lima) proyek yang bertujuan untuk meningkatkan cadangan minyak dan gas Perseroan di Indonesia dan Internasional:

Tahun	Perkembangan kegiatan usaha
	<p>3 (tiga) proyek pengembangan gas di blok Lematang, Blok A dan blok Senoro-Toili yang juga termasuk pembangunan Kilang LNG; 1 (satu) proyek penerapan program Enhanced Oil Recovery (EOR) di blok Rimau; dan 1 (satu) proyek pengembangan penemuan minyak di Area 47, Libya.</p> <p>Dan 2 (dua) proyek pengembangan sumber energi alternatif:</p> <p>Pembangunan pabrik bio etanol di Lampung; dan</p> <p>Pengembangan lapangan panas bumi dan konstruksi pembangkit listrik tenaga uap panas bumi di Sarulla.</p> <p>Mengeksplorasi Area 47 di Libya yang menghasilkan enam penemuan</p> <p>Memulai pilot project untuk Enhanced Oil Recovery (EOR)</p> <p>Bersama Pertamina dan Mitsubishi Corporation mendirikan PT Donggi-Senoro LNG (PT DSLNG) untuk membangun dan mengoperasikan kilang LNG di Senoro, Sulawesi Tengah.</p>
2008	<p>Pada tanggal 27 Mei 2008, Perseroan melalui Konsorsium Medco CBM (PT Medco CBM Sekayu) dan Ephindo (South Sumatra Energy Inc.) menandatangani CBM Production Sharing Contract (PSC) untuk melakukan kegiatan pengembangan CBM pertama di Indonesia di Kabupaten Musi Banyuasin, Sumatera Selatan.</p> <p>Pada tanggal 9 Juni 2008, Perseroan telah menandatangani Perjanjian untuk Jual Beli Saham PT Apexindo Pratama Duta Tbk dengan PT Mitra Rajasa Tbk untuk menjual 1.287.045.106 saham yang mewakili 48,72% dari seluruh total saham yang dikeluarkan Apexindo pada harga Rp 2.450 per lembar saham dengan nilai transaksi keseluruhan sebesar USD341 juta.</p> <p>Pada tanggal 18 Juli 2008 Perseroan melakukan de-listing GDS dari Bursa Efek Luksemburg.</p> <p>Sebagai bagian dari program optimalisasi aset domestik, pada 31 Juli 2008 Perseroan bersama dengan Koperasi Nusantara menandatangani SPA dengan PT Pertamina Hulu Energi dan PT Pertamina Gas untuk penjualan 100% PT Medco E&P Tuban dengan harga USD42 juta.</p> <p>Pada tanggal 29 Agustus 2008, Perseroan melalui JOB-nya yang dimiliki bersama Pertamina sebagai operator blok Senoro-Toili di Provinsi Sulawesi Tengah, menandatangani HoA jual beli gas dari lapangan Senoro dengan PT DSLNG untuk memasok gas sebesar 250 MMSCFD untuk jangka waktu 15 tahun.</p>
2009	<p>Pada tanggal 22 Januari 2009, Perseroan melalui JOB-nya yang dimiliki bersama Pertamina sebagai operator blok Senoro-Toili di Provinsi Sulawesi Tengah, menandatangani Perjanjian Jual Beli Gas dari lapangan Senoro dengan PT DSLNG untuk memasok gas sebesar 250 MMSCFD untuk jangka waktu 15 tahun.</p>
2010	<p>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 ("SC&S"), Blok A dan Bawean.</p> <p>Pada bulan Desember 2010, melalui perjanjian akuisisi saham, Mitsubishi Corporation (MC) mengakuisisi seluruh saham Tomori E&P Limited (TEL), Entitas Anak yang 100% dimiliki oleh Perseroan yang memegang 20% hak partisipasi di Blok Sonoro Toili</p> <p>Pada bulan Desember 2010, Perseroan melalui PT Medco LNG Indonesia (MLI), entitas anak, menandatangani perjanjian fasilitas pinjaman berjangka sebesar USD120 juta dengan Mitsubishi Corporation (MC), salah satu pemegang saham tidak langsung Perseroan. 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).</p>
2011	<p>Pada 24 Januari 2011, Perseroan mengumumkan Final Investment Decision (FID) untuk Proyek Gas dan LNG di Senoro Toili telah tercapai. Sejalan dengan FID dan sesuai dengan strategi Perseroan dalam mengembangkan proyek kunci, Perseroan berhasil menurunkan kepemilikannya di DSLNG dari 20% menjadi 11.1% melalui dilusi.</p> <p>Pada 31 Januari 2011, Perseroan menyelesaikan program divestasi 100% atas kepemilikannya di Tomori E&P Limited kepada Mitsubishi Corp.</p> <p>Perseroan melalui entitas anaknya Medco Tunisia Holding Ltd, berhasil menyelesaikan penjualan saham atas Medco Tunisia Anaguid Limited kepada OMV (Tunesian) Production GmbH. Total penjualan saham Medco Tunisia Anaguid adalah USD58 juta.</p> <p>Pada 16 Desember 2011 Perseroan mendivestasikan 51% dari saham kepemilikannya atas PT Medco Power Indonesia kepada PT Saratoga Power Tahap I senilai USD87 juta. Sementara atas penempatan saham baru Tahap II telah dituntaskan seluruhnya pada bulan Maret 2012.</p>
2012	<p>Pada tahun 2012, Perseroan melalui anak perusahaannya PT Medco Energi CBM Indonesia dengan Korea Gas Corporation (KOGAS) telah menandatangani MoU dalam hal pengembangan CBM, MedcoEnergi dan KOGAS akan bersama-sama mengidentifikasi dan mempelajari segala bentuk kemungkinan terbaik dalam mengimplementasikan proyek CBM yang dapat memonetisasi dan menambah nilai dari CBM. Salah satu program yang dilakukan adalah pemanfaatan gas CBM menjadi tenaga listrik, dimana program ini sejalan dengan upaya Perseroan untuk mendukung program Pemerintah, yaitu Program Kelistrikan dari CBM (CBM – to – Power).</p> <p>Pada tanggal 5 Juli 2012 Perseroan melalui entitas anaknya Medco Yemen Malik Limited, telah menandatangani Perjanjian Jual Beli untuk mengambilalih 21,25% hak partisipasi di Blok 9, Republik Yaman. Transaksi ini masih dalam proses penyelesaian yang akan berlaku efektif setelah mendapat persetujuan tertulis dari Pemerintah Republik Yaman, yang selambat-lambatnya dijadwalkan pada tanggal 31 Desember 2012.</p>
2014	<p>Pada tanggal 21 Januari 2014, Perseroan melakukan renegotiasi kontrak PJBG (Perjanjian Jual Beli Gas) dengan PGN dan Meppogen, harga gas berhasil ditingkatkan mencapai di kisaran USD6,5 - 7 / MMBTU.</p> <p>Pada tanggal 7 Maret 2014, Perseroan melakukan pertukaran aset (Swap) dengan Salamander Energy untuk pelepasan Blok Bangkanai, yang ditukar dengan penambahan partisipasi di Blok Simenggaris dan Bengara.</p> <p>Pada tanggal 31 Juli 2014, penandatanganan perjanjian pendanaan Proyek Senoro Hulu dengan Standard Chartered Bank, Bank Mandiri, ANZ dan Natixis sejumlah USD260 juta.</p> <p>Pada tanggal 30 September 2014, pengeboran sumur eksplorasi Matang-1 di Block A dan Bajul Besar di Blok Simenggaris dengan keberhasilan penemuan cadangan gas baru.</p>

Saat ini Perseroan telah berkembang menjadi perusahaan energi terpadu, yang bergerak dalam bidang eksplorasi dan produksi dan Pengembangan (E&P) minyak dan gas (migas) dan industri hilir yang menggunakan sumber daya migas dan sumber daya yang dapat diperbaharui.

Hampir seluruh pendapatan Perseroan adalah dalam Dolar AS. Untuk tahun yang berakhir pada tanggal-tanggal 31 Desember 2013, 2012, 2011, 2010, dan 2009, Perseroan membukukan laba bersih yang dapat diatribusikan kepada pemilik entitas induk masing-masing sebesar USD23,9 juta, USD22,0 juta, USD90,9 juta, USD85,8 juta, dan USD18,8 juta. Selama tahun 2013, penjualan dan pendapatan Perseroan berasal dari penjualan minyak dan gas, penjualan batu bara, pendapatan dari jasa, penjualan kimia dan produk lainnya adalah masing-masing sebesar USD826,8 juta, USD43,0 juta, USD16,7 juta, USD2,4 juta atau 93,0%, 4,8%, 1,9% dan 0,3% dari total penjualan dan pendapatan Perseroan.

Di bawah adalah rincian penjualan produk Perseroan (tidak diaudit):

Tenaga Listrik

Keterangan	Satuan	31 Desember					30 Juni	
		2009	2010	2011	2012	2013	2014	
Pasokan Listrik	GWH	870	1,217	1,201	1,284	1,268	4,826	
Penjualan	USD million	72.5	90.2	93.7	94.9	79.4	81.9	

Penjualan Minyak dan Gas

Blok	31 Desember										30 Juni	
	2009		2010		2011		2012		2013		2014	
	Minyak	Gas	Minyak	Gas	Minyak	Gas	Minyak	Gas	Minyak	Gas	Minyak	Gas
	MBOPD	BBTUPD	MBOPD	BBTUPD	MBOPD	BBTUPD	MBOPD	BBTUPD	MBOPD	BBTUPD	MBOPD	BBTUPD
Aset Indonesia												
Rimau	20.02	-	17.03	-	16.53	-	14.94	-	12.86	-	11.35	-
SCS	8.46	92.69	7.79	135.96	7.44	135.44	7.03	132.19	6.70	122.58	6.86	106.94
Lematang	0.01	-	0.00	7.08	0.00	20.72	-	18.02	0.00	27.20	-	25.61
Tarakan	1.91	6.15	1.90	5.32	2.37	4.76	2.72	2.44	2.12	0.63	1.48	1.07
Sembakung	1.91	-	1.91	-	2.20	-	2.26	-	1.55	0.22	-	-
Senoro Toili (Lapangan Tiaka)	1.08	-	0.85	-	0.45	-	0.43	-	0.23	-	0.34	-
Langsa	0.65	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Kakap	0.18	2.77	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Bawean	0.53	-	0.98	-	0.93	-	1.36	-	0.83	-	-	-
Aset di Luar Negeri												
Aset AS	0.25	2.73	0.26	6.79	0.44	2.27	0.42	1.25	0.44	0.94	0.39	0.63
Yemen	-	-	-	-	-	-	0.61	-	1.52	0	0.19	-
Total Penjualan (volume)	34.99	104.34	30.72	155.15	30.37	163.18	29.76	153.90	26.26	151.58	20.61	134.25
Total Penjualan Hidrokarbon - Net (USD)		935,994,737		1,117,782,568		1,486,170,428		1,486,351,592		1,336,965,121		570,024,677

Data Produksi minyak, gas per blok, produksi industri hilir dan produk Perseroan lainnya adalah sebagai berikut:

Produksi Minyak:

BLOK	30 Desember					30 Juni	
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	
	BOPD						
Aset Indonesia							
Rimau		20.17	17.15	16.51	14.94	12.86	11.65
SCS		8.62	8.00	7.48	7.05	6.60	7.01
Lematang		-	-	-	0.00	-	-
Sanga-sanga		-	-	-	-	-	-
Tarakan		1.93	1.89	2.39	2.71	2.08	1.79
Sembakung		1.93	1.90	2.23	2.20	1.56	-
Senoro Toili (Lapangan Tiaka)		1.08	0.92	0.49	0.37	0.32	0.32
Langsa		0.69	-	-	-	-	-
Brantas		-	-	-	-	-	-
Tuban		-	-	-	-	-	-
Kakap		0.25	-	-	-	-	-
Bawean		0.64	0.63	1.02	1.30	0.80	0.73
Aset Internasional							
Aset AS		0.25	0.31	0.44	0.54	0.44	0.39
Aset Yaman 9		-	-	-	1.03	1.07	0.50
Total Produksi		35.56	30.80	30.56	30.12	25.73	22.38

Produksi Gas:

BLOK	31 Desember					30 Juni
	2009	2010	2011	2012	2013	2014
BBTUPD						
Aset Indonesia						
Rimau	-	-	-	-	-	-
SCS	88.87	128.67	126.55	128.13	123	119.95
Lematang	-	12.72	34.9	28.86	34.7	35.72
Sanga-sanga	-	-	-	-	-	-
Tarakan	6.88	6.5	5.17	2.64	0.6	1.08
Sembakung	-	-	-	-	-	-
Tuban	-	-	-	-	-	-
Kakap	2.77	-	-	-	-	-
Aset Internasional						
Aset AS	3.07	6.91	2.27	1.79	1.1	0.68
Total Produksi	101.6	154.8	168.88	161.41	159.4	157.43

Perseroan bertujuan untuk terus memperkuat kegiatan eksplorasi dan produksi minyak dan gas di dalam negeri, mendiversifikasikan kegiatan operasinya untuk mengembangkan Perseroan menjadi perusahaan energi domestik terpadu, dan kegiatan eksplorasi dan produksi internasional. Visi Perseroan adalah menjadi perusahaan energi pilihan bagi investor, pemegang saham, mitra kerja, karyawan serta masyarakat umum. Misi Perseroan adalah untuk mengembangkan sumber daya energi menjadi portofolio investasi yang menguntungkan.

Peta wilayah operasi Perseroan berdasarkan negara per 30 Juni 2014 adalah sebagai berikut:



Indonesia (I)	
Blok Produksi	6
Blok Pengembangan	2
Blok Eksplorasi	2
Partisipasi Ekonomi	1

Amerika Serikat (A)	
Blok Produksi	5

Libya (L)	
Blok Pengembangan	1

Yaman (Y)	
Blok Produksi	1
Blok Eksplorasi	1

Oman (O)	
Jasa Kontraktor	1

Ringkasan kontrak dalam negeri yang dilakukan Perseroan adalah sebagai berikut:

Blok	Entitas Anak	Kepemilikan	Wilayah	Jenis Kontrak	Masa Akhir Kontrak	Status
Rimau	PT Medco E&P Rimau	95% (Operator)	Sumatera Selatan	PSC	2023	Produksi
SCS	PT Medco E&P Indonesia	100% (Operator)	Sumatera Selatan	PSC	2033	Produksi
Tarakan	PT Medco E&P Tarakan	100% (Operator)	Kalimantan Utara	PSC	2022	Produksi

Blok	Entitas Anak	Kepemilikan	Wilayah	Jenis Kontrak	Masa Akhir Kontrak	Status
Senoro-Toili	PT Medco E&P Tomori Sulawesi	30% (Operator)	Sulawesi Tengah	PSC – JOB	2027	Produksi (Lapangan Tiaka)
Bawean	Camar Resources Canada, Inc. dan Camar Bawean Petroleum Ltd (afiliasi)	100% (Operator)	Jawa Timur	PSC	2031	Produksi
Lematang	PT Medco E&P Lematang dan Lematang E&P Ltd	74,12% (Operator)	Sumatera Selatan	PSC	2017	Produksi
Block A	PT Medco E&P Malaka	41,67% (Operator)	NAD	PSC	2031	Pengembangan
Simenggaris	PT Medco E&P Simenggaris	62,5% (Operator)	Kalimantan Utara	PSC – JOB	2028	Pengembangan
Bengara	PT Medco E&P Bengara	58,33%(Operator)	Kalimantan Timur	PSC	2029	Eksplorasi
Nunukan	PT Medco E&P Nunukan	40%	Utara	PSC	2034	Eksplorasi
Jeruk	Medco Straits Services Pte Ltd	25%	Jawa Timur	Partisipasi Ekonomi	2027	Partisipasi Ekonomi

Ringkasan Kontrak Luar Negeri yang Dilakukan Perseroan

Kesepakatan Bagi Hasil Minyak dan Gas dilakukan Perseroan dengan memiliki kesepakatan bagi hasil di Libya dan Yemen, dan kontrak jasa di Oman dengan kerangka fiskal sebagai berikut:

Entitas Anak	Kepemilikan Blok	Negara	Jangka Waktu Kontrak
Medco Energi US LLC	Main Pass 57/64/65, East Cameron 316/317/318	Amerika Serikat	Tidak dibatasi jangka waktu, namun hingga produksinya berakhir
Medco International Ventures Ltd.	Blok 47	Libia	5 tahun – eksplorasi 25 tahun - produksi
Medco Yemen Amed Ltd.	Blok 82	Yaman	3 (+3) tahun – eksplorasi 20 tahun - produksi
Medco Yemen Malik Ltd.	Blok 9	Yaman	20 (+5) tahun produksi
Medco LLC (Oman)	Karim Small Field	Oman	10 tahun

Blok-blok Perseroan di Amerika Serikat diatur dengan sistem royalti berdasarkan jumlah produksi, yaitu pemegang hak atas aset minyak dan gas wajib membayar royalti dalam bentuk tunai sesuai dengan jumlah produksi migas untuk area tersebut.

Nama Blok	Jangka Waktu Kontrak
Amerika Serikat - Produksi	
Block 317/318 East Cameron	Tidak dibatasi jangka waktu, namun hingga produksinya berakhir
Block 316 East Cameron	Tidak dibatasi jangka waktu, namun hingga produksinya berakhir
Block 64/65 Main Pass	Tidak dibatasi jangka waktu, namun hingga produksinya berakhir
Republik Yaman – Eksplorasi	
Block 82	Production Sharing Agreement 3 tahun eksplorasi extendable 20 tahun produksi
Block 9	Production Sharing Agreement 20 tahun produksi extendable
Rakyat Sosialis Arab Jamahiriyah Libya Yang Dimuliakan – Eksplorasi	
Area 47	Exploration and Production Sharing Agreement 5 tahun eksplorasi 25 tahun produksi

4.2. KEGIATAN USAHA

I. Eksplorasi dan Produksi Minyak dan Gas – Indonesia

Pada saat ini, Perseroan memegang hak partisipasi dalam 10 blok dengan status eksplorasi, produksi, dan pengembangan serta satu partisipasi ekonomi di Indonesia dengan total produksi sekitar 8.74 MMBOE minyak dan gas bumi selama 6 bulan pertama tahun 2014 dan 18.72 MMBOE minyak dan gas bumi pada tahun 2013. Operasi Perseroan di Indonesia membentang dari Aceh di ujung Barat Indonesia hingga Papua di Timur. Selama 6 bulan pertama tahun 2014, Eksplorasi dan Produksi – Indonesia berhasil

membukukan penjualan minyak dan gas masing-masing sebesar 20.03 MBOPD dan 133.61 BBTUPD serta 24.30 MBOPD dan 150.64 BBTUPD selama tahun 2013.

II. Eksplorasi dan Produksi Minyak dan Gas – Internasional

Pada saat ini, Perseroan memegang hak partisipasi di 9 blok eksplorasi dan produksi di Amerika Serikat, Yaman, dan Libya, serta sebuah jasa kontrak E&P di Oman. Selama 6 bulan pertama tahun 2014, Eksplorasi dan Produksi – Internasional berhasil membukukan penjualan minyak dan gas masing-masing sebesar 0.58 MBOPD dan 0.63 BBTUPD dan 1.96 MBOPD dan 0.94 BBTUPD pada tahun 2013.

III. Ketenagalistrikan

Perseroan melakukan bisnis ketenagalistrikan meliputi dua pembangkit listrik di Batam dan tiga pembangkit listrik di Sumatra Selatan. Sampai dengan bulan Juni 2014, MPI memproduksi 626 GWh serta di tahun 2013 memproduksi listrik sebesar 1.268 GWh.

IV. PIPANISASI GAS

Perseroan juga mengoperasikan stasiun kompresi dengan tiga kompresor gas utama dan fasilitas pipa di Gunung Megang dan Stasiun Kota, Sumatra Selatan. Di Gunung Megang, sampai bulan Juni 2014 dan Desember 2013, MGI mengkompresi gas sejumlah 6.238 BBTU dan 12.109 BBTU, dan mendistribusikan gas SSE sejumlah 3.654 BBTU dan 7.492 BBTU ke PGN melalui Pagardewa. Di Stasiun Soka, MGI berhasil memproses gas dengan total kapasitas sebesar 5.876 BCF sampai dengan bulan Juni 2014 dan 3.330 BCF di penghujung tahun 2013.

V. Pertambangan Batubara

Sejalan dengan usahanya untuk mengembangkan portofolio bisnis energi non migas dalam bidang pertambangan batubara, pada medio 2009 Perseroan telah melakukan akuisisi 2 (dua) Ijin Usaha Pertambangan (IUP) Eksplorasi Batubara atas nama PT Duta Tambang ReKayasa (DTR) dan PT Duta Tambang Sumber Alam (DTSA) di Nunukan, Kalimantan Utara, melalui entitas anak Perseroan yang dimiliki sepenuhnya, MEMI. Berdasarkan data internal Perseroan, sumber daya batubara DTR adalah sebesar 30.000.000 MT dan cadangan batubara DTR adalah sebesar 2.200.000 MT. Adapun sumber daya batubara DTSA adalah sebesar 10.000.000 MT dan cadangan batubara DTSA adalah sebesar 1.700.000 MT. Produksi DTR sampai dengan 6 bulan pertama tahun 2014 sebesar 237,403 ton dan 633,972 ton selama tahun 2013. Selama 6 bulan pertama tahun 2014, DTR berhasil membukukan penjualan batubara sebesar 277.072 ton dan 525.342 selama tahun 2013.

Eksplorasi dan Produksi Minyak dan Gas – Indonesia

Kegiatan Eksplorasi & Produksi Minyak dan Gas Indonesia dikelola oleh sub-holding PT Medco E&P Indonesia. Perseroan pada saat ini memiliki 8 PSC, 2 JOB dan 1 partisipasi ekonomi di Indonesia.

Kesepakatan Bagi Hasil Minyak dan Gas

Entitas anak Perseroan yang bergerak dalam bidang Eksplorasi & Produksi Minyak dan Gas di Indonesia beroperasi berdasarkan berbagai kesepakatan bagi hasil dengan BPMIGAS yang sesuai dengan Undang-undang No.22 Tahun 2011 tentang Minyak dan Gas Bumi beserta peraturan pelaksanaannya.

I. Kontrak Bagi Hasil atau Product Sharing Contract (PSC)

PSC diberikan untuk mencari dan mengembangkan cadangan hidrokarbon komersial di area tertentu sebelum berproduksi secara komersial. Tanggung jawab kontraktor PSC umumnya termasuk menyediakan dana atas semua aktivitas dan menyiapkan serta melaksanakan program kerja dan anggaran. Sebagai imbalannya, kontraktor diizinkan untuk melakukan lifting atas minyak mentah dan produksi gas yang menjadi haknya.

Bagi hasil dalam bentuk First Tranche Petroleum (FTP) pada kisaran 10 -20% dari total produksi sebelum dikurangi pemulihan biaya (cost recovery) tersedia untuk Pemerintah dan kontraktor sesuai dengan persentase hak bagi hasil masing-masing.

Jumlah produksi setelah FTP adalah jumlah yang tersedia untuk 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 bagi hasil. Kontraktor diwajibkan untuk membayar pajak badan atas bagian labanya berdasarkan tarif pajak yang berlaku di Indonesia pada saat PSC tersebut dilaksanakan.

PSC di Indonesia juga diwajibkan memenuhi Domestic Market Obligation (DMO) dimana kontraktor harus menyediakan kepada pasar domestik paling banyak 25% produksi Migas dari bagian kontraktor.

II. Joint Operating Body (JOB) - Indonesia

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

Aset di Indonesia

Pada saat ini, operasi E&P minyak dan gas Indonesia Perseroan memegang hak partisipasi di dalam 10 Blok yang terdiri dari 6 aset produksi, 2 pengembangan dan 2 eksplorasi, serta 1 partisipasi ekonomi, di seluruh pelosok Indonesia dari bagian barat (Sumatera) hingga di bagian timur (Papua).



Daftar Kesepakatan Bagi Hasil Minyak Dan Gas di Indonesia

No.	Nama Blok	Masa Akhir Kontrak	Hak Partisipasi	Mitra		Luas Area (km ²)	Operator	Ket.
				Nama	Hak Partisipasi			
1.	Kampar-S&CS	PSC 2033	100%	-	-	4470	Perseroan	
2.	Lematang	PSC 2017	74,12%	Lundin Lematang BV	25,88%	409	Perseroan	Proyek Utama
3.	Rimau	PSC 2023	95%	Perusahaan Daerah Pertambangan & Energi Sumsel	5%	1.103	Perseroan	Proyek Utama
4.	Bawean	PSC 2031	100%	-	-	3.063	Perseroan	
5.	Tarakan	PSC 2022	100%	-	-	180	Perseroan	
7.	Senoro-Toili	PSC-JOB 2027	30%	PT PHE TomoriE&P Ltd	50% 20%	451	Pertamina-Medco JOB	Proyek Utama
Blok Pengembangan								
1.	Blok A	PSC 2031	41,67%	Premier Oil Sumatra (North) BV	41,67%	1.680,5	Perseroan	Proyek Utama
2.	Simenggaris	PSC JOB 2028	62,5%	Japex Block A Ltd PHE Simenggaris	16,67% 37,5%	547	Pertamina-Medco JOB	
3.	Bengara	PSC 2029	58,33%	Salamander Energy (Bengara) Ltd.	41,67%	922.1	Perseroan	
Blok Eksplorasi								
1.	Nunukan	PSC 2034	40%	PHE Nunukan BPRL Venture Indonesia BV Videocon Indonesia Nunukan Inc.	35% 12,5 % 12,5%	3.196	PHE Nunukan	
Kepentingan Ekonomis								
1.	Lapangan Jeruk	EA* 2027	25%	Santos (Sampang) Ltd. Singapore Petroleum Company Cue Energy Resources	45% 21,8%		Santos (Sampang) Ltd.	Perjanjian Ekonomi

No.	Nama Blok	Masa Akhir Kontrak	Hak Partisipasi	Mitra		Luas Area (km2)	Operator	Ket.
				Nama	Hak Partisipasi			
						8,2%		

Aset Produksi

Blok Rimau, Sumatera Selatan



Jenis Kontrak	PSC
Luas Wilayah (km2)	1.103
Masa Akhir Kontrak	2023
Pemegang Partisipasi	Hak PT Medco E&P Rimau - 95% Perusahaan Daerah Pertambangan & Energi Sumsel (PDPDE) - 5%
Operator	PT Medco E&P Indonesia
Status	Produksi

Blok South & Central Sumatera



Jenis Kontrak	PSC
Luas Wilayah (km2)	4.470
Masa Akhir Kontrak	2033
Pemegang Partisipasi	Hak PT Medco E&P Indonesia - 100% (operator)
Status	Produksi
Cadangan Terbukti	38,50 MMBOE selama 6 bulan pertama pada tahun 2014

Tarakan, Kalimantan Timur



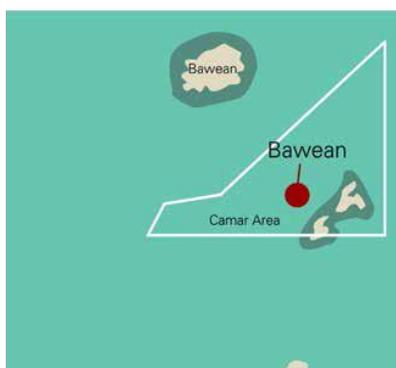
Jenis Kontrak	PSC
Luas Wilayah (km2)	180
Masa Akhir Kontrak	2022
Pemegang Partisipasi	Hak PT Medco E&P Tarakan - 100% (operator)
Status	Produksi
Cadangan Terbukti	2,09 MMBOE selama 6 bulan pertama pada tahun 2014

Senoro-Toili, Sulawesi Tengah



Jenis Kontrak	PSC – JOB
Luas Wilayah (km2)	451
Masa Akhir Kontrak	2027
Pemegang Hak Partisipasi	PT Medco E&P Tomori Sulawesi - 30%, Tomori E&P Limited – 20% PT Pertamina Hulu Energi Sulawesi - 50%
Operator	Pertamina – Medco JOB
Status	Produksi – Oil (Tiaka Field)

Bawean, Jawa Timur



Jenis Kontrak	PSC
Luas Wilayah (km2)	3.063
Masa Akhir Kontrak	2031
Pemegang Hak Partisipasi	Camar Resources Canada Inc. - 35% (operator), Camar Bawean Petroleum Ltd (CBPL)* - 65%, *CBPL merupakan afiliasi Perseroan
Status	Produksi

Lematang, Sumatera Selatan



Jenis Kontrak	PSC
Luas Wilayah (km2)	4.470
Masa Akhir Kontrak	2033
Pemegang Hak Partisipasi	PT Medco E&P Lematang – 51,1176% (operator) Lematang E&P Ltd - 23% Lundin Lematang BV - 25,88%
Status	Produksi

Aset Pengembangan

Blok A, Nanggroe Aceh Darussalam



Jenis Kontrak	PSC
Luas Wilayah (km2)	1.680,5
Masa Akhir Kontrak	2031
Pemegang Hak Partisipasi	PT Medco E&P Malaka – 41,67% (operator) Premier Oil Sumatera (North) BV – 41,67% Japex Block A Ltd – 16,67%
Status	Pengembangan

Simenggaris, Kalimantan Timur



Jenis Kontrak	PSC – JOB
Luas Wilayah (km2)	547
Masa Akhir Kontrak	2028
Pemegang Hak Partisipasi	PT Medco E&P Simenggaris – 62,5% PT Pertamina Hulu Energi Simenggaris – 37,5%, (Operator)
Status	Pengembangan

Aset Eksplorasi

Blok Bengara, Kalimantan Timur



Jenis Kontrak	PSC
Luas Wilayah (km2)	922,1
Masa Akhir Kontrak	2029
Pemegang Hak Partisipasi	PT Medco E&P Bengara – 58,33% (operator), Salamander Energy (Bengara) Ltd. - 41,67%
Status	Eksplorasi-Pengembangan

Blok Nunukan, Kalimantan Timur



Jenis Kontrak	PSC
Luas Wilayah (km2)	3.196 (akan menjadi 983,5 km2 setelah pengembalian akhir yang pada saat ini ditunda)
Masa Akhir Kontrak	2034
Pemegang Hak Partisipasi	PT Medco E&P Nunukan - 40%, PHE Nunukan - 30 (operator) BPRL Venture Indonesia BV – 12.5% Videocon Indonesia Nunukan – 12.5%
Status	Eksplorasi

Partisipasi Ekonomi

Lapangan Jeruk di Sampang PSC, Jawa Timur



Jenis Kontrak	Partisipasi Ekonomi
Luas Wilayah (km2)	2.007
Masa Akhir Kontrak	2027
Pemegang Hak Partisipasi	Santos - 45% (operator) Medco Straits Services Pte Ltd – 25% Singapore Petroleum Company – 21,8% Cue Energy Resources – 8,2%
Status	Eksplorasi

Eksplorasi dan Produksi Minyak dan Gas – Internasional

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

Perseroan memegang hak partisipasi atas blok-blok migas melalui entitas anak yang 100% sahamnya dimiliki secara tidak langsung oleh Perseroan. Seluruh saham entitas anak tersebut dipegang oleh Medco Strait Services Pte. Ltd. (MSS), entitas anak yang seluruh sahamnya dimiliki Perseroan yang didirikan berdasarkan hukum Republik Singapura. MSS bertindak sebagai perusahaan sub-holding atas seluruh perusahaan migas Perseroan di luar negeri. Sebagai perusahaan sub-holding, MSS 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. MSS juga memiliki tanggung jawab untuk mengawasi operasi aset migas Perseroan di luar negeri yang tidak dioperasikan oleh Perseroan.

Lease dan Kontrak Hak Partisipasi Migas

Entitas anak Perseroan 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 Perseroan:

Perjanjian Leasing

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

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

Perjanjian/Kontrak Bagi Hasil

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

Berdasarkan PSC/A, kontraktor wajib untuk menyediakan seluruh pendanaan dan menanggung risiko kegiatan eksplorasi, pengembangan dan produksi. Sebagai gantinya, kontraktor berhak untuk mendapatkan bagian dari hasil produksi yang besarnya terdiri dari bagian tetap dan tidak tetap yang dicadangkan untuk pengembalian biaya yang dikeluarkan oleh kontraktor. Sedangkan sisa dari produksi tersebut dibagi dengan pemerintah berdasarkan prosentase tertentu dari volume produksi atau pendapatan.

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

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 bertanggung jawab 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.

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

Aset Internasional

Pada tahun 2014, Perseroan mengoperasikan lima blok produksi di Amerika Serikat, dua blok produksi di Yaman, dan sebuah blok produksi di Oman berdasarkan Perjanjian Jasa Pengelolaan, dan dua blok eksplorasi di Yaman. Disamping itu, Perseroan juga memegang hak partisipasi sebuah blok pengembangan di Libia.

Daftar Blok Minyak dan Gas serta Kontrak Internasional

No.	Nama Blok	Jangka Kontrak	Waktu	Hak Partisipasi	Mitra Partner		Luas (Km2)	Operator	Keterangan
					Nama	Hak Partisipasi			
1.	Blok 317/318 East Cameron	Tidak dibatasi namun produksinya berakhir	dibatasi waktu, hingga	75%	Northstar Offshore Group, LLC	25%	40,50	MedcoEnergi US LLC	Produksi
2.	Blok 316 East Cameron	Tidak dibatasi namun produksinya berakhir	dibatasi waktu, hingga	100%	-	-	20,23	MedcoEnergi US LLC	Produksi
3.	Blok 64/65 Main Pass	Tidak dibatasi namun produksinya berakhir	dibatasi waktu, hingga	75%	Northstar Offshore Group, LLC	25%	28,40	MedcoEnergi US LLC	Produksi
Oman									
1.	Lapangan Karim	2016		51%	Oman Oil Company SAOC	25%	N.A	Medco Oman LLC	Produksi
					Kuwait Energy	15%			

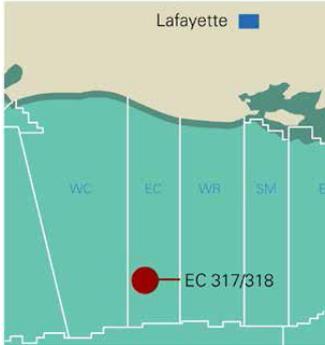
No.	Nama Blok	Jangka Kontrak	Waktu	Hak Partisipasi	Mitra Partner		Luas (Km2)	Operator	Keterangan
					Nama	Hak Partisipasi			
1.	Blok 82	PSA 2027 3 tahun eksplorasi 20 tahun produksi	38,25%	Omani Partners Republik Yaman – Eksplorasi	Omani Partners	9%	1.853	Medco Yemen Amed Ltd & Medco Yemen Arat Ltd	Eksplorasi
					• Kuwait Energy Co.	21,25%			
					• Indian Oil Corporation Ltd	12,75%			
					• Oil India Ltd	12,75%			
					• Yemen General Corporation for Oil & Gas	15,00%			
2.	Blok 9	PSA 2030 20 tahun produksi	21,25%	Calvalley Petroleum (Cyprus) Ltd Hood Oil Limited YOGC	Calvalley Petroleum (Cyprus) Ltd	42,50%	4.728	Calvalley Petroleum (Cyprus) Ltd	Produksi
					Hood Oil Limited	21,25%			
					YOGC	15%			
1.	Area 47	EPSA 2030 5 tahun eksplorasi	50%	Rakyat Sosialis Arab Jamahiriyah Libia Yang Dimuliakan – Eksplorasi Verenex Energy Area 47 Ltd	50%	6.182	Medco International Ventures Ltd	Pengembangan	

Persentase bagi hasil dan lokasi atas masing-masing blok adalah sebagai berikut:

Entitas Anak	Kepemilikan Blok	Negara	Jangka Kontrak	Waktu	Perjanjian Bagi Hasil, Konsesi	
					Pemerintah Setempat	Entitas Anak
Medco Energi US LLC	Main Pass 57/64/65, East Cameron 316/317/318,	Amerika Serikat	Lihat dibawah	detail	Royalti sesuai kontrak masing-masing blok	Keuntungan setelah dikurangi Royalti untuk pemerintah lokal
Medco Yemen Amed Ltd.	Blok 82	Yaman	3 (+3) tahun – eksplorasi - produksi	20 tahun	80% dari keuntungan (apabila produksi minyak mencapai 25.000 BOPD) dan 82,5% - 90% (apabila produksi di atas 25.000 BOPD)	20% dari keuntungan (apabila produksi minyak mencapai 25.000 BOPD) dan 17,5% - 10% (apabila produksi di atas 25.000 BOPD)
					72,5% dari keuntungan (jika produksi gas mencapai 25.000 MMSCFPD) dan 75% - 82,5% (apabila produksi di atas 25.000 MMSCFPD)	27,5% dari keuntungan (jika produksi gas mencapai 25.000 MMSCFPD) dan 25% - 17,5% (apabila produksi di atas 25.000 MMSCFPD)
Medco Yemen Malik Ltd.	Blok 9	Yaman	20 (+5) tahun produksi	-	-	-
Medco Oman LLC	Karim Small Field	Oman	10 tahun		96,02% dari keuntungan	3,98% dari keuntungan

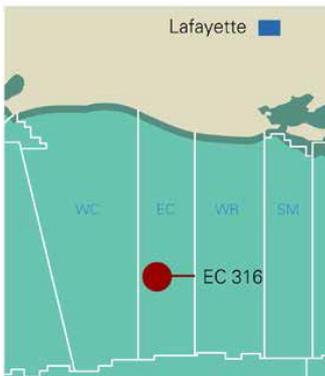
Entitas Anak	Kepemilikan Blok	Negara	Jangka Kontrak	Waktu	Perjanjian Bagi Hasil, Konsesi			
					Pemerintah Setempat		Entitas Anak	
Medco International Ventures Ltd	Blok 47	Libia	30 tahun (5 tahun eksplorasi & 25 tahun produksi)		86,3%	dari	13,7%	dari

Blok 317 dan 318, Wilayah East Cameron, lepas pantai Negara Bagian Louisiana, Gulf Mexico



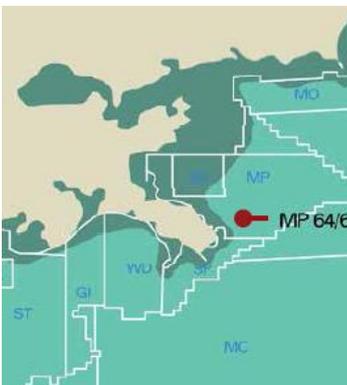
Negara	AS
Jenis Kontrak	Konsesi
Luas Wilayah (km2)	40,5
Masa Akhir Kontrak	Tidak dibatasi jangka waktu, namun hingga produksinya berakhir
Pemegang	Hak Medco Energi US LLC - 75%
Partisipasi	Leed Petroleum LLC - 25%
Operator	Medco Energi US LLC
Status	Produksi

Blok 316, Wilayah East Cameron, lepas pantai Negara Bagian Louisiana, Gulf Mexico



Negara	AS
Jenis Kontrak	Konsesi
Luas Wilayah (km2)	20,23
Masa Akhir Kontrak	Tidak dibatasi jangka waktu, namun hingga produksinya berakhir
Pemegang	Hak Medco Energi US LLC – 100%
Partisipasi	
Operator	Medco Energi US LLC
Status	Produksi

Blok 64 dan 65, Wilayah Main Pass, lepas pantai Negara Bagian Louisiana, Gulf Mexico



Negara	AS
Jenis Kontrak	Konsesi
Luas Wilayah (km2)	28,4
Masa Akhir Kontrak	Tidak dibatasi jangka waktu, namun hingga produksinya berakhir
Pemegang	Hak Medco Energi US LLC - 75%,
Partisipasi	Leed Petroleum LLC - 25%
Operator	Medco Energi US LLC
Status	Produksi

Lapangan Karim, Kesultanan Oman – Perjanjian Kontrak Jasa E&P



Negara	Oman
Jenis Kontrak	Participation & Economic Sharing Agreement
Luas Wilayah (km2)	N.A.
Masa Akhir Kontrak	2016
Pemegang Hak Partisipasi	Medco Oman LLC – 51% Oman Oil Company SAOC – 25% Kuwait Energy – 15% Omani Partners – 9%
Operator	N.A.
Status	n/a

Blok 82, 83, Republik Yaman



Negara	Yaman
Jenis Kontrak	PSA
Luas Wilayah (km2)	Blok 83 : 364 Blok B2 : 1.853
Masa Akhir Kontrak	2027
Pemegang Hak Partisipasi	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

Block 9 Malik



Negara	Yaman
Jenis Kontrak	PSA
Luas Wilayah (km2)	4.728
Masa Akhir Kontrak	2030
Pemegang Hak Partisipasi	Calvalley Petroleum (Cyprus) Ltd – 42,50% Medco Yemen Malik Ltd – 21,25% Hood Oil Limited – 21,25% YOGC – 15%
Operator	Calvalley Petroleum (Cyprus) Ltd
Status	Produksi

4.3. PORTOFOLIO PROYEK UTAMA

Berikut adalah ringkasan portofolio proyek utama Perseroan pada saat ini. Total investasi untuk 5 tahun ke depan yang dianggarkan Perseroan beserta mitra kerjanya untuk proyek-proyek ini adalah USD3,2 miliar .

Major Projects Portfolio



Proyek	Target Start-Up	Deskripsi Proyek	% Kepemilikan	Partner
A. Pengembangan LNG Senoro-Toili Senoro Upstream	2014	Pengembangan lapangan gas 310 MMscfd	30,00%	Pertamina, Mitsubishi, Kogas
Senoro Downstream (DS-LNG)	2014	Kilang LNG, satu train kapasitas 2,1 MTPA	11,1%	Pertamina, Mitsubishi, Kogas
B. Pengembangan Gas Block A	2016	Pengembangan lapangan gas 110 MMscfd	41,67%	Premier, Japex
C. EOR Rimau	2017/2018 untuk pengembangan skala penuh	Lapangan minyak – Enhanced Oil Recovery	95,00%	PD-PDE
D. Pengembangan Area 47, Libya Libya 47	2017	Pengembangan lapangan minyak 50.000 – bopd dan gas 47 MMscfd	50,00%	Libya Investment Authority (LIA)
E. Pengembangan Gas Blok Simenggaris Sarulla	2017	Pengembangan lapangan gas 25 MMscfd (melalui moda mini LNG)	62,5%	Pertamina

Deskripsi masing-masing proyek utama tersebut adalah sebagai berikut :

PENGEMBANGAN LNG SENORO-TOILI



Strategi

Komersialisasi cadangan gas Senoro di Sulawesi Tengah merupakan salah satu prioritas Manajemen Perseroan. Strategi Perseroan adalah memonetisasi cadangan gas, utamanya dalam bentuk LNG untuk tujuan ekspor dan memasok gas ke pasar domestik terutama untuk industri amoniak dan kelistrikan di wilayah Sulawesi Tengah.

Sektor Hulu

Lapangan gas Senoro ditargetkan mulai berproduksi pada akhir tahun 2014. Jumlah produksi gas ditargetkan hingga 310 MMSCF per hari. Studi dan disain pengembangan fasilitas hulu telah diselesaikan pada tahun 2011 yang meliputi investigasi lokasi dan survei topografi, serta persiapan dokumen tender EPC untuk fasilitas produksi gas dan konstruksi jalur pipa.

Untuk memenuhi target pengiriman gas ke kilang LNG (sektor hilir) pada akhir tahun 2014, Perseroan melalui JOB Tomori telah menyelesaikan akuisisi lahan dan persiapan lokasi. Proses tender EPC Fasilitas Produksi Gas (CPP) telah selesai dilakukan dan

kontraktor pemenang tender EPC yaitu konsorsium Tripatra-Samsung Engineering, sudah diumumkan pada triwulan ketiga tahun 2012 ini. Pekerjaan EPC sudah dimulai sejak bulan September 2012 dan sampai akhir tahun 2013 penyelesaian sudah mencapai 55%.

Pengeboran sumur pengembangan Senoro sudah mulai ditajak di bulan September 2013 dan sedang melakukan pengeboran sumur Senoro 10, 11 dan 12 serta sumur re-entry Senoro 4 dan Senoro 5.

Selain memasok gas ke kilang LNG sebesar 250 MMCFD, di tahun 2013 Perseroan melalui JOB Tomori juga sudah menandatangani Heads of Agreement dengan PT Panca Amara Utama (PAU) untuk pasokan gas sebesar 55 MMSCF ke pabrik amoniak yang akan dibangun oleh PAU di Sulawesi Tengah.

Di bulan Juli 2013, Perseroan berhasil mendapatkan pendanaan proyek Senoro gas dari konsorsium perbankan sejumlah USD260 juta. Konsorsium perbankan terdiri dari Standard Chartered Bank, Bank Mandiri, ANZ dan Natixis.

Sektor Hilir

Saat ini, Perseroan, Pertamina, Mitsubishi dan KOGAS sedang melaksanakan rencana pembangunan dan pengoperasian kilang LNG dengan kapasitas 2,1 MTPA (juta ton per tahun), yang berlokasi di Kabupaten Banggai Sulawesi Tengah. Proyek ini akan memanfaatkan sekitar 1,7 TCF cadangan gas Senoro.

Perusahaan DSLNG merupakan perusahaan patungan yang didirikan pada akhir tahun 2007 oleh Perseroan melalui Entitas Anaknya, PT Medco LNG Indonesia (MLI) beserta mitranya Mitsubishi dan KOGAS keduanya melalui Sulawesi LNG Development Ltd (SLD), serta Pertamina melalui entitas anaknya PT Pertamina Hulu Energi (PHE).

Kepemilikan DSLNG adalah sebagai berikut:

- SLD : 59,9%
- PHE : 29,0%
- MLI : 11,1%

Skema bisnis DSLNG adalah yang pertama kali di Indonesia dimana kegiatan usaha LNG di hilir merupakan suatu entitas bisnis yang terpisah dari kegiatan usaha di hulu. Hal ini dapat dilakukan berdasarkan Undang-Undang Minyak dan Gas Bumi No. 22 tahun 2001. Dengan skema bisnis di atas, DSLNG akan membeli gas dari sektor hulu, mengoperasikan kilang LNG dan menjual LNG kepada para pelanggan internasional.

Perjanjian Jual Beli Gas

Pada tanggal 22 Januari 2009, Perseroan melalui JOB Tomori menandatangani PJBG sebagai Penjual/Upstream dengan DSLNG sebagai Pembeli/Dowstream. JOB Tomori akan memasok gas ke DSLNG dengan jumlah volume sebesar 1.417 TBTU atau rata-rata sebanyak 277 BBTU/hari (atau 250 MMSCFD) mulai akhir 2014 hingga berakhirnya kontrak PSC JOB Senoro. Dalam PJBG harga gas akan dikaitkan dengan harga minyak berdasarkan Japan Crude Cocktail (JCC).

Pada tanggal 13 Maret 2014, Perseroan melalui JOB Tomori menandatangani Perjanjian Jual Beli Gas (PJBG) dengan PAU sebagai pembeli gas pada bulan Maret 2014. JOB Tomori akan memasok gas ke PAU sebesar 55 MMSCF per hari.

Dengan efektifnya kedua PJBG (DSLNG dan PAU), Perseroan dapat meningkatkan cadangan terbukti gas (1P) pada akhir tahun 2013 sebesar 67,3 MMBOE (nett). Di samping itu, dengan adanya PJBG ini Perseroan dapat mendapatkan kembali biaya-biaya yang telah dikeluarkan untuk pengembangan lapangan tersebut serta memiliki sumber pendapatan baru untuk masa yang akan datang.

Perjanjian Jual Beli LNG

Pada bulan Januari 2011 DSLNG dan KOGAS telah menandatangani perjanjian jual beli LNG (LNG SPA) sebesar 0,7 juta ton per tahun, yang kemudian disepakati adanya Amendemen pada bulan Agustus 2012. DSLNG juga telah menandatangani LNG SPA dengan Chubu Electric Power Co., Inc. pada bulan Mei 2012 untuk memasok LNG sebanyak 1,0 juta ton per tahun. Pada tahun yang sama di bulan Mei, DSLNG dan Kyushu Electric Power Co., Inc. menandatangani perjanjian LNG SPA dengan volume sebesar 0,3 juta ton per tahun. Ketiga perjanjian LNG SPA di atas adalah untuk jangka waktu 13 tahun, dimulai dengan pengapalan LNG pertama pada tahun 2015.

Perkembangan Saat Ini dan Rencana Ke Depan

Pada bulan Desember 2010, pemegang saham DSLNG telah mengambil keputusan akhir untuk investasi (FID) atas pembangunan proyek LNG. Pada tanggal 21 Januari 2011, seluruh persyaratan yang ditentukan telah dipenuhi.

Jumlah biaya keseluruhan untuk mengembangkan Proyek LNG ini adalah sekitar USD2,8 miliar, termasuk biaya akuisisi lahan, infrastruktur, biaya operasi selama masa konstruksi (Owner Cost), dan biaya pendanaan proyek. Pekerjaan konstruksi kilang LNG dilakukan oleh kontraktor JGC Corporation sejak 1 Maret 2011 dan sampai bulan Juni 2014 penyelesaian proyek DSLNG sudah mencapai 98,9%. Pekerjaan konstruksi akan terus berlangsung tahun ini dan ditargetkan selesai di akhir tahun 2014.

PENGEMBANGAN GAS BLOK A



Strategi

Strategi Perseroan pada saat ini adalah memonetisasi cadangan gas yang ada untuk memenuhi kebutuhan pasar domestik terutama industri pupuk dan kelistrikan, dan meningkatkan cadangan Migas melalui kegiatan eksplorasi.

Latar Belakang

PSC Block A berlokasi di daratan Kabupaten Aceh Timur, Provinsi Aceh. Pemegang hak partisipasi blok ini adalah Perseroan 41,67%, Premier Oil 41,66%, dan Japex 16,67%. Perseroan bertindak sebagai operator di PSC ini.

Perseroan telah mendapatkan perpanjangan PSC sampai dengan tanggal 11 September 2031 dari Menteri ESDM pada tanggal 28 Oktober 2010.

Rencana pengembangan lapangan gas ini telah disetujui Pemerintah pada bulan Desember 2007. Gas akan dipasok dari tiga lapangan yaitu Alur Siwah, Alur Rambong dan Julu Rayeu untuk pasar domestik, yaitu PT Pupuk Iskandar Muda (PIM) dan PLN Aceh Timur.

Perjanjian Jual Beli Gas

Perseroan menandatangani PJBG dengan PIM pada tanggal 10 Desember 2007. Rencana terkini adalah Perseroan akan menyalurkan gas selama sepuluh tahun, dari tahun 2016 hingga 2025, dan akan memasok gas sebanyak 180 TBTU atau 55 Miliar BTU per hari.

Sejak Oktober 2012, Perseroan melakukan negosiasi ulang kenaikan harga jual gas, baik dengan PT Pupuk Iskandar Muda maupun PLN untuk mendukung keekonomian proyek. Di akhir tahun 2013, PIM menyepakati kenaikan harga jual gas dari harga gas awal sebesar USD6,50/MMBTU.

Perseroan menandatangani PJBG dengan PLN untuk menyalurkan gas sebesar 5 - 15 BBTU per hari. Perseroan akan memasok PLN dengan volume total sebanyak 52 TBTU selama 17 tahun, dimulai pada tahun 2016. Harga jual gas yang disepakati akan sama dengan harga gas yang dijual ke PIM.

Perkembangan Saat Ini

Studi dan disain pengembangan fasilitas produksi gas (FEED) telah diselesaikan pada tahun 2012 dan proses tender pemilihan kontraktor EPC sudah diselesaikan.

Rencana ke Depan

Perseroan menargetkan penyelesaian negosiasi PJBG dengan PIM pada pertengahan tahun 2014. Selain itu penunjukan kontraktor EPC direncanakan pada triwulan kedua 2014 sehingga target pengiriman pertama gas ke PIM pada tahun 2016 dapat dicapai. Pada tahun 2014 Perseroan akan memulai persiapan pengeboran sumur pengembangan produksi gas Block A.

Pengembangan Simenggaris, Kalimantan Utara



Strategi

Memonetisasi cadangan gas Perseroan untuk pasar domestik, yaitu PLN dan industri yang berada di wilayah kerja Perseroan, dan juga menambah cadangan Migas melalui kegiatan eksplorasi.

Latar Belakang

PSC Simenggaris berlokasi di daratan, Kabupaten Tanah Tidung, Kalimantan Utara dan dioperasikan oleh JOB Pertamina-Medco E&P Simenggaris (JOB P-MEPS). Pemegang hak partisipasi blok ini adalah Perseroan 62,5% dan Pertamina 37,5%.

Rencana pengembangan lapangan gas Blok Simenggaris telah disetujui Pemerintah di tahun 2008 untuk memasok gas ke Kilang Metanol Bunyu (KMB) milik Pertamina.

Perjanjian Jual Beli Gas

Pada bulan Agustus 2009 Perseroan, melalui JOB P-MEPS, telah menandatangani PJBG dengan konsorsium Pertagas (Entitas Anak Pertamina) - Medco Gas Indonesia (MGI, suatu Entitas Anak Perseroan) untuk pasokan gas sejumlah 25 MMSCF per hari. Konsorsium Pertagas-MGI adalah pihak yang akan membangun pipa dari Blok Simenggaris ke KMB dan menjual gas ke KMB.

Perkembangan Saat Ini

Program pengembangan lapangan yang dimulai sejak 2011 ini telah mengalami banyak kemajuan. Di bulan April 2012 sertifikat Mechanical Completion untuk fasilitas produksi gas sudah diperoleh. Akhir tahun 2012, Perseroan melalui JOB P-MEPS telah menyelesaikan fasilitas produksi gas dan pengeboran tiga sumur pengembangan untuk memproduksi 25 MMSCFD gas selama 11 tahun.

Selama tahun 2012, perkembangan usaha untuk memasok gas ke KMB menemui kendala teknis dan juga kondisi harga metanol di pasar yang cukup fluktuatif sehingga belum bisa mendukung keekonomian dan pengoperasian KMB. Pada tahun 2013 Pemerintah menyetujui perubahan alokasi pasokan gas dari KMB ke kebutuhan listrik yaitu PLN di Indonesia bagian Timur. PLN telah bersedia untuk mengambil pasokan gas sebesar 25 MMSCF per hari dari Blok Simenggaris dan menggunakan gas tersebut untuk menggantikan pemakaian BBM pembangkit listrik di Kalimantan Timur.

Selama tahun 2013, skema bisnis pembelian gas oleh PLN mengalami perubahan, dimana Perseroan akan menjual gas langsung kepada PLN melalui fasilitas Mini LNG. Pada bulan Mei 2013 Perseroan, melalui JOB P-MEPS telah menandatangani Heads of Agreement dengan PLN untuk pasokan gas sebesar 25 MMSCF per hari yang akan dipasok ke pembangkit listrik PLN Kalimantan Timur.

Selain PLN, Perseroan, melalui JOB P-MEPS juga telah menandatangani PJBG dengan Perusda NSP di bulan Oktober 2012, untuk memasok gas sebesar 2,5 - 5 BBTU per hari selama 11 tahun dari 2014 hingga 2024. Harga gas yang disepakati adalah USD5,2/MMBTU. Pada bulan Desember 2013, harga jual gas ini disepakati naik menjadi USD5,85/MMBTU dengan faktor eskalasi 3% per tahun. Perusda NSP akan menggunakan gas ini untuk memenuhi kebutuhan energi di Kabupaten Nunukan dan daerah lain sekitarnya.

Perseroan juga telah melakukan pengeboran sumur eksplorasi Bajul Besar-1 dengan hasil adanya penemuan cadangan gas baru.

Rencana ke Depan

Di tahun 2014, Perseroan merencanakan pengeboran satu sumur workover untuk memproduksi gas yang dijual ke Perusda NSP sebesar 5 BBTU per hari. Perseroan juga akan menyelesaikan perjanjian jual beli gas dengan PLN melalui skema bisnis Mini LNG tersebut di tahun 2014.

EOR Rimau



Strategi

Menjaga kestabilan produksi blok Rimau melalui penerapan teknologi EOR (*Enhanced Oil Recovery*) untuk meningkatkan faktor pemulihan (*recovery factor*) di lapangan Kaji-Semoga. Pengembangan proyek pilot Rimau EOR ini merupakan salah satu Proyek-Proyek Utama Perseroan.

Latar Belakang

Pada bulan September 1996, Perseroan menemukan cadangan minyak yang besar dan cadangan gas yang signifikan di lapangan Kaji dan Semoga dengan jumlah penemuan cadangan Migas sebesar 304 MMBOE. Produksi gross kumulatif sejak pertama kali berproduksi hingga 31 Desember 2013 telah mencapai 195 MMBO dan 76 BCF.

Perseroan, sebagai operator di blok ini, telah mengambil sejumlah inisiatif untuk menahan laju penurunan produksi minyak, termasuk mempertahankan tekanan reservoir, mengembangkan dan menstimulasi formasi tight sand reservoir Telisa dengan memanfaatkan teknik sand fracturing di reservoir limestone, mengembangkan reservoir Talang Akar dengan pengeboran sumur infill, meminimalkan tekanan penurunan permukaan air melalui pengeboran sumur horisontal, serta menerapkan teknik EOR injeksi kimia.

Faktor pemulihan cadangan minyak di lapangan Kaji Semoga melalui primary recovery dan teknologi waterflood bisa mencapai 37,6%. Teknologi EOR injeksi kimia diharapkan bisa memberikan tambahan perolehan cadangan minyak yang bisa diambil hingga 64 MMBO.

Perkembangan Saat Ini

Perseroan menerapkan program EOR yang terdiri dari sejumlah tahapan, antara lain studi laboratorium dan pengujian, persiapan dan penerapan proyek pilot, termasuk pembangunan fasilitas injeksi, injeksi kimia ke dalam sumur uji coba, pemantauan kinerja sumur dan penerapan skala penuh EOR di lapangan. Pembangunan fasilitas injeksi kimia telah selesai dan injeksi kimia telah dilakukan sejak bulan Desember 2012. Sepanjang tahun 2013, proses pemantauan kinerja sumur telah dilakukan dan diperoleh hasil yang positif sesuai dengan yang direncanakan.

Rencana ke Depan

Dengan hasil positif perolehan minyak saat ini dari proyek pilot, Perseroan akan memulai studi lanjutan untuk pengembangan skala penuh proyek EOR. Selain itu Perseroan memulai pembicaraan dengan pemerintah dan SKKMIGAS untuk mendapatkan insentif tambahan guna meningkatkan keekonomian pengembangan skala penuh proyek EOR. Penerapan skala penuh proyek EOR di lapangan Kaji-Semoga ditargetkan bisa berproduksi di tahun 2017/2018.

Pengembangan Area 47, Libya



Strategi

Memonetisasi cadangan minyak terbukti dan terduga yang telah ditemukan sebesar 208 MMBOE (*gross*), serta memindahkan sumber daya kontingensi ke cadangan terbukti dan terduga melalui proses komersialisasi, dan juga menambah cadangan Migas melalui kegiatan eksplorasi.

Latar Belakang

Sejak mendapatkan hak partisipasi di Area 47 di tahun 2005 hingga 2009, Perseroan bersama Verenex telah mengebor 20 sumur eksplorasi dan enam sumur delineasi (*appraisal*) dimana 18 sumur eksplorasi tersebut berhasil menunjukkan adanya temuan cadangan minyak yang besar. Tingkat keberhasilan eksplorasi yang mencapai 90% ini jauh melampaui keberhasilan rata-rata eksplorasi dunia. Berdasarkan laporan D&M pada tanggal 30 September 2008, sumber daya kontingensi *gross* Area 47 adalah sebesar 352 juta barel setara minyak (MMBOE).

Setelah akuisisi kepemilikan Verenex di Area 47 oleh Libyan Investment Authority (LIA) di tahun 2009, hak partisipasi blok eksplorasi Area 47 dimiliki oleh Perseroan dan LIA dengan porsi masing-masing 50%. Di bulan April 2010, Perseroan melalui Entitas Anak, Medco International Ventures Limited (MIVL), telah mendapatkan kepercayaan sebagai operator menggantikan LIA untuk masa eksplorasi. Setelah menjadi operator, Perseroan melanjutkan pengeboran tiga sumur eksplorasi dan ketiga sumur berhasil menunjukkan penemuan minyak yang besar. Analisis internal Perseroan di tahun 2011 menunjukkan penambahan sumber daya kontingensi *gross* di Area 47 menjadi 588 MMBOE (naik 67% dari 2008).

Pengembangan lapangan minyak ini merupakan salah satu Proyek-Proyek Utama Perseroan.

Perkembangan Saat Ini

Pada akhir tahun 2011, Perseroan mendapatkan persetujuan komersialitas untuk struktur A, D, F di Area 47 dari NOC Libya. Dengan persetujuan ini Perseroan memindahkan sumber daya kontingensi Migas ke cadangan terbukti dan terduga. Sebagai kelanjutan persetujuan komersialitas, Perseroan, bersama-sama mitranya (LIA dan NOC Libya) membentuk perusahaan operasi bersama (Joint Operating Company) yang bernama Nafusah Oil Operations, B.V.(Nafusah), yang akan mengembangkan dan mengoperasikan lapangan minyak di struktur A, D dan F. Perseroan, melalui Nafusah, juga telah menyelesaikan kajian awal engineering Pre-FEED (*Pre-Front End Engineering Design*) di triwulan keempat 2012 sebagai bagian awal tahapan pengembangan proyek.

Di tahun 2013, Perseroan menyelesaikan uji sumur delineasi (*Appraisal*) B2 dan juga memulai pengeboran sumur eksplorasi P2.

Rencana ke Depan

JOC Nafusah akan meneruskan studi dan disain tahap lanjutan (FEED) fasilitas produksi minyak dengan kapasitas 50.000 barel minyak per hari dan juga kajian pengeboran sumur pengembangan. Perseroan dan mitranya menargetkan fasilitas produksi dapat diselesaikan pada tahun 2017.

Perseroan, melalui Entitas Anak MIVL, akan melanjutkan kegiatan pengeboran beberapa sumur eksplorasi dan penilaian (*Appraisal*) untuk menambah cadangan Migas dan juga memperoleh persetujuan komersialitas untuk tahap pengembangan selanjutnya.

4.4. TAKSIRAN CADANGAN (TIDAK DIAUDIT)

Informasi berikut mengenai kuantitas cadangan yang proved dan hanya merupakan taksiran, dan tidak dimaksudkan untuk menggambarkan nilai yang dapat direalisasikan atau nilai pasar yang wajar dari cadangan Perseroan. Perseroan menekankan bahwa taksiran cadangan secara bawaan tidak akurat. Sehubungan dengan hal tersebut, taksiran ini 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 Perseroan.

Taksiran cadangan minyak dan gas bumi disajikan sesuai dengan hak partisipasi gross Perseroan (termasuk bagian Pemerintah) kecuali untuk cadangan atas blok-blok Perseroan di Amerika Serikat disajikan berdasarkan net revenue basis adalah sebagai berikut (penyajian angka taksiran cadangan pada laporan keuangan konsolidasian Perseroan disajikan secara total antara minyak dan gas, sehingga angka-angka di bawah ini harus dikonversikan dari MMBO menjadi MBOE dengan faktor konversi pengali 1.000 untuk minyak dan dari BCF menjadi MBOE dengan faktor konversi 5,85 untuk aset gas di Indonesia dan faktor konversi 6 untuk aset gas internasional):

TAKSIRAN CADANGAN TERBUKTI

BLOK	31 Desember										30 Juni	
	2009		2010		2011		2012		2013		2014	
	Minyak	Gas										
	MMBO	BCF										
Aset Indonesia												
A. Aset Produksi												
Blok Rimau, Sumatra Selatan	49.62	-	43.36	-	37.33	-	32.23	-	27.54		25.43	
South & Central Sumatra	8.54	143.27	11.06	193.11	8.33	146.92	9.98	254.94	7.58	210.03	6.31	188.32
Tarakan, Kalimantan Timur	3.94	12.65	3.25	10.28	2.38	8.39	2.7	3.17	1.94	2.95	1.62	2.75
Sembakung, Kalimantan Timur	2.71	-	2.01	-	1.2	-	1	1.03				
Senoro-Toili (Lapangan Tiaka), Sulawesi Tengah	1.36	-	0.48	-	0.3	-	1.04	-	0.92		0.86	
Bawean, Jawa Timur	11.84	-	11.61	-	11.24	-	5.4	-	5.1		4.97	
Lematang, Sumatra Selatan	-	64.67	-	60.03	-	47.29	0	43.16		30.51		24.04
B. Aset Pengembangan												
Block A, Aceh	-	-	0.91	40.44	0.91	40.44	0.91	40.44	0.91	40.44	0.91	40.44
Simenggaris, Kalimantan Timur	-	-	-	-	-	-	-	7.99				
Senoro-Toili (Lapangan Gas Senoro), Sulawesi Tengah	9.6	599.5	5.76	359.7	5.76	359.7	5.76	359.7	5.76	359.7	5.76	359.70
Bangkanai, Kalimantan Tengah	-	-	-	-	-	-	-	19.5				
Aset Internasional												
Aset Amerika Serikat	2.22	32.84	4.39	30.99	4.12	18.12	3.92	17.46	3.76	17.06	3.69	16.94
Aset Libya	-	-	-	-	-	-	26.12	26.94	26.12	26.94	26.12	26.94
Block 9, Yaman	-	-	-	-	-	-	5.87	-	5.48		4.78	
Total Cadangan Terbukti	89.83	852.94	82.83	694.54	71.56	620.86	94.93	774.33	85.11	687.62	80.45	659.12

TAKSIRAN CADANGAN TERBUKTI DAN TERDUGA

BLOK	31 Desember										30 Juni	
	2009		2010		2011		2012		2013		2014	
	Minyak	Gas	Minyak	Gas	Minyak	Gas	Minyak	Gas	Minyak	Gas	Minyak	Gas
	MMBO	BCF	MMBO	BCF	MMBO	BCF	MMBO	BCF	MMBO	BCF	MMBO	BCF
Aset Indonesia												
A. Aset Produksi												
Blok Rimau, Sumatra Selatan	59.00		52.75		46.72		38.50		33.81		31.70	
South & Central Sumatra	11.33	198.39	13.85	248.22	11.12	202.03	10.40	290.11	7.99	245.20	6.72	223.49
Tarakan, Kalimantan Timur	4.65	17.00	3.96	14.62	3.09	12.74	3.28	3.64	2.52	3.43	2.20	3.23
Sembakung, Kalimantan Timur	3.11		2.41		1.60		1.11	1.03				
Senoro-Toili (Lapangan Tiaka), Sulawesi Tengah	3.39		1.70		1.52		2.54		2.43		2.37	

Bawean, Jawa Timur	14.74		14.51		14.13		7.27		6.98		6.85	
Lematang, Sumatra Selatan		76.55		71.91		59.17		52.54		39.88		33.41
B. Aset Pengembangan												
Block A, Aceh -			1.27	121.69	1.27	121.69	1.27	121.69	1.27	121.69	1.27	121.69
Simenggaris, Kalimantan Timur								7.99				
Bangkanai, Kalimantan Tengah								19.50				
Senoro-Toili (Lapangan Gas Senoro), Sulawesi Tengah	11.90	626.00	7.14	375.60	7.14	375.60	7.14	375.60	7.14	375.60	7.14	375.60
Aset Internasional												
Aset Amerika Serikat	3.88	45.58	5.48	49.09	5.22	26.48	5.03	25.83	4.87	25.42	4.80	25.30
Area 47, Libya							44.39	45.49	44.39	45.49	44.39	45.49
Block 9, Yaman							12.06		11.67		9.65	
Total Cadangan Terbukti dan Terduga	112.00	963.52	103.06	881.13	91.81	797.71	132.99	943.42	123.06	856.71	117.08	828.22

TAKSIRAN CADANGAN KONTINJENSI

BLOK	31 Desember										30 Juni	
	2009		2010		2011		2012		2013		2014	
	Minyak	Gas	Minyak	Gas	Minyak	Gas	Minyak	Gas	Minyak	Gas	Minyak	Gas
	MMBO	BCF	MMBO	BCF	MMBO	BCF	MMBO	BCF	MMBO	BCF	MMBO	BCF
Aset Indonesia												
Senoro Toili (Lapangan Gas Senoro)				158.70		158.70	10.71	386.10	10.71	386.10	10.71	386.10
Block A	1.27	121.69										
Bangkanai, Kalimantan Tengah		21.29		21.29		21.29		1.79				
Simenggaris		61.63		61.63		61.63		53.64		92.81		92.81
Aset Internasional												
Area 47, Libya	153.45	134.40	153.45	134.40	153.45	134.40	60.27	115.03	60.27	115.03	60.27	115.03
Block 9, Yaman							2.20	17.63	2.38	16.83	2.38	16.83
Total Kontinjensi	154.72	339.00	153.45	376.01	153.45	376.01	73.18	574.18	73.35	610.76	73.35	610.76

Tabel berikut di bawah adalah ringkasan dari sertifikasi cadangan Perseroan:

Aset	Pihak Penilai	Tanggal Sertifikat
Rimau	Netherland, Sewell, & Associates, Inc.	27 April 2012
South & Central Sumatra	Netherland, Sewell, & Associates, Inc.	27 April 2012
Senoro Toili	Netherland, Sewell, & Associates, Inc.	Lapangan Tiaka: 27 April 2012
	Gaffney, Cline and Associates	Lapangan gas Senoro: 1 Februari 2010
Tarakan	Netherland, Sewell, & Associates, Inc.	27 April 2012
Blok A	Gaffney, Cline and Associates	31 Desember 2007
Lematang	Netherland, Sewell, & Associates, Inc.	Lapangan Singa: 27 April 2012
Bawean	Netherland, Sewell, & Associates, Inc.	27 April 2012
AS	Netherland, Sewell, & Associates, Inc.	23 Februari 2011
Libia	DeGoyler Macnaughton	30 September 2008
Yaman 9	McDaniel & Associates Consultant, Ltd	28 Februari 2014

Catatan:

Taksiran cadangan atas aset yang tidak tercantum di tabel di atas dibuat berdasarkan estimasi Perseroan atau operator.

4.5. PENJUALAN DAN DISTRIBUSI

Eksplorasi dan Produksi Minyak dan Gas

Pendapatan Perseroan dari penjualan minyak dan gas terutama dipengaruhi oleh volume Net Crude Entitlement atau produksi net yang merupakan bagian Perseroan atas produksi kotor setelah dikurangi bagian Pemerintah sesuai dengan kontrak bagi hasil/PSC. Produksi net (net crude entitlement) terdiri atas cost recovery dan bagian laba Perseroan, yaitu setelah dikurangi kewajiban pasar domestik Perseroan.

Dalam PSC, bagi hasil dalam bentuk First Tranche Petroleum (“FTP”) pada umumnya adalah 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 dengan mengacu pada harga minyak mentah yang berlaku di Indonesia (ICP) dan harga gas aktual. Setelah kontraktor memulihkan semua biaya yang dikeluarkan, Pemerintah berhak memperoleh pembagian tertentu dari hasil produksi minyak mentah dan gas bumi yang tersisa, selanjutnya kontraktor berhak atas sisanya sebagai bagian ekuitas (laba). Kontraktor diwajibkan untuk membayar pajak badan atas bagian labanya berdasarkan tarif pajak yang berlaku di Indonesia pada saat PSC tersebut dilaksanakan. PSC di Indonesia wajib memenuhi domestic market obligation (DMO) dimana kontraktor harus menyediakan kepada pasar domestik sebanyak yang lebih rendah antara 25% dari (i) bagian kontraktor sebelum pajak atas total produksi minyak bumi dan (ii) bagian laba kontraktor atas minyak.

Porsi cost recovery atas net entitlement secara nilai tergantung pada jumlah biaya yang dikeluarkan, termasuk investasi modal dalam eksplorasi, pengembangan dan produksi, biaya operasi tahunan. Kenaikan biaya akan meningkatkan net entitlement Perseroan secara nilai, dan akan diambil oleh Perseroan dalam bentuk lifting minyak. Sehingga perubahan harga minyak akan merubah volume lifting minyak Perseroan (volume net entitlement). Sebagai contoh, penurunan harga minyak dapat menurunkan Pendapatan Perseroan. Namun demikian, perubahan harga minyak tidak merubah porsi cost recovery Perseroan secara nilai. Sehingga penurunan harga minyak dengan nilai cost recovery yang sama, akan menyebabkan volume net entitlement dalam jumlah barel minyak akan meningkat.

Rezim perpajakan untuk perusahaan-perusahaan Migas Indonesia diatur melalui Keputusan Menteri Keuangan yang dikenal dengan “Uniformity Principle”. Dalam Uniformity Principle, laba kotor, biaya yang dapat dikurangkan dan laba bersih fiskal adalah sama, baik untuk tujuan perpajakan ataupun untuk tujuan perhitungan hak dan kewajiban perusahaan atas PSC dengan Pemerintah Indonesia. Oleh karena itu, apabila suatu biaya dapat dipulihkan maka biaya tersebut merupakan biaya yang dapat dikurangkan untuk tujuan perpajakan. Ketika penghasilan fiskal telah ditentukan, penghasilan tersebut dikenakan tarif pajak 44%, 48% atau 56% tergantung dari generasi PSC atau kontrak kerjasama lainnya.

Biaya langsung untuk penjualan minyak dan gas terutama terdiri atas biaya lifting, biaya eksplorasi, penyusutan dan amortisasi. Biaya lifting dipengaruhi oleh tingkat produksi, gaji dan upah, biaya kesejahteraan karyawan, material dan supplies, biaya-biaya kontrak, dan pipeline fee. Biaya eksplorasi tergantung pada tingkat kegiatan eksplorasi dan tingkat keberhasilan kegiatan-kegiatan eksplorasi tersebut. Biaya penyusutan dan amortisasi adalah biaya sehubungan dengan deplesi dan biaya eksplorasi dan pengembangan Migas yang dikapitalisasi dengan menggunakan estimasi cadangan dari penilai independen atau internal Perseroan. Perseroan berkeyakinan bahwa struktur biayanya yang relatif rendah sangat mendukung kemampuan Perseroan untuk bersaing termasuk ketika kondisi pasar tidak terlalu kondusif, misalnya ketika harga minyak mentah sedang menurun.

Minyak Mentah (Crude Oil)

Perseroan adalah perusahaan yang bergerak dalam bidang usaha eksplorasi dan produksi (E&P) minyak dan gas bumi baik di Indonesia maupun di luar negeri. Blok minyak dan gas bumi dengan produksi terbesar yang dimiliki Perseroan saat ini adalah Blok Rimau. Sebagaimana diatur dalam Kontrak Kerja Sama (KKS) Blok Rimau, setelah sebagian besar dari produksi minyak mentah tersebut diserahkan kepada Pemerintah yang diwakili oleh BPMigas, sisanya diserahkan kepada Perseroan untuk dijual kepada pembeli secara langsung.

Untuk memastikan Perseroan dapat menjual minyak mentah tersebut dengan harga premium tertinggi di atas harga dasar ICP, serta syarat dan kondisi yang menguntungkan bagi Perseroan dan pemegang saham publik, Perseroan senantiasa menerapkan kebijakan untuk menunjuk calon pembeli minyak mentah melalui proses tender terbatas. Dalam memasarkan minyak mentah, Perseroan mengadakan kontrak jangka pendek dengan pihak pembeli. Minyak mentah yang tidak terjual melalui kontrak penjualan dapat dijual di pasar spot (spot market), walaupun harga penjualan umumnya sedikit dibawah harga penjualan melalui kontrak.

Sebagaimana layaknya suatu proses tender terbuka, dalam penyelenggaraan tender penjualan minyak mentah ini Perseroan selalu menerapkan prinsip tender yang terbuka, bersaing, transparan, adil dan tidak diskriminatif serta akuntabel, dan dalam rangka menerapkan prinsip tersebut, Perseroan senantiasa mengundang beberapa perusahaan perdagangan minyak mentah (trading house) dengan kriteria sebagai berikut:

- Termasuk dalam standar kriteria perusahaan dengan kelas investasi tingkat kredit (investment grade credit rating) yang ditentukan oleh perusahaan penilai dunia, Standard & Poor dan Moody's.
- Harga yang diajukan harus mengacu pada ICP yang ditetapkan oleh Pertamina
- Pemenang tender adalah perusahaan yang mengajukan premium harga penjualan minyak mentah tertinggi dengan periode kontrak dan syarat serta kondisi lainnya yang terbaik.

Selanjutnya, setelah pemenang tender ditentukan, Perjanjian Jual Beli minyak mentah untuk jangka waktu tertentu ditandatangani.

Saat ini, kontrak penjualan Perseroan terutama dilakukan dengan Petro-Diamond Pte. Ltd, entitas anak yang dimiliki sepenuhnya oleh Mitsubishi Corporation, sementara sisanya dijual di Spot Market. Perseroan memiliki hubungan afiliasi dengan Mitsubishi Corporation merupakan salah satu pemegang saham Perseroan. Minyak mentah yang dijual adalah seluruh minyak mentah yang

merupakan net entitlement Perseroan atas produksi minyak mentah yang berasal dari lapangan Kaji-Semoga di blok Rimau. Jangka waktu penjualan minyak ke Petro-Diamond adalah 3 (tiga) tahun, yaitu mulai Januari 2012 sampai dengan Desember 2014. Pengiriman pertama telah dilakukan pada bulan Januari 2012.

Perseroan menjual minyak mentah kepada pembeli baik domestik maupun internasional seperti PT Pertamina dan Petro Diamond Singapore Pte. Ltd., melalui fasilitas pipanisasi dan kapal tangker minyak. Dari tangki timbun yang dimiliki Perseroan, minyak mentah dialirkan melalui pipa ke dalam kapal tangker minyak untuk kemudian dikirimkan kepada pembeli.

Gas Alam

Kontrak penjualan gas pada umumnya adalah kontrak jangka panjang dengan harga yang tetap atau progresif dengan tingkat pertumbuhan yang disesuaikan menurut kontrak. Rata-rata realisasi harga penjualan gas Perseroan untuk tahun yang berakhir pada tanggal-tanggal 31 Desember 2013, 2012 dan 2011 masing-masing adalah USD5,4 MMBTU, USD4,0 MMBTU dan USD3,8 MMBTU. Sebagian besar gas alam yang diproduksi Perseroan berasal dari ladang-ladang gas yang ditemukan pada saat pengembangan ladang minyak, sehingga biaya pengembangan dan pengoperasian ladang gas Perseroan menjadi relatif murah.

Kontrak penjualan gas atau biasa disebut GSA (Gas Sales Agreement) dibuat antara Perseroan dan pembeli seperti Pertamina, Perusahaan Listrik Negara dan Pupuk Sriwijaya, dimana ketiga pembeli tersebut tidak memiliki hubungan afiliasi dengan Perseroan. Pertamina membeli seluruh produksi LPG Perseroan dan menjual kembali gas tersebut kepada konsumen lain. Sebelum memasuki kontrak GSA, Perseroan umumnya menandatangani kontrak awal yang tidak mengikat atau HoA. Baik GSA maupun HoA ditandatangani pada level entitas anak Perseroan berdasarkan daerah kontraknya, dengan besarnya komitmen volume gas yang secara spesifik telah disetujui sebelumnya dalam satuan British Thermal Unit (BTU). Sekitar 70% hingga 85% dari volume penjualan gas yang dikontrakkan di dalam GSA dan HoA telah dijamin dengan provisi take-or-pay (TOP), yaitu suatu perjanjian yang mengharuskan konsumen tetap membayar gas sesuai ketentuan kontrak meski tidak jadi menggunakannya.

Produksi gas dari operasi internasional Perseroan dihasilkan oleh aset-aset Perseroan di Amerika Serikat dimana penjualan dilakukan pada pasar spot menggunakan harga yang didasarkan pada Henry Hub. Selain itu di Oman perseroan juga ditunjuk sebagai kontraktor untuk mengoperasikan, mengelola, dan mengawasi lapangan-lapangan Karim Cluster di Oman.

Pemerintah di negara-negara Asia, termasuk di Indonesia memperkirakan akan terjadi lonjakan permintaan pada produk gas alam sejalan dengan kebijakan masing-masing negara untuk meningkatkan penggunaan gas alam yang bersifat ramah lingkungan sebagai alternatif bahan bakar pengganti batubara maupun minyak bumi. Peningkatan permintaan akan gas alam juga terjadi di Indonesia sebagai dampak dari kebijakan pemerintah terkait pengurangan subsidi bahan bakar minyak.

Kebutuhan gas alam yang meningkat di tingkat nasional maupun regional memberikan peluang bagi Perseroan untuk ikut berpartisipasi maupun memanfaatkan cadangan gas yang dimiliki secara komersial, dengan mengambil langkah-langkah sebagai berikut:

Melakukan penjualan langsung kepada perusahaan yang berlokasi dekat dengan lokasi Perseroan atau melalui Perusahaan Gas Negara (PGN) atau melalui perusahaan pipa transmisi gas pihak ketiga.

Membentuk aliansi dengan pengguna gas alam di sektor hulu untuk menjamin adanya penjualan gas alam yang berkesinambungan.

Masuk ke dalam proyek-proyek yang menggunakan gas alam sebagai penunjang kegiatan produksinya, seperti membangun kilang LNG bersama dengan Mitsubishi Corporation dan Pertamina di Senoro, Sulawesi.

Perseroan juga mengambil langkah membangun aliansi dengan perusahaan migas internasional yang beroperasi di Indonesia. Langkah pembentukan aliansi dipandang perlu untuk memperdalam keahlian teknis, akses terhadap berbagai peluang usaha dan diversifikasi eksplorasi dan pengembangan usaha. Saat ini, Perseroan bekerja sama dengan berbagai perusahaan migas internasional melalui kepemilikan bersama dan pengoperasian sumur migas di berbagai daerah di Indonesia.

Perseroan melakukan penjualan gas alam kepada pembeli seperti PT Perusahaan Gas Nasional Tbk. melalui pipeline yang membentang dari blok penghasil gas milik Perseroan sampai blok milik pembeli.

4.6. STRATEGI USAHA

Dalam upaya menghadapi tantangan usaha dan meningkatkan nilai Perseroan dimasa depan, untuk tahun 2014, Perseroan akan melanjutkan fokus utama kegiatan usahanya pada bidang usaha eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi. Untuk kegiatan usaha di bidang energi terkait lainnya, Perseroan akan tetap melanjutkan pengembangan usaha tersebut melalui kerjasama dan kemitraan strategis dengan pihak lain. Perseroan akan terus menjaga pertumbuhan perusahaan, baik dari penyelesaian Proyek-Proyek Utama maupun melalui akuisisi aset produksi E&P di kawasan Asia Pasifik serta Timur Tengah dan Afrika Utara (MENA countries). Di dalam upaya akuisisi aset, Perseroan juga aktif mencari peluang kemitraan strategis dengan pemain kunci di daerah-daerah tersebut. Kemitraan strategis juga dilakukan Perseroan pada unit usaha energi terkait lainnya. Salah satu contoh adalah kemitraan strategis yang dibentuk dengan Saratoga Power, Entitas Anak Saratoga Capital dalam mengelola usaha pembangkitan listrik PT Medco Power Indonesia. Di unit usaha energi terkait lainnya yang tidak menunjukkan kinerja baik, Perseroan berupaya

untuk melakukan divestasi secara keseluruhan, seperti pada unit usaha penyimpanan dan distribusi bahan bakar. Perseroan berhasil menjual seluruh kepemilikan di PT Medco Sarana Kalibaru kepada Puma Energy.

Guna menghadapi tantangan usaha dan meningkatkan nilai Perseroan, Direksi Perseroan telah mencanangkan fokus pada KINERJA KOMERSIAL dengan mengedepankan KUALITAS dibandingkan KUANTITAS. Yang dimaksud dengan kinerja komersial adalah kinerja yang dapat mendukung Perseroan dalam mencapai tujuannya sebagai perusahaan yang fokus pada bidang usaha eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi. Dalam hal ini, Perseroan akan senantiasa berupaya memastikan setiap risiko usaha, baik risiko operasi, keuangan maupun pengembangan usaha, dikelola secara efektif, dan senantiasa memperoleh hasil yang optimal dari kegiatan-kegiatan yang dilakukan oleh Perseroan. Dengan demikian kegiatan-kegiatan usaha yang dilakukan oleh Perseroan akan memberikan nilai tambah atau tingkat pengembalian yang sesuai dengan target yang telah ditentukan oleh Direksi dan Dewan Komisaris Perseroan. Oleh karena itu, kualitas dari pertumbuhan usaha Perseroan akan lebih terjamin dimasa depan.

Dalam memastikan tercapainya KINERJA KOMERSIAL dan KUALITAS pengembangan usaha yang tinggi dapat terpenuhi, Direksi, bersama-sama dengan Dewan Komisaris, dalam Rapat Board Priority Setting pada bulan Nopember 2013 yang lalu telah memutuskan untuk menerapkan menerapkan inisiatif-inisiatif berikut:

- Memusatkan sumber daya dan perhatian pada penyelesaian proyek-proyek utama sesuai rencana.
- Berkonsentrasi pada aset-aset yang menguntungkan dengan ukuran yang substansial melalui divestasi secara selektif; mengakuisisi aset yang telah berproduksi dan proyek-proyek eksplorasi unggulan.
- Bekerjasama dengan mitra strategis yang memiliki kemampuan teknis dan keuangan yang substansial.
- Mengoptimalkan pengembangan proyek berdasarkan manfaat ekonomis dan strategis dengan mengandalkan kemampuan keuangan (struktur modal, pendanaan), teknis (teknologi, proses), dan manajemen sendiri; serta jaringan eksternal yang luas dan dapat diandalkan.
- Mengalokasikan belanja modal pada kegiatan usaha yang telah berjalan dan proyek-proyek utama.
- Mempertahankan pendanaan yang terbatas pada kegiatan eksplorasi untuk saat ini, sampai proyek-proyek utama beroperasi.
- Melanjutkan eksplorasi proyek-proyek baru dan mengalokasikan modal ke proyek-proyek yang langsung menghasilkan dana dalam jangka pendek serta hasil yang substansial dalam jangka waktu yang wajar.

Inisiatif-inisiatif tersebut telah diturunkan dalam Program Kerja dan Anggaran Perseroan tahun 2014 yang telah disetujui oleh Dewan Komisaris dalam Rapat Anggaran (Management by Objective) bulan Desember 2013 yang lalu. Dengan penerapan inisiatif-inisiatif tersebut, maka dapat disimpulkan bahwa Strategi Usaha Perseroan kedepannya adalah sebagai berikut:

- Terus memperkuat portofolio dari aset produksi, termasuk melalui akuisisi.
- Meningkatkan indeks jangka waktu cadangan dengan melakukan kegiatan eksplorasi yang berkualitas tinggi.
- Menyelesaikan seluruh Proyek Utama sesuai rencana.
- Mempercepat pertumbuhan aset energi terkait lainnya melalui kemitraan.

4.7. ASURANSI AKTIVA TETAP

Seluruh aset tetap, kecuali tanah, dan persediaan telah diasuransikan terhadap risiko kebakaran, pencurian dan risiko lainnya dengan nilai pertanggungan sebesar USD1.650,4 juta dan Rp38,9 miliar pada tanggal 30 Juni 2014. Manajemen berpendapat bahwa nilai pertanggungan tersebut adalah cukup untuk menutupi kemungkinan kerugian atas aset yang dipertanggungkan. Tabel berikut memperlihatkan asuransi yang signifikan dimiliki Perseroan per tanggal 30 Juni 2014.

Jenis Asuransi	Masa Berlaku		Perusahaan Asuransi	Objek Pertanggungan	Jumlah Pertanggungan	
	Dari	Hingga			USD	IDR
Perseroan						
Directors and Officers (D&O) Liability	30-06-13	30-06-14	Chartis	To indemnify Directors and Officers of company against claims for wrongful acts committed or allegedly committed in their capacity as Directors or Officers.	15.000.000	-
Directors and Officers (D&O) Liability	30-06-13	30-06-14	ACE INA Insurance		15.000.000	-
Directors and Officers (D&O) Liability	30-06-13	30-06-14	Asuransi Sinar Mas		20.000.000	-
Directors and Officers (D&O) Liability	30-06-13	30-06-14	Asuransi Sinar Mas		15.000.000	-
Directors and Officers (D&O) Liability	30-06-13	30-06-14	Chartis		15.000.000	-
Directors and Officers (D&O) Liability	30-06-13	30-06-14	ACE INA		10.000.000	-
Comprehensive General (CGL) Liability	30-06-13	30-06-14	Chartis (Leader 65%) ACE INA (member 35%)	Public and product liability, employers liability, and automobile liability	5.000.000	-

Jenis Asuransi	Masa Berlaku		Perusahaan Asuransi	Objek Pertanggungan	Jumlah Pertanggungan	
	Dari	Hingga			USD	IDR
Property All Risk Insurance (Jenggala Compound)	31-10-13	31-10-14	Asuransi Central Asia (50%) Asuransi Sinar Mas (50%)	Property (Griya Jenggala Compound)	11,750,000	-
Indonesian Terrorism and Sabotage Standard Policy	31-10-13	31-10-14	Asuransi Central Asia (50%) Asuransi Sinar Mas (50%)	Property (Griya Jenggala Compound)	11,750,000	-
Vehicle Insurance	30-06-13	30-06-14	Asuransi Jasa Indonesia	Vehicle	-	1,664,400,000
PT Medco E&P Indonesia (MEPI)						
BP Migas Insurance Program	01-05-14	30-04-15	Jasindo (BP Migas Konsorsium)	Onshore Property/Asset Offshore Property/Asset Control of Wells Hull, Machinery and Equipment	517.601.630	-
Comprehensive General Liability Insurance	01-03-13	28-02-15	Tugu Pratama Indonesia	To cover and indemnify the assured against all sum which the insured become legally liable to pay damage and expense arising out of property damage or bodily injured	50.000.000	-
Oil Shipment and General Cargo Insurance	01-03-13	01-08-15	Asuransi Wahana Tata	Oil Shipment Insurance	3.000.000	-
	01-03-13	28-02-15	Tugu Kresna Pratama	Marine Cargo Open Cover	9.000.000	-
JOB Pertamina-Medco E&P Tomori						
BP Migas Insurance	01-05-12	30-04-14	Jasindo (BP Migas Konsorsium)	Onshore Property Offshore Property Control of Wells Hull, Machinery and Equipment	62.364.011	-
Contractor All Risk Insurance	01-05-12	31-05-14	Jasindo (BP Migas Konsorsium)	Physical Damage Third Party Liabilities (USD10M)	510.000.000	-
Public Liability Insurance	15-03-12	15-03-13	Asuransi Wahana Tata	Bodily injury Property damage	10.000.000	-
JOB Pertamina-Medco E&P Simnggaris						
BP Migas Insurance	01-05-12	30-04-14	Jasindo (BP Migas Konsorsium)	Onshore Property Offshore Property Control of Wells Hull, Machinery and Equipment	35.000.000	-
Public Liability Insurance	01-05-14	01-05-15	Asuransi Tugu Kresna Pratama	Bodily injury Property damage	2.500.000	-
PT Exspan Petrogas Intranusa (EPI)						
Contractor's Plant and Machinery (CPM)	01-07-13	01-07-14	Asuransi wahana Tata	Peroperty Non Rig EPI	16.674.117	-
PAR including Earthquake	07-02-13	07-02-14	Asuransi Wahana Tata	Property (Rig 3,4,5 & 6 and its equipment)	15.685.361	-
Rig Insurance	01-07-13	01-07-14	Asuransi Wahana Tata	Rig Insurance	34.375.825	-
Property All Risk Policy	07-02-13	07-02-14	Asuransi Jasa Indonesia	Property of Rig 4,5 & 6	10.286.733	-
PT Medco Mining Indonesia						
Contractor, Plant and Equipment Insurance	01-12-13	01-12-14	Asuransi Central Asia	Heavy Equipments	-	26,247,900,000
Property All Risk	03-08-13	03-08-14	Asuransi Central Asia	Temporary Camp	-	3,500,000,000
Polis Standard Kendaraan Bermotor Indonesia	21-03-13	21-03-14	Asuransi Central Asia	Vehicle	-	3,704,200,000
Hull & Machinery Insurance Policy	31-10-13	31-10-14	Asuransi Cental Asia	Hull & Machinery	-	313,500,000
Earthquake Insurance (PSGBI)	03-08-13	03-08-14	Asuransi Central Asia	Temporary Camp	-	3,500,000,000
Marine Cargo Insurance	28-05-13	28-05-14	Asuransi Wahana Tata	Marine Cargo Open Cover	6,000,000	-
PT Medco Ethanol Lampung (MEL)						
Comprehensive Machinery Insurance	30-06-13	30-06-14	Tugu Pratama Indonesia (70%), Asuransi rama Satria W (12.5%) Asuransi Jasa Indonesia (10%) Asuransi Central Asia (5%), Asuransi Wahana Tata (2.5%)	Operational Material Damage Stock Business Interruption (Fixed Costs)	14.073.468	-
Comprehensive General Liability	30-06-13	30-06-14	AIG Indonesia (65%) & ACE Ina (35%)	Public and product liability Employees liability Automobile liability	2.000.000	-
PT Medco Gas Indonesia (MGI)						
Property All Risk	05-07-13	05-07-14	Asuransi Jasa	Compressor & Pipeline	18.096.677	-

Jenis Asuransi	Masa Berlaku		Perusahaan Asuransi	Objek Pertanggungan	Jumlah Pertanggungan	
	Dari	Hingga			USD	IDR
insurance			Indonesia	Stock Business Interruption (Fixed Cost)		
Combined Liability Insurance	05-07013	05-07-14	Asuransi Indonesia Jasa	Public and product liability, employers liability, and automobile liability	1.000.000	
Medco Energi US LLC (MEUS)						
Energy Package	10-06-13	10-06-14	Lloyd's and Certain Insurance Co's	Energy Package as per declaration	15.000.000	
Control of Well	10-06-13	10-06-14	Gemini Insurance Company	COW as per declaration	35.000.000	
Property Insurance	01-06-13	01-06-14	Lloyd's of London	Property as per declaration		
General Liability	01-06-13	01-06-14	Gemini Insurance Company	Commercial General Liability	2.000.000	
Umbrella Liability	01-06-13	01-06-14	Gemini Insurance Company	Energy commercial umbrella liability	25.000.000	
Oil Pollution Act	01-06-13	01-06-14	Lloyd's and Certain Insurance Co's	Oil Pollution Act	35.000.000	
Workers' Compensation & Employee Benefit	01-06-13	01-06-14	Barkley Regional Insurance Company	Workers' compensation, Employers' liability and other states insurance	1.000.000	
Hired and Non Owned Automobile Liability	01-06-13	01-06-14	Barkley Regional Insurance Company	Hired and Non Owned Automobile Liability	1.000.000	
Chartered Legal Liability	01-06-13	01-06-14	The Continental Insurance Company	Chartered's Legal Liability	1.000.000	
Non Owned Aircraft Liability	01-06-13	01-06-14	Federal Insurance Company	Non owned aircraft liability coverage	10.000.000	
Excess Liability	01-06-13	01-06-14	Lloyd's and Certain Insurance Co's	Excess Liability	25.000.000	
International Venture Limited (Libya)						
Energy Package	10-06-13	10-06-14	United Insurance Company	Control of Wells Care Custody and Control	42.000.000	
Medco Oman LLC						
Energy Package	10-06-13	10-06-14	Package Policy	Control of Wells Redrilling Extra Expenses Care Custody and Control	4.000.000	
Third Party Liabilities	20-06-013	20-06-14	Dhofar Insurance Company S.A.O.G	Third Party Liabilities	30.000.000	
TOTAL JUMLAH PERTANGGUNGAN					1.650.407.882	38.930.000.000

*Berdasarkan surat keterangan, sampai dengan tanggal Memorandum Informasi ini diterbitkan asuransi tersebut masih dalam proses perpanjangan

Manajemen berpendapat bahwa nilai pertanggungan tersebut cukup untuk menutup kemungkinan kerugian atas aset yang dipertanggungan.

4.8. KESELAMATAN KERJA

Setelah melakukan audit kinerja keselamatan dan kesehatan kerja pada tahun 2012 (audit isrs7) dan memperoleh Level 5, di tahun 2013 ini Perseroan terus berupaya meningkatkan kinerja keselamatan dan kesehatan kerja melalui program-program yang dikemas dalam kampanye "Going Back to Basic". Program-program tersebut meliputi program kepatuhan terhadap prosedur kerja program kepatuhan terhadap izin kerja, peningkatan kualitas penilaian risiko, inspeksi rutin terhadap kondishigienis lingkungan kerja, evaluasi alat pelindung telinga, dan inspeksi menyeluruh terhadap fasilitas-fasilitas produksi dan peralatan listrik yang berisiko tinggi. Upaya tersebut menunjukkan hasil yang memuaskan dengan pencapaian angka kecelakaan kerja (Total Recordable Incident Rate / TRIR) yang terendah sejak tahun 2006 (8 tahun) dan pencapaian tingkat LTIFR (Lost Time Incident Frequency Rate) terendah sejak tahun 2000 (12 tahun) Perseroan juga berkomitmen untuk meningkatkan kesehatan pekerja dengan meluncurkan program 'Melangkah Lebih Baik'. Program ini didesain untuk mendorong pekerja, terutama pekerja kantor Jakarta untuk lebih aktif bergerak dengan berjalan kaki atau aktivitas fisik lainnya. Tujuan akhir program ini adalah agar pekerja memiliki tubuh yang sehat, bugar dan dapat lebih produktif di tempat kerja. Nilai rata-rata langkah yang berhasil dicatat pada program ini, yaitu 5.836 langkah/ orang/hari. Sedangkan total jumlah langkah seluruh peserta selama program dilaksanakan yaitu 57.216.246 langkah.

4.9. ANALISIS MENGENAI DAMPAK LINGKUNGAN (AMDAL)

Perseroan senantiasa melaksanakan kegiatan usaha dengan cara yang aman sehingga kepentingan lingkungan alam maupun sosial akan selalu terlindungi di seluruh daerah operasi Perseroan. Untuk itu, Perseroan akan selalu mematuhi peraturan Pemerintah yang mengatur kebijakan mengenai perlindungan terhadap lingkungan.

Perseroan juga selalu memastikan bahwa operasi dilakukan dengan mematuhi praktik terbaik dengan taraf internasional dalam perlindungan dan pelestarian lingkungan. Beberapa peraturan yang telah ditegakkan oleh Pemerintah Indonesia melalui Kementerian Negara Lingkungan Hidup seperti pembuatan Analisis Mengenai Dampak Lingkungan (AMDAL) yang berisi dokumen tentang: Kerangka Acuan Dampak Lingkungan, Analisis Dampak Lingkungan Hidup, Rencana Pengelolaan Lingkungan Hidup dan Rencana Pemantauan Lingkungan Hidup, serta Dokumen Upaya Pengelolaan Lingkungan dan Upaya Pemantauan Lingkungan (UKL-UPL).

Perseroan melalui Entitas Anaknya yang bergerak di bidang usaha minyak dan gas di Indonesia juga melakukan serangkaian kegiatan untuk mengembalikan keseimbangan ekologi sejalan dengan operasinya.

Untuk menjaga dan memelihara lingkungan yang bersih dan aman, Perseroan melakukan observasi terhadap program-program:

1. Nol Pembuangan (digunakan untuk water injection)
Air terproduksi (produced water) dari kegiatan produksi minyak dan diinjeksi kembali ke dalam reservoir untuk mempertahankan tekanan.
2. Pengurangan Emisi (pengurangan pembakaran gas)
Pengurangan pembakaran gas dengan memanfaatkan gas ikutan untuk pembangkit listrik lokal, atau diinjeksi lagi ke dalam formasi untuk melakukan enhanced oil recovery dan mengubahnya menjadi LPG.
3. Manajemen Limbah Berbahaya dan Beracun (B3)
Limbah B3 ditimbulkan dari kegiatan operasi dan dikelola di Pusat Pengolahan Limbah, dengan kesediaan fasilitas tempat penyimpanan sementara limbah B3, kemudian diolah secara bioremediasi dan atau dikelola oleh pihak lain yang memiliki ijin dan secara proaktif melaporkannya kepada institusi Pemerintah.
4. Pembahasan mengenai dampak lingkungan dan studi lingkungan
Penilaian atas lingkungan atau studi lingkungan ini dilakukan di setiap kegiatan operasi yang memiliki potensi dampak lingkungan.
5. Pemantauan Lingkungan
Program ini dilakukan setiap semester agar pemantauan dan evaluasi dampak lingkungan di daerah operasi, untuk semua aspek, termasuk pemantauan RKL-RPL atau UKL-UPL, emisi, air limbah, limbah B3 dan lain-lain. Hasil pemantauan dilaporkan ke institusi Pemerintah.
6. Audit Lingkungan
Audit lingkungan internal dan eksternal dari Kementerian Negara Lingkungan Hidup dilakukan setiap tahun untuk memantau kinerja lingkungan dari setiap aset.
7. Penghijauan kembali
Penghijauan kembali atas daerah yang dibebaskan oleh kegiatan dilakukan agar habitat alam dan kondisi iklim mikro dapat terpelihara.

Semua program ini telah diterapkan di setiap aset E&P Indonesia.

Perseroan melalui entitas-entitas anaknya yang bergerak di bidang usaha Ekplorasi dan Produksi Minyak dan Gas Bumi telah mendapatkan penghargaan Program Penilaian Peringkat Kinerja Perusahaan Dalam Pengelolaan Lingkungan Hidup (PROPER) dengan hasil yang memuaskan. Adapun peringkat yang didapatkan yaitu peringkat Biru, Hijau dan Emas.

Berdasarkan Peraturan Menteri Negara Lingkungan Hidup Republik Indonesia No.5 Tahun 2011 tentang PROPER, pengklasifikasian peringkat kinerja tersebut adalah sebagai berikut:

- Biru, diberikan kepada perusahaan yang kegiatan usahanya telah melakukan upaya pengelolaan lingkungan yang dipersyaratkan sesuai dengan ketentuan dan/atau peraturan perundang-undangan yang berlaku;
- Hijau, diberikan kepada perusahaan yang kegiatan usahanya telah melakukan pengelolaan lingkungan lebih dari yang dipersyaratkan dalam peraturan (beyond compliance) melalui pelaksanaan sistem upaya 4R (Reduce, Reuse, Recycle dan Recovery) serta melakukan tanggung jawab sosial (Corporate Social Responsibility) dengan baik;
- Emas, diberikan kepada perusahaan yang kegiatan usahanya telah secara konsisten menunjukkan keunggulan lingkungan (environmental excellency) dalam proses produksi dan/atau jasa dan telah melaksanakan usaha yang bertanggung jawab terhadap masyarakat.

Oleh karena itu, dengan melihat hasil PROPER yang diperoleh oleh Perseroan maka dapat disimpulkan bahwa Perseroan telah memenuhi kewajiban dalam hal kelayakan lingkungan hidup dengan sangat baik dan hal ini merupakan suatu bukti bahwa Perseroan senantiasa melaksanakan kegiatan usaha dengan cara yang aman sehingga kepentingan lingkungan alam maupun sosial akan selalu terlindungi di seluruh daerah operasi Perseroan.

Penghargaan PROPER yang didapatkan oleh Perseroan melalui entitas anaknya adalah sebagai berikut:

No.	Lokasi/Blok	Tahun	Judul
1.	Riau	2013	Hasil Program Penilaian Peringkat Kinerja Perusahaan Dalam Pengelolaan Lingkungan Hidup (PROPER) Tahun 2013 dengan peringkat HIJAU untuk PT Medco E&P Indonesia – Blok Kampar, Kabupaten Indragiri Hulu dan Pelalawan.
2.	Sumatera Selatan	2013	Hasil Program Penilaian Peringkat Kinerja Perusahaan Dalam Pengelolaan Lingkungan Hidup (PROPER) Tahun 2013 dengan peringkat EMAS untuk PT Medco E&P Indonesia – Blok Rimau, Kabupaten Musi Banyuasin.
3.	Sumatera Selatan	2013	Hasil Program Penilaian Peringkat Kinerja Perusahaan Dalam Pengelolaan Lingkungan Hidup (PROPER) Tahun 2013 dengan peringkat HIJAU untuk PT Medco E&P Lematang.
4.	Sumatera Selatan	2013	Hasil Program Penilaian Peringkat Kinerja Perusahaan Dalam Pengelolaan Lingkungan Hidup (PROPER) Tahun 2013 dengan peringkat HIJAU untuk PT Medco E&P Indonesia – Blok South Sumatera Extension (SSE), Kabupaten Musi Rawas, Kabupaten Lahat Kabupaten Muara Enim.
5.	Kalimantan Timur	2013	Hasil Program Penilaian Peringkat Kinerja Perusahaan Dalam Pengelolaan Lingkungan Hidup (PROPER) Tahun 2013 dengan peringkat HIJAU untuk PT Medco E&P Indonesia Tarakan, Kota Tarakan.

Perseroan percaya bahwa pelestarian alam sangat penting bagi generasi penerus yang akan mengikuti langkah Perseroan. Beberapa tahun ke belakang, Perseroan telah menciptakan beberapa industri yang mendukung lingkungan hidup bersih.

Dokumen-dokumen UKL-UPL Perseroan dan entitas-entitas anak adalah sebagai berikut:

No	Lokasi / Blok	Tahun	Judul
1	Tarakan	2014	UKL-UPL PEMBORAN SUMUR PENGEMBANGAN MAMBURUNGAN 2014-1, BLOK TARAKAN
2	Sumatera Selatan	2014	UKL-UPL PEMBORAN SUMUR EKSPLORASI CBM SE09 BLOK SEKAYU, KAB. MUSI BANYUASIN
3	Tarakan	2013	UKL-UPL PEMBORAN SUMUR EKSPLORASI SEPUTI KIRI-1 DAN PASTEL-1, BLOK TARAKAN
4	Sumatera Selatan	2013	UKL-UPL PEMBORAN SUMUR EKSPLORASI ARUNG-1, BLOK SSE
5	Sumatera Selatan	2013	UKL-UPL PEMBORAN SUMUR EKSPLORASI SALINA-1, BLOK RIMAU
6	Sumatera Selatan	2013	UKL-UPL SURVEI SEISMIC 2D RAMBUTAN COMPLEX, SEPANJANG 220 KM DI KAB. MUARA ENIM DAN 71 KM DI KAB. LAHAT, BLOK S&CS
7	Sumatera Selatan	2012	UKL-UPL PENGALIRAN HASIL PRODUKSI DAN PEMBORAN SUMUR PENGEMBANGAN LAP. SOUTH SEBUKU BLOK BENGARA I, KAB. NUNUKAN, PROV. KALTIM
8	Sulawesi Tengah	2012	RKL-RPL RAMBAHAN PENGEMBANGAN LAPANGAN MINYAK DAN GAS SENORO, KABUPATEN BANGGAI, PROV. SULAWESI TENGAH
9	Jambi	2011	UKL-UPL PEMBORAN EKSPLORASI SUMUR SOLO-1 BLOK MERANGIN KAB. SOROLANGUN PROV. JAMBI
10	Aceh	2011	UKL-UPL PEMBORAN SUMUR EKSPLORASI MATANG-1 BLOK A KAB. ACEH TIMUR
11	Sumatera Selatan	2011	UKL-UPL PEMBORAN EKSPLORASI SUMUR BLOK RIMAU TANJUNG LAUT DAN TANJUNG BARAT
12	Sumatera Selatan	2011	UKL-UPL PEMBORAN EKSPLORASI DAN PENYALURAN HASIL PRODUKSI RUMBI-2 BLOK RIMAU
13	Sumatera Selatan	2011	UKL-UPL PEMBORAN EXPLORASI SUMUR NORTH TEMELAT-2 BLOK SSE, KAB. MUSI RAWAS, PROV. SUMSEL
14	Sumatera Selatan	2011	UKL-UPL PEMBORAN SUMUR & PENGALIRAN PRODUKSI LAPANGAN LICA BLOK SSE, KAB. MUSI BANYUASIN, PROV. SUMSEL
15	Sumatera Selatan	2011	UKL-UPL PEMBORAN EKSPLORASI DAN PENYALURAN HASIL PRODUKSI RUMBI-2 BLOK RIMAU
16	Sumatera Selatan	2011	UKL-UPL KEGIATAN SURVAI SEISMIK 2D BLOK RIMAU 2011
17	Sumatera Selatan	2011	UKL-UPL Kegiatan Pengembangan Lapangan Migas Jene Blok South Sumatera Extension yang berlokasi di Desa Pelawe Kecamatan Bulang Tengah Suku Ulu Kabupaten Musi Rawas
18	Sumatera Selatan	2011	UKL-UPL Kegiatan Pemboran Eksplorasi Sumur Genta-1 di Blok South Sumatera Extension (SSE) yang berlokasi di Desa Suka Makmur Kecamatan Bulang Tengah Suku Ulu Kabupaten Musi Rawas
19	Kalimantan Timur	2010	Kelayakan Lingkungan Kegiatan Penambangan Batubara PT Duta Tambang Rekayasa Di Simanggaris Kecamatan Nunukan Kabupaten Nunukan Tahun Anggaran 2010
20	Tarakan	2010	UKL-UPL PENGEMBANGAN LAPANGAN MIGAS TERBATAS MAMBURUNGAN BLOK TARAKAN
21	Sumatera Selatan	2010	UKL-UPL PENGEMBANGAN LAPANGAN SOKA & SEMBATU, BLOK SSE, KAB. MUSI RAWAS, SUMSEL
22	Sumatera Selatan	2010	UKL-UPL PEMBORAN EKSPLORASI SUMUR LICA-1 DAN SIDA-1, BLOK SSE KAB. MUSI BANYUASIN DAN BANYUASIN, SUMSEL
23	Sumatera Selatan	2010	RKL-RPL TAMBAHAN PENGEMBANGAN LAPANGAN MINYAK DAN GAS KAJI-SEMOGA, BLOK RIMAU, KAB. MUSI BANYUASIN, PROV. SUMSEL

24	Aceh	2009	UKL-UPL PENGEMBANGAN LAPANGAN TERBATAS TUALANG DAN IEE TABELUE, BLOK A, KAB.ACEH TIMUR, PROV. NAGGROE ACEH DARUSSALAM.
25	Aceh	2009	UKL-UPL PEMASANGAN PIPA BLOK A SLS A EXXONMOBIL DAN ALUR RAMBONG - PLN, KAB. ACEH TIMUR, PROV.NAGGROE ACEH DARUSSALAM
26	Sumatera Selatan	2009	UKL-UPL PENGEMBANGAN LAPANGAN MIGAS TERBATAS META BLOK SSE KAB.MUSI BANYUASIN PROV.SUMSEL
27	Sumatera Selatan	2009	UKL-UPL PENGEMBANGAN LAPANGAN MINYAK DAN GAS TERBATAS PANGLERO DAN KIKIM BLOK SSE PROV. SUMSEL
28	Sumatera Selatan	2009	UKL-UPL PEMBORAN EKSPLORASI DARAT SUMUR KIKIM-3 DI BLOK SOUTH SUMATERA EXTENSION KAB.LAHAT, PROV. SUMSEL
29	Sumatera Selatan	2009	UKL-UPL PENGEMBANGAN LAPANGAN MIGAS TERBATAS BUKU, KUNGKU DAN RENO, BLOK SSE, PROV. SUMSEL
30	Sumatera Selatan	2009	UKL-UPL PEMBORAN EKSPLORASI SUMUR KALISA #1, KARAMBA #1, RAUT #1 DAN RAGI #1 KAB. MUSI BANYUASIN DAN KAB. BANYUASIN, SUMSEL
31	Sumatera Selatan	2009	UKL-UPL PEMBORAN SUMUR EKSPLORASI CBM SE-1, CBM SE-2, CBM SE-3, CBM, SE-4, CBM SE-5 BLOK SEKAYU, KAB. MUSI BANYUASIN
32	Sumatera Selatan	2009	UKL-UPL PEMBORAN SUMUR EKSPLORASI MAKMUR-1 DAN LAGAN DEEP-1 BLOK SSE, PROV. SUMSEL
33	Sulawesi Tengah	2008	Kelayakan Lingkungan Hidup Rencana Kegiatan Pengembangan Gas Matindok di Kabupaten Banggai oleh PT Pertamina EP
34	Sumatera Selatan	2008	RKL-RPL TAMBAHAN PENGEMBANGAN LAPANGAN-LAPANGAN BLOCK SSE DI KABUPATEN MUSI RAWAS DAN LAHAT PROVINSI SUMATERA SELATAN
35	Tarakan	2008	UKL-UPL PEMBORAN SUMUR EKSPLORASI DARAT SEPUTI KANAN #1 BLOK TARAKAN, KOTA TARAKAN PROV. KALTIM
36	Riau	2008	UKL-UPL PENGEMBANGAN LAPANGAN MINYAK TERBATAS KAJU DI BLOK KAMPAR, KABUPATEN PELALAWAN, PROV. RIAU
37	Sumatera Selatan	2008	UKL-UPL PENGEMBANGAN LAPANGAN TERBATAS FARIZ PHASE III DI BLOK SSE KAB. MUSI RAWAS, PROV. SUMATERA SELATAN.
38	Sumatera Selatan	2008	UKL-UPL PEMBORAN EKSPLORASI DARAT SUMUR NONI-1 DI BLOK RIMAU KAB. MUSI BANYUASIN, PROV. SUMATERA SELATAN.
	Tarakan	2008	UKL-UPL PENGEMBANGAN LAPANGAN MIGAS TERBATAS MENGATAL BLOK TARAKAN. KOTA TARAKAN PROV. KALIMANTAN TIMUR
39	Nunukan	2008	UKL-UPL PEMBORAN EKSPLORASI DARAT SUMUR S. SEBUKU-1 DAN S. SEBUKU-2 DI BLOK BENGARA-1, KAB. NUNUKAN, PROV. KAL-TIM.
40	Sumatera Selatan	2007	UKL-UPL PEMBORAN SUMUR EKSPLORASI TARUHAN GEGAS #1 DI BLOK SOUTH & CENTRAL SUMATERA KABUPATEN MUSI RAWAS PROVINSI SUMSEL
41	Jakarta	2007	Penyimpanan BBM yang terletak di Pelabuhan Kalibaru, Tanjung Priok Jakarta Utara berdasarkan Keputusan Direktorat Jenderal Minyak dan Gas Bumi Departemen Energi dan Sumber daya Mineral
42	Sumatera Selatan	2007	UKL-UPL PENGEMBANGAN TERBATAS LAPANGAN FARIZ BLOK SSE KABUPATEN MUSI RAWAS PROVINSI SUMATERA SELATAN
43	Tarakan	2007	UKL-UPL PEMBORAN SUMUR PRODUKSI MBR 2006-1 DAN MBR 2006-2 BLOK TARAKAN KOTA TARAKAN PROPINSI KALIMANTAN TIMUR
44	Jambi	2007	UKL-UPL PEMBORAN SUMUR EKSPLORASI TARUHAN NUANSA #1 DI BLOK MERANGIN KABUPATEN SAROLANGUN PROVINSI JAMBI
45	Tarakan	2007	UKL-UPL PEMBORAN SUMUR PRODUKSI MBR 2007-1 DAN MBR 2007-2 LAPANGAN MAMBURUNGAN BLOK TARAKAN KOTA TARAKAN PROVINSI KAL-TIM
46	Jambi	2007	UKL-UPL PEMBORAN EKSPLORASI TARUHAN SUMUR TUNAS #1 DI BLOK MERANGIN KABUPATEN MERANGIN PROVINSI JAMBI
47	Sumatera Selatan	2007	UKL-UPL PENGEMBANGAN TERBATAS LAPANGAN SOKA - BLOK SSE PROVINSI SUMATERA SELATAN
48	Tarakan	2007	UKL-UPL PEMBORAN SUMUR EKSPLORASI PENINKI DEEP #1 DI BLOK TARAKAN KOTA TARAKAN PROVINSI KALTIM
49	Sumatera Selatan	2007	UKL-UPL PEMBANGUNAN DAN PENGOPERASIAN JALUR PIPA DAN STASIUN PENERIMAAN GAS DI PLTGU - KERAMASAN PEMKOT PALEMBANG PROVINSI SUMSEL
50	Nunukan	2007	UKL-UPL PEMBORAN SUMUR PRODUKSI DI LAPANGAN SEMBAKUNG KABUPATEN NUNUKAN, PROVINSI KALIMANTAN TIMUR
51	Sumatera Selatan	2007	UKL-UPL PEMBORAN SUMUR EKSPLORASI TARUHAN META#1 DI BLOK SSE KAB. MUSI BANYUASIN PROV. SUM-SEL
52	Tarakan	2007	UKL-UPL PEMBORAN SUMUR PRODUKSI MBR 2007-3, MBR 2007-4, MBR 2008-1, DAN MBR 2008-2 DI LAPANGAN MAMBURUNGAN, BLOK TARAKAN, PROV. KALTIM
53	Tarakan	2007	UKL-UPL PEMBORAN SUMUR PRODUKSI MBR 2007-1 DAN MBR 2007-2 LAPANGAN MAMBURUNGAN BLOK TARAKAN KOTA TARAKAN PROVINSI KAL-TIM
54	Nunukan	2006	UKL-UPL PEMBORAN SUMUR DELINIASI LAUT SUMUR SERBAN #4 DI BLOK NUNUKAN, PROVINSI KALIMANTAN TIMUR.
55	Jambi	2006	UKL-UPL SURVEI SEISMIK 2D DAERAH BLOK MERANGIN, PROVINSI JAMBI
56	Sumatera Selatan	2006	UKL-UPL SURVEI SEISMIK 2D&3D DI BLOK SOUTH SUMATERA EXTENSION DAN DI BLOK RIMAU
57	Sumatera Selatan	2006	UKL-UPL PEMASANGAN DAN PENGOPERASIAN PIPA GAS 16" STASIUN RAMBUTAN-PLN GUNUNG MEGANG BLOK SSE, PROV SUMSEL
58	Bengara	2006	UKL-UPL PEMBORAN EKSPLORASI DARAT TARUHAN SUMUR TIRAM-1, DI BLOK BENGARA I KAB BULUNGAN PROP KALTIM
59	Riau	2006	UKL-UPL KEGIATAN PEMBORAN EKSPLORASI (WILDCAT) SUMUR GEMURUH DEEP #1 DAN KAJU #1, DI BLOK KAMPAR, KEC. KERUMUTAN, KAB. PELALAWAN, PROV. RIAU
60	Sumatera Selatan	2006	UKL-UPL PEMBORAN SUMUR EKSPLORASI TARUHAN META #1 DI BLOK SSE, KAB MUSI BANYUASIN, PROVINSI SUMATERA SELATAN

61	Sulawesi Tengah	2006	ANDAL PENGEMBANGAN LAPANGAN GAS SENORO DAN PEMIPAAN GAS SENORO - KINTOM KAB BANGGAI, PROVINSI SULTENG
62	Sumatera Selatan	2006	UKL-UPL PEMBORAN SUMUR EKSPLORASI TARUHAN REJEKI #1 DAN BERKAH #1 ILIRAN HIGH - BLOK RIMAU KABUPATEN BANYUASIN PROVINSI SUMATERA SELATAN
63	Sumatera Selatan	2006	ANDAL PENGEMBANGAN LAPANGAN SINGA DI BLOK LEMATANG, KABUPATEN MUARA ENIM PROVINSI SUMATERA SELATAN
64	Lampung	2005	Pembangunan Pabrik Ethanol Di Desa Talangjali Kecamatan Kotabumi Utara kabupaten Lampung Utara Oleh PT Medco Ethanol Lampung
65	Nunukan	2005	UKL-UPL PEMBORAN SUMUR DELINIASI LAUT SUMUR SERBAN #4 DI BLOK NUNUKAN, PROVINSI KALIMANTAN TIMUR.
66	Sumatera Selatan	2005	UKL-UPL PEMBORAN SUMUR EKSPLORASI TARUHAN RENGAS #1 DI BLOK SSE, KAB.MUSI RAWAS, PROPINSI SUMATERA SELATAN
67	Jambi	2005	UKL-UPL PEMBORAN SUMUR EKSPLORASI GESANG #1 DI BLOK MERANGIN, KAB.MERANGIN, PROVINSI JAMBI
68	Sumatera Selatan	2005	UKL-UPL PEMBORAN SUMUR EKSPLORASI FARIZ #3 DI BLOK SOUTH SUMATERA EXTENSION, KAB.MUSI RAWAS, PROVINSI SUMATERA SELATAN
69	Jambi	2005	UKL-UPL PEMBORAN SUMUR EKSPLORASI TARUHAN ASA #1 DI BLOK MERANGIN, KAB.SAROLANGUN, PROVINSI JAMBI.
70	Sumatera Selatan	2005	UKL-UPL KEGIATAN PEMBORAN SUMUR EKSPLORASI TARUHAN SUMUR KALABAU-1 DI BLOK RIMAU, PROVINSO SUMATERA SELATAN
71	Nunukan	2005	UKL-UPL PEMBORAN SUMUR DELINIASI SUMUR SERBAN #3 DAN OBB #2 DI BLOK NUNUKAN, PROVINSI KALIMANTAN TIMUR.
72	Sumatera Selatan	2005	UKL-UPL SURVEI SEISMIK 3D DAERAH BLOK RIMAU, DI PROVINSI SUMATERA SELATAN
73	Sumatera Selatan	2005	UKL-UPL PEMBORAN SUMUR TARUHAN CBM #1, CBM #2, CBM #3, CBM #4 DAN CBM #5 LAPANGAN RAMBUTAN, KAB. MUARA ENIM PROV.SUMSEL
74	Jawa Timur	2005	UKL-UPL PEMBORAN SUMUR EKSPLORASI DARAT BANJARPANJI #1 DAN PORONG #2
75	Sumatera Selatan	2004	UKL-UPL PEMBORAN SUMUR EKSPLORASI TARUHAN MURNI #1 DI BLOK RIMAU, KAB.MUSI BANYUASIN, PROPINSI SUMATERA SELATAN
76	Sumatera Selatan	2004	UKL-UPL PEMBANGUNAN JALUR PIPA GAS PLTG BORANG, KAB.BANYUASIN, PROPINSI SUMATERA SELATAN
77	Sumatera Selatan	2004	UKL-UPL PEMBORAN SUMUR EKSPLORASI TARUHAN MURNI #1 DI BLOK RIMAU, KAB.MUSI BANYUASIN, PROPINSI SUMATERA SELATAN
78	Sumatera Selatan	2004	UKL-UPL PEMBORAN SUMUR EKSPLORASI TARUHAN SOUTH KALABAU #1 DI BLOK SSE, KAB.MUSI BANYUASIN, PROPINSI SUMATERA SELATAN
79	Sumatera Selatan	2004	UKL-UPL PEMBORAN SUMUR EKSPLORASI TARUHAN MANGGIS #1 DI BLOK SSE, KAB.MUSI RAWAS, PROPINSI SUMATERA SELATAN
80	Tarakan	2004	UKL-UPL SURVEI SEISMIK 3D DARAT DAN LAUT DI BLOK TARAKAN, KOTA TARAKAN, PROVINSI KALIMANTAN TIMUR
81	Sumatera Selatan	2004	UKL-UPL PEMBORAN SUMUR EKSPLORASI TARUHAN EAST TALIN #1 DI BLOK SSE, KAB.MUARA ENIM, PROPINSI SUMATERA SELATAN
82	Sumatera Selatan	2004	UKL-UPL PEMBORAN SUMUR EKSPLORASI TARUHAN ANYELIR #1 DI BLOK SSE, KAB.MUSI RAWAS, PROPINSI SUMATERA SELATAN
83	Sumatera Selatan	2004	UKL-UPL PEMBORAN SUMUR DELINEASI FARIZ #2 DI BLOK SSE, KAB.MUSI RAWAS, PROPINSI SUMATERA SELATAN
84	Sumatera Selatan	2003	ANDAL PENGEMBANGAN LAPANGAN MATRA, BLOK SSE, KAB.MUSI BANYUASIN, PROP.SUMSEL
85	Papua	2003	UKL-UPL PEMBORAN EKSPLORASI DELINEASI SUMUR NIENGO #2 DAN NIENGO #3, BLOK ROMBEBAI, KAB.YAPEN WAROPEN, PAPUA
86	Sumatera Selatan	2003	UKL-UPL PEMBORAN EKSPLORASI TARUHAN SUMUR TALSA #1, BLOK SSE, KAB.MUSI BANYUASIN, SUMATERA SELATAN
87	Sumatera Selatan	2003	UKL-UPL PEMBORAN SUMUR EKSPLORASI DARAT KANCANG#1, TALANG TINGGAL#1 DAN TALANG JAUH#1, DI BLOK RIMAU, KAB.BANYUASIN, PROPINSI SUMATERA SELATAN
88	Sumatera Selatan	2003	UKL-UPL PEMBORAN EKSPLORASI TARUHAN GUNUNG LUAR #1 DAN PUJI #1, DI BLOK SSE, KAB. LAHAT, PROPINSI SUMATERA SELATAN
89	Sumatera Selatan	2003	UKL-UPL PEMBORAN EKSPLORASI TARUHAN BANTENG #1, BLOK LEMATANG, KAB. MUARA ENIM, PROPINSI SUMATERA SELATAN
90	Sumatera Selatan	2003	UKL-UPL PENGEMBANGAN LAPANGAN GAS TERBATAS TEMELAT DI BLOK SSE, KAB.MUSI RAWAS, PROPINSI SUMATERA SELATAN
91	Sumatera Selatan	2003	UKL-UPL PENGEMBANGAN LAPANGAN MIGAS TERBATAS KALABAU DI BLOK RIMAU, KAB.MUSIBANYUASIN, PROPINSI SUMATERA SELATAN
92	Sumatera Selatan	2003	UKL-UPL PEMBORAN SUMUR EKSPLORASI TARUHAN KAPUR #1 DI BLOK RIMAU, KAB.BANYUASIN, PROPINSI SUMATERA SELATAN
93	Sumatera Selatan	2003	UKL-UPL PEMBORAN EKSPLORASI DARAT SUMUR TARUHAN NORTH TEMELAT#1 DAN SOUTH RENO#1, BLOK SSE, KAB. MUSI RAWAS, PROV. SUMSEL
94	Sumatera Selatan	2003	UKL-UPL PEMBORAN SUMUR EKSPLORASI TARUHAN NORTH KALABAU #1 DI BLOK RIMAU, KAB.MUSI BANYUASIN, PROPINSI SUMATERA SELATAN
95	Sumatera Selatan	2003	UKL-UPL PIPANISASI GAS PLTG BORANG, KEC. BANYUASIN I, KAB.BANYUASIN, PROPINSI SUMATERA SELATAN
96	Riau	2002	UKL-UPL PEMBORAN EKSPLORASI TARUHAN SUMUR SEKO #1, BINIO SUBTHRUST #1 DAN EKSPLORASI DELINEASI SUMUR BINIO SUBTHRUST #2, BLOK KAMPAR,KAB.INDRAGIRI HULU, RIAU.
97	Tarakan	2002	REVISI RKL-RPL KEGIATAN PENGEMBANGAN LAP.MIGAS PT.EXSPAN NUSANTARA DI WKP TARAKAN, KALIMANTAN TIMUR
98	Sumatera Selatan	2002	UKL-UPL PEMBORAN EKSPLORASI TARUHAN SUMUR KALABAU #1, BLOK RIMAU, KAB.MUSI BANYUASIN,SUMATERA SELATAN

99	Riau	2002	UKL-UPL PEMBORAN EKSPLORASI TARUHAN DARAT SUMUR LAJANG-1, BLOK KAMPAR, KEC.TELUK MERANTI KAB.PELALAWAN, RIAU.
100	Sumatera Selatan	2002	UKL-UPL KEGIATAN PEMBORAN EKSPLORASI TARUHAN SUMUR PERING #1 DAN FARIZ #1, KAB.LAHAT DAN MUSI RAWAS, SUMATERA SELATAN
101	Sumatera Selatan	2002	UKL-UPL PEMBORAN EKSPLORASI DELINIASI SUMUR RAMBUTAN DEEP #2, #3 DAN #4 BLOK SSE, KAB.MUARA ENIM, SUMATERA SELATAN
102	Nunukan	2002	UKL-UPL SEISMIK 2D DARATAN DAN PERAIRAN BLOK BENGARA DAN BLOK SIMENGGARIS, KAB. NUNUKAN DAN KAB. BULUNGAN, KALIMANTAN TIMUR
103	Riau	2002	UKL-UPL PEMBORAN EKSPLORASI TARUHAN DARAT SUMUR LAJANG -1, BLOK KAMPAR, KEC.TELUK MERANTI KAB.PELALAWAN, RIAU.
104	Sumatera Selatan	2002	UKL-UPL PEMBORAN EKSPLORASI TARUHAN SUMUR TOLI #1 DAN PEMBORAN DELINIASI SUMUR TOLI #2 BLOK RIMAU, KAB.MUSI BANYUASIN, SUMATERA SELATAN
105	Sumatera Selatan	2002	UKL-UPL PEMBORAN EKSPLORASI DELINIASI SUMUR KEMBAR #2, BLOK SSE, KAB.MUSI RAWAS SUMATERA SELATAN
106	Sumatera Selatan	2002	UKL-UPL KEGIATAN PEMBORAN EKSPLORASI TARUHAN SUMUR PERING #1 DAN FARIZ #1, KAB.LAHAT DAN MUSI RAWAS, SUMATERA SELATAN
107	Sumatera Selatan	2002	UKL-UPL KEGIATAN KONTRUKSI DAN OPERASI PIPA TRANSMISI GAS 8", KEC.INDRALAYA, KAB.OGAN KOMERING ULU, SUMATERA SELATAN
108	Sumatera Selatan	2002	UKL-UPL PEMBANGUNAN DAN PENGOPERASIAN PELABUHAN KHUSUS (PELSUS) FLOATING STORAGE OPERATION (FSO) DIPERAIRAN SELAT BANGKA, KEC.MENTOK, BANGKA, PROP.SUMSEL
109	Sumatera Selatan	2001	UKL-UPL SURVEI SEISMIK 2D DI DARAT DAERAH AIR SENDA - BLOK RIMAU, KAB.MUSI BANYUASIN.SUMATERA SELATAN
110	Riau	2001	UKL-UPL PEMBORAN EKSPLORASI TARUHAN SUMUR WEST REDANG #1 DAN DELINIASI SUMUR WEST REDANG #2 & #3 BLOK KAMPAR-LIRIK, KAB.INDRAGIRI HULU, RIAU.
111	Riau	2001	UKL-UPL PEMBORAN EKSPLORASI TARUHAN SUMUR TANGKULIM-1, BLOK KAMPAR, KAB.PELALAWAN, RIAU.
112	Sumatera Selatan	2001	UKL-UPL PEMBORAN EKSPLORASI TARUHAN SUMUR NOVA #1, BLOK SSE, KAB.MUSI BANYUASIN,SUMATERA SELATAN
113	Sumatera Selatan	2001	UKL-UPL PEMBORAN EKSPLORASI DELINIASI SUMUR KERAH #2, BLOK PASEMAH, KAB.OGAN KOMERING ULU,SUMATERA SELATAN
114	Sumatera Selatan	2001	UKL-UPL PEMBORAN EKSPLORASI DELINIASI SUMUR SEMBATU #4, BLOK SSE, KAB.MUSI RAWAS,SUMATERA SELATAN
115	Sumatera Selatan	2001	UKL-UPL PEMBORAN EKSPLORASI TARUHAN SUMUR JATA #1, BLOK SSE, KAB.MUSI BANYUASIN,SUMATERA SELATAN
116	Sumatera Selatan	2001	UKL-UPL PEMBORAN EKSPLORASI TARUHAN DAN DELINIASI SUMUR-SUMUR EAST JATA #1, #2 DAN #3 BLOK SSE, KAB.MUSI BANYUASIN,SUMATERA SELATAN
117	Sumatera Selatan	2001	UKL-UPL KILANG MINI LPG, KAB.MUSI BANYUASIN,SUMATERA SELATAN
118	Sumatera Selatan	2001	UKL-UPL KEGIATAN PEMBORAN EKSPLORASI TARUHAN SUMUR RAMBUTAN DEEP #1 BLOK SSE, SUMATERA SELATAN
119	Sumatera Selatan	2001	UKL-UPL PEMBORAN EKSPLORASI DARAT SUMUR TARUHAN KEMBAR-1, SAKA-1 DAN TIHA-1 DI BLOK SSE, SUMATERA SELATAN
120	Sumatera Selatan	2001	UKL-UPL SURVEI SEISMIK 2D DI DARAT DAERAH AIR SENDA - BLOK RIMAU, KAB.MUSI BANYUASIN,SUMATERA SELATAN
121	Sumatera Selatan	2001	UKL-UPL KEGIATAN PENGEMBANGAN LAPANGAN MIGAS TERBATAS SOKA DI BLOK SSE, KAB.MUSI RAWAS, PROPINSI SUMATERA SELATAN
122	Sumatera Selatan	2001	UKL-UPL SURVEI SEISMIK 2D DI DARAT DAERAH AIR SENDA - BLOK RIMAU, KAB.MUSI BANYUASIN,SUMATERA SELATAN
123	Sumatera Utara	2001	ANDAL PENGEMBANGAN LAPANGAN MIGAS DI BLOK EAO LANGSA DAN PENGOPERASIAN FASILITAS PENUNJANG DI PANGKALAN SUSU KAB. LANGKAT, PROV. SUMUT
124	Sumatera Selatan	2001	UKL-UPL KEGIATAN PEMBORAN SUMUR EKSPLORASI MATRA #1, KARAMBA #1 DAN NASTAR #1, DI BLOK RIMAU, KAB.MUSI BANYUASIN,SUMATERA SELATAN
125	Riau	2000	UKL-UPL SURVEI SEISMIK 2D HIGH RESOLUTION DI BLOK AA 2 CUMI-CUMI, KAB.NATUNA, RIAU
126	Sumatera Selatan	2000	UKL-UPL SURVEI SEISMIK 2D MUSI SERDANG, SUMATERA SELATAN
127	Sumatera Selatan	2000	UKL-UPL PEMBORAN EKSPLORASI ROMBONGIN-2, SEMBATU-3 DI EXTENSION BLOCK, SUMATERA SELATAN
128	Sumatera Selatan	2000	UKL-UPL PEMBORAN EKSPLORASI TARUHAN SUMUR KERAH #1, PASEMAH BLOK, KAB.OGAN KOMERING ULU,SUMATERA SELATAN
129	Sumatera Selatan	2000	UKL-UPL KEGIATAN PEMBORAN EKSPLORASI TARUHAN SUMUR KERAH #1, PASEMAH BLOK, KAB.OGAN KOMERING ULU,SUMATERA SELATAN
130	Sumatera Selatan	2000	UKL-UPL KEGIATAN PEMBORAN EKSPLORASI TARUHAN DARAT SUMUR IMUS -1 DAN SEKUNYIR -1, KAB.OGAN KOMERING ULU,SUMATERA SELATAN
131	Sumatera Selatan	2000	UKL-UPL SURVEI SEISMIK 2D TAMBANGAN, LAKITAN, ANJAR/KARAMBA, BLOK EKSTENSION,KAB. MUSI RAWAS DAN MUSI BANYUASIN, SUMATERA SELATAN
132	Sumatera Selatan	2000	REVISI RKL-RPL KEGIATAN OPERASI EKSPLORASI DAN PRODUKSI MINYAK DAN GAS BUMI DI BLOK RIMAU, SUMATERA SELATAN
133	Tarakan	2000	UKL-UPL KEGIATAN PEMBORAN EKSPLORASI TARUHAN SUMUR SALAMA #1, DS. KARANG ANYAR, KEC. TARAKAN BARAT, KODYA TARAKAN, KALIMANTAN TIMUR
134	Sumatera Selatan	2000	UKL-UPL PEMBORAN EKSPLORASI ROMBONGIN-2, SEMBATU-3 DI EXTENSION BLOCK, SUMATERA SELATAN
135	Sumatera Selatan	2000	STUDI UKL-UPL PEMBANGUNAN & PENGOPERASIAN PELABUHAN KHUSUS (PELSUS) PT. EKSPAN NUSANTARA DI SUNGAI TENGGULANG, DESA TELUK BETUNG KEC. PEMBANTU PULAU RIMAU, KAB. MUSI BANYUASIN - SUMATERA SELATAN
136	Sumatera Selatan	2000	REVISI RKL-RPL KEGIATAN OPERASI EKSPLORASI DAN PRODUKSI MIGAS DI BLOK RIMAU, PROVINSI SUMATERA SELATAN

3.10 PROSPEK USAHA

Saat ini strategi Perseroan masih tetap menjadi perusahaan energi, dengan fokus usaha di bidang eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi. Manajemen Perseroan memiliki keyakinan bahwa harga minyak dunia pada masa yang akan datang tidak akan lebih rendah daripada USD95/barel (sumber: proyeksi harga minyak ICE Brent dari Bloomberg tanggal 15 November 2013), oleh karena itu Manajemen Perseroan percaya bahwa segmen usaha minyak dan gas masih akan menjadi tulang punggung Perseroan di masa yang akan datang.

Manajemen Perseroan juga percaya bahwa bisnis Perseroan akan tetap memiliki tingkat keamanan yang memadai dan terjamin kelangsungannya selama tahun 2014 Terutama juga dengan didukung oleh kemajuan dari Proyek-Proyek Utama Perseroan yang telah mencapai kemajuan yang cukup baik, seperti Proyek Senoro, dimana kontribusi signifikan atas Proyek-Proyek Utama ini diharapkan dapat menjadi tulang punggung Perseroan di masa yang akan datang untuk menjamin pertumbuhan Perseroan di tahun 2014 dan ke depannya.

Perseroan terus melihat peluang pertumbuhan melalui akuisisi aset Migas yang sudah berproduksi, khususnya di daerah Timur Tengah, Afrika Utara dan kawasan Asia Pasifik. Selain itu Perseroan juga berupaya memperoleh kontrak jasa pengoperasian aset Migas baik di wilayah operasi Perseroan saat ini maupun di lokasi baru lainnya.

Beberapa peluang yang terus dikaji Perseroan untuk dijadikan kegiatan usaha yang dapat menopang pemenuhan kebutuhan energi dunia yang akan terus meningkat di masa mendatang adalah ketenagalistrikan, batu bara dan pipanisasi gas.

Ketenagalistrikan

Perseroan melakukan bisnis ketenagalistrikan melalui PT Medco Power Indonesia ("MPI") yang sejak Desember 2011 dimiliki oleh PT Saratoga Power 51% dan MedcoEnergi 49% yang bisnisnya meliputi dua pembangkit listrik di Batam dan tiga pembangkit listrik di Sumatra Selatan dengan total kapasitas 190 MW, satu kontrak Operation & Maintenance di PLTU Tanjung Jati B, Jawa Tengah dengan kapasitas 1,320 MW, serta kontrak-kontrak engineering, procurement, dan konstruksi.

Perseroan percaya bisnis ketenagalistrikan adalah bisnis yang atraktif dan dapat memberikan nilai tambahan untuk perusahaan pada masa yang akan datang melalui pengembangan proyek-proyek baru seperti proyek *Combined Cycle Power Plant* ("CCPP") di Panaran I melalui Mitra Energi Batam dengan kapasitas 30 MW, membangun dan mengoperasikan *Simple Cycle Gas Turbin Power Plant* untuk 70 MW di Tanjung Uncang, Batam dan dapat dinaikkan menjadi CCPP dengan kapasitas 110 MW, dua proyek geothermal di Sarulla, Sumatra Utara dengan kapasitas 330 MW dan Ijen, Jawa Timur dengan kapasitas 2x55 MW, serta proyek mini hidro di Jawa Barat dan Sumatra dengan target total kapasitas sebesar 45 MW.

Penambahan asset-aset tersebut di atas akan meningkatkan pertumbuhan kapasitas MPI menjadi lebih dari 800 MW dalam kurun waktu lima tahun.

Pipanisasi Gas

Kegiatan operasi komersial Perseroan di Stasiun Pipa Gas dan *Booster Compression* Gunung Megang, Sumatera Selatan selama 2013 berlangsung dengan aman yang ditandai dengan jumlah jam kerja tanpa kecelakaan mencapai 248.8439 jam-orang.

Sampai bulan Desember 2013, MGI mengkompresi gas sejumlah 12.109 BBTU (102% dari rencana kerja) atau rata-rata 33 BBTUD, dan mendistribusikan gas SSE sejumlah 7.492 BBTU (116% dari rencana kerja) ke PGN melalui Pagardewa.

Selain itu Perseroan juga mengoperasikan stasiun kompresi dengan tiga Kompresor Gas Utama di Stasiun Soka, Kecamatan Talang Ubi, Pendopo, Sumatra Selatan dengan kapasitas masing-masing 15 MMSCFD. Di penghujung tahun 2013 total kapasitas gas yang diproses telah mencapai 3.330 BCF.

Pertambangan Batubara

Sejalan dengan usahanya untuk mengembangkan portofolio bisnis energi non migas dalam bidang pertambangan batubara, pada medio 2009 Perseroan telah melakukan akuisisi 2 (dua) Ijin Usaha Pertambangan (IUP) Eksplorasi Batubara atas nama PT Duta Tambang Rekayasa (DTR) dengan luas wilayah konsesi 1.700 hektar, dan PT Duta Tambang Sumber Alam (DTSA) dengan luas wilayah konsesi 4.492 hektar di Nunukan, Kalimantan Utara, melalui entitas anak Perseroan yang dimiliki sepenuhnya, MEMI. Berdasarkan data internal Perseroan, sumber daya batubara DTR adalah sebesar 30.000.000 MT dan cadangan batubara DTR adalah sebesar 2.200.000 MT. Adapun sumber daya batubara DTSA adalah sebesar 10.000.000 MT dan cadangan batubara DTSA adalah sebedara 1.700.000 MT. Pada tahun 2010, IUP Eksplorasi DTR telah ditingkatkan menjadi IUP Operasi Produksi, dan DTR telah melakukan penjualan batubara ke pasar internasional sejak Q4 2012. Saat diterbitkannya infomemo ini, IUP Eksplorasi DTSA

sedang dalam proses peningkatan menjadi IUP Operasi Produksi dan diperkirakan akan memulai konstruksi persiapan produksi pada Q4 2015.

Adapun proses penambangan batubara di DTR dan DTSA memerlukan proses yang dimulai dari proses pembersihan lahan, pemindahan tanah dipermukaan (top soil removal), pengupasan tanah penutup (stripping of overburden), kemudian dilakukan penambangan / pengambilan batubara (coal winning). Perseroan menyadari pentingnya pelestarian alam dan lingkungan, sehingga proses terakhir dari kegiatan penambangan batubara adalah proses reklamasi dan revegetasi.

Berdasarkan data geologi dan hasil pengeboran di DTR dan DTSA daerah tersebut terbukti siap memproduksi batubara kalori tinggi (Kcal 6.800 adb) dengan target total 600.000 MT per tahun, pada tahun 2016, yang terdiri dari 400.000 MT untuk DTR dan 200.000 MT untuk DTSA.

Sampai dengan tahun 2013, DTR telah melakukan beberapa kegiatan yang berkaitan dengan proses produksi batubara, yang antara lain adalah (i) perolehan Ijin Pinjam Pakai Kawasan Hutan untuk kegiatan operasi produksi dan sarana penunjangnya (IPPKH), (ii) penambahan titik pemboran sebanyak 1.000 lubang atau sebanyak 33.694 meter, dengan jarak antar lubang rata-rata 50 meter, (iii) pekerjaan logging sebanyak 396 titik atau sebanyak 13.483 meter, dan juga (iv) pekerjaan Topografi dengan luas area 1.052 Ha dengan skala 1:1000, serta (v) perolehan Ijin Operasi Terminal Khusus Pertambangan Batubara (Ijin Operasi Pelabuhan Khusus).

3.11 PERSAINGAN USAHA

Industri migas, ketenagalistrikan dan industri hilir sangat kompetitif. Persaingan yang dihadapi Perseroan di industri hulu migas adalah dalam hal menemukan dan meningkatkan cadangan minyak dan gas. Dalam hal ini Perseroan melakukan kegiatan eksplorasi secara berkesinambungan dan kegiatan pengembangan untuk blok-blok Perseroan yang telah memiliki cadangan serta beroperasi secara efisien untuk terus meningkatkan jumlah produksi minyak dan gas Perseroan dengan harga yang kompetitif. Selain itu, dalam menghadapi persaingan di industri ketenagalistrikan dan industri hilir yang sangat ketat, Perseroan juga harus melakukan inovasi, memiliki kemampuan teknologi, menguasai pasar dan beroperasi secara efisien dalam mengembangkan kegiatan usaha Perseroan.

3.12 PROGRAM PENELITIAN DAN PENGEMBANGAN YANG TELAH DILAKUKAN OLEH PERSEROAN DAN ENTITAS ANAK

Kinerja Perseroan sangat tergantung kepada kemampuan dan upaya Perseroan di dalam mempertahankan atau meningkatkan efisiensi dan mengembangkan kegiatan usaha dari aset-aset Perseroan. Sebagai contoh Perseroan melalui Entitas Anaknya PT Medco Ethanol Lampung, sedang melakukan penelitian dalam uji coba penggunaan biogas dari limbah ethanol sebagai alternatif bahan bakar boiler pembangkit listrik.

Biogas adalah suatu produk turunan dari hasil pengolahan limbah air yang merupakan sisa hasil proses produksi ethanol. Biogas relatif lebih bersih dan lebih murah dibandingkan batu bara yang selama ini dipakai Perseroan untuk bahan bakar generator listriknya. Dengan mensubstitusi penggunaan batu bara dengan biogas, Perseroan bisa menghemat biaya bahan bakar hingga 8,6 juta dollar untuk 20 tahun kedepan. Selain itu, kelebihan kapasitas produksi listrik yang dihasilkan dari penggunaan biogas sebagai bahan bakar generator listrik tadi bisa dijual ke jaringan listrik milik PLN sehingga akan memberikan tambahan pendapatan bagi Perseroan.

3.13 KEUNGGULAN KOMPETITIF PERSEROAN

Perseroan adalah perusahaan migas terkemuka di Indonesia yang sahamnya telah dimiliki oleh publik, dengan pengalaman lebih dari 20 tahun di bidang migas. Perseroan memiliki spesialisasi untuk mengoperasikan lapangan yang telah berumur dengan biaya rendah. Hal ini ditunjukkan melalui kemampuannya dalam mengoperasikan lapangan-lapangan yang telah berusia lebih dari 100 tahun baik di Indonesia maupun di area produksi Perseroan di Oman, Afrika Utara. Disamping itu, Perseroan juga telah berhasil menemukan dan menambah cadangannya pada sumur-sumur tua tersebut. Dengan keahlian ini, Perseroan mampu meraih kepercayaan dari pemerintah asing seperti Libya, Oman, dan Papua Nugini dengan memenangkan beberapa kontrak.

Perseroan memposisikan dirinya sebagai produsen minyak dan gas berbiaya rendah dengan cakupan area geografis di seluruh Indonesia dan didukung dengan pengalaman dan keahlian dalam mengatasi permasalahan domestik. Perseroan juga memiliki hubungan yang erat dengan badan pemerintahan, kegiatan operasi yang sangat baik, tanggap atas kepentingan lingkungan, serta bisnis Perseroan telah dikenal secara luas dengan kerjasamanya yang kuat.

V. RISIKO USAHA

A. RISIKO TERKAIT KEGIATAN USAHA PERSEROAN DAN ENTITAS ANAK

Dalam menjalankan usahanya Perseroan juga tidak terlepas dari risiko-risiko baik secara mikro maupun makro yang mungkin dapat mempengaruhi hasil usaha dan laba Perseroan apabila tidak diantisipasi dan dipersiapkan penanganannya dengan baik. Risiko yang diperkirakan dapat mempengaruhi usaha Perseroan secara umum dapat dikelompokkan sebagai berikut:

1. Faktor Risiko dari Usaha Utama

Perseroan mempunyai jenis usaha utama eksplorasi dan produksi pada bagian hulu minyak dan gas bumi (Migas). Pendapatan utama Perseroan adalah dari hasil penjualan migas yang diproduksi dari pusat-pusat produksi yang tersebar di lapangan-lapangan migas yang dikelola Perseroan.

Perseroan mengusahakan dengan hati-hati agar produksi Migas yang dikeluarkan dari bumi dapat optimal sesuai perencanaan dan prediksi cadangan yang sudah diperkirakan sebelumnya. Tujuannya adalah mengelola lapangan tersebut sesuai dengan prediksi umumnya, sehingga lapangan tersebut terkelola secara hati-hati sesuai dengan tingkat kelayakan ekonomi yang diharapkan Perseroan. Jika tingkat keekonomian seluruh lapangan-lapangan yang dikelola Perseroan dapat dikelola sesuai target dan harapan tingkat keekonomiannya, maka kelangsungan usaha Perseroan dapat terus berkesinambungan dan Perseroan juga dapat tumbuh seperti yang diharapkan oleh para pemangku kepentingan Perseroan.

Di bawah ini adalah risiko-risiko yang dihadapi Perseroan yang terkait dengan jenis usaha industri hilir minyak dan gas bumi:

a. Risiko Penurunan Jumlah Cadangan

Risiko yang dihadapi perusahaan Migas adalah turunnya cadangan Migas yang dimiliki Perseroan karena diproduksi terus menerus. Keberhasilan kinerja Perseroan bergantung pada kemampuannya mempertahankan/ganti/meningkatkan cadangan terbukti dalam jangka panjang. Upaya dalam mengelola risiko ini dengan cara meningkatkan teknologi pemetaan cadangan dan interpretasinya, sertifikasi oleh konsultan independen yang kompeten, sekaligus juga meningkatkan kemampuan sumber daya manusia terkait. Selain itu Perseroan juga terus melihat peluang untuk akuisisi lapangan Migas baru dari tahun ke tahun.

b. Risiko Eksplorasi

Aktivitas eksplorasi migas yang dilakukan oleh Perseroan memiliki risiko dengan tidak ditemukannya sumber cadangan Migas baru sesuai prediksi yang diharapkan atau ditemukan sumber cadangan Migas yang jumlahnya secara komersial tidak memberikan keuntungan kepada Perseroan.

Untuk mengelola risiko ini, Perseroan melakukan semua tahapan proses eksplorasi dengan teliti dan hati-hati (prudent), mulai dari studi awal Perseroan berupaya terus mengikuti perkembangan teknologi dan berusaha mengembangkan teknologi dan standar yang digunakan dengan memanfaatkan penggunaan sumber daya internal dan konsultan yang terlatih dan ahli pada bidangnya.

c. Risiko Pengembangan

Aktivitas pengembangan proyek migas Perseroan terpapar beberapa risiko yang berkaitan dengan kemampuan Perseroan dalam menyelesaikan proyek-proyeknya sampai dapat beroperasi secara komersial, seperti risiko tertundanya penyelesaian proyek, risiko teknis pemasangan, spesifikasi dan risiko kenaikan biaya investasi.

Untuk penanganan risiko ini, Perseroan secara khusus telah menempatkan Direktur Pengembangan mulai tahun 2011 untuk memastikan realisasi penyelesaian Proyek-proyek pengembangan utama Perseroan agar dapat memenuhi target waktu, teknis dan biaya untuk masing-masing proyek.

Pada tahun 2013, Perseroan terus berfokus untuk menyelesaikan Proyek Senoro, DSLNG, Area 47 Libya, Simenggaris, Block A, Sarulla dan EOR Rimau sesuai dengan target masing-masing.

d. Risiko Produksi

Risiko penurunan produksi adalah salah satu risiko yang secara umum dihadapi oleh semua perusahaan migas.

Perseroan telah menangani risiko ini dengan baik, dengan keberhasilannya mempertahankan tingkat produksi migas selama beberapa tahun terakhir. Manajemen, di bawah arahan Direktur Operasi telah melakukan identifikasi, mitigasi serta pemantauan risiko yang bisa menghalangi pencapaian target produksi secara terus menerus baik melalui laporan produksi harian, laporan Safety Health and Environment (SHE) dan rapat produksi harian.

Upaya Perseroan dalam menjaga tingkat produksi meliputi menjaga tekanan reservoir di sumur produksi, penggunaan teknik sand fracturing, pengeboran sumur infill, pengeboran secara horizontal dan penerapan secondary recovery technique melalui standar SHE yang tinggi untuk menjaga kestabilan operasional di lapangan. Perseroan juga menggunakan teknologi terkini, yaitu EOR (Enhanced Oil Recovery) untuk memperoleh tambahan produksi minyak, di samping juga terus mencari peluang akuisisi aset Migas yang sudah berproduksi.

Jika ada indikasi yang mengarah pada suatu risiko dari laporan harian yang diterima, Direksi dapat langsung menentukan tindakan pencegahan dan langkah-langkah alternatif sebelum risiko tersebut benar-benar terjadi.

2. Faktor Risiko dari Usaha Tambahan

Perseroan selain berusaha di bidang eksplorasi dan produksi Migas, juga mengembangkan usahanya di bidang hilir Migas, energi terbarukan, jasa penyewaan rig, batu bara dan usaha di bidang ketenagalistrikan.

Dalam usaha jalur pipa distribusi gas, risiko utama adalah kerusakan pipa yang bisa mengakibatkan terganggunya distribusi gas ke konsumen. Perseroan mengelola risiko ini dengan melakukan kontrak asuransi dan penerapan standar SHE yang tinggi.

Perseroan mempunyai usaha penyewaan rig dan pertambangan batu bara. Sudah sejak awal proses pendirian unit usaha ini sudah dilakukan dengan telaah risiko yang mendalam, berhati-hati dan bijaksana. Manajemen melihat bahwa risiko usaha sudah cukup dikelola dengan kontrak penjualan yang memadai. Sedangkan risiko-risiko lainnya seperti kerusakan fisik peralatan produksi dan gangguan usaha lainnya dilakukan melalui kontrak asuransi.

Di bidang ketenagalistrikan, Perseroan mengelola risiko usaha melalui kemitraan strategis dengan PT Saratoga Power (Saratoga). Melalui perusahaan patungan MPI, Perseroan, bersama-sama Saratoga, membangun, mengelola dan memproduksi listrik untuk disalurkan dan dijual ke Perusahaan Listrik Negara (PLN).

MPI mengoperasikan mesin-mesin pembangkit listrik, dengan bahan bakar sebagian besar adalah gas alam, tersebar di beberapa daerah di Indonesia. MPI telah mengantisipasi dan menangani risiko yang terkait dengan usaha pembangkit listrik, seperti kerusakan mesin pembangkit, lonjakan harga gas dan lonjakan nilai tukar mata uang melalui klausul-klausul di dalam Kontrak Penjualan Listrik, Kontrak Pasokan Gas dan Kontrak Pemeliharaan masing-masing dengan PLN, pemasok gas dan pihak pembuat mesin, di samping juga menggunakan jasa asuransi.

3. Faktor Risiko Finansial

Keadaan ekonomi global dipengaruhi oleh dinamika perubahan pasar dunia, utamanya perubahan harga minyak mentah, nilai tukar mata uang dan tingkat suku bunga, baik domestik maupun internasional.

Risiko harga minyak mentah, tingkat suku bunga dan nilai tukar mata uang bisa merugikan Perseroan jika tidak dikelola dengan benar dan memadai.

a. Risiko harga minyak mentah dunia

Risiko harga minyak mentah dunia selama ini merupakan suatu risiko yang dihadapi oleh pasar energi global. Dengan usaha Migas yang sebagian besar berada dalam jenis kontrak PSC ataupun PSA, Perseroan membagi risiko ini bersama-sama dengan pemerintah setempat dimana Perseroan beroperasi.

Selain itu, Perseroan juga memproduksi gas dan menjual ke pasar domestik, dimana harga gas domestik ditentukan dengan mengacu ke suatu formula yang tidak terkait dengan harga minyak mentah dunia. Dengan produksi gas untuk penjualan gas ke pasar domestik ini, Perseroan tidak terpengaruh oleh risiko fluktuasi harga minyak mentah dunia.

b. Risiko Kenaikan Tingkat Suku Bunga

Perseroan dapat terkena risiko fluktuasi tingkat suku bunga yang mempunyai efek pada kenaikan biaya bunga Perseroan melalui instrumen utang maupun pinjaman bank, terutama pada saat likuiditas pasar finansial sedang ketat. Perseroan mengelola risiko tingkat suku bunga dengan pemantauan terus menerus pasar finansial baik domestik maupun internasional.

Strategi mengadakan pinjaman baru yang berbunga rendah dan sekaligus melunasi pinjaman berbunga lebih tinggi yang ada. Ini akan mengurangi rata-rata biaya bunga agar terjaga biaya bunga pinjaman yang efisien baik dalam jangka pendek maupun panjang.

Perseroan mempunyai banyak pilihan pembiayaan untuk merealisasikan keperluan keuangannya baik dengan MTN, utang bank, pembiayaan proyek dan jenis pembiayaan lain dengan mata uang Rupiah dan juga mata uang asing baik di pasar finansial domestik maupun internasional.

Kemampuan menganalisa pasar finansial dan pemilihan kombinasi penggunaan pembiayaan alternatif menjadi peralatan strategi Perseroan dalam mengelola risiko tingkat suku bunga secara berhati-hati.

c. Risiko Fluktuasi Nilai Tukar Mata Uang

Perseroan mempunyai usaha yang tersebar selain di Indonesia juga di Oman, Libya, Yaman dan Amerika Serikat. Aktivitas eksplorasi dan produksi Migas di negara-negara tersebut berpotensi mempunyai risiko nilai tukar mata uang negara setempat.

Pendapatan serta sebagian besar biaya Perseroan adalah dalam mata uang Dolar AS, dan juga pembukuan Perseroan dilakukan dalam mata uang Dolar AS.

Biaya operasi dan sebagian kewajiban, termasuk hutang Perseroan dalam mata uang Rupiah maupun mata uang asing lainnya, dapat terkena oleh risiko nilai tukar mata uang tersebut terhadap Dollar AS.

Untuk mengurangi risiko ini Perseroan terus menerus memantau dan mengkaji risiko keamanan dan ekonomi kawasan tempat Perseroan beroperasi, dan akan memanfaatkan kontrak lindung nilai jika dianggap ada peningkatan risiko yang mendekati batas maksimal toleransi risiko yang bisa diterima.

4. Faktor Risiko Regulasi/Kebijakan Pemerintah, Hukum dan Keamanan Kawasan

a. Risiko Regulasi/Kebijakan Pemerintah bisa berdampak langsung terhadap usaha Perseroan di bidang Migas, pembangkit listrik, industri hilir, tambang dan energi terbarukan.

Bidang usaha-usaha tersebut di beberapa negara dianggap strategis, sehingga pengaturan dan pengawasannya masih dilakukan oleh Pemerintah sendiri melalui peraturan, perundang-undangan, dan bentuk lain dari kontrol Pemerintah.

Selain itu, manajemen juga ikut aktif di dalam asosiasi-asosiasi bidang energi dan kelompok pemerhati yang berkaitan dengan bidang usaha Perseroan.

Usaha-usaha ini dilakukan agar tetap mendapatkan informasi penting yang terbaru mengenai kemungkinan perubahan hukum, peraturan-peraturan dan kebijakan pemerintah yang dapat diketahui sedini mungkin.

b. Risiko Hukum dalam bentuk tuntutan hukum dan litigasi yang terkait dengan kemitraan dengan pihak lain dan / atau hubungan dengan masyarakat setempat dimana Perseroan beroperasi.

Perseroan melakukan mitigasi risiko di atas salah satunya melakukan program-program Corporate Social Responsibility (CSR) yang memberikan manfaat bagi masyarakat setempat, termasuk program pemberdayaan masyarakat, pendidikan dan pembangunan infrastruktur.

Selain itu, Perseroan juga berusaha membangun keterbukaan komunikasi, baik dengan masyarakat setempat maupun dengan mitra bisnis Perseroan.

c. Risiko Keamanan Kawasan pada negara dimana Perseroan beroperasi terus menerus diawasi perkembangan informasinya oleh manajemen melalui konsultan maupun melalui penasihat Perseroan. Usaha ini juga dilakukan melalui partnership dengan perusahaan lokal dan program-program persahabatan sosial dan informal lainnya.

5. Faktor Risiko Keselamatan, Lingkungan dan Bencana Alam

a. Risiko Lingkungan

Risiko lingkungan yang terjadi akibat tumpahan Migas, ledakan sumur dan kebakaran dapat menimbulkan potensi kerugian pihak ketiga dimana Perseroan harus mengganti kerugian atas kerusakan yang terjadi. Perseroan berusaha mengurangi kemungkinan dan dampak terjadinya risiko melalui program dan prosedur standar operasi yang ketat dan juga melalui penutupan polis asuransi yang memadai.

b. Risiko Keselamatan dan Kesehatan Operasi

Risiko keselamatan dan kesehatan operasi menjadi prioritas utama Perseroan. Manajemen berusaha mengurangi risiko keselamatan dan kesehatan dengan mendorong kepatuhan penggunaan prosedur standar operasi yang ketat, menumbuhkan kesadaran akan keselamatan (safety first) kepada karyawan melalui program pelatihan, dan juga membuat petunjuk kesehatan melalui program-program pelatihan, petunjuk serta pengawasan yang ketat terhadap pelaksanaan program tersebut. Perseroan juga menutup kontrak pertanggungjanaan asuransi yang cukup memadai untuk mengurangi dampak risiko, jika terjadi.

c. Risiko Bencana Alam

Kegiatan usaha Perseroan berada tersebar di berbagai lokasi geografis yang berbeda. Usaha Migas Perseroan yang berada di berbagai lokasi tidak terlepas dari risiko bencana alam seperti badai tropis, angin topan, gempa bumi, tsunami, banjir, tanah longsor dan bencana lainnya yang mungkin memiliki dampak negatif terhadap operasi Perseroan. Dalam usaha mitigasi terhadap risiko ini, Perseroan berusaha menjaga akses sumber-sumber energi secara aman bila risiko tersebut di atas terjadi dan mengasuransikannya untuk menghindari risiko bila memungkinkan

A. RISIKO INVESTASI YANG BERKAITAN DENGAN MTN

Risiko yang dihadapi investor pembeli MTN adalah:

1. Risiko tidak likuidnya MTN yang ditawarkan dalam Penawaran Terbatas ini yang antara lain disebabkan karena tujuan pembelian MTN sebagai investasi jangka menengah;
2. Risiko gagal bayar disebabkan kegagalan dari Perseroan untuk melakukan pembayaran bunga serta hutang pokok pada waktu yang telah ditetapkan atau kegagalan Perseroan untuk memenuhi ketentuan lain yang ditetapkan dalam kontrak MTN yang merupakan dampak dari memburuknya kinerja dan perkembangan usaha Perseroan.

VI. IKHTISAR DATA KEUANGAN PENTING

Di bawah ini disajikan ikhtisar data keuangan konsolidasian penting Perseroan untuk masing-masing periode di bawah ini. Ikhtisar data keuangan konsolidasian penting Perseroan pada periode 30 Juni 2014 bersumber dari laporan keuangan Perseroan yang tidak diaudit, sedangkan untuk periode 31 Desember 2013 dan 2012 bersumber dari laporan keuangan konsolidasian audit Perseroan untuk periode-periode tersebut, yang seluruhnya tercantum dalam Memorandum Informasi ini, yang telah diaudit oleh Kantor Akuntan Publik ("KAP") Purwanto, Suherman & Surja, akuntan publik independen, berdasarkan standar auditing yang ditetapkan oleh Institut Akuntan Publik Indonesia ("IAPI"), dengan pendapat wajar tanpa pengecualian.

Ikhtisar data laporan laba rugi komprehensif konsolidasian Perseroan untuk tahun yang berakhir pada tanggal 30 Juni 2014 dan 30 Juni 2013 yang tidak diaudit, sedangkan untuk tahun yang berakhir pada tanggal-tanggal 31 Desember 2013 dan 2012, bersumber dari laporan keuangan konsolidasian audit Perseroan untuk periode-periode tersebut, yang seluruhnya tercantum dalam Memorandum Informasi ini, yang telah diaudit oleh Kantor Akuntan Publik ("KAP") Purwanto, Suherman & Surja, akuntan publik independen, berdasarkan standar auditing yang ditetapkan oleh Institut Akuntan Publik Indonesia ("IAPI"), dengan pendapat wajar tanpa pengecualian

(dalam USD)

Keterangan	Enam bulan yang berakhir		Tahun yang berakhir	
	30 Juni		31 Desember	
	2014	2013	2012	2012
	<i>Unaudited</i>	<i>Audited</i>	<i>Audited</i>	<i>Audited</i>
ASET				
Aset Lancar				
Kas dan setara kas	247.405.135	263.973.998	523.651.774	
Investasi jangka pendek	262.713.178	253.437.152	311.668.012	
Rekening bank yang dibatasi penggunaannya	-	5.593.518	1.343.426	
Piutang usaha				
Pihak berelasi	18.267.682	18.982.522	32.701.117	
Pihak ketiga	98.599.458	124.651.998	114.428.181	
Piutang lain-lain				
Pihak ketiga	78.956.239	75.940.543	79.157.762	
Persediaan	48.967.141	37.164.353	36.503.594	
Aset tidak lancar yang diklasifikasikan sebagai dimiliki untuk dijual	7.335.955	24.989.685	-	
Pajak dibayar di muka	14.640.104	11.413.219	9.379.589	
Beban dibayar di muka	4.704.616	3.758.125	4.066.007	
Uang muka pembelian saham	11.380.823	1.380.823	30.080.481	
Aset lancar lain-lain	797.951	160.194	1.682.237	
Jumlah Aset Lancar	793.768.282	821.446.130	1.144.662.180	
Aset Tidak Lancar				
Piutang lain-lain				
Pihak berelasi	152.176.982	142.600.440	101.615.237	
Pihak ketiga	823.811	1.532.380	4.505.896	
Rekening bank yang dibatasi penggunaannya	5.061.993	7.834.751	10.898.277	
Aset pajak tangguhan – neto	26.610.950	42.600.507	59.541.169	
Investasi jangka panjang	331.010.295	319.458.987	200.540.593	
Investasi pada proyek	30.324.414	30.324.414	30.324.414	
Aset tetap	80.612.525	85.700.769	120.410.982	
Properti pertambangan	593.866	610.264	708.795	
Aset eksplorasi dan evaluasi	168.530.835	155.729.959	112.434.713	
Aset minyak dan gas bumi	965.653.727	902.468.908	849.387.645	
Aset lain-lain – neto	16.060.584	21.371.961	20.810.803	
Jumlah Aset Tidak Lancar	1.777.459.982	1.710.233.340	1.511.178.524	
Jumlah Aset	2.571.228.264	2.531.679.470	2.655.840.704	
LIABILITAS DAN EKUITAS				
Liabilitas Jangka Pendek				
Pinjaman bank jangka pendek	50.000.000	60.000.000	60.000.000	
Utang usaha				
Pihak berelasi	1.293.453	359.576	69.936	

Keterangan	Enam bulan yang berakhir 30 Juni		Tahun yang berakhir 31 Desember	
	2014	2013	2013	2012
	<i>Unaudited</i>	<i>Unaudited</i>	<i>Audited</i>	<i>Audited</i>
Pihak ketiga	113.702.879	94.193.530	95.194.668	
Utang lain-lain	24.189.013	50.795.338	43.589.966	
Utang pajak	29.475.887	25.348.897	32.800.113	
Liabilitas yang secara langsung berhubungan dengan aset tidak lancar yang diklasifikasikan sebagai dimiliki untuk dijual	1.601.045	3.393.361	-	
Biaya akrual dan provisi lain-lain	60.925.438	70.696.891	72.224.141	
Liabilitas imbalan pasca-kerja jangka pendek	6.659.501	449.582	9.153.439	
Liabilitas derivatif	-	10.520.221	-	
Pinjaman jangka panjang yang jatuh tempo dalam satu tahun				
Pinjaman bank	285.714	928.203	62.855.699	
Wesel jangka menengah	-	-	40.386.422	
MTN rupiah	-	80.768.414	-	
Uang muka dari pelanggan – pihak ketiga	7.189.705	12.599.877	15.897.995	
Jumlah Liabilitas Jangka Pendek	295.322.635	410.053.890	432.172.379	
Liabilitas Jangka Panjang				
Pinjaman jangka panjang – setelah dikurangi bagian yang jatuh tempo dalam satu tahun				
Pihak berelasi	103.309.436	130.947.913	125.735.136	
Pinjaman bank	545.969.242	374.867.214	654.384.407	
MTN rupiah	291.114.884	285.711.915	307.542.144	
MTN dolar Amerika Serikat	97.402.073	98.466.256	99.334.607	
Utang lain-lain	9.318.905	9.698.707	13.849.625	
Liabilitas pajak tangguhan – neto	107.347.604	99.150.300	90.167.043	
Liabilitas imbalan pasca-kerja	16.300.028	13.065.752	15.769.959	
Liabilitas derivatif	136.735.254	162.135.400	17.985.673	
Liabilitas pembongkaran aset dan restorasi area dan provisi lain-lain	54.616.767	50.825.708	55.675.546	
Jumlah Liabilitas Jangka Panjang	1.362.114.193	1.224.869.165	1.380.444.140	
Jumlah Liabilitas	1.657.436.828	1.634.923.055	1.812.616.519	
Ekuitas				
Jumlah ekuitas yang dapat diatribusikan kepada pemilik entitas induk	905.206.186	885.208.795	835.071.720	
Kepentingan nonpengendali	8.585.250	11.547.620	8.152.465	
Jumlah Ekuitas	913.791.436	896.756.415	843.224.185	
Jumlah Liabilitas dan Ekuitas	2.571.228.264	2.531.679.470	2.655.840.704	

LAPORAN LABA RUGI KOMPREHENSIF KONSOLIDASIAN

(dalam USD)

Keterangan	Enam bulan yang berakhir 30 Juni		Tahun yang berakhir 31 Desember	
	2014	2013	2013	2012
	<i>Unaudited</i>	<i>Unaudited</i>	<i>Audited</i>	<i>Audited</i>
Penjualan dan pendapatan usaha lainnya	360.367.231	426.710.378	888.947.406	904.382.608
Beban pokok penjualan dan biaya langsung lainnya	(208.375.665)	(255.163.266)	(521.728.686)	(502.439.871)
Laba kotor	151.991.566	171.547.112	367.218.720	401.942.737
Beban penjualan, umum dan administrasi	(41.420.526)	(48.779.299)	(121.485.761)	(141.593.062)
Penghasilan (beban) lain-lain – neto	(28.583.799)	(27.585.917)	(51.996.147)	(63.141.672)
Laba sebelum beban pajak	81.987.241	95.181.896	193.736.812	197.208.003
Beban pajak	(68.563.080)	(76.387.503)	(153.860.688)	(156.339.016)
Laba tahun berjalan	11.385.152	7.510.507	15.978.576	18.854.057

Laba yang dapat diatribusikan kepada kepentingan non pengendali	2.637.630	2.408.432	3.395.155	6.260.769
Laba yang dapat diatribusikan kepada pemilik entitas induk	8.747.522	5.102.075	12.583.421	12.593.288

RASIO KEUANGAN KONSOLIDASIAN

Keterangan	Enam bulan yang berakhir 30 Juni		Tahun yang berakhir 31 Desember	
	2014	2013	2013	2012
Rasio kas ¹	0,84x	0,64x	1,21x	
Rasio lancar ²	2,69x	2,00x	2,65x	
Rasio liabilitas terhadap ekuitas ³	1,19x	1,15x	1,60x	
Rasio liabilitas neto terhadap ekuitas ⁴	0,92x	0,86x	0,98x	
Rasio jumlah liabilitas terhadap jumlah ekuitas	1,81x	1,82x	2,15x	
Rasio imbal hasil investasi ⁵	7,37%	5,59%	5,41%	
Rasio imbal hasil ekuitas ⁶	0,96%	1,40%	1,49%	
Rasio aset minyak dan gas bumi-bersih terhadap jumlah aset	0,44x	0,42x	0,36x	
Rasio penjualan ⁷ dan pendapatan-bersih terhadap jumlah aset	0,14x	0,35x	0,34x	
Rasio modal kerja bersih ⁸ terhadap penjualan ⁷	1,38x	0,46x	0,79x	
Rasio pertumbuhan penjualan ⁹ terhadap pertumbuhan kas bersih yang diperoleh dari aktivitas operasi ¹⁰	8,99	-0,29	0,85	
Rasio jumlah kas bersih yang diperoleh dari aktivitas operasi terhadap laba bersih	12,23x	20,80x	16,60x	
Rasio Keuangan di Perjanjian Kredit atau Kewajiban Lainnya	Rasio Keuangan Perseroan pada tanggal 30 Juni 2014		Rasio Keuangan Perseroan pada tanggal 31 Desember 2013	
Rasio Lancar				
1x		2,69x		2,00x
1,25x				
Rasio Liabilitas terhadap Ekuitas				
3x		1,19x		1,15x
2,5x				
Rasio EBITDA ¹¹ terhadap beban keuangan				
1x		4,13x		4,53x

Catatan:

- Rasio kas dihitung dengan cara membandingkan jumlah kas dan setara kas dengan jumlah liabilitas jangka pendek masing-masing pada tanggal 31 Desember di tahun yang bersangkutan.
- Rasio lancar dihitung dengan cara membandingkan jumlah aset lancar dengan jumlah liabilitas jangka pendek masing-masing pada tanggal 31 Desember di tahun yang bersangkutan.
- Rasio liabilitas terhadap ekuitas dihitung dengan cara membandingkan jumlah pinjaman bank jangka pendek, pinjaman jangka panjang baik porsi yang jatuh tempo dalam satu tahun maupun porsi jangka panjang setelah dikurangi bagian yang jatuh tempo dalam satu tahun (yang termasuk di dalamnya: pinjaman bank, wesel jangka menengah, wesel bayar, MTN Rupiah, MTN dolar AS dan MTN yang dapat dikonversi yang digaransi) dengan jumlah ekuitas, masing-masing pada tanggal 31 Desember di tahun yang bersangkutan.
- Rasio liabilitas neto terhadap ekuitas dihitung dengan cara membandingkan jumlah pinjaman bank jangka pendek, pinjaman jangka panjang baik porsi yang jatuh tempo dalam satu tahun maupun porsi jangka panjang setelah dikurangi bagian yang jatuh tempo dalam satu tahun (yang termasuk di dalamnya: pinjaman bank, wesel jangka menengah, wesel bayar, MTN Rupiah, MTN dolar AS dan MTN yang dapat dikonversi yang digaransi) dan dikurangi dengan kas dan setara kas, dengan jumlah ekuitas, masing-masing pada tanggal 31 Desember di tahun yang bersangkutan.
- Rasio imbal hasil investasi dihitung dengan cara membandingkan jumlah laba bersih untuk tahun yang bersangkutan dengan jumlah penambahan *capex* pada tanggal 31 Desember di tahun yang bersangkutan.
- Rasio imbal hasil ekuitas dihitung dengan cara membandingkan jumlah laba bersih untuk tahun yang bersangkutan dengan jumlah ekuitas pada tanggal 31 Desember di tahun yang bersangkutan.
- Penjualan juga mencakup pendapatan usaha lainnya.
- Modal kerja bersih adalah aset lancar dikurangi liabilitas jangka pendek masing-masing pada tanggal 31 Desember di tahun yang bersangkutan.

- 9) Pertumbuhan penjualan dihitung dengan cara membandingkan jumlah penjualan dan pendapatan usaha lainnya untuk tahun yang bersangkutan dengan jumlah penjualan dan pendapatan usaha lainnya untuk tahun sebelumnya.
- 10) Pertumbuhan kas yang dihasilkan dari operasi dihitung dengan cara membandingkan jumlah kas bersih yang dihasilkan dari operasi untuk tahun yang bersangkutan dengan kas bersih yang dihasilkan dari operasi untuk tahun sebelumnya.
- 11) EBITDA dihitung dengan cara menambahkan laba usaha dengan beban penyusutan, deplesi dan amortisasi yang tercatat sebagai bagian dari beban pokok penjualan dan biaya langsung lainnya dan beban penyusutan yang tercatat sebagai bagian dari beban usaha-umum dan administrasi.

VII. Perpajakan

Atas transaksi jual beli MTN berlaku ketentuan perpajakan sesuai dengan peraturan perundangan yang berlaku dan apabila Perseroan diwajibkan oleh peraturan perundang-undangan untuk memotong pajak atas setiap pembayaran yang dilakukan oleh Perseroan kepada Pemegang MTN, Perseroan melalui Agen Pembayaran harus memotong pajak tersebut dan membayarkannya kepada instansi yang ditunjuk untuk menerima pembayaran pajak serta melalui Agen Pembayaran akan memberikan bukti pemotongan pajak kepada Pemegang MTN.

Calon pembeli MTN dalam Penawaran Terbatas ini diharapkan untuk berkonsultasi dengan Konsultan Pajak masing-masing mengenai akibat perpajakan yang timbul dari penerimaan pendapatan bunga, pembelian, pemilikan maupun penjualan MTN yang dibeli melalui Penawaran Terbatas ini.

VIII. KETERANGAN TENTANG MTN

1. UMUM

MTN ini diterbitkan oleh Perseroan dengan nama Medium Term Notes (MTN) IV Medco Tahun 2014 dengan jumlah Pokok MTN sebesar Rp1.000.000.000.000 (satu triliun Rupiah), yang dapat berkurang sehubungan dengan pelaksanaan pembelian kembali sebagai pelunasan sebagaimana dibuktikan dalam Sertifikat Jumbo MTN.

Penjelasan MTN yang akan diuraikan di bawah ini merupakan pokok-pokok dari Perjanjian Penerbitan MTN dan Agen Pemantauan dan bukan merupakan salinan selengkapnyanya dari seluruh syarat dan ketentuan yang tercantum dalam Perjanjian Penerbitan MTN dan Agen Pemantauan.

MTN diterbitkan pada Tanggal Penerbitan dengan jangka waktu 4 (empat) tahun sejak Tanggal Penerbitan dengan memperhatikan sayarat-syarat dan ketentuan dalam Perjanjian Penerbitan MTN dan Agen Pemantauan.

MTN ini diterbitkan tanpa warkat kecuali Sertifikat Jumbo MTN yang diterbitkan untuk didaftarkan atas nama KSEI sebagai bukti hutang untuk kepentingan Pemegang MTN melalui Pemegang Rekening dan didaftarkan pada tanggal diserahkannya Sertifikat Jumbo MTN oleh Perseroan kepada KSEI. Bukti kepemilikan MTN bagi Pemegang MTN adalah Konfirmasi Tertulis yang diterbitkan oleh KSEI atau Pemegang Rekening.

Tingkat Bunga MTN tersebut merupakan persentase per tahun dari nilai nominal yang dihitung berdasarkan jumlah Hari Kalender yang lewat dengan perhitungan 1 (satu) tahun adalah 360 (tiga ratus enam puluh) hari dan 1 (satu) bulan adalah 30 (tiga puluh) hari. Bunga MTN dibayarkan setiap triwulan terhitung sejak Tanggal Emisi pada Tanggal Pembayaran Bunga MTN.

MTN ini ditawarkan dengan nilai 100% (seratus persen) dari jumlah Pokok MTN pada Tanggal Emisi. MTN harus dilunasi dengan harga yang sama dengan jumlah Pokok MTN yang tertulis pada Konfirmasi Tertulis yang dimiliki oleh Pemegang MTN, dengan memperhatikan Sertifikat Jumbo MTN dan ketentuan Perjanjian Penerbitan MTN dan Agen Pemantauan..

MTN ini diterbitkan dengan memperhatikan ketentuan Perjanjian Penerbitan MTN dan Agen Pemantauan, dengan satuan jumlah MTN yang dapat dipindahbukukan dari satu Rekening Efek ke Rekening Efek lainnya adalah senilai Rp1 (satu Rupiah) sebagaimana diatur dalam Perjanjian Penerbitan MTN dan Agen Pemantauan. Setiap Pemegang MTN senilai Rp1 (satu Rupiah) mempunyai hak untuk mengeluarkan 1 (satu) suara dalam RUPMTN dengan ketentuan pembulatan ke bawah.

Jumlah minimum pemesanan pembelian MTN harus dilakukan dengan jumlah sekurang-kurangnya Rp1.000.000 (satu juta Rupiah) dan/atau kelipatannya.

Pelunasan Pokok MTN dan/atau Pembayaran Bunga MTN kepada Pemegang MTN melalui Pemegang Rekening akan dilakukan oleh KSEI selaku Agen Pembayaran atas nama Perseroan berdasarkan Perjanjian Agen Pembayaran dengan memperhatikan peraturan perundang-undangan di bidang Pasar Modal dan peraturan KSEI.

Hak kepemilikan MTN beralih dengan pemindahbukuan MTN dari satu Rekening Efek ke Rekening Efek lainnya. Perseroan, Agen Pemantau dan Agen Pembayaran wajib memperlakukan Pemegang Rekening sebagai Pemegang MTN yang sah dalam hubungannya untuk menerima pelunasan pokok MTN, pembayaran Bunga MTN dan hak-hak lain yang berhubungan dengan MTN.

Penarikan MTN dari Rekening Efek hanya dapat dilakukan dengan pemindahbukuan ke Rekening Efek lainnya. Penarikan MTN keluar dari Rekening Efek untuk dikonversikan menjadi sertifikat MTN tidak dapat dilakukan, kecuali apabila terjadi pembatalan pendaftaran MTN dalam penitipan Kolektip di KSEI atas permintaan Perseroan dengan memperhatikan ketentuan peraturan perundang-undangan yang berlaku di bidang Pasar Modal dan keputusan RUPMTN.

2. JUMLAH POKOK, TINGKAT BUNGA DAN JANGKA WAKTU MTN

MTN ini diterbitkan dengan jumlah Pokok MTN sebesar Rp1.000.000.000.000 (satu triliun Rupiah), dengan bunga tetap sebesar 11.2% (sebelas koma dua persen) per tahun dengan jangka waktu 4 (empat) tahun.

Tingkat Bunga MTN tersebut merupakan persentase per tahun dari nilai nominal yang dihitung berdasarkan jumlah Hari Kalender yang lewat dengan perhitungan 1 (satu) tahun adalah 360 (tiga ratus enam puluh) hari dan 1 (satu) bulan adalah 30 (tiga puluh) hari. Bunga MTN dibayarkan setiap Triwulan terhitung sejak Tanggal Emisi pada Tanggal Pembayaran Bunga MTN. Pembayaran Bunga MTN pertama akan dilakukan pada tanggal 8 Januari 2014, sedangkan pembayaran Bunga MTN terakhir akan dilakukan bersamaan dengan pelunasan Pokok MTN.

Jadwal pembayaran bunga adalah sebagaimana tercantum dalam tabel di bawah ini:

Bunga Ke-	Tanggal Pembayaran Bunga	Bunga Ke-	Tanggal Pembayaran Bunga
1	8 Januari 2015	9	8 Januari 2017
2	8 April 2015	10	8 April 2017
3	8 Juli 2015	11	8 Juli 2017
4	8 Oktober 2015	12	8 Oktober 2017
5	8 Januari 2016	13	8 Januari 2018
6	8 April 2016	14	8 April 2018
7	8 Juli 2016	15	8 Juli 2018
8	8 Oktober 2016	16	8 Oktober 2018

3. JAMINAN

MTN ini tidak dijamin dengan jaminan khusus, tetapi dijamin dengan seluruh harta kekayaan Perseroan baik barang bergerak maupun tidak bergerak, baik yang telah ada maupun yang akan ada di kemudian hari menjadi jaminan bagi Pemegang MTN ini sesuai dengan ketentuan dalam Pasal 1131 dan 1132 Kitab Undang-undang Hukum Perdata. Hak Pemegang MTN adalah Paripassu tanpa hak preferen dengan hak-hak kreditur Perseroan lainnya baik yang ada sekarang maupun dikemudian hari, kecuali hak-hak kreditur Perseroan yang dijamin secara khusus dengan kekayaan Perseroan baik yang telah ada maupun yang akan ada dikemudian hari.

4. PEMBELIAN KEMBALI

- a. Perseroan dari waktu ke waktu dapat melakukan pembelian kembali untuk sebagian atau seluruh MTN sebelum Tanggal Pelunasan Pokok MTN, dengan ketentuan bahwa (i) pembelian kembali tersebut hanya dapat dilakukan oleh Perseroan jika Perseroan tidak melakukan kelalaian sebagaimana dimaksud dalam Perjanjian Penerbitan MTN dan Agen Pemantauan; dan (ii) pelaksanaan pembelian kembali tersebut tidak dapat mengakibatkan Perseroan lalai untuk memenuhi ketentuan-ketentuan dalam Perjanjian Penerbitan MTN dan Agen Pemantauan.
- b. Perseroan mempunyai hak untuk memberlakukan pembelian kembali MTN untuk disimpan yang dapat dijual kembali atau sebagai pelunasan Pokok MTN dengan harga yang disepakati dengan Pemegang MTN.
- c. Atas MTN yang dibeli kembali oleh Perseroan untuk disimpan yang dapat dijual kembali, tidak berhak atas Bunga MTN.
- d. MTN yang telah dilunasi menjadi tidak berlaku, dan tidak dapat diterbitkan atau dijual kembali tanpa perlu dinyatakan dalam suatu akta apapun.
- e. Dalam hal pembelian kembali MTN oleh Perseroan adalah sebagai pelunasan untuk sebagian MTN maka Perseroan wajib menerbitkan dan menyerahkan Sertifikat Jumbo MTN yang baru kepada KSEI untuk ditukarkan dengan Sertifikat Jumbo MTN yang lama pada hari yang sama dengan tanggal pelunasan sebagian MTN tersebut dalam jumlah Pokok MTN yang masih terhutang setelah dikurangi dengan jumlah MTN yang telah dilunasi sebagian tersebut.
- f. Perseroan wajib melaporkan kepada Agen Pemantau dan KSEI dalam waktu 2 (dua) Hari Kerja sejak dilaksanakannya pembelian kembali MTN tersebut, serta kepada KSEI selambat-lambatnya 2 (dua) Hari Kerja sejak dilaksanakannya pembelian kembali tersebut.
- g. Seluruh MTN yang dimiliki oleh Perseroan yang merupakan hasil pembelian kembali dan/atau MTN yang dimiliki oleh Afiliasi Perseroan tidak dapat diperhitungkan dalam perhitungan kuorum kehadiran RUPMTN dan tidak memiliki hak suara dalam RUPMTN.

5. PEMBATAAN-PEMBATAAN DAN KEWAJIBAN-KEWAJIBAN PERSEROAN

Sebelum dilunasinya semua Jumlah Terhutang atau pengeluaran lain yang menjadi tanggung jawab Perseroan sehubungan dengan penerbitan MTN, Perseroan berjanji dan mengikat diri bahwa:

- 1) Pembatasan keuangan dan pembatasan-pembatasan lain terhadap Perseroan (*debt covenants*) adalah sebagai berikut: Perseroan, tanpa persetujuan tertulis dari Agen Pemantau tidak akan melakukan hal-hal sebagai berikut :
 - a. Melakukan penggabungan atau peleburan dengan perusahaan lain yang akan menyebabkan bubarinya Perseroan atau yang akan mempunyai akibat negatif terhadap kelangsungan kegiatan usaha Perseroan atau melakukan pengambilalihan perusahaan lain yang akan mempunyai akibat negatif terhadap kelangsungan kegiatan usaha Perseroan, kecuali disyaratkan oleh peraturan perundang undangan yang berlaku atau putusan pengadilan yang telah mempunyai kekuatan hukum yang tetap atau putusan suatu badan yang dibentuk oleh peraturan perundang-undangan yang berlaku.
 - b. Mengurangi modal dasar, modal ditempatkan dan modal disetor Perseroan.
 - c. Menjaminkan dan atau membebani dengan cara apapun aset Perseroan termasuk hak atas pendapatan Perseroan, baik yang ada sekarang maupun yang akan diperoleh di masa yang akan datang, kecuali:

- (i) penjaminan atau pembebanan untuk menjamin pembayaran Jumlah Terhutang berdasarkan MTN dan Perjanjian Penerbitan MTN dan Agen Pemantauan;
 - (ii) penjaminan dan atau pembebanan aset yang telah efektif berlaku atau telah diberitahukan secara tertulis kepada Agen Pemantau sebelum ditandatangani Perjanjian Penerbitan MTN dan Agen Pemantauan.;
 - (iii) penjaminan atau pembebanan sehubungan dengan fasilitas pinjaman baru yang menggantikan porsi pinjaman dari kreditur yang telah ada sekarang (*refinancing*) yang dijamin dengan aset dengan nilai dan jenis yang sama;
 - (iv) penjaminan/pembebanan yang telah diberikan sebelum dilaksanakannya penggabungan atau peleburan atau pengambilalihan sebagaimana dimaksud dalam ketentuan Pasal 6.1.1 Perjanjian Penerbitan MTN dan Agen Pemantauan;
 - (v) penjaminan atau pembebanan yang diperlukan sehubungan dengan Kegiatan Usaha Sehari-Hari Perseroan untuk memperoleh, antara lain, namun tidak terbatas pada bank garansi, *letter of credit* dan modal kerja Perseroan, selama pinjaman yang dijamin tidak melanggar ketentuan yang diatur dalam Pasal 6.3.12. Perjanjian Penerbitan MTN dan Agen Pemantauan.
 - (vi) Penjaminan atau pembebanan dalam bentuk apapun untuk *project financing* (termasuk *project financing* aset itu sendiri) di masa pinjaman bersifat *limited recourse* dan bilamana ada penjaminan atau pebebanan dalam bentuk aktiva tetap maka yang dijamin adalah aktiva tetap yang terkait dengan *project financing* yang bersangkutan.
 - (vii) Penjaminan atau pembebanan untuk pembiayaan perolehan aset (*acquisition financing*), selama aset yang dijamin adalah aset yang diakuisisi dan/atau jaminan perusahaan Perseroan dengan ketentuan jangka waktu jaminan perusahaan tersebut tidak lebih dari 2 (dua) tahun sejak akuisisi;
 - (viii) Penjaminan atau pembebanan yang diperlukan sehubungan dengan Pembiayaan Berbasis Cadangan (*Reserves Based Lending/RBL*)
- d. Memberikan pinjaman atau jaminan perusahaan kepada pihak ketiga, kecuali:
- (i) pinjaman atau jaminan perusahaan yang telah ada sebelum ditandatanganinya Perjanjian Penerbitan MTN dan Agen Pemantauan;
 - (ii) pinjaman atau jaminan perusahaan kepada karyawan, koperasi karyawan dan atau yayasan untuk program kesejahteraan pegawai Perseroan serta Pembinaan Usaha Kecil dan Koperasi sesuai dengan program pemerintah; dan
 - (iii) pinjaman kepada atau penjaminan untuk kepentingan Entitas Anak;
 - (iv) Pinjaman atau jaminan perusahaan (yang bukan merupakan aktiva berwujud milik Perseroan), antara lain, namun tidak terbatas pada jaminan perusahaan (*corporate guarantee*), pernyataan jaminan (*undertaking*), komitmen (*commitment*), yang dilakukan kepada perusahaan Afiliasi Perseroan, sepanjang dilakukan berdasarkan praktek usaha yang wajar dan lazim (*arm's length basis*), selama nilai pinjaman atau jaminan tidak melebihi 10% (sepuluh persen) dari modal Perseroan sebagaimana ditunjukkan dalam laporan keuangan konsolidasi Perseroan akhir tahun buku yang telah diaudit oleh auditor independen yang terdaftar di OJK. Khusus untuk Proyek Senoro dan/atau Proyek Sarulla, nilai maksimum pinjaman atau jaminan perusahaan adalah tidak melebihi USD300.000.000 (tiga ratus juta Dollar Amerika Serikat) dan berlaku sampai dengan tanggal operasi komersial Proyek Senoro dan/atau Proyek Sarulla.
 - (v). Uang muka, pinjaman atau jaminan yang merupakan hutang dagang biasa dan diberikan sehubungan dengan Kegiatan Usaha Sehari-Hari.
- e. Melakukan pengalihan atas aktiva tetap Perseroan dalam satu atau rangkaian transaksi dalam suatu tahun buku berjalan yang jumlahnya melebihi 10% (sepuluh persen) dari total aktiva tetap Perseroan, dengan ketentuan aktiva tetap yang akan dialihkan tersebut secara akumulatif selama jangka waktu MTN tidak akan melebihi 25% (dua puluh lima persen) dari total aktiva tetap terakhir yang telah diaudit oleh auditor independen, kecuali:
- (i) pengalihan aktiva tetap yang tidak menghasilkan pendapatan (non-produktif) dengan syarat penjualan aktiva tetap non produktif tersebut tidak mengganggu kelancaran kegiatan produksi dan atau jalannya kegiatan usaha Perseroan;
 - (ii) pengalihan aset Perseroan yang dilakukan khusus dalam rangka sekuritisasi aset Perseroan, dengan ketentuan aset Perseroan yang akan dialihkan tersebut secara akumulatif selama jangka waktu MTN tidak akan melebihi 5% (lima persen) dari ekuitas Perseroan sesuai dengan laporan keuangan tahunan Perseroan yang terakhir yang telah diaudit oleh auditor independen.
 - (iii) Pengalihan aktiva yang dilakukan antar anggota grup Perseroan (baik dalam satu transaksi atau lebih) yang secara material tidak mengganggu jalannya usaha Perseroan;
 - (iv) Pengalihan aktiva dimana hasil pengalihan tersebut diinvestasikan kembali dalam kegiatan usaha Perseroan, dan/atau Entitas Anak atau dipakai untuk melunasi hutang Perseroan dan/atau Entitas Anak, sepanjang hutang tersebut bukan hutang subordinasi dan secara material tidak mempengaruhi kemampuan Perseroan untuk memenuhi kewajibannya dalam Perjanjian Penerbitan MTN dan Agen Pemantauan, yang harus dilakukan dalam waktu 365 (tiga ratus enam puluh lima) Hari Kalender terhitung sejak pengalihan tersebut,
- f. Mengadakan perubahan kegiatan usaha utama Perseroan selain yang telah disebutkan dalam Anggaran Dasar Perseroan.
- g. Melakukan pengeluaran MTN atau efek-efek lainnya yang lebih senior dari MTN melalui pasar modal kecuali:
- (i) pinjaman untuk *project financing* dengan syarat jaminan yang digunakan untuk menjamin pinjaman *project financing* tersebut adalah aset *project financing* itu sendiri dan pinjaman untuk *project financing* tersebut adalah bersifat *limited recourse* dan tidak melanggar Pasal 6.3.12 Perjanjian Penerbitan MTN dan Agen Pemantauan;

- (ii) pinjaman yang dilakukan khusus dalam rangka Sekuritisasi Aset Perseroan dengan syarat pinjaman dan sekuritisasi tersebut tidak melanggar Pasal 6.3.12 Perjanjian Penerbitan MTN dan Agen Pemantauan..
 - h. Mengajukan permohonan pailit atau permohonan penundaan kewajiban pembayaran utang (PKPU) oleh Perseroan selama Bunga MTN belum dibayar dan Pokok MTN belum dilunasi oleh Perseroan.
 - i. Melakukan pembayaran atau menyatakan dividen kepada pemegang saham Perseroan dari laba bersih konsolidasi tahunan sebelumnya yang menyebabkan dividen *payout ratio* lebih dari 50 % (lima puluh persen).
 - j. Melakukan pembayaran atau menyatakan dividen kepada pemegang saham Perseroan dari laba bersih konsolidasi tahunan sebelumnya yang dapat mempengaruhi secara negatif kemampuan Perseroan dalam melakukan pembayaran Bunga MTN dan pelunasan Pokok MTN kepada Pemegang MTN atau apabila terjadi peristiwa kelalaian yang terus berlangsung dan tidak dapat dikesampingkan kepada semua pihak, termasuk Pemegang MTN.
- 2) Pemberian persetujuan tertulis sebagaimana dimaksud dalam angka 1) di atas akan diberikan oleh Agen Pemantau dengan ketentuan sebagai berikut :
- a. permohonan persetujuan tersebut tidak akan ditolak tanpa alasan yang jelas dan wajar;
 - b. Agen Pemantau wajib memberikan persetujuan, penolakan atau meminta tambahan data/dokumen pendukung lainnya dalam waktu 10 (sepuluh) Hari Kerja setelah permohonan persetujuan tersebut dan dokumen pendukungnya diterima secara lengkap oleh Agen Pemantau, dan jika dalam waktu 10 (sepuluh) Hari Kerja tersebut Perseroan tidak menerima persetujuan, penolakan atau permintaan tambahan data/dokumen pendukung lainnya dari Agen Pemantau maka Agen Pemantau dianggap telah memberikan persetujuannya; dan
 - c. Jika Agen Pemantau meminta tambahan data/dokumen pendukung lainnya, maka persetujuan atau penolakan wajib diberikan oleh Agen Pemantau dalam waktu 10 (sepuluh) Hari Kerja setelah data/dokumen pendukung lainnya tersebut diterima secara lengkap oleh Agen Pemantau dan jika dalam waktu 10 (sepuluh) Hari Kerja tersebut Perseroan tidak menerima persetujuan atau penolakan dari Agen Pemantau maka Agen Pemantau dianggap telah memberikan persetujuan.
- 3) Selama Pokok MTN dan Bunga MTN belum dilunasi seluruhnya, Perseroan wajib untuk:
- a. Memenuhi semua syarat dan ketentuan dalam Perjanjian Penerbitan MTN dan Agen Pemantauan..
 - b. Menyetorkan sejumlah uang yang diperlukan untuk pembayaran Bunga MTN, pelunasan Pokok MTN, yang jatuh tempo kepada Agen Pembayaran selambat-lambatnya 1 (satu) Hari Bursa (*in good funds*) sebelum Tanggal Pembayaran Bunga MTN dan Tanggal Pelunasan Pokok MTN ke rekening KSEI.
 - c. Apabila lewat tanggal jatuh tempo Tanggal Pembayaran Bunga MTN atau Tanggal Pelunasan Pokok MTN, Perseroan belum menyetorkan sejumlah uang sesuai dengan Pasal 6.3.2 Perjanjian Penerbitan MTN dan Agen Pemantauan, maka Perseroan harus membayar Denda atas kelalaian tersebut. Jumlah Denda tersebut dihitung berdasarkan hari yang lewat terhitung sejak Tanggal Pembayaran Bunga MTN atau Tanggal Pelunasan Pokok MTN hingga Jumlah Terutang tersebut dibayar sepenuhnya.
Denda yang dibayar oleh Perseroan yang merupakan hak Pemegang MTN akan dibayar kepada Pemegang MTN secara proporsional sesuai dengan besarnya MTN yang dimilikinya.
 - d. Mempertahankan dan menjaga kedudukan Perseroan sebagai perseroan terbatas dan badan hukum, semua hak, semua kontrak material yang berhubungan dengan kegiatan usaha utama Perseroan, dan semua izin untuk menjalankan kegiatan usaha utamanya yang sekarang dimiliki oleh Perseroan, dan segera memohon izin-izin bilamana izin-izin tersebut berakhir atau diperlukan perpanjangannya untuk menjalankan kegiatan usaha utamanya.
 - e. Memelihara sistem akuntansi sesuai dengan prinsip akuntansi yang berlaku umum, dan memelihara buku-buku dan catatan-catatan lain yang cukup untuk menggambarkan dengan tepat keadaan keuangan Perseroan dan hasil operasinya dan yang diterapkan secara konsisten.
 - f. Segera memberitahu Agen Pemantau setiap kali terjadi kejadian atau keadaan penting pada Perseroan yang dapat secara material berdampak negatif terhadap pemenuhan kewajiban Perseroan dalam rangka pembayaran Bunga MTN, pelunasan Pokok MTN dan hak-hak lainnya sehubungan dengan MTN, antara lain, terdapatnya penetapan Pengadilan yang dikeluarkan terhadap Perseroan.
 - g. Memberitahukan secara tertulis kepada Agen Pemantau atas hal-hal sebagai berikut, selambat-lambatnya dalam waktu 5 (lima) Hari Kerja setelah kejadian-kejadian tersebut berlangsung :
 - (i) adanya perubahan Anggaran Dasar, perubahan susunan anggota direksi, dan atau perubahan susunan anggota komisaris Perseroan, pembagian dividen kepada pemegang saham Perseroan, penggantian auditor Perseroan, dan keputusan-keputusan Rapat Umum Pemegang Saham Tahunan dan keputusan Rapat Umum Pemegang Saham Luar Biasa dari Perseroan serta menyerahkan akta-akta keputusan Rapat Umum Pemegang Saham Perseroan selambat-lambatnya 30 (tiga puluh) Hari Kerja setelah kejadian tersebut berlangsung;
 - (ii) adanya perkara pidana, perdata, administrasi, dan perburuhan yang melibatkan Perseroan yang secara material dapat mempengaruhi kemampuan Perseroan dalam menjalankan kegiatan usaha utamanya dan mematuhi segala kewajibannya sesuai dengan Perjanjian Penerbitan MTN dan Agen Pemantauan.
 - (iii) Proyek Senoro dan/atau Proyek Sarulla telah memulai operasi komersialnya.
 - h. Menyerahkan kepada Agen Pemantau:
 - (i) salinan dari laporan yang disampaikan kepada OJK, Bursa Efek, dan KSEI dalam waktu selambat-lambatnya 2 (dua) Hari Kerja setelah laporan tersebut diserahkan kepada pihak-pihak yang disebutkan di atas. Dalam hal Agen Pemantau memandang perlu, berdasarkan permohonan Agen Pemantau secara tertulis, Perseroan wajib menyampaikan kepada Agen Pemantau dokumen-dokumen tambahan yang berkaitan dengan laporan tersebut di

- atas (bila ada) selambat-lambatnya 10 (sepuluh) Hari Kerja setelah tanggal surat permohonan tersebut diterima oleh Perseroan;
- (ii) laporan keuangan tahunan yang telah diaudit oleh akuntan publik yang terdaftar di OJK disampaikan bersamaan dengan penyerahan laporan ke OJK dan Bursa Efek selambat-lambatnya pada akhir bulan ketiga (ke-3) setelah tanggal laporan keuangan tahunan Perseroan;
 - (iii) laporan keuangan 3 (tiga) bulanan disampaikan bersamaan dengan penyerahan laporan ke OJK dan Bursa Efek.
- i. Memelihara harta kekayaan Perseroan agar tetap dalam keadaan baik dan memelihara asuransi-asuransi yang sudah berjalan dan berhubungan dengan harta kekayaan Perseroan yang material pada perusahaan asuransi yang mempunyai reputasi baik dengan syarat dan ketentuan yang biasa dilakukan oleh Perseroan dan berlaku umum pada bisnis yang sejenis.
 - j. Memberi izin kepada Agen Pemantau untuk pada Hari Kerja dan selama jam kerja Perseroan, melakukan kunjungan langsung ke Perseroan dan melakukan pemeriksaan atas izin-izin, dan dalam hal Agen Pemantau berpendapat terdapat suatu kejadian yang dapat mempengaruhi secara material kemampuan Perseroan untuk memenuhi kewajibannya kepada Pemegang MTN berdasarkan Perjanjian Penerbitan MTN dan Agen Pemantauan, memeriksa catatan keuangan Perseroan sepanjang tidak bertentangan dengan peraturan perundang-undangan termasuk peraturan Pasar Modal yang berlaku, dengan pemberitahuan secara tertulis terlebih dahulu kepada Perseroan yang diajukan sekurang-kurangnya 6 (enam) Hari Kerja sebelum kunjungan dilakukan.
 - k. Menjalankan kegiatan usahanya sesuai dengan praktek keuangan dan bisnis yang baik.
 - l. memenuhi kewajiban-kewajiban keuangan sesuai dengan laporan keuangan konsolidasi Perseroan akhir tahun buku yang telah diaudit oleh auditor independen yang terdaftar di OJK sebagai berikut:
 - (i) memelihara perbandingan antara total utang konsolidasi yang dikenakan bunga dan Ekuitas Disesuaikan tidak lebih dari 3: 1 (tiga berbanding satu); ;
 - (ii) memelihara perbandingan antara aktiva lancar dan kewajiban lancar tidak kurang dari 1,25 : 1 (satu koma dua lima berbanding satu);
 - (iii) memelihara perbandingan antara EBITDA dan Beban Keuangan Bersih tidak kurang dari 1:1 (satu berbanding satu); dengan ketentuan bahwa sepanjang ketentuan Pasal 6.3.12 Perjanjian Penerbitan MTN dan Agen Pemantauan terpenuhi, maka Perseroan dapat memperoleh pinjaman dari pihak ketiga sesuai dengan ketentuan Pasal 6.1.7 Perjanjian Penerbitan MTN dan Agen Pemantauan tanpa diperlukannya persetujuan terlebih dahulu dari Agen Pemantau.
 - m. Mematuhi semua aturan yang diwajibkan oleh otoritas, atau aturan, atau lembaga yang ada yang dibentuk sesuai dengan peraturan perundang-undangan dan Perseroan harus atau akan tunduk kepadanya.
 - n. Menyerahkan kepada Agen Pemantau suatu surat pernyataan yang menyatakan kesiapan Perseroan untuk melaksanakan kewajiban pelunasan Pokok MTN selambat-lambatnya 5 (lima) Hari Kerja sebelum Tanggal Pembayaran Pokok MTN.
 - o. Memperoleh opini Wajar Tanpa Pengecualian dalam hal yang material untuk setiap laporan keuangan konsolidasi Perseroan yang diaudit oleh Kantor Akuntan Publik dan laporan tersebut sudah harus diterima oleh Agen Pemantau sesuai dengan jadwal yang ditetapkan dalam Peraturan Pasar Modal.
 - p. Mempertahankan statusnya sebagai perusahaan terbuka yang tunduk pada Peraturan Pasar Modal dan mencatatkan sahamnya di Bursa Efek.

6. KELALAIAN PERSEROAN

- 1) Kondisi-kondisi yang dapat menyebabkan Perseroan dinyatakan lalai apabila terjadi salah satu atau lebih dari kejadian-kejadian atau hal-hal tersebut di bawah ini :
 - a. Perseroan tidak melaksanakan atau tidak menaati ketentuan dalam kewajiban pembayaran Pokok MTN pada Tanggal Pelunasan Pokok MTN dan/atau Bunga MTN pada Tanggal Pembayaran Bunga MTN; atau
 - b. Apabila Perseroan dinyatakan lalai sehubungan dengan suatu perjanjian utang Perseroan, untuk sejumlah nilai melebihi 25 % (dua puluh lima persen) dari total kewajiban Perseroan berdasarkan laporan keuangan konsolidasi terakhir, oleh salah satu kreditornya (*cross default*) yang berupa pinjaman atau kredit, baik yang telah ada maupun yang akan ada dikemudian hari yang berakibat jumlah yang terutang oleh Perseroan sesuai dengan perjanjian utang tersebut seluruhnya menjadi dapat segera ditagih oleh kreditor yang bersangkutan sebelum waktunya untuk membayar kembali (akselerasi pembayaran kembali); atau
 - c. sebagian besar atau seluruh hak, izin, dan atau persetujuan lainnya dari Pemerintah Republik Indonesia yang dimiliki Perseroan dibatalkan, atau dinyatakan tidak sah, atau Perseroan tidak mendapat hak, izin, dan atau persetujuan yang disyaratkan oleh ketentuan hukum yang berlaku, yang secara material berakibat negatif terhadap kelangsungan kegiatan usaha Perseroan sehingga mempengaruhi secara material kemampuan Perseroan untuk memenuhi kewajiban-kewajibannya yang ditentukan dalam Perjanjian Penerbitan MTN dan Agen Pemantauan; atau
 - d. Perseroan berdasarkan perintah pengadilan yang telah mempunyai kekuatan hukum tetap (*in kracht*) diharuskan membayar sejumlah dana kepada pihak ketiga yang apabila dibayarkan akan mempengaruhi secara material terhadap kemampuan Perseroan untuk memenuhi kewajiban-kewajibannya yang ditentukan dalam Perjanjian Penerbitan MTN dan Agen Pemantauan; atau
 - e. Pengadilan atau instansi pemerintah yang berwenang telah menyita atau mengambil alih dengan cara apapun juga semua atau sebagian besar harta kekayaan Perseroan atau telah mengambil tindakan yang menghalangi Perseroan untuk

- menjalankan sebagian besar atau seluruh usahanya sehingga mempengaruhi secara material kemampuan Perseroan untuk memenuhi kewajiban kewajibannya dalam Perjanjian Penerbitan MTN dan Agen Pemantauan; atau
- f. Perseroan diberikan penundaan kewajiban pembayaran hutang (moratorium) oleh badan peradilan yang berwenang; atau
 - g. Perseroan tidak melaksanakan atau tidak menaati ketentuan dalam Perjanjian Penerbitan MTN dan Agen Pemantauan (selain huruf a diatas); atau
 - h. Fakta mengenai jaminan, keadaan, atau status Perseroan serta pengelolaannya tidak sesuai dengan informasi dan keterangan yang diberikan oleh Perseroan;

2) Ketentuan mengenai pernyataan *default*, yaitu:

Dalam hal terjadi kondisi-kondisi kelalaian sebagaimana dimaksud dalam :

- a. Angka 1 huruf a, b, c, d, e dan f diatas dan keadaan atau kejadian tersebut berlangsung terus menerus paling lama 10 (sepuluh) Hari Kerja, setelah diterimanya teguran tertulis dari Agen Pemantau sesuai dengan kondisi kelalaian yang dilakukan, tanpa diperbaiki/dihilangkan keadaan tersebut atau tanpa adanya upaya perbaikan untuk menghilangkan keadaan tersebut, yang dapat disetujui dan diterima oleh Agen Pemantau; atau
- b. angka 1 huruf g dan h diatas dan keadaan atau kejadian tersebut berlangsung terus menerus dalam waktu yang ditentukan oleh Agen Pemantau dengan memperhatikan kewajiban yang berlaku umum, sebagaimana tercantum dalam teguran tertulis Agen Pemantau, paling lama 180 (seratus delapan puluh) Hari Kalender setelah diterimanya teguran tertulis dari Agen Pemantau tanpa diperbaiki/dihilangkan keadaan tersebut atau tanpa adanya upaya perbaikan untuk menghilangkan keadaan tersebut, yang dapat disetujui dan diterima oleh Agen Pemantau;

maka Agen Pemantau berkewajiban untuk memberitahukan secara tertulis kejadian atau peristiwa itu kepada Pemegang MTN .

Agen Pemantau atas pertimbangannya sendiri berhak memanggil RUPMTN menurut tata cara yang ditentukan dalam Perjanjian Penerbitan MTN dan Agen Pemantauan. Dalam RUPMTN tersebut, Agen Pemantau akan meminta Perseroan untuk memberikan penjelasan sehubungan dengan kelalaiannya tersebut. Apabila RUPMTN tidak dapat menerima penjelasan dan alasan Perseroan maka akan dilaksanakan RUPMTN berikutnya untuk membahas langkah-langkah yang harus diambil terhadap Perseroan sehubungan dengan MTN.

Jika RUPMTN berikutnya memutuskan agar Agen Pemantau melakukan penagihan kepada Perseroan, maka MTN sesuai dengan keputusan RUPMTN menjadi jatuh tempo dan dapat dituntut pembayarannya dengan segera dan sekaligus.

Agen Pemantau dalam waktu yang ditentukan dalam keputusan RUPMTN itu harus melakukan penagihan kepada Perseroan.

Perseroan berkewajiban melakukan pembayaran dalam waktu yang ditentukan dalam tagihan yang bersangkutan.

- 3) Apabila Perseroan dibubarkan karena sebab apapun atau membubarkan diri melalui keputusan Rapat Umum Pemegang Saham atau terdapat keputusan pailit yang telah memiliki kekuatan hukum tetap, maka Agen Pemantau berhak tanpa memanggil RUPMTN bertindak mewakili kepentingan Pemegang MTN dan mengambil keputusan yang dianggap menguntungkan bagi Pemegang MTN dan untuk itu Agen Pemantau dibebaskan dari segala tindakan dan tuntutan oleh Pemegang MTN. Dalam hal ini MTN menjadi jatuh tempo dengan sendirinya.

7. RAPAT UMUM PEMEGANG MTN (RUPMTN)

1. Untuk RUPMTN, penyelenggaraan, kuorum yang diisyaratkan, hak surat dan pengambilan keputusan dan hak-hak lainnya berlaku ketentuan dibawah ini.
2. RUPMTN dapat diselenggarakan pada setiap waktu menurut ketentuan Pasal 11 Perjanjian Penerbitan MTN dan Agen Pemantauan antara lain untuk maksud-maksud berikut:
 - a. menyampaikan pemberitahuan kepada Perseroan atau kepada Agen Pemantau atau untuk memberikan pengarahannya kepada Agen Pemantau atau untuk menyetujui suatu kelonggaran waktu atas kejadian lalai menurut Perjanjian Penerbitan MTN dan Agen Pemantauan serta akibatnya atau untuk mengambil tindakan lain; atau
 - b. memberhentikan Agen Pemantau dan menunjuk pengganti Agen Pemantau menurut ketentuan Perjanjian;
 - c. mengambil tindakan-tindakan lain yang dikuasakan untuk diambil oleh dan atas nama Pemegang MTN menurut ketentuan Perjanjian Penerbitan MTN dan Agen Pemantauan atau berdasarkan peraturan perundangan yang berlaku;
 - d. Menunjuk wakil Pemegang MTN untuk hadir di hadapan, berperkara, memasukkan gugatan, melakukan permohonan eksekusi, dan melakukan segala tindakan lainnya sehubungan dengan proses peradilan dan arbitrase, termasuk melakukan eksekusi jaminan di luar badan peradilan dan arbitrase.
3. RUPMTN dapat diselenggarakan apabila:
 - a. satu atau lebih Pemegang MTN yang mewakili sedikitnya 75% (tujuh puluh lima persen) dari jumlah Pokok MTN yang terhutang (tidak termasuk didalamnya MTN yang dimiliki oleh Perusahaan dan/atau Afiliasi Perseroan), mengajukan permintaan tertulis kepada Agen Pemantau agar diselenggarakan RUPMTN dengan memuat acara yang diminta dengan melampirkan fotokopi KTUR dari KSEI yang diperoleh melalui Pemegang Rekening dan memperlihatkan asli KTUR kepada Agen Pemantau, dengan ketentuan terhitung sejak diterbitkannya KTUR, MTN yang dimiliki oleh Pemegang MTN

yang mengajukan permintaan tertulis tersebut, akan dibekukan oleh KSEI sejumlah MTN yang tercantum dalam KTUR. Pencabutan pembekuan MTN oleh KSEI tersebut hanya dapat dilakukan setelah mendapatkan persetujuan tertulis dari Agen; atau

- b. Agen Pemantau atau Perseroan menganggap perlu untuk mengadakan RUPMTN sehubungan dengan pelaksanaan Perjanjian Penerbitan MTN dan Agen Pemantauan.

Maka Agen Pemantau harus melakukan panggilan untuk RUPMTN dan menyelenggarakan RUPMTN selambat-lambatnya 30 (tiga puluh) Hari Kalender sejak tanggal diterimanya surat permintaan tersebut.

4. Bilamana Agen menolak permohonan Pemegang MTN atau Perseroan untuk mengadakan RUPMTN, maka Agen Pemantau harus memberitahukan secara tertulis alasan penolakan tersebut selambatnya 5 (lima) Hari Kerja setelah diterimanya surat permohonan tersebut. Surat permohonan Pemegang MTN atau Perseroan untuk mengadakan RUPMTN tersebut tidak dapat ditolak oleh Agen Pemantau tanpa disertai alasan yang wajar.
5. Tata cara RUPMTN adalah sebagai berikut:
 - a. RUPMTN diadakan di tempat kedudukan Perseroan atau tempat lain yang disepakati antara Perseroan dan Agen Pemantau.
 - b. Panggilan RUPMTN wajib disampaikan oleh Agen Pemantau kepada Pemegang MTN baik langsung maupun kepada KSEI dalam jangka waktu tidak kurang dari 7(tujuh) Hari Kerja sebelum tanggal penyelenggaraan RUPMTN, tidak termasuk tanggal diselenggarakannya RUPMTN. Panggilan harus dengan tegas memuat tanggal, jam, tempat dan acara-acara RUPMTN.
 - c. Dalam hal kuorum kehadiran pada RUPMTN pertama tidak tercapai, maka dapat diadakan RUPMTN ke-2 dengan acara yang sama, dalam batas waktu secepat-cepatnya 7 (tujuh) Hari Kerja dan selambat-lambatnya 10 (sepuluh) Hari Kerja setelah RUPMTN pertama, dengan ketentuan harus diadakan panggilan RUPMTN ke 2 kepada Pemegang MTN sekurang-kurangnya 4 (empat) Hari Kerja sebelum RUPMTN ke-2.
 - d. Dalam hal kuorum kehadiran pada RUPMTN ke-2 tidak tercapai maka dapat diadakan RUPMTN ke-3 dengan acara dan tata cara yang sama dengan RUPMTN ke-2.
 - e. RUPMTN dipimpin dan diketuai oleh Agen Pemantau dan Agen Pemantau diwajibkan untuk mempersiapkan acara RUPMTN dan bahan-bahan RUPMTN serta menunjuk notaris yang harus membuat berita acara RUPMTN, Dalam hal penggantian Agen Pemantau yang diminta oleh Agen Pemantau, Perseroan atau Pemegang MTN, maka RUPMTN dipimpin oleh Perseroan atau Pemegang MTN yang meminta diadakannya RUPMTN. Agen Pemantau, Perseroan, atau Pemegang MTN yang meminta diadakannya RUPMTN tersebut harus mempersiapkan acara RUPMTN dan bahan-bahan RUPMTN serta menunjuk notaris yang harus membuat berita acara RUPMTN.
 - f. Pemegang MTN yang berhak hadir dalam RUPMTN adalah Pemegang MTN yang memiliki KTUR dan Namanya tercatat dalam Daftar Pemegang Rekening pada 3 (tiga) Hari Kerja sebelum tanggal penyelenggaraan RUPMTN atau sesuai dengan ketentuan KSEI yang berlaku.
 - g. Pemegang MTN yang menghadiri RUPMTN wajib memperlihatkan asli KTUR kepada Agen Pemantau.
 - h. Satuan pemindahbukuan MTN sejumlah Rp. 1 (satu Rupiah) memberikan hak kepada pemegangnya untuk mengeluarkan 1 (satu) suara. Suara dikeluarkan dengan tertulis dan ditandatangani dengan menyebutkan Nomor KTUR, kecuali Agen Pemantau memutuskan lain.
 - i. Seluruh MTN yang disimpan di KSEI dibekukan sehingga MTN tersebut tidak dapat dialihkan/dipindahbukukan sejak 3 (tiga) Hari Kerja sebelum tanggal penyelenggaraan RUPMTN sampai dengan tanggal berakhirnya RUPMTN yang dibuktikan dengan adanya pemberitahuan dari Agen Pemantau atau setelah memperoleh persetujuan dari Agen Pemantau. Transaksi MTN yang penyelesaiannya jatuh pada tanggal-tanggal tersebut, ditunda penyelesaiannya sampai dengan 1 (satu) Hari Kerja setelah tanggal pelaksanaan RUPMTN.
 - j. Pada saat pelaksanaan RUPMTN, Perseroan wajib membuat surat pernyataan mengenai jumlah MTN yang dimiliki oleh Perseroan dan/atau Afiliasi Perseroan, demikian juga Pemegang MTN atau kuasanya yang hadir dalam RUPMTN wajib membuat surat pernyataan mengenai apakah Pemegang MTN tersebut merupakan pihak yang terafiliasi atau tidak terafiliasi dengan Perseroan.
 - k. Kecuali untuk alasan yang disebutkan dalam huruf l diatas, maka:
 - i. RUPMTN dapat dilangsungkan apabila dihadiri oleh Pemegang MTN dan/atau kuasa mereka yang sah yang mewakili sedikitnya 75% (tujuh puluh lima persen) dari jumlah Pokok MTN yang terhutang (tidak termasuk di dalamnya jumlah MTN yang dimiliki oleh Perseroan dan/atau Afiliasi Perseroan) dan berhak mengambil keputusan yang sah dan mengikat apabila disetujui oleh lebih dari 50% (lima puluh persen) dari jumlah Pokok MTN yang terhutang yang hadir dan/atau diwakili secara sah dan memiliki hak suara yang sah dalam RUPMTN (tidak termasuk di dalamnya jumlah MTN yang dimiliki oleh Perseroan dan/atau Afiliasi Perseroan).
 - ii. Jika dalam RUPMTN pertama tidak tercapai kuorum maka dapat dilakukan RUPMTN ke-2. RUPMTN ke-2 dapat dilangsungkan apabila dihadiri oleh Pemegang MTN dan/atau kuasa mereka yang sah yang mewakili sedikitnya 66,67% (enam puluh enam koma enam puluh tujuh persen) dari jumlah Pokok MTN yang terhutang (tidak termasuk di dalamnya jumlah MTN yang dimiliki oleh Perseroan dan/atau Afiliasi Perseroan) dan berhak mengambil keputusan yang sah dan mengikat apabila disetujui oleh lebih dari 50% (lima puluh persen) dari jumlah Pokok MTN yang terhutang yang hadir dan/atau diwakili secara sah dan memiliki hak suara yang sah dalam RUPMTN (tidak termasuk di dalamnya jumlah MTN yang dimiliki oleh Perseroan dan/atau Afiliasi Perseroan).
 - iii. Jika dalam RUPMTN ke-2 tidak tercapai kuorum, maka dapat diadakan RUPMTN ke-3. RUPMTN ke-3 dapat dilangsungkan apabila dihadiri oleh Pemegang MTN dan/atau kuasa mereka yang sah yang mewakili lebih dari 50% (lima puluh persen) dari jumlah Pokok MTN yang terhutang (tidak termasuk di dalamnya jumlah MTN yang dimiliki

oleh Perseroan dan/atau Afiliasi Perseroan) dan berhak mengambil keputusan mengikat asalkan disetujui oleh lebih dari 50% (lima puluh persen) dari jumlah Pokok MTN yang terhutang yang hadir dan/atau diwakili secara sah dan memiliki hak suara yang sah dalam RUPMTN (tidak termasuk di dalamnya jumlah MTN yang dimiliki oleh Perseroan dan/atau Afiliasi Perseroan).

- i. Khusus untuk RUPMTN yang memutuskan mengenai perubahan jumlah Pokok MTN, perubahan tingkat Bunga MTN, perubahan tata cara pembayaran Bunga MTN dan/atau pelunasan Pokok MTN, perubahan jangka waktu MTN dan perubahan Perjanjian Penerbitan MTN dan Agen Pemantauan, dalam rangka perubahan tersebut diatas, hanya dapat dilakukan karena adanya kelalaian Perseroan sebagaimana dimaksud dalam Perjanjian Penerbitan MTN dan Agen Pemantauan, dan akan diselenggarakan dengan ketentuan bahwa RUPMTN harus dihadiri atau diwakili oleh Pemegang MTN dan/atau kuasa mereka yang sah mewakili lebih dari 75% (tujuh puluh lima persen) dari jumlah Pokok MTN yang terhutang (tidak termasuk di dalamnya jumlah MTN yang dimiliki oleh Perseroan dan/atau Afiliasi Perseroan) dan berhak mengambil keputusan yang sah mengikat apabila disetujui oleh lebih dari 75% (tujuh puluh lima persen) dari jumlah Pokok MTN yang terhutang yang hadir dan/atau diwakili secara sah dan memiliki hak suara yang sah dalam RUPMTN (tidak termasuk di dalamnya jumlah MTN yang dimiliki oleh Perseroan dan/atau Afiliasi Perseroan). Ketentuan tersebut mengenai kuorum kehadiran dan persetujuan di atas berlaku untuk RUPMTN pertama, kedua dan ketiga.
 - m. MTN yang dimiliki oleh Perseroan dan/atau Afiliasi Perseroan tidak dapat dipergunakan hak suaranya dalam RUPMTN dan tidak diperhitungkan dalam penentuan kuorum kehadiran RUPMTN.
 - n. Peraturan lebih lanjut mengenai penyelenggaraan serta tata cara dalam RUPMTN dapat dibuat dan bila perlu kemudian disempurnakan atau diubah oleh Perseroan dan Agen Pemantau dengan mengindahkan peraturan perundang-undangan yang berlaku.
 - o. Keputusan RUPMTN mengikat bagi semua Pemegang MTN, Perseroan dan Agen Pemantau, oleh karena itu harus tunduk dan patuh pada keputusan-keputusan yang diambil dalam RUPMTN, Keputusan RUPMTN mengenai perubahan Perjanjian Penerbitan MTN dan Agen Pemantauan dan/atau perjanjian serta dokumen lain sehubungan dengan MTN baru berlaku efektif sejak tanggal ditandatanganinya perubahan Perjanjian Penerbitan MTN dan Agen Pemantauan dan/atau perjanjian serta dokumen lain sehubungan dengan MTN.
 - p. Apabila RUPMTN memutuskan untuk mengadakan perubahan atas Perjanjian Penerbitan MTN dan Agen Pemantauan dan/atau perjanjian serta dokumen lainnya antara lain sehubungan dengan perubahan jumlah Pokok MTN dan perubahan jangka waktu MTN, yang hanya dapat dilakukan karena adanya kelalaian Perseroan sebagaimana dimaksud dalam Perjanjian Penerbitan MTN dan Agen Pemantauan, dan Perseroan menolak untuk menandatangani perubahan Perjanjian Penerbitan MTN dan Agen Pemantauan dan/atau perjanjian serta dokumen lainnya sehubungan dengan hal tersebut, maka dalam waktu selambat-lambatnya 30 (tiga puluh) Hari Kalender sejak keputusan RUPMTN atau tanggal lain yang diputuskan RUPMTN (jika RUPMTN memutuskan suatu tanggal tertentu untuk penandatanganan perubahan Perjanjian Penerbitan MTN dan Agen Pemantauan dan/atau perjanjian serta dokumen lainnya tersebut) maka Agen Pemantau berhak langsung melakukan penagihan Jumlah Terhutang kepada Perseroan tanpa terlebih dahulu menyelenggarakan RUPMTN dan untuk itu Agen Pemantau dibebaskan dari segala tindakan dan tuntutan oleh Pemegang MTN dan Perseroan.
 - q. Kecuali ditentukan lain dalam Perjanjian Penerbitan MTN dan Agen Pemantauan, maka semua biaya penyelenggaraan RUPMTN akan tetapi tidak terbatas pada biaya notaris dan sewa ruangan dibebankan kepada Perseroan.
 - r. Atas penyelenggaraan RUPMTN wajib dibuatkan Berita Acara RUPMTN yang dibuat oleh notaris sebagai alat bukti yang sah dan mengikat Pemegang MTN, Agen Pemantau dan Perseroan,
6. Apabila semua Pemegang MTN hadir atau diwakili dalam RUPMTN maka pemanggilan sebagaimana dimaksud dalam Pasal ini tidak menjadi syarat dan RUPMTN tersebut dapat mengambil keputusan yang sah dan mengikat mengenai hal yang akan dibicarakan.
7. Keputusan Pemegang MTN di luar RUPMTN
- a. Pemegang MTN dapat juga mengambil keputusan yang sah tanpa mengadakan RUPMTN, dengan ketentuan semua Pemegang MTN telah diberitahukan secara tertulis mengenai usul yang akan diputuskan oleh Pemegang MTN dan semua Pemegang MTN telah memberikan persetujuan mereka serta menandatangani persetujuan tersebut.
 - b. Keputusan yang diambil dengan cara demikian mempunyai kekuatan hukum yang sama dengan keputusan yang diambil dengan sah dalam RUPMTN.
 - c. Pengambilan keputusan tanpa mengadakan RUPMTN dilaksanakan dengan tata cara sebagai berikut:
 - i. Perseroan dan/atau satu atau lebih Pemegang MTN yang mewakili sedikitnya 30% (tiga puluh persen) dari jumlah Pokok MTN yang terhutang (tidak termasuk di dalamnya jumlah MTN yang dimiliki oleh Perseroan dan/atau Afiliasi Perseroan) mengajukan permohonan tertulis mengenai usulan keputusan kepada Agen Pemantau untuk mendapatkan persetujuan seluruh Pemegang MTN.
 - ii. Segera setelah menerima permohonan tertulis sebagaimana dimaksud dalam butir i di atas, Agen Pemantau menyampaikan secara tertulis usulan tersebut kepada seluruh Pemegang MTN, dengan melampirkan keputusan Pemegang MTN diluar RUPMTN yang disusun oleh Agen Pemantau untuk disetujui dan ditandatangani oleh seluruh Pemegang MTN berikut foto kopi surat(-surat) permohonan sebagaimana tersebut pada butir i tersebut.
 - iii. Dalam hal Agen Pemantau yang mengusulkan, maka Agen Pemantau menyampaikan secara tertulis kepada seluruh Pemegang MTN untuk mendapatkan persetujuan seluruh Pemegang MTN, dengan melampirkan keputusan Pemegang MTN diluar RUPMTN yang disusun oleh Agen Pemantau untuk disetujui dan ditandatangani oleh seluruh Pemegang MTN.

- d. Untuk menghindari keragu-raguan, maka para pihak dalam Perjanjian Penerbitan MTN dan Agen Pemantauan, sepakat bahwa Pemegang MTN yang berhak untuk memberikan persetujuan dan menandatangani Keputusan Pemegang MTN Diluar RUPMTN adalah Pemegang MTN yang namanya tercatat dalam Daftar Pemegang MTN yang disampaikan oleh Agen Pembayaran 3 (tiga) Hari Bursa sebelum penandatanganan Keputusan Pemegang MTN Diluar RUPMTN.

8. PEMBERITAHUAN

Semua pemberitahuan dari pihak Perseroan kepada Agen Pemantau dan sebaliknya dianggap telah dilakukan dengan sah, dan sebagaimana mestinya apabila disampaikan kepada alamat tersebut di bawah ini, dan diberikan secara tertulis, ditandatangani serta disampaikan dengan pos tercatat atau disampaikan langsung dengan memperoleh tanda terima atau dengan faksimili yang sudah dikonfirmasi.

Perseroan

PT Medco Energi Internasional Tbk

Gedung The Energy
Lantai 52-55 SCBD Lot. 11 A
Jl. Jend Sudirman, Senayan
Jakarta Selatan 12190
Telp. (021) 2995 3000
Faks. (021) 2995 3001

Email: {HYPERLINK "mailto:medc@medcoenergi.com"}, corporate.secretary@medcoenergi.com

Situs Internet: {HYPERLINK "http://www.medcoenergi.com"}

Agen Pemantau

PT Bank Mega Tbk.

Capital Market Services
Gedung Menara Bank Mega, Lt. 16
Jl. Kapten Tendean Kav. 12-14A, Jakarta 12790
Telepon : (021) 7917 5000 Ext 16210
Faksimili : (021) 799 0720

9. HUKUM YANG BERLAKU

Seluruh perjanjian yang berhubungan dengan MTN ini berada dan tunduk di bawah hukum yang berlaku di Negara Republik Indonesia.

IX. LEMBAGA DAN PROFESI PENUNJANG DALAM RANGKA PENAWARAN TERBATAS

Lembaga dan Profesi Penunjang Pasar Modal yang membantu dan berperan dalam pelaksanaan Penawaran Terbatas ini adalah sebagai berikut :

AGEN PEMANTAU

PT Bank Mega Tbk

Alamat : Menara Bank Mega, Lantai 16
Jalan Kapten Tendean Kav. 12-14A
Jakarta 12790
Indonesia
Telepon : (021) 7917 5000 Ext 16210
Faksimili : (021) 799 0720, 7918 7100

KONSULTAN HUKUM

Assegaf Hamzah & Partners

Alamat : Menara Rajawali, Lantai 16
Jl. Dr Ide Anak Agung Gde Agung Lot #5.1
Kawasan Mega Kuningan
Jakarta 12950
Telepon : (021) 2555 7800
Faksimili: (021) 2555 7899

STTD : No. 43/BL/STTD-KH/2007 tanggal 13 September 2007 atas nama Bono Daru Adji, S.H.,
L.L.M.,

Keanggotaan Asosiasi : Himpunan Konsultan Hukum Pasar Modal (HKHPM) No. 200720

NOTARIS

Kantor Notaris Fathiah Helmi, S.H.

Alamat : Gedung Graha Irama, Lantai 6, Ruang 6C
Jalan HR Rasuna Said Kav. 1-2
Jakarta 12950
Telepon : (021) 5290 7304, 5290 7305, 5290 7306
Faksimili : (021) 526 1136

STTD : No.02/STTD-N/PM/1996 atas nama Fathiah Helmi, S.H.,

Keanggotaan Asosiasi : Ikatan Notaris Indonesia (INI) No.011.003.027.260958.